

ENERGY

Offshore-Windparks in Europa

Marktstudie

ADVISORY

Offshore-Windparks in Europa

Marktstudie

Vorwort KPMG



Die Windindustrie ist derzeit eine der am dynamischsten wachsenden Branchen weltweit. Die installierte Leistung ist 2006 um 39 Prozent gegenüber dem Vorjahr gewachsen. Deutschland war mit dem Stromeinspeisungsgesetz (1991) und dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, 2000) internationaler Trendsetter und ist mit einem Anteil von 37 Prozent am Gesamtumsatz der Windindustrie und mit einer Exportquote von 74 Prozent (2006) unangefochtener Weltmarktführer. Windenergie ist eine Erfolgsstory und soll maßgeblich zum Erreichen der Klimaziele der Bundesregierung beitragen.

Seit 2001 wurden bis heute mehr als 1.300 Offshore-Anlagen in Nord- und Ostsee genehmigt. Aktuell gibt es in Deutschland jedoch lediglich zwei einzelne Anlagen in sehr flachem Meerwasser, die vom EEG per Definition nicht als Offshore-Anlagen anerkannt werden – „echte“ Offshore-Windparks gibt es keine.

Bereits in den Jahren 2003 und 2006 hat KPMG eine Umfrage bei Unternehmen des Offshore-Marktes in Deutschland durchgeführt. Im Jahr 2003 rechneten 50 Prozent der Befragten mit einem wirtschaftlichen Betrieb von Offshore-Windparks bis 2007. Ein Blick auf Nord- und Ostsee zeigt, dass die Entwicklung anders verlaufen ist. Dies gilt es kritisch zu hinterfragen.

Aufgrund der zunehmenden Internationalisierung und der Konkurrenz europäischer Standorte untereinander ist die Ausweitung der aktuellen Offshore-Studie von KPMG auf den europäischen Markt folgerichtige Konsequenz.

Das Ziel dieser Studie ist es, Erlös- und Kostenstrukturen einzelner Windparks in Europa zu analysieren und mit Blick auf die Renditen zu vergleichen. Zusätzlich werden die Markteinschätzungen und -erwartungen der wichtigsten Unternehmen – insbesondere der WEA-Hersteller – analysiert.

Wir bedanken uns an dieser Stelle ganz herzlich bei den Unternehmen, die durch ihre Teilnahme an den Interviews die vorliegende Studie ermöglicht haben. Im Ergebnis unserer Arbeiten ist ein klares Bild der aktuellen Situation und der zukünftigen Herausforderungen entstanden.

Wir wünschen Ihnen eine interessante Lektüre und laden Sie dazu ein, uns bei weitergehenden Fragen oder für ein vertiefendes Gespräch zu kontaktieren.

Dick van Schooneveld
Partner
KPMG Deutsche Treuhand-Gesellschaft
Aktiengesellschaft
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Karsten Schulze
Director
KPMG Deutsche Treuhand-Gesellschaft
Aktiengesellschaft
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Vorwort Wirtschaftsverband Windkraftwerke e. V.



Der Wirtschaftsverband Windkraftwerke e. V. (WWW) wurde im Oktober 1996 in Hamburg gegründet. Der WWW vertritt die Interessen der Planer, Projektierer und Betreiber von Windparks in Deutschland. Alle Mitgliedsfirmen sind an deutschen Onshore-Windparks beteiligt. Eine Reihe von ihnen planen auch Offshore-Projekte. Unterstützt von den Firmen Energiekontor AG (Bremen), DONG Energy Renewables (Kopenhagen), Deutsche Essent GmbH (Düsseldorf) und Plambeck Neue Energien AG (Cuxhaven), hat sich der WWW im April 2007 entschlossen, die Marktstudie „Offshore-Windparks in Europa“ bei der KPMG Deutsche Treuhand-Gesellschaft Aktiengesellschaft Wirtschaftsprüfungsgesellschaft in Auftrag zu geben.

Die Begründung dafür war, dass die Auftraggeber beobachten konnten, dass zwar in den Gewässern mehrerer europäischer Länder, nicht aber in den deutschen Gewässern, kommerzielle Offshore-Windparks entstanden sind oder sich in der Entstehungsphase befinden. Dies, obwohl inzwischen mehr als 1.000 Windkraftanlagenstandorte in Nord- und Ostsee von den zuständigen Behörden, insbesondere vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) in Hamburg genehmigt worden sind. Unser Anliegen als Auftraggeber der Studie ist es, die Gründe dieser Situation für Politik und Öffentlichkeit zu erforschen und darzustellen.

Wir glauben, dass wir mit der Umsetzung der Offshore-Windparks in Übereinstimmung stehen mit den Zielen der deutschen Politik. Keine andere der erneuerbaren Energien kann zurzeit einen derart wirkungsvollen Beitrag für das Erreichen der deutschen und europäischen Klimaschutzziele leisten, wie es die Windindustrie onshore und zukünftig insbesondere offshore kann. Der Beitrag zum Umweltschutz, zur Ressourcenschonung und zur Dezentralisierung der Stromerzeugung aus dem Bereich der Offshore-Windparks ist von nicht hoch genug einzuschätzender Bedeutung.

Zugleich haben wir die Chance, eine nicht nur für die Küstenstandorte, sondern, was die Zulieferindustrie betrifft, für ganz Deutschland wichtige neue industrielle Weichenstellung vorzunehmen. Die zukünftige Errichtung, der Erhalt und die spätere Erneuerung von Offshore-Windparks in den Gewässern der Nord- und Ostsee werden für Deutschland einen wichtigen, arbeitsplatzreichen und neuen Industriezweig darstellen.

Insoweit glauben wir, dass es auch notwendig sein wird, auf der Basis der hier vorgelegten Marktstudie politische Schlussfolgerungen hinsichtlich der notwendigen Rahmenbedingungen zu ziehen und umzusetzen. Die anstehende Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) steht dabei im Mittelpunkt des Interesses. Wir erwarten, dass kurzfristig die notwendigen positiven Signale aus der Gesetzgebung für die Wirtschaft kommen werden und sehen uns durch die Ergebnisse der KPMG-Studie in diesem Anliegen in eindrucksvoller Weise bestätigt.

Dr. Wolfgang von Geldern

Vorsitzender des Vorstandes

des Wirtschaftsverbandes Windkraftwerke e.V.

Inhaltsverzeichnis

Abkürzungsverzeichnis	6
1. Die wichtigsten Ergebnisse der Studie	7
2. Aufgabenstellung und Vorgehensweise	10
3. Aktuelle Marktsituation	12
3.1 Übersicht Offshore-Windparks in Europa	12
3.2 Übersicht Offshore-Windparks in Deutschland	13
3.3 Politische Rahmenbedingungen	15
3.3.1 Nationale Energiepolitik und Ausbauziele für die Offshore-Windenergie	16
Dänemark	16
Deutschland	17
Frankreich	17
Großbritannien	18
Niederlande	18
Schweden	18
Spanien	19
3.3.2 Einspeisevergütungssysteme	19
Dänemark	20
Deutschland	21
Frankreich	22
Großbritannien	23
Niederlande	25
Schweden	26
Spanien	27
3.4 Zukünftige Marktentwicklung	28
3.5 Markteinschätzung der Umfrageteilnehmer	30
3.5.1 Warum Offshore?	30
3.5.2 Attraktivität europäischer Märkte	31
3.5.3 Einschätzung der Rahmenbedingungen in Deutschland	33

4. Analytische Arbeiten	36
4.1 Beschreibung der Datenmenge	36
4.2 Vorbereitung der Modellberechnung für die Internal Rate of Return	39
4.2.1 Strukturierung der Basisdaten	39
4.2.2 Vorgehensweise bei der Erstellung des Basismodells	40
4.2.3 Strukturierung der Basisdaten nach Ländern	42
Dänemark	42
Deutschland	43
Großbritannien	44
Niederlande	45
Schweden	46
Gesamtüberblick über die Struktur der analysierten Offshore-Windparks	47
4.3 Modellberechnung der Internal Rate of Return	48
4.3.1 Analyse der Capital Expenditure für Offshore-Windparks	48
4.3.2 Segmentierung der Offshore-Windparks	51
4.3.3 Bestimmung der Kostensätze für Capital und Operating Expenditure	52
4.3.4 Berechnung der Internal Rate of Return anhand des Basismodells	54
4.4 Auswertung der Ergebnisse	56
4.4.1 Bestimmung des relevanten Clusters für die Länder	56
4.4.2 Vergleich der relevanten Internal Rate of Return der Länder	58
5. Marktsituation der Hersteller	60
5.1 Status quo der Windenergie	60
5.2 Prognose zur Marktentwicklung 2008–2012	63
5.2.1 Vorgehensweise bei der Untersuchung der Anlagenkapazität	63
5.2.2 Entwicklung der Produktionskapazitäten	64
5.2.3 Analyse der Anlagenverfügbarkeit/Lieferfristen	66
5.2.4 Analyse der zukünftigen Preisentwicklung und kritischer Komponenten	67
6. Risiken für die Umsetzung von Offshore-Windparks	70
7. Ergebnisse der Studie	74
8. Über KPMG	77
Ansprechpartner	77

Abkürzungsverzeichnis

A	Österreich
ADEME	Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie
AWZ	Ausschließliche Wirtschaftszone
B	Belgien
BMU	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
CAGR	Compound Annual Growth Rate
CAPEX	Capital Expenditure
D	Deutschland
DEA	Danish Energy Authority
DK	Dänemark
DTI	Department of Trade and Industry
E	Spanien
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EWEA	European Wind Energy Association
F	Frankreich
FIN	Finnland
FK	Fremdkapital
GB	Großbritannien
GR	Griechenland
GW	Gigawatt
I	Italien
i.A.	in Abhängigkeit
i.H.v.	in Höhe von
IRL	Irland
IRR	Internal Rate of Return
k.A.	keine Angabe
kum.	kumuliert
kWh	Kilowattstunde
L	Luxemburg
LEC	Levy Exemption Certificates
MEP	Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie
MW	Megawatt
N	Norwegen
NB	Netzbetreiber
NFPA	Non-Fossil Purchasing Agency
NL	Niederlande
o.g.	oben genannte
Ofgem	Office of Gas and Electricity Markets
OPEX	Operating Expenditure
OWP	Offshore-Windpark
P	Portugal
PRC	China
rd.	rund
RO	Renewable Obligation
ROC	Renewable Obligation Certificates
RPI	Retail Price Index
S	Schweden
SDE	Stimuleringsregeling Duurzame Energieproductie
WB	Windparkbetreiber
WEA	Windenergieanlage

1. Die wichtigsten Ergebnisse der Studie



- In Europa sind aktuell Offshore-Windparks (OWPs) mit einer Gesamtleistung von 1.012 MW installiert. Der größte Anteil entfällt mit 426 MW auf Dänemark. Am dynamischsten entwickelt sich Großbritannien (404 MW). Die Einspeisevergütungen variieren in Europa stark. Am attraktivsten ist Großbritannien mit einer Gesamtvergütung von 13,49 ct/kWh:

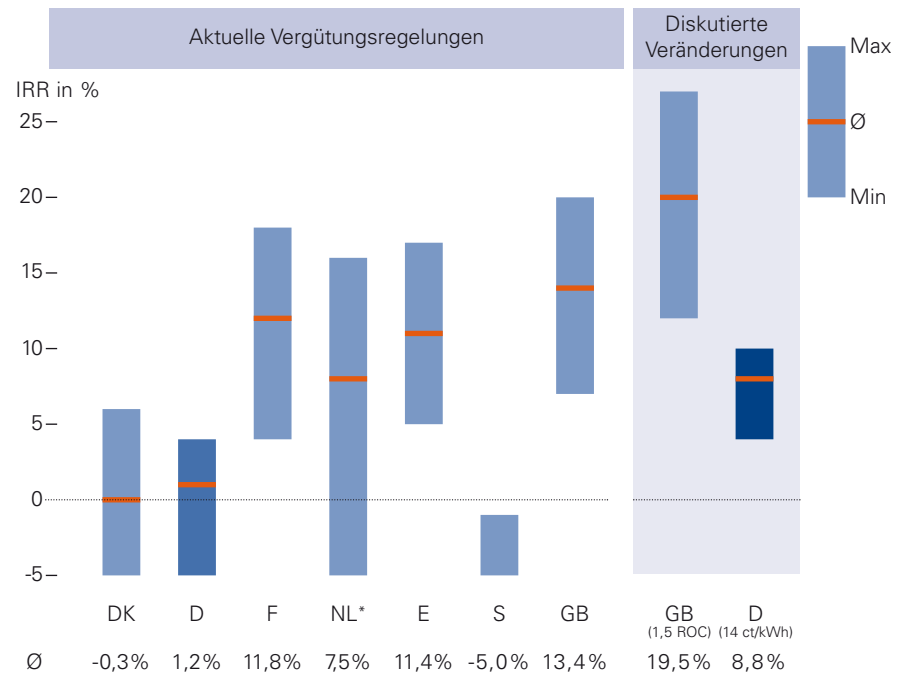
Abb. 1: Überblick Einspeisevergütungssysteme in Europa

Überblick Einspeisevergütungssysteme in Europa					
Land	Aktuelle Vergütung (ct/kWh)	Laufzeit	Zuschüsse	Netz-anbindung	Steuervergünstigung
Dänemark	6,95 (Horns Rev II)	50.000 Volllaststunden	–	✓	–
Deutschland	9,1	12 Jahre/20 Jahre	–	✓	–
Frankreich	erst 13,0 dann 3,0 – 13,0	beide Stufen jeweils 10 Jahre	–	–	✓
Großbritannien	13,49	Zertifikate bis 2027	✓	–	✓
Niederlande	MEP-Tarif gestoppt	–	z. Z. nicht geregelt	z. Z. nicht geregelt	z. Z. nicht geregelt
Schweden	6,19	Zertifikate 15 Jahre/ Bonus bis 2009	✓	–	–
Spanien	12,03 (max 16,4)	20 Jahre	–	–	–

Quelle: KPMG-Analyse

- Neben Deutschland bestehen auch in anderen Ländern Europas konkrete Pläne für eine Erhöhung der Einspeisevergütung. Nach unserem derzeitigen Kenntnisstand wird Großbritannien den Vergütungssatz ab 2009 auf 17,03 ct/kWh (Basis: aktuelle Markt-/Zertifikatspreise) anheben. Damit bleibt Großbritannien der attraktivste Markt in Europa.
- Bei der Analyse der Renditen auf Basis der aktuellen Vergütungen wird deutlich, dass Deutschland trotz positiver Effekte aus dem Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz nicht wettbewerbsfähig ist. Die nachfolgende Abbildung zeigt die in der Analyse ermittelten Bandbreiten der Internal Rate of Return (IRR) in den betrachteten Ländern sowie zwei Szenarien auf Basis der aktuellen Diskussion in Deutschland und Großbritannien.

Abb. 2: IRR-Bandbreiten der betrachteten europäischen Offshore-Märkte

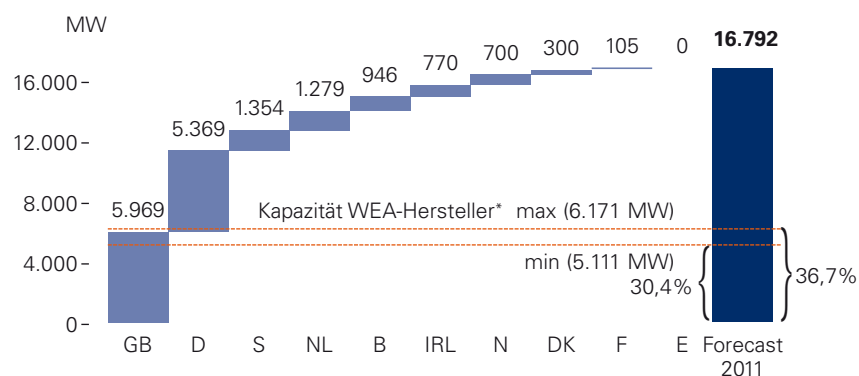


* Regelung NL eingestellt

Quelle: KPMG-Analyse

- Die ermittelte Rendite für deutsche OWPs liegt deutlich hinter den für andere Länder ermittelten Bandbreiten. Hierbei ist zusätzlich zu berücksichtigen, dass die deutschen Projekte aufgrund der anspruchsvolleren geographischen Bedingungen höhere Projektrisiken beinhalten.
- Die derzeit in Deutschland diskutierte Anhebung der Einspeisevergütung auf bis zu 14,00 ct/kWh, führt zu einer deutlich verbesserten Rendite. Großbritannien, Frankreich und Spanien bleiben jedoch für potenzielle Investoren die attraktiveren Märkte.
- Die Umsetzung von OWPs in Europa soll sich auf Basis der geplanten Umsetzungstermine der jeweiligen Projektierer sehr dynamisch entwickeln. Hieraus sind im Vergleich mit der prognostizierten Kapazität der Windenergieanlagen-Hersteller – vorbehaltlich des Eintritts neuer Anbieter – massive Kapazitätsengpässe bei den Windenergieanlagen (WEA) abzuleiten. Diese können durch weitere Engpässe (z. B. Kabel, Netzanbindung, Logistik) zusätzlich verschärft werden.
- Aus der gezeigten Attraktivität der einzelnen europäischen Märkte kann eine Priorisierung seitens potenzieller Investoren abgeleitet werden. Allein die derzeit in Großbritannien – dem Land mit den attraktivsten Rahmenbedingungen – geplanten OWPs decken nahezu die gesamte Produktionskapazität der WEA-Hersteller bis 2011 ab.

Abb. 3: Geplante OWP bis 2011 einschließlich der Kapazitäten der WEA-Hersteller



* WEA \geq 3,0 MW

Quelle: KPMG-Analyse

- Das Ziel der Bundesregierung, bis 2011 in deutschen Gewässern OWP mit einer Leistung von 1.500 MW zu installieren, ist somit ohne eine nachhaltige Verbesserung der Rahmenbedingungen kaum erreichbar.
- Es besteht die Gefahr, dass Deutschland als Vorreiter bei der Windenergie den Anschluss bei der Entwicklung des zukunftssträchtigen Offshore-Marktes verliert. Das ökonomische und ökologische Potenzial der Offshore-Windenergie sollte jedoch nicht ungenutzt bleiben.



2. Aufgabenstellung und Vorgehensweise

Das Ziel der Studie ist es, einen Marktüberblick über die in Europa befindlichen OWPs und die allgemeine Markteinschätzung und -erwartung bei involvierten Unternehmen zu erarbeiten. Zusätzlich soll auf Basis von Kosten- und Erlösstrukturen sowie daraus abgeleiteten Renditeerwartungen eine Einschätzung zur Attraktivität des deutschen Marktes im internationalen Vergleich gegeben werden.

Grundlage der Arbeiten waren OWPs in verschiedenen Entwicklungsstadien (Planung, Bau, Betrieb). Der Fokus der Analysen wurde neben Deutschland auf Länder gerichtet, in denen bereits OWPs errichtet wurden bzw. in denen sich mehrere OWPs erkennbar in einer konkreten Planungs- bzw. Bauphase befinden. Dies sind:

- Dänemark
- Großbritannien
- Niederlande
- Schweden



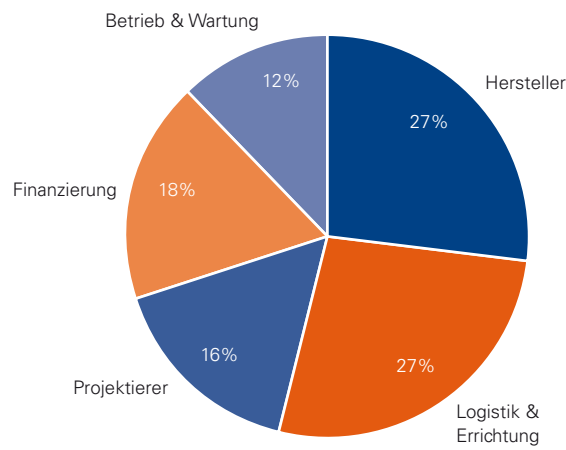
Darüber hinaus wurden Frankreich und Spanien in die Studie einbezogen, da hier im Juli 2006 bzw. Mai 2007 neue Anreizsysteme geschaffen wurden. Da in beiden Ländern nur eingeschränkte Informationen über OWPs verfügbar sind, wurde die Betrachtung auf das Vergütungssystem sowie die politischen Rahmenbedingungen reduziert. Im Rahmen der analytischen Arbeiten wurden auch Daten von OWPs aus weiteren Ländern verwendet.

Die wesentliche Grundlage der Arbeiten war die Erhebung von Informationen über die Kosten- und Erlösstrukturen von OWPs in der Entwicklungsphase, der Investitionsphase und in der Betriebsphase. Dazu wurden mehr als 30 Entwickler und Betreiber von OWP-Projekten in den ausgewählten Ländern identifiziert und angesprochen. Insgesamt wurden mit den Ergebnissen der durchgeführten Interviews und zusätzlichen eigenen Recherchen wirtschaftliche Daten von 30 OWPs in sechs Ländern für unsere Analysen verarbeitet. Die vertrauliche Behandlung der erhaltenen Informationen wurde zugesagt. Die Ergebnisse sind deshalb anonymisiert worden.

Für die Markteinschätzung und -erwartung der wesentlichen Unternehmen des Offshore-Marktes wurden im Rahmen einer Umfrage 231 Unternehmen in Europa angeschrieben. Die Umfrage wurde online durchgeführt, sodass die Anonymität der Teilnehmer gewährleistet wurde. Der Fragebogen enthielt identische Fragen sowohl für inländische als auch für ausländische Teilnehmer. Darüber hinaus war für die in Deutschland vertretenen Unternehmen ein zusätzlicher Abschnitt zur Beurteilung der aktuellen Marktsituation in Deutschland zugänglich. Dies ermöglichte eine differenzierte Beurteilung der Einschätzung des deutschen Marktes.

Die Rücklaufquote der Befragung lag bei 26 Prozent. Da hierbei Unternehmen aus allen Bereichen der Wertschöpfungskette vertreten waren, stellen die Ergebnisse der Umfrage ein repräsentatives Bild dar.

Abb. 4: Struktur der Umfrageteilnehmer (Wertschöpfungsstufen aggregiert)



Quelle: KPMG-Analyse

Um die mittelfristig zu erwartende Kapazitätsentwicklung der WEA-Hersteller sowie ihre Einschätzung der Marktentwicklung zu erfragen, wurde der Markt der WEA-Hersteller gesondert betrachtet. Nach unseren Recherchen gibt es derzeit sieben Unternehmen, die über installierte Offshore-WEA, Prototypen oder Prototypen in Entwicklung verfügen.

Mit sechs Herstellern wurden strukturierte Interviews als Ergänzung zu unserer Online-Umfrage geführt. Dies entspricht einer Quote von 86 Prozent.

3. Aktuelle Marktsituation



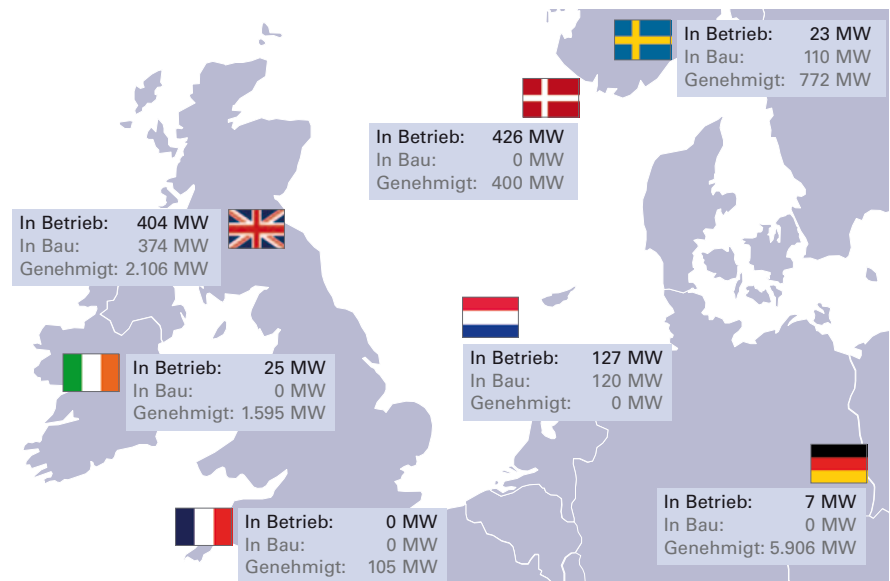
Innerhalb der erneuerbaren Energieträger enthält die Offshore-Windenergie derzeit das größte Potenzial zur Energieerzeugung. Die großen ausgewiesenen Eignungsgebiete bieten Platz für zahlreiche Windenergieanlagen. Darüber hinaus führen die Windbedingungen auf See zu einer konstanteren Auslastung der Anlagen gegenüber Onshore-Standorten.

3.1 Übersicht Offshore-Windparks in Europa

Die Entwicklungen der Märkte für Offshore-Windenergie variieren innerhalb Europas erheblich. In Dänemark, den Niederlanden und Schweden wurden bereits in den 1990er-Jahren erste OWPs mit bis zu 28 Turbinen errichtet. In Großbritannien werden seit der Errichtung des Testfeldes Blyth im Jahr 2000 Erfahrungen aus dem Betrieb von OWPs gesammelt. Auf dem deutschen Offshore-Markt begannen erst mit der Einreichung der ersten Genehmigungsanträge für OWPs im Jahr 1999 nennenswerte Aktivitäten. Seit 2006 und 2007 sind nun auch Frankreich und Spanien mit neuen Anreizsystemen und Förderprogrammen in den Markt eingestiegen.

Die folgende Darstellung gibt ein aktuelles Bild vom Stand der Entwicklungen der bisher wesentlichen europäischen Offshore-Märkte. Die Darstellung zeigt die in Betrieb genommenen, im Bau befindlichen und darüber hinaus genehmigten Windparks. Bei nicht gesicherter Anlagenkonfiguration wurde jeweils die maximal zu errichtende Leistungskapazität der einzelnen Projekte berücksichtigt.

Abb. 5: Übersicht Offshore-Windparks in Europa



Quelle: KPMG-Analyse

Insgesamt befinden sich derzeit in Europa OWPs mit einer Leistungskapazität i. H. v. 1.012 MW in Betrieb. Die höchste Leistungskapazität ist momentan mit 426 MW in Dänemark installiert. Großbritannien wird jedoch durch die bereits in der Bauphase befindlichen Projekte Robin Rigg (180 MW) sowie Lynn und Inner Dowsing (je 97 MW) voraussichtlich bis 2009 europaweit die größte Kapazität erreichen. Neben den Projekten in Großbritannien werden derzeit die OWPs Q7 in den Niederlanden (120 MW) und Lillgrund in Schweden (110 MW) errichtet. In Deutschland und Frankreich werden die Testfelder Borkum West (60 MW) und Côte d'Albâtre (105 MW) voraussichtlich 2008 die Umsetzungsphase erreichen. Wesentliche Lieferverträge (u.a. Windenergieanlagen und Fundamente) wurden abgeschlossen. Deutschland verfügt insgesamt über die größte Pipeline genehmigter Offshore-Projekte. Unter Berücksichtigung von Restriktionen der maximalen Nennleistung der Projekte und der Windenergieanlagen wurden Windparks mit einer gesamten maximalen Leistungskapazität von 5.906 MW genehmigt. Irland verfügt mit den genehmigten OWPs Arklow Bank II (495 MW) und Codling Bank (1.100 MW) ebenfalls über wesentliche Ausbaupotenziale der Offshore-Windenergie.

3.2 Übersicht Offshore-Windparks in Deutschland

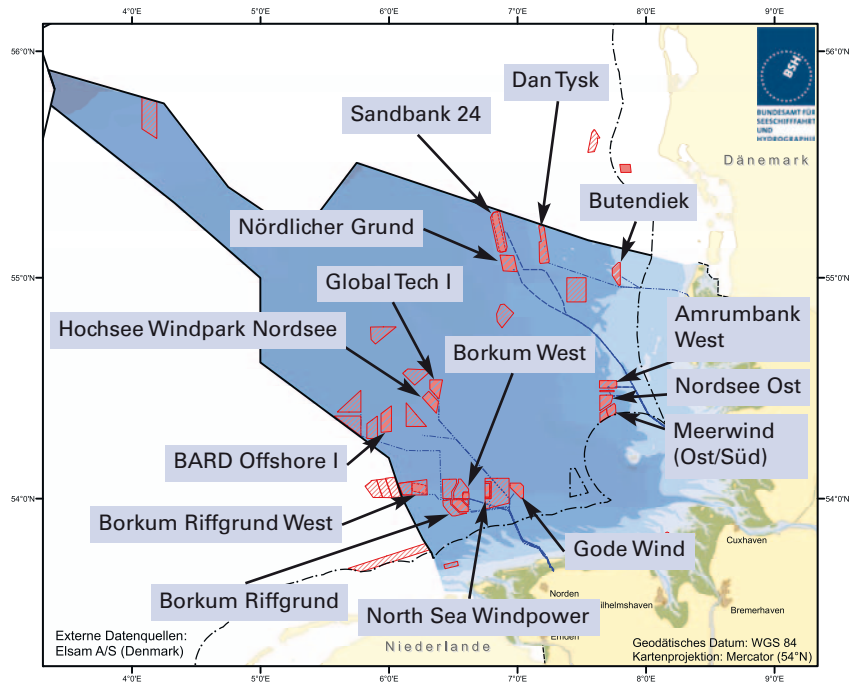
Die in Deutschland genehmigten 5.906 MW verteilen sich auf 15 Offshore-Projekte in der Nordsee und fünf Projekte in der Ostsee. Davon liegen zwei Windparks in der Ostsee innerhalb der 12-Seemeilenzone und 18 Windparks in der Ausschließlichen Wirtschaftszone. Für die OWPs Borkum West (2004), Nördlicher Grund (2006), Amrumbank West, Nordsee Ost und Sandbank 24 (alle 2007) wurden auch die Genehmigungen für die Kabelanbindungen erteilt. Damit sind für diese fünf Windparks alle erforderlichen Genehmigungen erteilt worden.

In Abbildung 6 sind sämtliche beantragten und genehmigten OWPs in der Nordsee eingezeichnet.

Abb. 6: Beantragte und genehmigte OWPs in der Nordsee

Nordsee: Offshore-Windparks

- Grenzen**
- Festlandssockel/AWZ
 - - - 12-Seemeilenzone/Küstenmeer
 - - - Internationale Grenze
- Offshore Windparks**
- genehmigt
 - ▨ geplant
- Netzanbindung**
- - - genehmigt
 - - - geplant



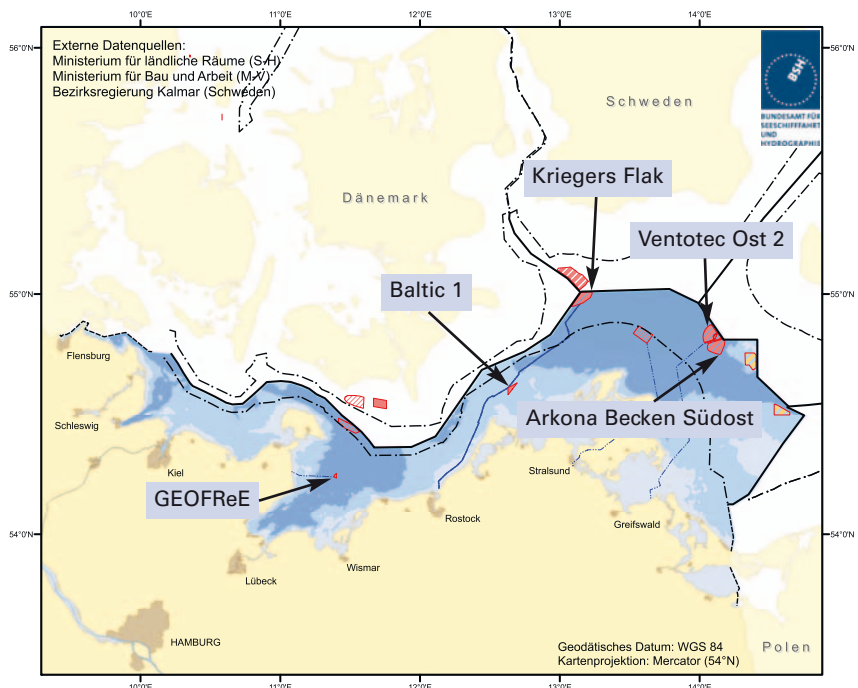
Quelle: BSH/M1401 - 23.08.07; Ergänzung der OWP-Bezeichnung durch KPMG

Die Abbildung 7 stellt die genehmigten und beantragten Windparks in der Ostsee dar.

Abb. 7: Beantragte und genehmigte OWPs in der Ostsee

Ostsee: Offshore-Windparks

- Grenzen**
- Festlandssockel/AWZ
 - - - 12-Seemeilenzone/Küstenmeer
 - - - Internationale Grenze
- Offshore Windparks**
- in Betrieb
 - ▨ genehmigt
 - ▨ nicht genehmigt
 - ▨ geplant
- Netzanbindung**
- - - genehmigt
 - - - geplant

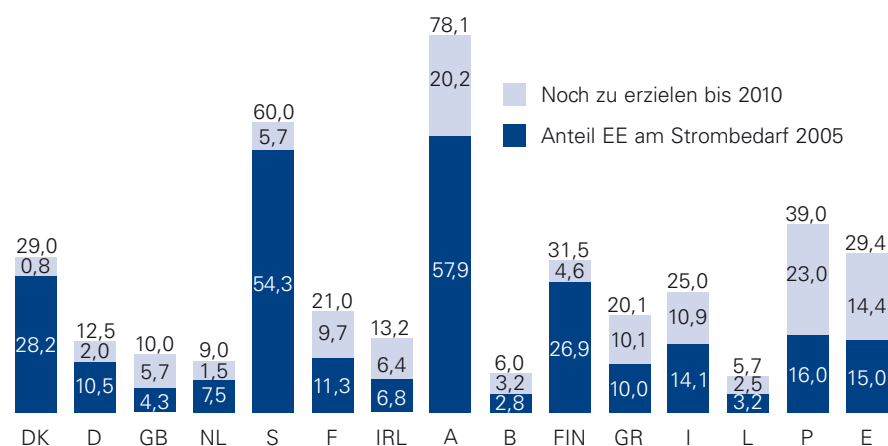


Quelle: BSH/M1401 - 04.06.2007; Ergänzung der OWP-Bezeichnung durch KPMG

3.3 Politische Rahmenbedingungen

Die kurzfristigen Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien bis 2010 wurden in den Ländern der Europäischen Union in der Direktive 77/2001 festgelegt. Demnach soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Strombedarf im Durchschnitt aller 15 Mitgliedsstaaten auf 22 Prozent gesteigert werden. Für jedes Land sind individuelle Ziele vorgegeben. Mit der Erweiterung der Europäischen Union um zehn Mitgliedsstaaten im Jahr 2004 wurde das Ziel auf 21 Prozent angepasst, wobei die Ziele für die bisherigen Mitglieder unverändert blieben. Die Aufnahme von Bulgarien und Rumänien im Jahr 2007 führte zu keiner weiteren Anpassung der Vorgabe. Die folgende Abbildung 8 zeigt den Anteil der regenerativen Energieträger an der Deckung des Strombedarfs der 15 Mitgliedsstaaten der Europäischen Union im Jahr 2005 vor der Osterweiterung und die Differenz zur Zielvorgabe für 2010.

Abb. 8: Überblick Anteil der erneuerbaren Energien am Strombedarf und politische Ziele 2010 für die EU-15-Staaten (Angaben in Prozent)



Quelle: Eurostat; KPMG-Analyse

Die Darstellung verdeutlicht, dass sich die Vorgaben bezüglich der Anteile der erneuerbaren Energie am Strombedarf innerhalb der EU-15-Staaten unterscheiden. Dies ist darauf zurückzuführen, dass Länder wie Schweden und Österreich durch die verfügbaren Wasserkraftkapazitäten bereits 2001 wesentliche Anteile der Stromversorgung aus regenerativen Energien bezogen. Die Abbildung zeigt, dass die Länder sehr unterschiedliche Ergebnisse hinsichtlich der Erreichung nationaler Ziele vorweisen. Im Jahr 2005 hat Dänemark die Vorgabe, bis 2010 seinen Strombedarf zu 29 Prozent aus erneuerbarer Energie zu erzielen bis auf 0,8 Prozent bereits erfüllt. Deutschland hat mit einem Anteil von 10,5 Prozent ebenfalls bereits eine erhebliche Steigerung (Anteil 2001: 6,5 Prozent) erreicht. Insgesamt ist der Anteil der erneuerbaren Energie in den betrachteten 15 Ländern jedoch seit der Verabschiedung der Direktive rückläufig. Seit 2001 ist der Prozentsatz der erneuerbaren Energien an der Deckung des Strombedarfs von 15,2 auf 14,5 Prozent gesunken. Insbesondere in Österreich sank die Quote von 67,4 Prozent im Jahr 2001 auf 57,9 Prozent im Jahr 2005.

Trotz dieser insgesamt negativen Entwicklung hat die Europäische Kommission am 10. Januar 2007 den weitergehenden „Fahrplan für erneuerbare Energien. Erneuerbare Energien im 21. Jahrhundert: Größere Nachhaltigkeit in der Zukunft“ vorgestellt. Der Fahrplan stellt die Langzeitstrategie der Kommission bezüglich der Entwicklung der erneuerbaren Energieträger in der Europäischen Union dar. Er enthält das verbindliche Ziel, den Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch bis 2020 auf 20 Prozent zu erhöhen. In den folgenden Monaten werden die Zielvorgaben der jeweiligen Länder festgelegt, die insgesamt zur Erreichung des angestrebten Zieles führen. In der Folge sind die Regierungen der Mitgliedsstaaten verantwortlich, Pläne zur Erreichung der Zielvorgaben zu erstellen.

Obwohl die Initiativen zur Förderung erneuerbarer Energieträger in einigen Ländern bereits Erfolge aufweisen, verdeutlicht die Entwicklung seit 2001 die Notwendigkeit, bestehende Maßnahmen weiter zu optimieren und zusätzliche Investitions- und Forschungsanreize zu schaffen. Andernfalls werden die Ziele der Europäischen Union zum Ausbau der erneuerbaren Energie 2010 und 2020 nicht erreichbar sein.



3.3.1. Nationale Energiepolitik und Ausbauziele für die Offshore-Windenergie

Über die Ziele der Europäischen Union hinaus bestehen in einzelnen Mitgliedsstaaten unabhängige langfristige Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien. Teilweise werden auch konkrete Ausbauszenarien für die Offshore-Windenergie formuliert. Der folgende Abschnitt stellt die zukünftig angestrebte Energiepolitik der fünf in der Studie betrachteten Länder (zzgl. Spanien und Frankreich) sowie spezifische Ausbauziele für die Offshore-Windenergie dar.

Dänemark

Die dänische Energieagentur (DEA) hat am 9. Mai 2007 das „Energy Policy Statement 2007“ veröffentlicht, in dem einige wesentliche Ziele Dänemarks im Hinblick auf den Ausbau erneuerbarer Energien und der Offshore-Windenergie enthalten sind.

Das langfristige Ziel Dänemarks ist, die vollständige Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern zu erreichen. Bis zum Jahr 2025 sollen bereits 30 Prozent des Gesamtenergieverbrauchs durch erneuerbare Energieträger abgedeckt werden. Die Offshore-Windenergie stellt einen wesentlichen Bestandteil der Planungen dar. Im April 2007 wurden dazu im Bericht „Future Offshore Wind Turbine Locations – 2025“ sieben potenzielle Ausbaugelände dargestellt, in denen 23 mögliche neue OWPs mit einer Gesamtleistung von 4.600 MW errichtet werden könnten.

Darüber hinaus wurde eine Reform des bisherigen Anreizsystems zur Förderung erneuerbarer Energien vorgeschlagen, die nach folgenden Parametern ausgerichtet werden soll:

- Höchstmögliche Energieerzeugung aus den aufgewendeten Mitteln zu erhalten
- Ausschreibungsverfahren weiter ausbauen um dadurch den Wettbewerb weiter zu stimulieren
- Erhöhung der Transparenz und der Berechenbarkeit der Unterstützung

Nach Aussage der DEA wird voraussichtlich im Herbst 2007 ein umfangreiches politisches Programm mit Auswirkungen auf den Energiesektor und auf erneuerbare Energien vorgestellt.

Deutschland

Das Bundesumweltministerium hat im Januar 2007 in der Broschüre „Entwicklung der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland“ das Ziel angegeben, den Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch bis 2020 auf 10 Prozent und bis 2050 auf 50 Prozent zu erhöhen.

Zur Erreichung der Gesamtziele soll der Anteil der Windenergie an der Stromerzeugung bis 2030 auf mindestens 25 Prozent ausgebaut werden. Die sukzessive Steigerung der installierten Kapazität offshore ist in diesem Vorhaben enthalten. Demnach soll bis 2011 eine installierte Leistung von 1.500 MW erreicht werden. In den Folgejahren bis 2020 wird ein Ausbau auf mindestens 7.000 MW, in positiven Szenarien des Bundesumweltministeriums sogar auf 12.000 MW, angestrebt. Langfristig besteht bis 2030 die Zielsetzung, den Ausbau der installierten Leistung offshore auf 20.000 bis 25.000 MW voranzutreiben.

Frankreich

Die französische Regierung verfolgt das Ziel, den Energieverbrauch des Landes in Relation zum Bruttoinlandsprodukt bis 2015 jährlich um 2 Prozent zu reduzieren. Bis 2030 wird dann eine weitere Senkung um 2,5 Prozent pro Jahr angestrebt.

Im Zeitraum von 2006–2010 strebt die französische Regierung an, die Leistungskapazität der erneuerbaren Energieträger um 15.550 MW zu erweitern. Von 2011–2015 sollen weitere 6.700 MW errichtet werden, sodass die zusätzlich installierte Kapazität erneuerbarer Energieträger von 2006–2015 insgesamt 22.250 MW erreicht. Davon sollen 4.000 MW durch die Offshore-Windenergie erzielt werden. Die französische Umwelt- und Energieagentur (Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie, ADEME) bewertet das Potenzial der Offshore-Windenergie in Frankreich insgesamt mit einer Kapazität von bis zu 30.000 MW.



Großbritannien

Die britische Regierung hat im Mai 2007 im „Energy white paper: meeting the energy challenge“ das Ziel formuliert, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromproduktion bis 2015 auf 15 Prozent zu erhöhen. Bis zum Jahr 2020 ist ein weiterer Ausbau auf 20 Prozent vorgesehen. Das langfristige Ziel ist eine Reduktion der CO₂-Emissionen um 60 Prozent bis zum Jahr 2050.

Das Weißbuch enthält darüber hinaus Vorschläge zur Reform des Vergütungssystems für die erneuerbaren Energieträger. Es ist unter anderem vorgesehen, die verschiedenen Technologien in bestimmte Kategorien einzuordnen, die unterschiedlich stark gefördert werden sollen („banding“; s. 3.3.2 Großbritannien). Insbesondere innovative und leistungsstarke Technologien würden durch die Umsetzung der Reform eine höhere Vergütung erhalten. Zu diesen Technologien zählt auch die Offshore-Windenergie.

Niederlande

In den Niederlanden sollen bis 2010 fünf Prozent und bis 2020 zehn Prozent des Gesamtenergieverbrauches aus erneuerbaren Energien bezogen werden.

Derzeit sind bei der zuständigen Behörde „Directorate Water Management North Sea“ Absichtserklärungen für die Planung von OWPs mit einer Gesamtfläche von 2.552 km² eingereicht worden. Da sich viele der angemeldeten Projekte überschneiden, beträgt das Potenzial der möglichen installierbaren Kapazität 10.000–12.900 MW. Darüber hinaus werden mehrere OWPs im IJsselmeer geplant. Aus der geplanten Umsetzung dieser Projekte werden kurzfristig bis 2010 weitere 500 MW installierter Leistung erwartet.

Schweden

Der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung lag in Schweden aufgrund der erheblichen vorhandenen Wasserkraftkapazitäten 2005 bereits bei 54,3 Prozent. Das langfristige Ziel der Regierung ist, den gesamten Strombedarf aus regenerativen Energiequellen zu beziehen.

Die Windenergie hat mit einer Leistung von weniger als 1 TWh bisher einen geringen Beitrag zur Energieversorgung geleistet. Die Regierung plant jedoch die Leistung bis 2015 auf 10 TWh zu erhöhen. Die schwedische Energiebehörde schätzt, dass etwa 60 Prozent der Produktion aus OWPs bezogen werden kann. Derzeit sind konkrete Planungen für Offshore-Projekte mit einer Gesamtleistung über 8 TWh bekannt.

Spanien

Im August 2005 wurde in Spanien der „Plan de Energías Renovables en España 2005–2010“ vorgestellt. Der Plan sieht vor, dass die Windenergie in Spanien bis 2010 auf 20.155 MW ausgebaut werden soll¹. Durch das im Mai 2007 verabschiedete königliche Dekret 661/2007 hat die Regierung neue Rahmenbedingungen (siehe Kapitel 3.3.2 Spanien) geschaffen, die zur Erreichung dieses Ziels beitragen sollen.

Laut Presseinformationen werden derzeit Genehmigungsanträge für 31 OWPs überprüft.

3.3.2 Einspeisevergütungssysteme

In Europa gibt es eine Vielzahl unterschiedlicher Anreizsysteme zur Förderung der Offshore-Windenergie. Grundsätzlich ist der Vergütungssatz für den eingespeisten Strom der zentrale Bestandteil der Fördersysteme. Drei Varianten zur Gestaltung des Vergütungssatzes haben sich in Europa etabliert:

- Fixer Vergütungssatz
- Variabler Vergütungssatz
- Kombiniertes Vergütungssatz

Die kombinierten Vergütungssätze beinhalten entweder eine fixe Mindestvergütung und eine zusätzliche variable Komponente, z. B. die Zahlung des Marktpreises, oder sind zeitlich getrennt, das heißt, dass z. B. für die ersten zehn Jahre ein fixer und nach dem zehnten Jahr ein variabler Vergütungssatz gezahlt wird.

Zusätzlich zur Vergütung für den produzierten Strom gibt es weitere Fördermaßnahmen, die teilweise erheblichen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit von Offshore-Projekten haben. Dazu zählen insbesondere:

- Bereitstellung des Netzanschlusses durch den Netzbetreiber
- Steuerliche Vergünstigungen für Investoren
- Investitionszuschüsse

Die Regelungen der Anreizsysteme für die Offshore-Windenergie in relevanten europäischen Ländern lassen sich wie in Abbildung 9 zu sehen zusammenfassen.

¹ „Neue Energie“ (07/2007), S. 83

Abb. 9: Überblick Einspeisevergütungssysteme in den betrachteten Ländern

Überblick Einspeisevergütungssysteme in Europa						
Land	Aktuelle Vergütung	Laufzeit	Zuschüsse	Netz-anbindung	Steuer-er-günstigung	Geplante Entwicklung
DK	6,69 ct/kWh Nystedt II 6,95 ct/kWh Horns Rev II	50.000 Volllaststunden dann Marktpreis	nein	NB	nein	
D	6,19 ct/kWh Basispreis 2,91 ct/kWh erhöhte Vergütung	erhöhte Vergütung 12 Jahre Verlängerung i. A. zu Wassertiefe und Küstenentfernung	nein	NB	nein	Neue Regelung 2008 erwartet
F	13,0 ct/kWh (10 Jahre) weitere Förderung 3–13,0 ct/kWh (10 Jahre)	fixe Vergütung 10 Jahre dann variable Vergütung 10 Jahre	nein	WB	ja	
GB	7,08 ct/kWh Zertifikat 6,41 ct/kWh Marktpreis incl. Steuerer-günstigungen = 13,49 ct/kWh	Zertifikate bis 2027	ja	WB	ja	Erhöhung Zertifikate ab 2009 erwartet; Dann 17,03 ct/kWh (aktuelle Preise); Netzanbindung durch NB - WB zahlt Gebühr
NL	MEP-Tarif gestoppt	–	–	–	–	Neue Regelung 2008 erwartet
S	2,18 ct/kWh Zertifikat 2,49 ct/kWh Marktpreis 1,52 ct/kWh Umweltbonus = 6,19 ct/kWh	Zertifikate 15 Jahre (insgesamt bis 2030) Umweltbonus bis 2009	ja	WB	nein	
E	8,43 ct/kWh Prämie 3,60 ct/kWh Marktpreis = 12,03 ct/kWh 16,4 ct/kWh Max	20 Jahre	nein	WB	nein	

(NB = Netzbetreiber, WB = Windparkbetreiber)

Quelle: (Marktpreis Spanien) „Neue Energie“ (07/2007), S. 83; KPMG-Analyse

In den folgenden Abschnitten werden die Vergütungssysteme detailliert erläutert sowie ein Ausblick auf anstehende Reformen und Entwicklungen gegeben.

Dänemark

Vergütungsmodell	Ausschreibungsmodell mit kombiniertem Vergütungssatz
Bestandteile der Vergütung	Fixe, verhandelte Vergütung für ausgeschriebene Projekte über befristeten Zeitraum. Nach Ablauf der Befristung Marktpreis. Für nicht ausgeschriebene Projekte Basispreis
Zusätzliche Förderung	Bereitstellung des Netzanschlusses erfolgt durch Netzbetreiber

Gesetzliche Grundlage ist der „Act on Electricity Supply“ sowie die im Dezember 2004 erlassene „Wind Turbine Executive Order“. Die Höhe der Einspeisevergütung für OWPs in Dänemark wird individuell durch ein Ausschreibungsverfahren festgelegt.

Geeignete Standorte für OWPs werden durch die dänische Energiebehörde ausgeschrieben. Bewerber geben ein Angebot ab, für welchen Preis pro kWh sie eine Anlage betreiben würden. Entscheidendes Kriterium für die Vergabe des Standorts ist das niedrigste Gebot pro kWh. Die zusätzlich zu Markt- und Basispreis garantierte Einspeisevergütung wird nach dem von den Bewerbern gemachten Angebot im Ausschreibungsverfahren bemessen.

Die verhandelten Einspeisetarife für die OWPs Horns Rev II und Nystedt/Rodsand II liegen beispielsweise bei 51,8 Öre/kWh (6,95 ct/kWh) und 49,9 Öre/kWh (6,69 ct/kWh) für jeweils 50.000 Volllaststunden.

Nach Erreichung von 50.000 Volllaststunden erhält der Windparkbetreiber den Marktstrompreis, der an der Nordpool derzeit zwischen 3 und 4 ct/kWh gehandelt wird.

Betreiber, die Strom aus Windparks ohne ein vorheriges Ausschreibungsverfahren einspeisen, erhalten eine Basisvergütung i. H. v. 1,3 ct/kWh, die zusätzlich zum Marktstrompreis bezahlt wird. Die 1,3 ct/kWh werden für den Zeitraum von 20 Jahren gewährt.

In Dänemark wird der Netzanschluss der OWPs durch die Netzbetreiber bereitgestellt.

Am 21. Mai 2007 hat DONG Energy dem zuständigen Ministerium für Energie und Transport mitgeteilt, dass das Unternehmen nicht mehr an der Umsetzung des OWP Nystedt/Rodsand II interessiert ist und das mit der Entwicklung befasste Konsortium mit E.ON Schweden verlassen möchte. Das Konsortium an dem DONG Energy zu 80 Prozent beteiligt ist, hatte die Ausschreibung zur Errichtung des OWP gewonnen. Am 25. Mai 2007 gab DONG Energy des Weiteren bekannt, aufgrund der besseren finanziellen Bedingungen den Schwerpunkt der Offshore-Entwicklungen auf britische Projekte zu richten.

Deutschland

Vergütungsmodell	Fixer Vergütungssatz
Bestandteile der Vergütung	Mindestvergütung über 20 Jahre Zusätzliche Vergütung für mindestens 12 Jahre (bis 2010)
Zusätzliche Förderung	Bereitstellung des Netzanschlusses erfolgt durch Netzbetreiber (nur für OWPs, deren Bau bis zum 31. Dezember 2011 beginnt)

Die Vergütung für OWPs in Deutschland wird im EEG geregelt. Für den eingespeisten Strom wird ein fixer Tarif gezahlt, der sich aus einer Basisvergütung von derzeit 6,19 ct/kWh und einer erhöhten Vergütung von 2,19 ct/kWh ergibt. Ab dem 1. Januar 2008 setzt eine Degression beider Vergütungssätze i. H. v. 2 Prozent pro Jahr ein. Die Basisvergütung wird über einen Zeitraum von 20 Jahren gewährt. Die erhöhte Vergütung wird für 12 Jahre gezahlt. Die Dauer der Zahlung der erhöhten Vergütung wird für jede volle Seemeile der Entfernung zur Küste, die 12 Seemeilen (AWZ) übersteigt, um 0,5 Monate verlängert. Für jeden vollen Meter Wassertiefe über 20 Meter hinaus wird eine Verlängerung der Frist um 1,7 Monate gewährt.



Mit der Verabschiedung des Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetzes im November 2006 wurde festgelegt, dass die Netzanbindung der Windparks durch die Netzbetreiber hergestellt werden muss. Dies gilt für OWPs mit deren Bau bis zum 31. Dezember 2011 begonnen wird.

Im Hinblick auf die im Jahr 2008 anstehende Novellierung des EEG hat das BMU am 5. Juli 2007 einen Entwurf des Erfahrungsberichts zum EEG vorgelegt. Dieser enthält Reformempfehlungen, deren Umsetzung derzeit beraten wird. Für die Vergütung von Offshore-Windenergieanlagen sollen insbesondere die Einspeisevergütung auf 11–14 ct/kWh erhöht und darüber hinaus die Befristung zur Übernahme des Netzanschlusses durch den Netzbetreiber bis zum 31. Dezember 2011 aufgehoben werden.

Frankreich

Vergütungsmodell	Kombinierter Vergütungssatz
Bestandteile der Vergütung	Fixe Vergütung über 10 Jahre Variable Vergütung für Betriebsjahre 11–20
Zusätzliche Förderung	Steuervergünstigung

In Frankreich ist am 10. Juli 2006 ein neues Anreizsystem für die Offshore-Windenergie in Kraft getreten. Gemäß der neuen Regelung wird für alle OWPs in den ersten zehn Jahren ein Festpreis i. H. v. 13,0 ct/kWh gezahlt. In den Betriebsjahren 11 bis 20 wird die Vergütungshöhe an die Auslastung der Windenergieanlagen gebunden. Erzielen die Turbinen pro Jahr weniger als 2.800 Volllaststunden (entspricht einem Capacity-Faktor von maximal 32 Prozent) wird weiterhin der Vergütungssatz von 13,0 ct/kWh gezahlt. Für Turbinen, die einen höheren Auslastungsgrad erreichen, sinkt die Vergütung in zwei Schritten linear bis zu einer Mindestvergütung i. H. v. 3,0 ct/kWh. Die Mindestvergütung wird für Windenergieanlagen gezahlt, die 3.900 Volllaststunden (entspricht einem Capacity-Faktor von 45 Prozent) erreichen oder übersteigen. Der Referenzwert für die Auslastung der Windenergieanlagen wird aus der durchschnittlichen Auslastung der ersten zehn Betriebsjahre ermittelt. Die jeweiligen Betriebsjahre mit der höchsten und der geringsten Auslastung werden bei der Durchschnittsbildung nicht berücksichtigt.

Abb. 10: Übersicht Vergütung Frankreich

Übersicht Vergütung Offshore-Windenergie Frankreich		
Volllaststunden Pro Jahr	Vergütung (ct/kWh)	
	Ersten 10 Jahre	Betriebsjahre 11–20
≤ 2.800	13,0	13,0
2.800–3.200	13,0	lineare Interpolation
3.200	13,0	9,0
3.200–3.900	13,0	lineare Interpolation
≥ 3.900	13,0	3,0

Quelle: Journal Officiel De La République Française (2006), Text 20; KPMG-Analyse

Ab 2008 ist eine Degression des Vergütungssatzes i. H. v. 2 Prozent pro Jahr vorgesehen. Der Degressionseffekt wird jedoch durch einen Inflationsausgleich, der in Abhängigkeit zur realen Inflation ermittelt wird, kompensiert.

Nach Auskunft der ADEME gibt es zusätzlich zur Einspeisevergütung für alle erneuerbaren Energieträger in Frankreich durch Sonderabschreibungen die Möglichkeit, die Kosten der OWPs innerhalb eines Jahres abzuschreiben und somit einen signifikanten Steuervorteil zu erzielen.

Großbritannien

Vergütungsmodell	Variable Vergütung
Bestandteile der Vergütung	Marktpreis Zertifikatspreis (bis 2027)
Zusätzliche Förderung	Investitionszuschuss Steuervergünstigung

Das derzeit gültige Anreizprogramm zur Förderung erneuerbarer Energieträger ist die Renewables Obligation Order in der Version von 2006. Betreiber von Windkraftanlagen erhalten für den eingespeisten Strom zusätzlich zum Markthandelspreis je MWh ein Renewable Obligation Certificate (ROC). Jeder Stromanbieter ist verpflichtet, einen festgelegten prozentualen Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien in das Stromnetz einzuspeisen, welches durch erworbene ROCs nachgewiesen wird. Der Anteil wird jedes Jahr erhöht. Erreicht der Stromanbieter die vorgegebene Quote nicht, muss er eine Strafe, den so genannten buy-out price, zahlen. Dieser buy-out price wird jährlich durch die Ofgem (Office of Gas and Electricity Markets) in Abhängigkeit zum Retail Price Index (RPI) determiniert und beträgt für 2007/2008 GBP 34,3/MWh (€ 50,84/MWh). Die Strafe wird in einen Buy-out-Fonds eingezahlt. Die gesamten Einnahmen aus dem Buy-out-Fonds werden dann jährlich anteilig unter den Versorgern aufgeteilt, die ROCs gekauft haben.

Zusätzlich zu der Vergütung des produzierten Stroms werden die Betreiber der OWPs steuerlich durch Levy Exemption Certificates (LEC) entlastet. Durch die Zertifikate werden die Betreiber von der Climate Change Levy (Abgabe für den Klimawandel) befreit, die auf Elektrizität, Kohle und Gas erhoben wird.

Die Preise für den Strom aus erneuerbaren Energien werden zweimal im Jahr bei so genannten green power auctions festgelegt, die von der Non-Fossil Purchasing Agency (NFPA) durchgeführt werden. Bei der letzten Auktion für Strom aus erneuerbaren Energien am 27. Juli 2007 wurde pro ROC ein Durchschnittspreis von GBP 47,74 MWh (7,08 ct/kWh) erzielt. Für Strom aus Windenergie wurde insgesamt inklusive der LEC ein Preis von 9,10 pence/kWh (13,49 ct/kWh) gezahlt.

Zusätzlich zu den Einnahmen aus dem Strom- und Zertifikatehandel erhalten Projekte aus der ersten Ausschreibungsrunde (Round I) einen Investitionszuschuss von GBP 10 Mio (€ 15 Mio).

Im Mai 2007 wurden durch das Department of Trade and Industry (DTI) mit dem Weißbuch „Meeting the Energy Challenge“ konkrete Reformvorschläge der Renewables Obligation (RO) eingebracht. Der veröffentlichte Entwurf beinhaltet bezüglich der Offshore-Windenergie folgende wesentliche Eckpunkte:

- Einführung eines technologiebezogenen bandings
- Etablierung eines Headrooms von 20 Prozent
- Bindung des Buy-out-Preises an den RPI über die Jahre 2015/2016 hinaus

Durch das banding werden die verschiedenen erneuerbaren Energieträger Klassen zugeordnet, die in Abhängigkeit zum Entwicklungsstand der angewandten Technologie stehen. Die gewährten ROCs variieren je nach Klasse, sodass weniger entwickelte Energieträger stärker gefördert werden als ausgereifte Technologien. Folgende Unterteilung ist angestrebt:

- Established (0,25 ROC/MWh)
- Reference (1,0 ROC/MWh)
- Post-demonstration (1,5 ROC/MWh)
- Emerging technologies (2,0 ROC/MWh)

Die Offshore-Windenergie soll dem Entwurf zufolge dem Bereich post-demonstration zugeordnet werden.

Im Falle eines starken Ausbaus der post-demonstration und emerging technologies besteht durch das banding die Möglichkeit, dass die Anzahl der ausgegebenen ROCs die einzuspeisende Energie aus erneuerbaren Energieträgern übersteigt. Um einen Preisverfall der ROCs zu verhindern, kann die Quote der einzuspeisenden Erneuerbaren Energie auf bis zu 20 Prozent erhöht werden (Headroom).

Das neue Vergütungssystem soll 2008 beschlossen werden und 2009 in Kraft treten. In der Folge sind die Überprüfung und gegebenenfalls die Anpassung des Anreizsystems im Fünfjahresrhythmus vorgesehen. Eine Veränderung insbesondere der banding-Faktoren soll jedoch in den ersten Reviews 2013 und 2018 nicht stattfinden.

Über die Reform der RO hinaus wird momentan auch in Großbritannien die Übernahme des Netzanschlusses durch die Netzbetreiber diskutiert. Abweichend von den Regelungen in Dänemark und Deutschland sollen die Betreiber der OWPs eine Nutzungsgebühr an die Netzbetreiber zahlen. Hieraus würde eine weitere Entlastung der Windparkerrichter entstehen.

Niederlande

Vergütungsmodell	Vergütungsmodell MEP wurde eingestellt
Bestandteile der Vergütung	–
Zusätzliche Förderung	–

In den Niederlanden wurde das Vergütungssystem Milieukwaliteit Elektriciteitsproductie (MEP) im August 2006 eingestellt. Die Regelung gilt momentan noch für den bereits errichteten OWP Egmond aan Zee und den im Bau befindlichen Windpark Q7. Für den Strom aus den beiden Projekten wird eine Vergütung in Höhe des Marktpreises zuzüglich des MEP-Tarifs gezahlt. Der MEP-Tarif beträgt 9,7 ct/kWh und ist in den ersten zehn Betriebsjahren gültig.

Für das Projekt Egmond aan Zee wurde außerdem ein Investitionszuschuss i. H. v. € 27 Mio gewährt. Steuerlich können bis zu 44 Prozent der Investmentkosten von den zu versteuernden Einnahmen abgezogen werden².

Ein neues Vergütungsprogramm (Stimuleringsregeling Duurzame Energieproductie (SDE)) soll nach Auskunft des Ministry of Economic Affairs Anfang 2008 vorgestellt werden. Demnach soll eine jährliche Anpassung der zusätzlichen Vergütung auf Basis des Marktpreises erfolgen. Bei hohem Marktpreis soll die Vergütung verringert, bei niedrigem erhöht werden. Somit soll eine Gesamtvergütungssicherheit für Investoren geschaffen werden. Gleichzeitig werden, bei hohen Marktpreisen, Übersubventionierungen vermieden.

Die Details des Anreizprogramms sind derzeit in der Entwicklungsphase.

² POWER, „Case Study: European Offshore Wind Farms“, S. 12

Schweden

Vergütungsmodell	Kombinierte Vergütung
Bestandteile der Vergütung	Marktpreis Zertifikatspreis (bis 2030) Umweltbonus (bis 2009)
Zusätzliche Förderung	Investitionszuschüsse

Die Vergütung für Strom aus Offshore-Windenergie in Schweden setzt sich aus dem Marktpreis, dem Zertifikatspreis und einem Umweltbonus zusammen.

Der Marktpreis 2007 betrug im Jahresdurchschnitt bis Juli 229,23 SEK/MWh (2,49 ct/kWh).

Zusätzlich erhalten die Betreiber von Offshore-Windenergieanlagen für jede produzierte MWh ein Zertifikat. Die Energieversorger sind dazu verpflichtet, jedes Jahr eine bestimmte Anzahl an Zertifikaten vorzuweisen. Die Anzahl der Zertifikate ergibt sich aus der verkauften Strommenge des Vorjahres und der von der Regierung für jedes Jahr vorgegebenen Quote für den Anteil erneuerbarer Energien. Die Befristung des Zertifikatehandels wurde von 2010 auf 2030 verlängert. Im Juli 2007 wurden die Zertifikate auf dem Spot Markt zu einem Durchschnittspreis von 200,7 SEK gehandelt (2,18 ct/kWh). Die Zertifikate werden für jede Windenergieanlage 15 Jahre gewährt.

Für Strom aus Offshore-Windenergie wird darüber hinaus ein Umweltbonus gezahlt. Im Jahr 2007 beträgt dieser 140 SEK/MWh (1,52 ct/kWh). Der Bonus wird im Jahr 2008 auf 130 SEK/MWh (1,41 ct/kWh) und im Jahr 2009 auf 120 SEK/MWh (1,30 ct/kWh) reduziert. Der Umweltbonus wird nach dem Jahr 2009 nicht mehr gezahlt. Insgesamt ergibt sich damit im Jahr 2007 eine Vergütung i. H. v. etwa 569,93 SEK/MWh (6,20 ct/kWh).

Des Weiteren wurden für die Offshore-Projekte Lillgrund und Utgrunden II Investitionszuschüsse i. H. v. SEK 215 Mio. (€ 23 Mio.) und SEK 70 Mio. (€ 7,5 Mio.) gewährt. Für den Zeitraum von 2008–2012 wurde ein zusätzliches Budget zur Förderung neuer OWPs i. H. v. SEK 350 Mio. (€ 37,5 Mio.) gewährt³.

³ International Energy Agency, „IEA Wind Energy Annual Report“ (2006), S. 222 f.

Spanien

Vergütungsmodell	Kombinierte Vergütung
Bestandteile der Vergütung	Fixe Basisprämie Marktpreis
Zusätzliche Förderung	–

In Spanien wurde am 25. Mai 2007 durch den königlichen Erlass 661/2007 ein neues Vergütungsmodell für erneuerbare Energien eingeführt. Der Erlass ersetzt die bisher gültige Regelung vom 12. März 2004. Für Strom aus Offshore-Windenergieanlagen wird seit dem 1. Juni 2007 für 20 Jahre ein Festpreis i. H. v. 8,43 ct/kWh gezahlt. Zusätzlich erhalten die Betreiber eine Vergütung in Höhe des Marktpreises für Strom. Zur Vermeidung überhöhter Profite und Belastungen der Verbraucher bei steigenden Marktpreisen wurde eine Obergrenze von 16,40 ct/kWh festgelegt.

Durch die neue Regelung wird das Risiko der Betreiber von OWPs durch den Festpreis reduziert und durch die zusätzlichen Einnahmen aus dem Marktpreis Potenzial für zusätzliche aber begrenzte Gewinne geschaffen.



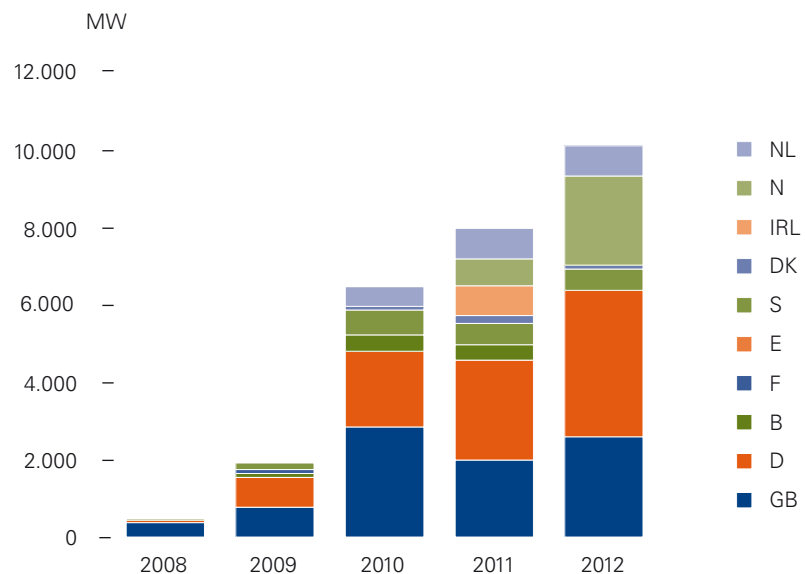
3.4 Zukünftige Marktentwicklung

Der kürzlich von der Europäischen Union beschlossene Fahrplan zur Entwicklung der erneuerbaren Energien bis 2020 und die dargestellten nationalen Initiativen belegen, dass der politische Wille zum Ausbau der Nutzung der erneuerbaren Energie vorhanden ist. Unter den vorhandenen erneuerbaren Energieträgern bietet der Bereich der Offshore-Windenergie derzeit das größte Potenzial, um einen signifikanten Beitrag zur Energieversorgung zu leisten.

Derzeit werden in Europa OWPs mit einer Leistungskapazität von 1.012 MW (siehe Abb. 5) betrieben. Eine Vielzahl weiterer Projekte wurde bereits genehmigt oder befindet sich in der Planungsphase. Für die Prognose der mittelfristigen Marktentwicklung wurden zunächst alle bekannten Projekte in Europa berücksichtigt. Anhand der durchgeführten Interviews, öffentlich verfügbarer Informationen und expert evaluations auf Basis der individuellen Projektfortschritte wurde eine Zeitleiste erstellt, die darstellt, wie viele OWPs in Europa bis 2012 errichtet werden sollen. Die nachfolgende Abbildung ist eine ausschließlich auf derzeitige Planungen der Entwickler in Europa bezogene Darstellung, ohne Berücksichtigung limitierender Faktoren (z. B. WEA-Verfügbarkeit).

Es ist aufgrund der erforderlichen Vorlaufzeiten davon auszugehen, dass die dargestellten Planungen für 2008 bereits vollumfänglich vertraglich fixiert sind. Unter der Annahme, dass die Projekte Q7 und Lillgrund 2007 fertig gestellt werden, ist im Jahr 2008 die Errichtung und Inbetriebnahme von OWPs im Wesentlichen nur in Großbritannien geplant.

Abb. 11: Geplante Umsetzung von OWPs in Europa

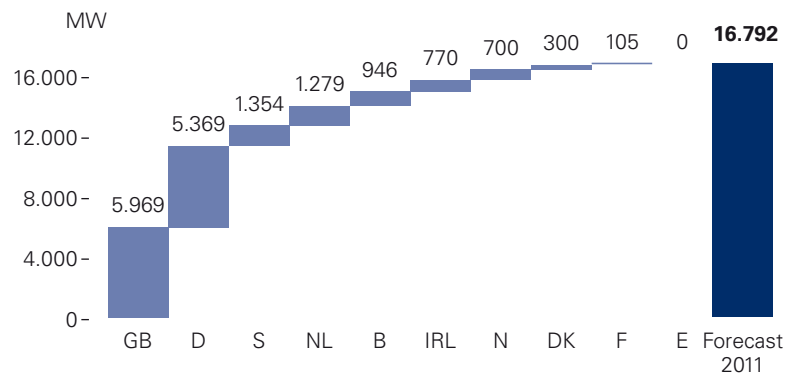


Quelle: KPMG-Analyse

Die Untersuchungen zeigen, dass sich aus den Planungen der Projektentwickler ab 2009 eine signifikant steigende Nachfrage nach Finanzierungsmitteln, Windenergieanlagen, allen sonstigen Komponenten und erforderlichem Logistik-equipment ableiten lässt. 2010 wird mit einer neu installierten Kapazität i. H. v. 6.458 MW geplant. 2011 wird in Europa ein Wachstum um 7.963 MW erwartet.

Europäische OWP-Entwickler planen, bis 2011 – dem Jahr in dem die Bundesregierung für Deutschland 1.500 MW installierte Offshore-Leistung als Ziel vorgegeben hat – insgesamt WEA mit einer Leistung von 16.792 MW zu installieren.

Abb. 12: Kumulierte geplante zu installierende Leistung Offshore-WEA 2008-2011



Quelle: KPMG-Analyse

Auf Großbritannien und Deutschland entfallen davon mit einer geplanten Kapazität von 5.969 MW und 5.369 MW über 68 Prozent des erwarteten Wachstums. Sollten die neuen Anreizsysteme in Frankreich und Spanien erfolgreich sein und die angestoßenen Initiativen weiter vorangetrieben werden, ist in diesen Ländern bis 2011 ebenfalls die Inbetriebnahme weiterer OWP möglich.

Die vorhandene Projektpipeline der Entwickler in Europa sowie auch optimistische Prognosen von Branchenverbänden deuten darauf hin, dass die europäischen Länder ihre langfristigen politischen Ziele aus heutiger Sicht durchaus erreichen können. Um die dafür erforderlichen Zuwachsraten zu erzielen, ist es notwendig, dass die europäischen Länder, die Investoren und die Industrie die erforderlichen Kapazitäten bereitstellen.



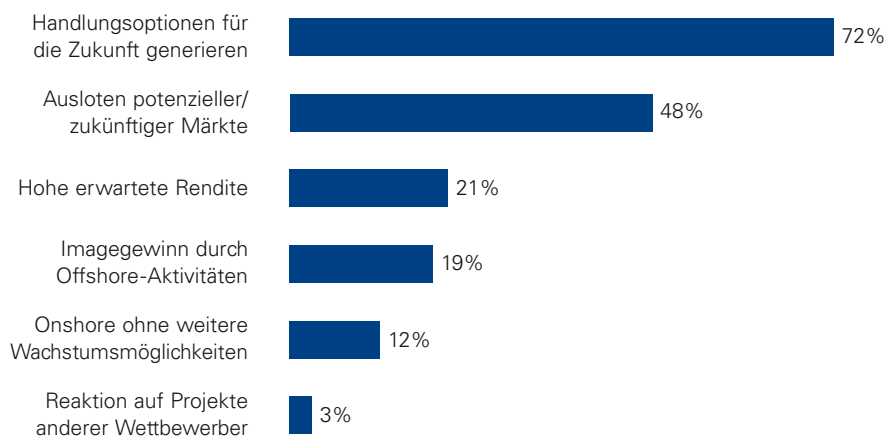
3.5 Markteinschätzung der Umfrageteilnehmer

Im folgenden Abschnitt werden die wesentlichen Ergebnisse der Befragung der Unternehmen zu ihrer Einschätzung der Marktbedingungen dargestellt.

3.5.1 Warum Offshore?

Die Antworten auf die Frage nach den Beweggründen für die Aktivität der teilnehmenden Unternehmen im Bereich der Offshore-Windenergie zeigen, dass die Unternehmen den Markt weiterhin (noch) nicht als Kerngeschäft wahrnehmen.

Abb. 13: Beweggründe der Unternehmen für Offshore-Aktivitäten (zutreffende und voll zutreffende Beweggründe, Mehrfachnennungen möglich)



Quelle: KPMG-Analyse

Die Mehrzahl der Teilnehmer verbindet mit der Aktivität im Bereich Offshore zunächst die Generierung von Handlungsoptionen für die Zukunft (72 Prozent) sowie das Ausloten zukünftiger/potenzieller Märkte (48 Prozent). Dieses Ergebnis deckt sich mit der KPMG-Umfrage 2006, in der beide Möglichkeiten ebenfalls in der gleichen Reihenfolge die meisten Nennungen auf sich vereinten. Dies zeigt sehr deutlich, dass die befragten Unternehmen sehr vorsichtig in diesem Markt agieren. Daraus kann auch abgeleitet werden, dass bei den Unternehmen die strategischen Entscheidungen zur nachhaltigen Partizipation am Offshore-Markt noch ausstehen.

Eine positive Entwicklung gegenüber der Umfrage aus dem Jahr 2006 ist, dass die Erwartung hoher Renditen mit 21 Prozent der gewichteten Nennungen auf dem dritten Rang zu finden ist. Im Jahr 2006 stand dieser Punkt auf dem letzten Platz und spiegelte somit sehr deutlich die negative Erwartungshaltung der befragten Unternehmen wider.

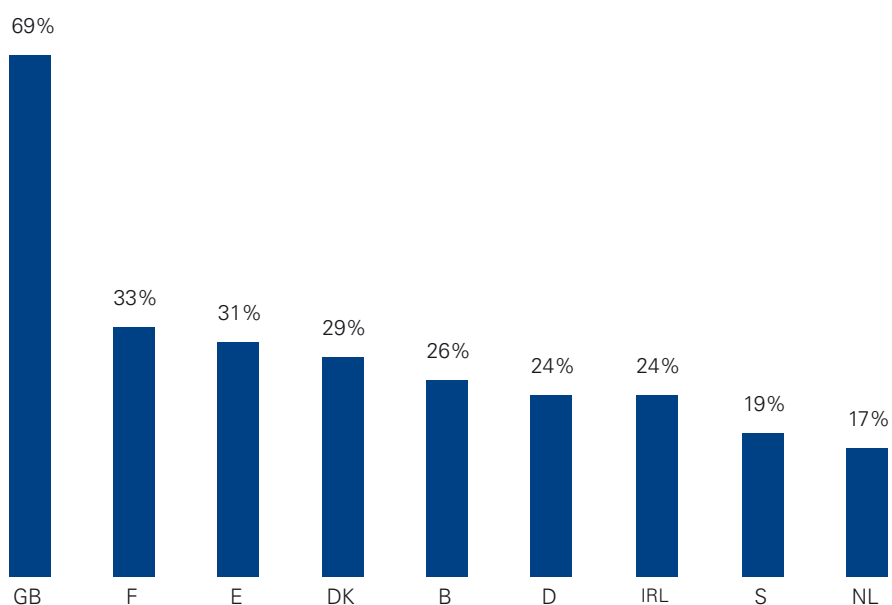
Bei genauerer Betrachtung ergibt sich jedoch, dass dieses Ergebnis wesentlich darauf zurückzuführen ist, dass die Umfrage auch Unternehmen in anderen europäischen Ländern zugänglich gemacht wurde. Bei einem Vergleich der Unternehmen wird deutlich, dass ausländische Unternehmen hoher Rendite eine größere Bedeutung beimessen. Insgesamt zeigt sich, dass die Erwartung deutscher Unternehmen an die Rentabilität trotz zwischenzeitlicher Verbesserung der Rahmenbedingungen stagniert.

Imagegründe sowie fehlendes Wachstumspotenzial auf dem Onshore-Markt spielen eine untergeordnete Rolle für die Motivation für OWP-Projekte.

3.5.2 Attraktivität europäischer Märkte

Das Umfrageergebnis zur jeweiligen Einschätzung der Attraktivität der europäischen Märkte zeigt, dass Großbritannien mit 69 Prozent signifikant besser beurteilt wird, als alle anderen europäischen Länder.

Abb. 14: Anteil guter und sehr guter Bewertungen europäischer Offshore-Marktbedingungen (Mehrfachnennungen möglich)



Quelle: KPMG-Analyse

Das sehr deutliche Ergebnis zeigt, dass es Großbritannien gelungen ist, attraktive Rahmenbedingungen für den Betrieb von OWPs zu schaffen.

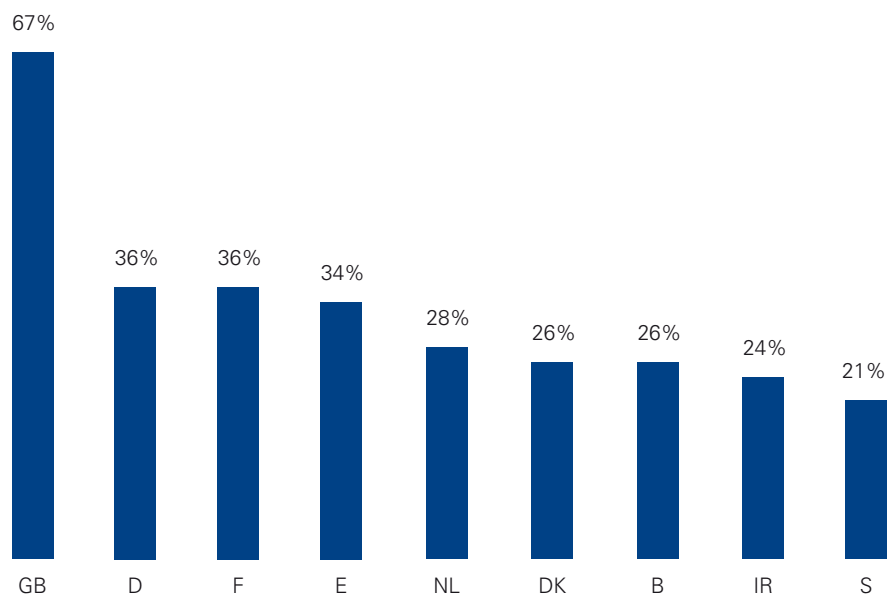
Die gute Platzierung von Frankreich und Spanien – beides Länder, die erst vor Kurzem Regelungen für OWPs verabschiedet haben – dokumentiert, dass das System zur Einspeisevergütung offensichtlich als attraktiv eingeschätzt wird. Die Beurteilung der Attraktivität wird in diesen Ländern allerdings dadurch eingeschränkt, dass Daten zu geographischen Bedingungen nur für sehr wenige OWPs vorliegen. Dies kann ein Grund für den Abstand zu Großbritannien sein.

Die Länder Dänemark und Belgien werden von den Teilnehmern der Umfrage ebenfalls attraktiver als der deutsche Markt eingeschätzt, wobei der Abstand hier geringer ausfällt. Schlechter als Deutschland werden nur Schweden – ein Markt mit sehr niedrigen Vergütungssätzen – und die Niederlande eingeschätzt. Letzteres ist darauf zurückzuführen, dass es derzeit keine gültige Regelung für die Einspeisevergütung gibt.

Bei der Aggregation der Antwortkategorien „ungünstige“ und „sehr ungünstige“ Rahmenbedingungen entfällt auf Deutschland mit 28 Prozent der Antworten vor Dänemark und Schweden der höchste Anteil. Auffällig bei dieser Betrachtung war zudem, dass Großbritannien als einziges beurteiltes Land keine negative Bewertung erhielt.

Zusätzlich wurden die Teilnehmer um eine Einschätzung der Bereitschaft der einzelnen Länder zur finanziellen Förderung von OWP-Projekten gebeten.

Abb. 15: Anteil Bewertung hoher und sehr hoher Bereitschaft zur finanziellen Förderung von OWPs (Mehrfachnennungen möglich)



Quelle: KPMG-Analyse

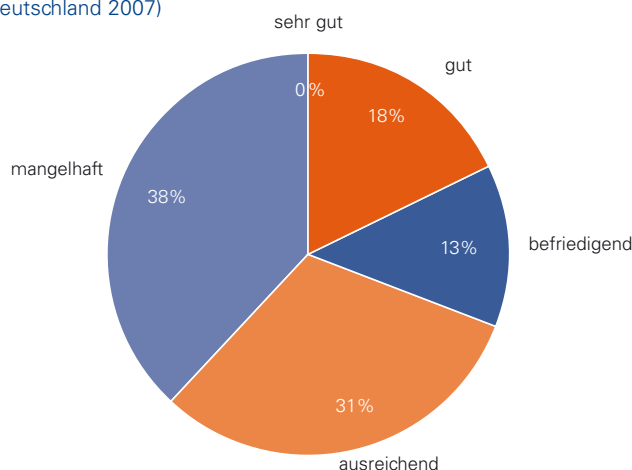
Die Auswertung dieser Frage bestätigt im Wesentlichen die Ergebnisse zur Attraktivität der Märkte. Im Gegensatz zu der insgesamt negativen Einschätzung des deutschen Marktes (siehe Abbildung 14) zeigt sich hier jedoch, dass Deutschland mit 36 Prozent positiven Bewertungen bezüglich der Bereitschaft der finanziellen Förderung durch Einspeisevergütungssysteme nach Großbritannien den zweiten Rang belegt. Dies ist vermutlich auf die jüngste Diskussion über eine Erhöhung der deutschen Vergütungssätze zurückzuführen.

3.5.3 Einschätzung der Rahmenbedingungen in Deutschland

Zur aktuellen Einschätzung der Bedingungen des deutschen Marktes wurden Unternehmen befragt, die ihren Unternehmenssitz in Deutschland haben. Dabei war eine Einschätzung der Förderbedingungen des EEG für Deutschland sowie für Deutschland im internationalen Vergleich abzugeben.

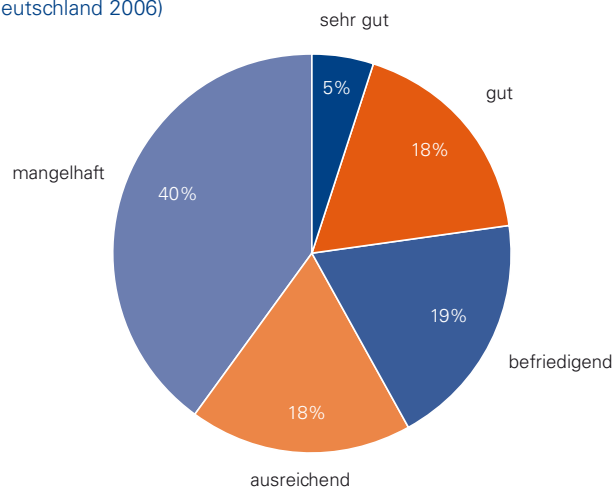
Die isolierte Einschätzung des deutschen Marktes hat sich gegenüber der KPMG-Umfrage von 2006 leicht verschlechtert. Nur noch 18 Prozent (2006: 23 Prozent) der Teilnehmer schätzen die Förderbedingungen in Deutschland als gut oder sehr gut ein. Der Anteil der ausreichenden und mangelhaften Einschätzungen hat sich von 58 auf 69 Prozent erhöht.

Abb. 16: Gegenwärtige Förderbedingungen des EEG für OWPs (Deutschland 2007)



Quelle: KPMG-Analyse

Abb. 17: Förderbedingungen des EEG für OWPs (Deutschland 2006)

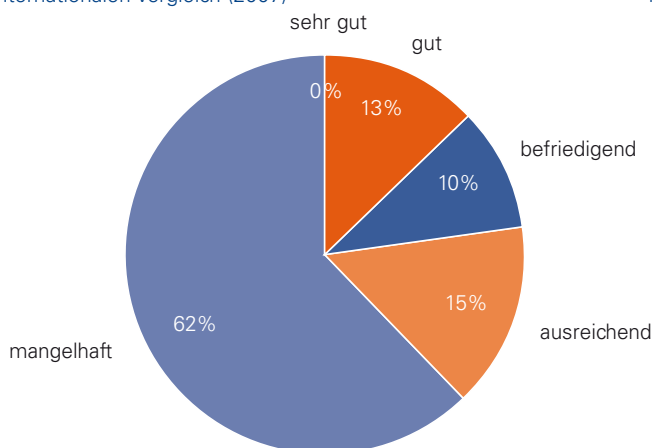


Quelle: KPMG-Analyse

Die Verschlechterung der Einschätzung ist in dieser Deutlichkeit überraschend. Zum Zeitpunkt der Umfrage im Mai/Juni 2006 war das Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz noch nicht bekannt. Damit wird deutlich, dass die Entlastung durch den Wegfall der Netzanschlusskosten offenbar durch Verschlechterungen bei anderen Bestandteilen der Wirtschaftlichkeitsrechnung kompensiert wurde. Damit wäre der eigentliche Zweck dieser Regelung – die Beschleunigung der Umsetzung von OWPs – nicht erreicht.

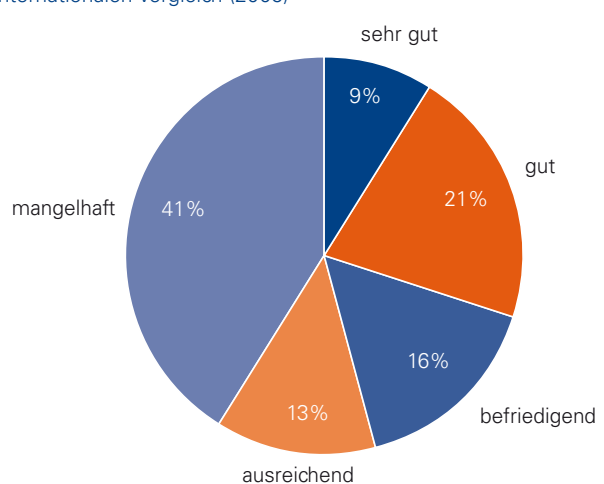
Die Einschätzung im internationalen Vergleich bestätigt das zuvor genannte Ergebnis.

Abb. 18: Förderbedingungen des EEG für OWPs im internationalen Vergleich (2007)



Quelle: KPMG-Analyse

Abb. 19: Förderbedingungen des EEG für OWPs im internationalen Vergleich (2006)



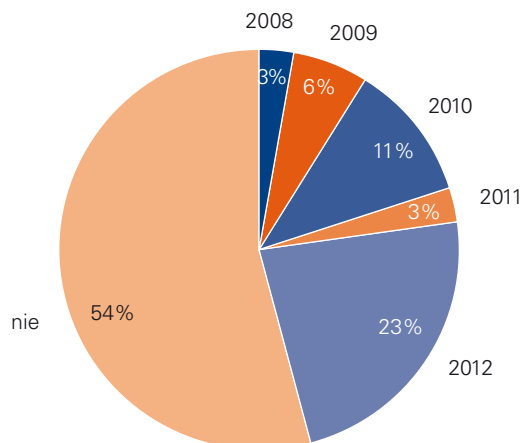
Quelle: KPMG-Analyse

Auch hier ist eine signifikante Verschlechterung der Beurteilung der Förderbedingungen des EEG im internationalen Vergleich festzustellen. Beurteilten 2006 noch 30 Prozent die Bedingungen als gut bzw. sehr gut, so verringerte sich dieser Anteil im Jahr 2007 auf 13 Prozent. Die mangelhaften Bewertungen hingegen erhöhten sich deutlich um 50 auf 62 Prozent der Nennungen.

Dieses Ergebnis korreliert einerseits mit den offensichtlich fehlenden positiven Auswirkungen des Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetzes. Die steigenden Rohstoff- und WEA-Preise sind hierfür ein wesentlicher Faktor. Andererseits dokumentiert es auch die gestiegene Attraktivität anderer Märkte – sei es durch neue Regelungen wie in Spanien oder diskutierte Verbesserungen wie in Großbritannien.

Ergänzend zu den Einschätzungen des deutschen Marktes wurden die Teilnehmer dahingehend befragt, ab wann nach ihrer Einschätzung ein OWP nach den gegenwärtigen Förderbedingungen rentabel betrieben werden kann.

Abb. 20: Rentabler Betrieb von OWPs



Quelle: KPMG-Analyse

Diese Frage wurde von der Mehrzahl (54 Prozent) der Befragten dahingehend beantwortet, dass sie dies unter den bestehenden Bedingungen für unmöglich halten. Im Vergleich zu den KPMG-Umfragen 2003 und 2006 ist dies eine deutlich verschlechterte Beurteilung. So hielt noch 2003 jedes zweite Unternehmen OWPs bis 2007 für rentabel betreibbar. Im Jahr 2006 hielten dies im Zeitraum bis 2010 sogar 72 Prozent der Befragten für möglich. Die Einschätzung spiegelt auch sehr deutlich wider, dass in Deutschland Handlungsbedarf besteht, um OWPs wirtschaftlich rentabel betreiben zu können. Die aktuelle politische Diskussion zeigt, dass dies erkannt wurde.

4. Analytische Arbeiten

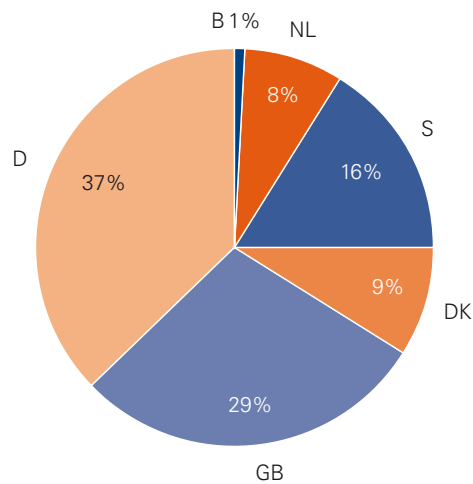


Der wesentliche Teil der Studie ist die Analyse der Erlös- und Kostenstrukturen der OWPs in Europa und ein Vergleich der daraus ableitbaren Renditen in verschiedenen europäischen Ländern.

4.1 Beschreibung der Datenmenge

Für die analytische Auswertung standen Informationen in sehr unterschiedlicher Qualität von insgesamt mehr als 150 OWPs in Europa zur Verfügung. Weitergehende Informationen hinsichtlich des genauen Projektstatus lagen für 109 dieser OWPs aus sechs Ländern der Europäischen Union vor (Datenmenge A).

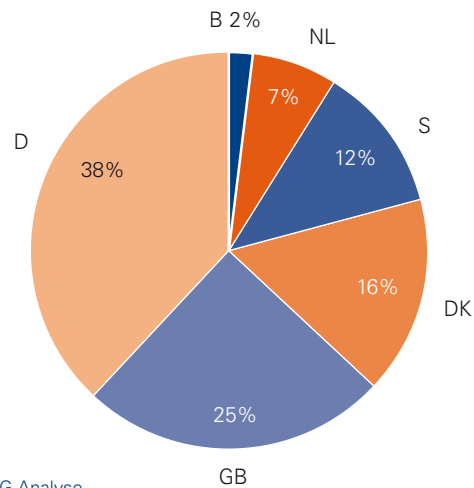
Abb. 21: Verteilung der Datenmenge A nach Ländern (109 OWPs)



Quelle: KPMG-Analyse

Für 57 OWPs aus diesem Datensatz waren weitere detaillierte geographische Informationen zur Wassertiefe und Küstenentfernung der OWPs sowie zur Anzahl geplanter oder bereits realisierter WEA und dem WEA-Typ verfügbar (Datenmenge B). Somit war für die OWPs in der Folge eine Kategorisierung möglich.

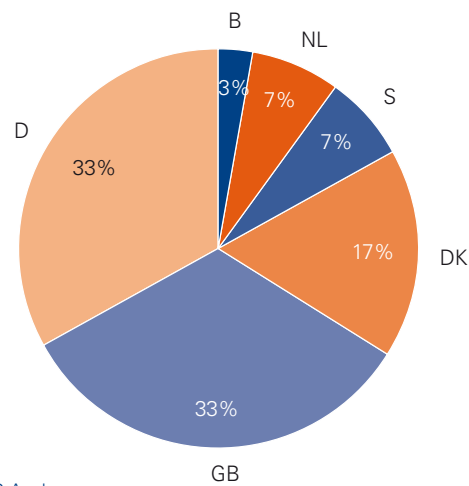
Abb. 22: Verteilung der Datenmenge B nach Ländern (57 OWPs)



Quelle: KPMG-Analyse

Im Rahmen der durchgeführten Interviews und durch eigene Marktrecherche wurden relevante wirtschaftliche Daten hinsichtlich der Investitionskosten für 30 OWPs ermittelt (Datenmenge C). Für die Betriebskosten standen sieben Datensätze zur Verfügung.

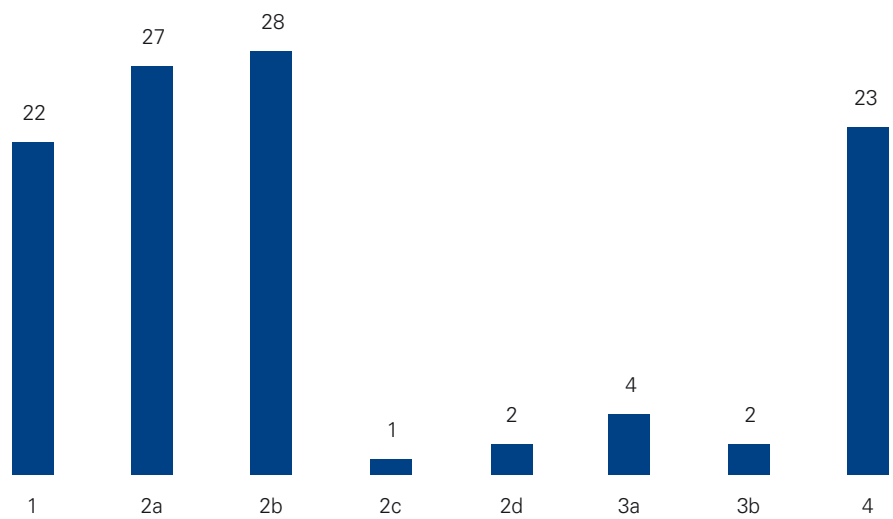
Abb. 23: Verteilung der Datenmenge C nach Ländern (30 OWPs)



Quelle: KPMG-Analyse

Die betrachteten OWPs der Datenmenge A (109 OWPs) befinden sich in unterschiedlichen Entwicklungsstadien. 22 OWPs befinden sich im ersten Stadium, d. h. hier wurde die Eignungsfläche für den OWP identifiziert und es liegen erste, grundlegende Planungen vor. 27 OWPs befinden sich im Genehmigungsverfahren (siehe Abbildung 24, 2a). Für 28 OWPs wurde bereits die Genehmigung erteilt (2b). Konkrete Vertragsverhandlungen oder die genaue Planung der Bauphase haben für 3 OWPs begonnen (2c und 2d).

Abb. 24: Verteilung der OWPs nach Projektstatus



Quelle: KPMG-Analyse

Definition Entwicklungsstufen		
Stufe	Status	Definition/Kriterien
1	Planung	OWP als Eignungsfläche identifiziert/ grundlegende Planungen erfolgen durch Entwickler
2a	Eintritt in Genehmigungsphase	diverse Genehmigungsanträge für Bau/ Netzanbindung eingereicht
2b	Erteilte Genehmigung	Genehmigungen liegen vor
2c	Vertragsverhandlungen	Ausschreibungsverfahren/ Vertragsverhandlungen
2d	Konkrete Planung der Bauphase	wesentliche Lieferverträge unterzeichnet, detaillierte Planung der Bauphase
3a	Beginn der Bauphase	Herstellung der Infrastruktur/ Beginn Bautätigkeit
3b	Fortgeschrittene Bautätigkeit	Bautätigkeiten fortgeschritten, Errichtung WEA abgeschlossen/Testphase
4	In Betrieb	Aufnahme des kommerziellen Regelbetriebes

Vier OWPs befanden sich in einem frühen Baustadium, zwei im fortgeschrittenen Baustadium. Insgesamt 23 OWPs der Datenmenge A waren bereits in Betrieb.



4.2 Vorbereitung der Modellberechnung für die IRR

Im folgenden Abschnitt wird die Vorgehensweise bei der Vorbereitung der Basisdaten sowie für die Modellberechnung beschrieben.

4.2.1 Strukturierung der Basisdaten

Zu Beginn der Analyse wurde eine Segmentierung der Datenmenge A vorgenommen. Die bestimmenden Faktoren waren die geographischen Gegebenheiten des OWP, die Leistungsklasse der verwendeten WEA sowie die Anzahl der installierten WEA. Mit den segmentierten Daten wurde die Struktur der OWPs in den jeweiligen Ländern ermittelt.

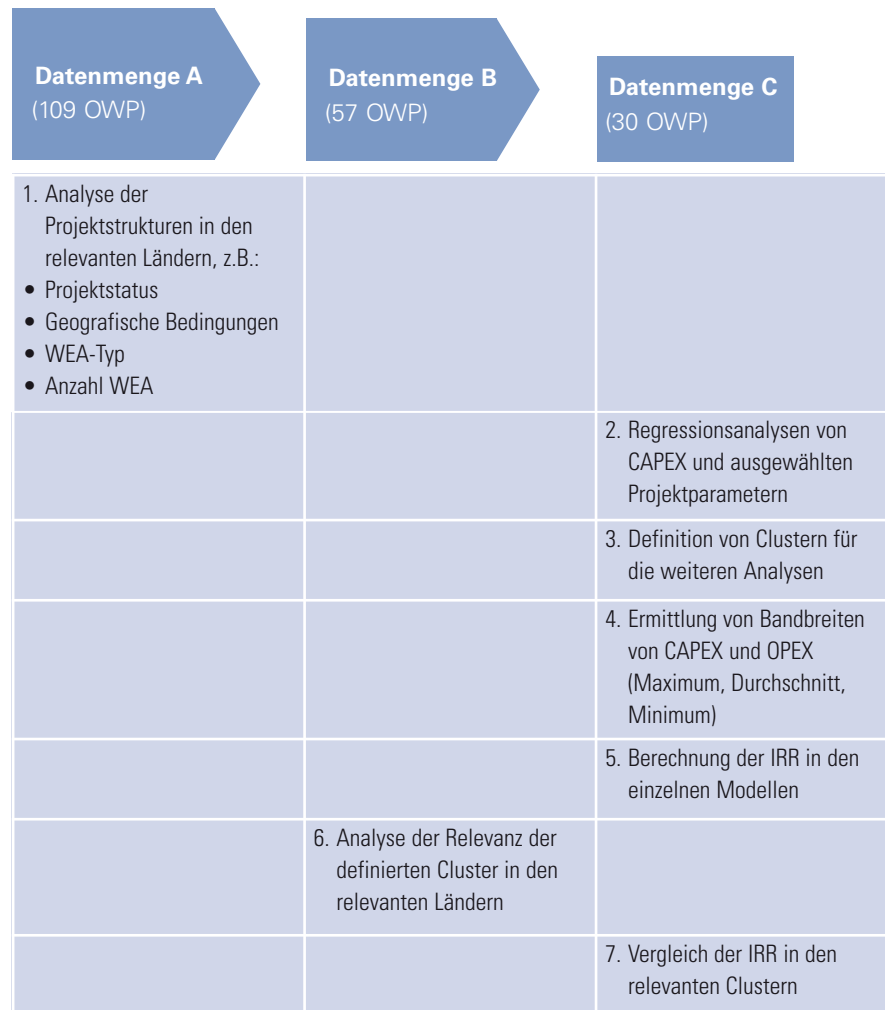
Für die Berechnung wurde auf Grundlage der Investitionskosten und der Anzahl der installierten bzw. geplanten Leistung des jeweiligen OWP die Kennzahl CAPEX/MW gebildet. Bei der Ermittlung dieser Kennzahl wurden die jeweiligen Besonderheiten der Länder berücksichtigt, um vergleichbare Datensätze zu erhalten.

Aufgrund der festgestellten Abhängigkeit der Kosten von den geographischen Gegebenheiten (Wassertiefe und Küstenentfernung) und dem WEA-Typ wurden die Kostensätze in drei Cluster eingeteilt. Dieses wurde für 30 OWPs der Datenmenge C durchgeführt. Mit den verfügbaren Informationen dieser OWPs wurden CAPEX-Bandbreiten (Minimum/Durchschnitt/Maximum) für die einzelnen Cluster ermittelt. Für die Betriebskosten wurde aufgrund der vorliegenden Daten ebenfalls eine Bandbreite erstellt.

Für jedes Cluster wurden dann drei Varianten mit den unterschiedlich hohen Ansätzen der CAPEX und OPEX erstellt. Auf dieser Grundlage konnten 27 Varianten der IRR-Berechnung für die wichtigsten europäischen OWP-Standorte ermittelt werden.

Dieser Ansatz gewährleistet die anonyme Analyse der Datenmenge.

Abb. 25: Arbeitsschritte bei der Analyse der OWP-Daten



Quelle: KPMG-Analyse

4.2.2 Vorgehensweise bei der Erstellung des Basismodells

Für die Berechnung der Renditen der Varianten in den einzelnen Clustern und Ländern wurde ein Basismodell zur Berechnung der Internal Rate of Return (IRR) erstellt, das dann als Grundlage für alle weiteren Berechnungen verwendet wurde.

Zur Ermittlung der jeweiligen Rendite wurde das Basismodell für jedes der betrachteten Länder angepasst, d.h. länderspezifische Besonderheiten und das jeweils gültige Einspeisevergütungssystem wurden entsprechend eingearbeitet.

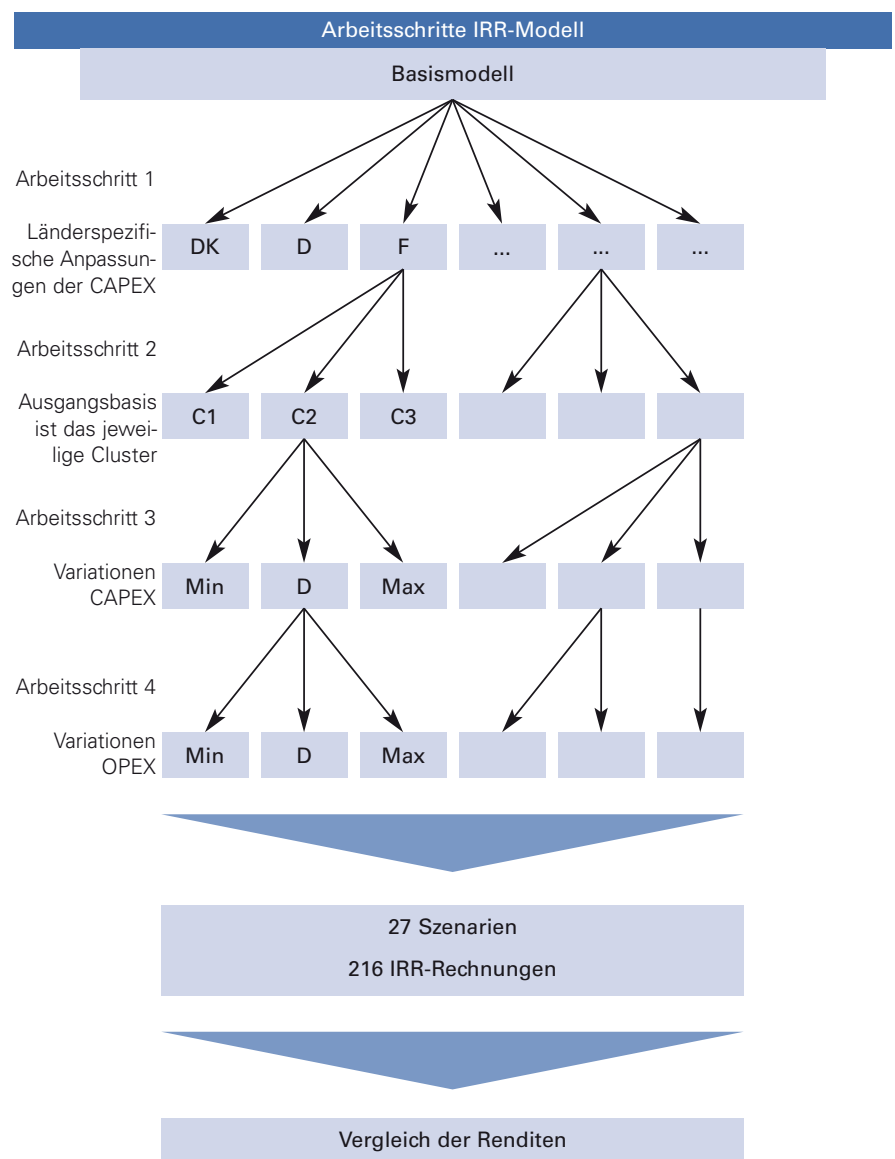
Anschließend wurden für jedes betrachtete Land 27 Wirtschaftlichkeitsberechnungen auf Basis der Kostenseite der einzelnen Cluster erarbeitet. Insgesamt wurden bei der Analyse 216 Varianten für die Ermittlung der IRR berechnet.

Für die weitere Analyse wurden die 57 OWPs aus der Datenmenge B in drei Cluster eingeteilt. Es erfolgte eine Darstellung der Clusterverteilung in den einzelnen Ländern, um die Bedeutung einzelner Cluster für das jeweilige Land zu ermitteln.

Im letzten Schritt fand ein Renditevergleich der einzelnen Länder unter Berücksichtigung der für die jeweiligen Länder in der Praxis relevanten Cluster statt.

Die Vorgehensweise wird in folgender Abbildung schematisch dargestellt.

Abb. 26: Arbeitsschritte der Analyse



Quelle: KPMG-Analyse

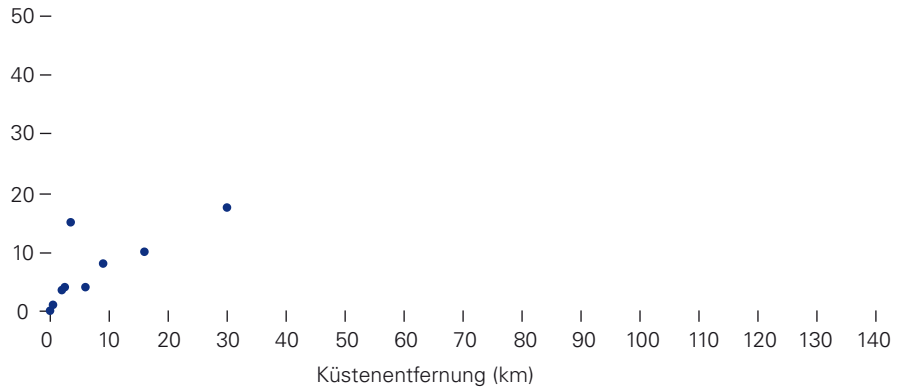
4.2.3 Strukturierung der Basisdaten nach Ländern

In den folgenden Abschnitten werden die Ergebnisse der Segmentierung der Datenmenge A nach der Küstenentfernung, der Wassertiefe, dem geplanten WEA-Typ und der geplanten Anzahl zu installierender WEA für jedes betrachtete Land dargestellt. Für OWP bei denen WEA-Typ und -Anzahl noch nicht feststehen, wurde jeweils die maximal zu errichtende Leistungskapazität berücksichtigt⁴.

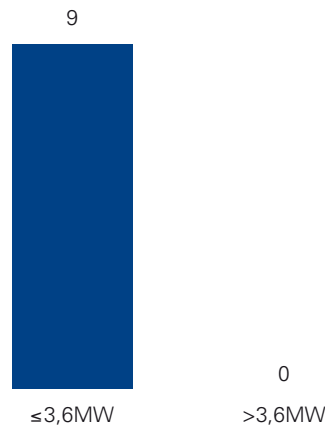
Dänemark

Abb. 27: Übersicht Strukturanalyse der OWPs in Dänemark

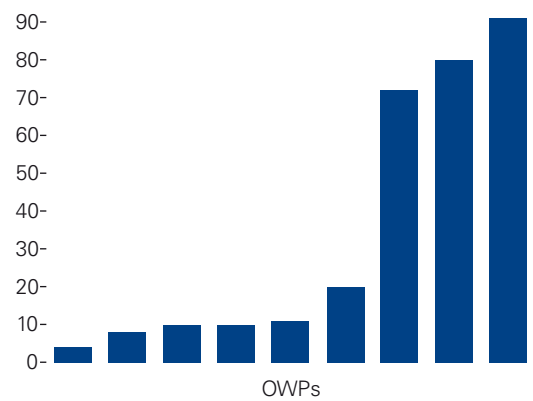
Wassertiefe (m)



Anzahl OWP nach Leistung



Anzahl WEA



Quelle: KPMG-Analyse

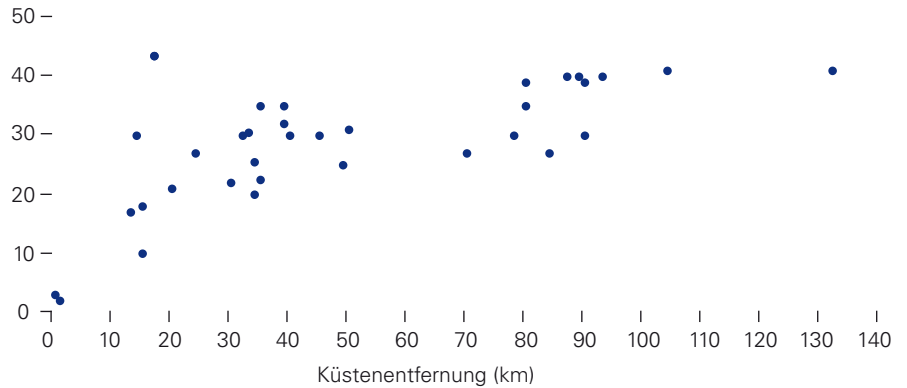
Die dänischen OWPs liegen in einer Spanne von 0,1–30 km Entfernung zur Küste. Dementsprechend variiert die Wassertiefe zwischen einem und knapp 20 Metern. Bei der Anzahl der WEA pro OWP liegt die Bandbreite zwischen vier und 91 Anlagen. Bei den betrachteten OWPs finden ausschließlich WEA vom Leistungsspektrum ≤ 3,6 MW Verwendung.

⁴ Für einige OWPs ist bereits eine geplante Anzahl zu installierender WEA bekannt, aber noch kein spezifischer Anlagentyp ausgewählt, so dass die Anzahl der Datensätze variieren kann.

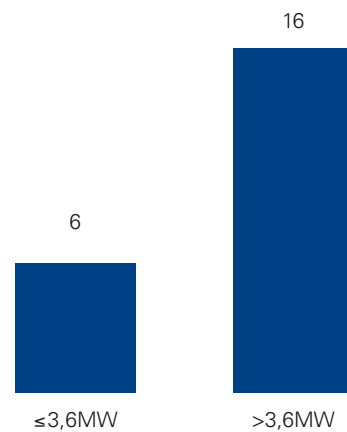
Deutschland

Abb. 28: Übersicht Strukturanalyse der OWPs in Deutschland

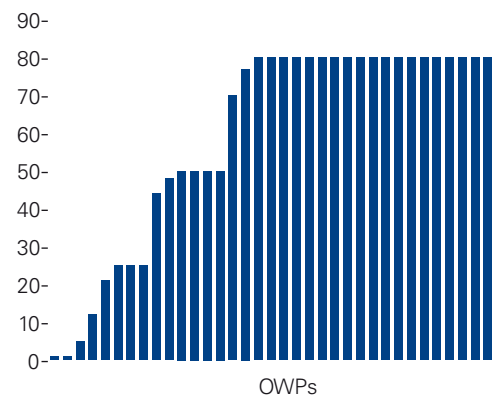
Wassertiefe (m)



Anzahl OWP nach Leistung



Anzahl WEA

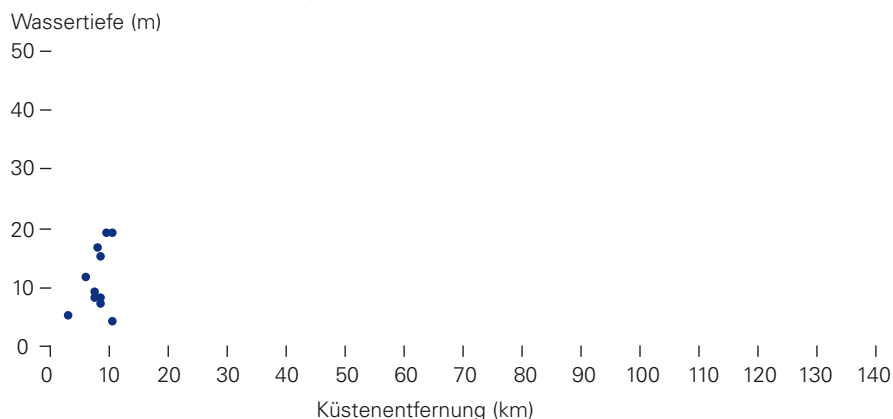


Quelle: KPMG-Analyse

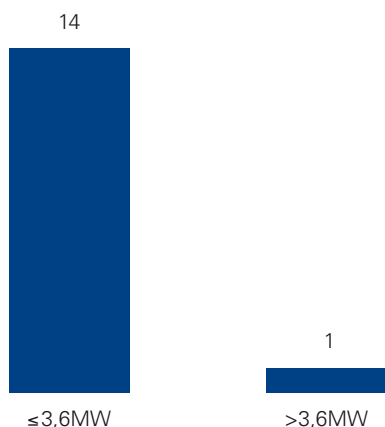
Die deutschen OWPs weisen deutlich höhere Entfernungen zur Küste auf (bis zu 132 km) und damit verbunden auch größere Wassertiefen von bis zu 43 Metern. Die Anzahl der Windenergieanlagen pro OWP liegt zwischen einer und 80. Von den 22 OWPs über die hinsichtlich des Anlagentyps genauere Informationen vorlagen, entfielen 16 auf einen Typ mit einer Leistung von > 3,6 MW.

Großbritannien

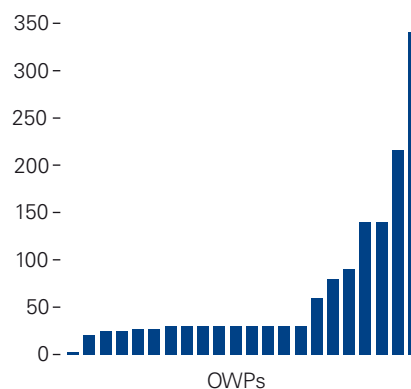
Abb. 29: Übersicht Strukturanalyse der OWPs in Großbritannien



Anzahl OWP nach Leistung



Anzahl WEA

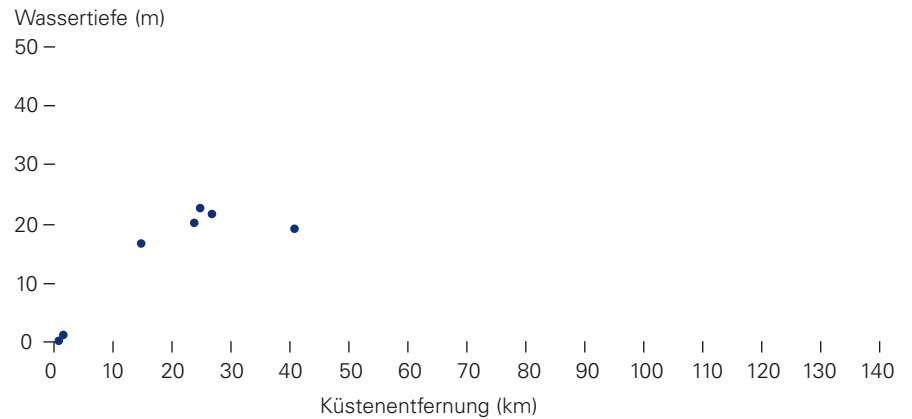


Quelle: KPMG-Analyse

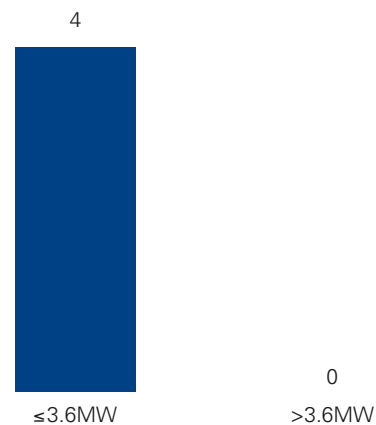
Die Mehrzahl der britischen OWPs befindet sich in einer Entfernung zur Küste von fünf bis zehn Kilometern und ist in einer Wassertiefe von fünf bis zehn Metern verankert. Bezüglich der Größe handelt es sich zumeist um OWPs mit 20 bis 30 WEA. Die Parkgröße variiert zwischen zwei und 341 WEA. Bis auf einen OWP werden bei allen britischen OWPs Windenergieanlagen des Typs ≤ 3,6 MW verwendet.

Niederlande

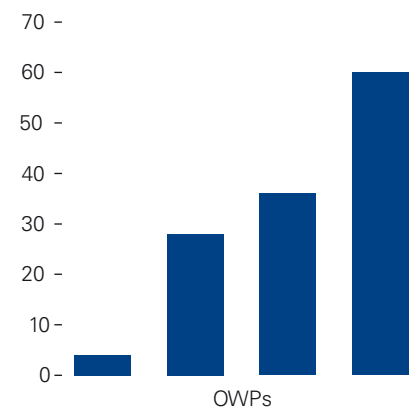
Abb. 30: Übersicht Strukturanalyse der OWPs in den Niederlanden



Anzahl OWP nach Leistung



Anzahl WEA

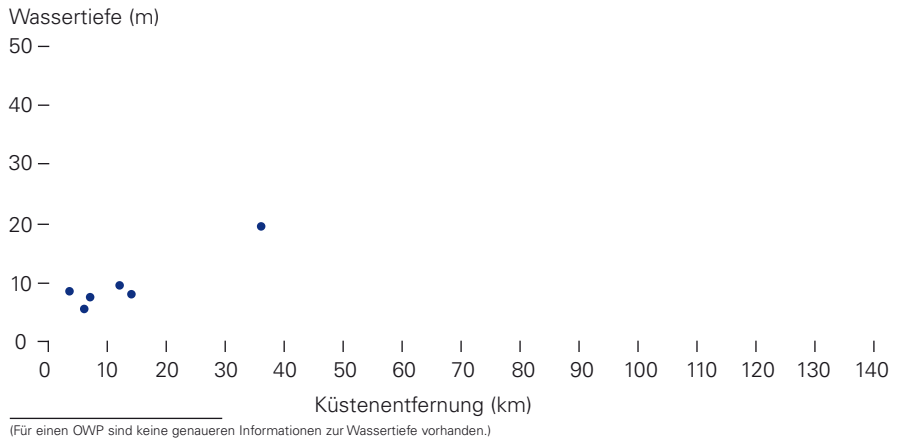


Quelle: KPMG-Analyse

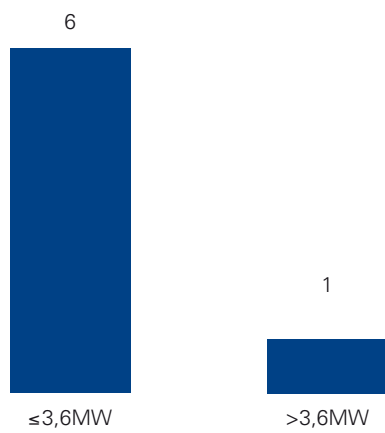
Der größte Teil der niederländischen OWPs befindet sich in 20 bis 30 Kilometer Entfernung von der Küste und in einer Wassertiefe von 20 bis 25 Metern. Zwei Projekte liegen in unmittelbarer Nähe zur Küste und in einer Wassertiefe von weniger als fünf Metern. Die OWPs verfügen dabei über vier bis 60 WEA. Der vorherrschende WEA Typ besitzt eine Leistung von $\leq 3,6$ MW.

Schweden

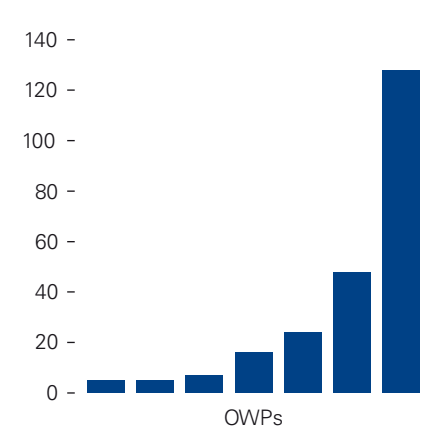
Abb. 31: Übersicht Strukturanalyse der OWPs in Schweden



Anzahl OWP nach Leistung



Anzahl WEA

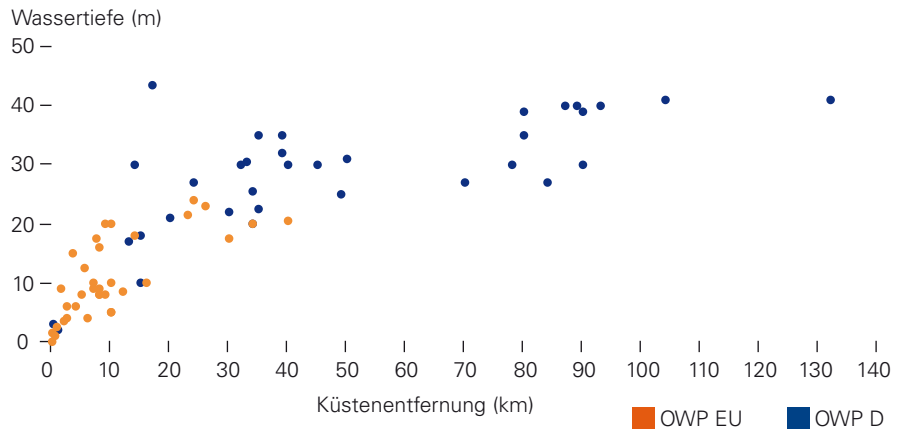


Quelle: KPMG-Analyse

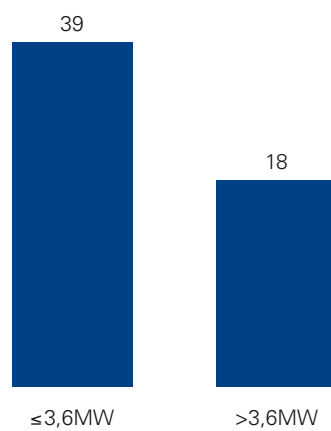
Mit einer Entfernung von zumeist nur zehn Kilometern von der Küste befinden sich die OWPs in Schweden im Gegensatz zu den Niederlanden eher im küstennahen Bereich. Entsprechend liegt die Wassertiefe bis auf eine Ausnahme bei maximal zehn Metern. Die Größe der OWPs reicht von fünf WEA bis zu 128 WEA. Von sieben OWPs, zu denen Daten über den verwendeten WEA Typ vorlagen, verwenden sechs eine Anlage mit $\leq 3,6$ MW und nur ein OWP einen Typ mit höherer Leistung.

Gesamtüberblick über die Struktur der analysierten Offshore-Windparks

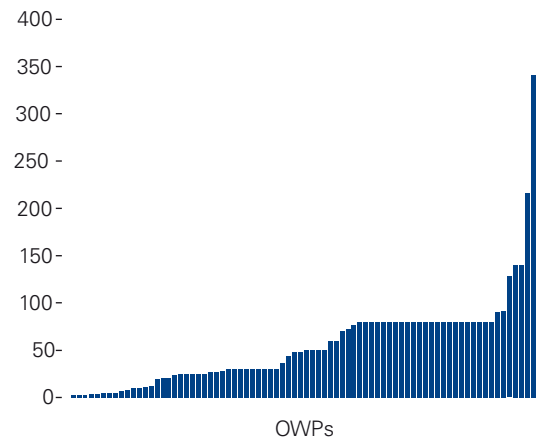
Abb. 32: Gesamtüberblick Strukturanalyse der OWPs



Anzahl OWP nach Leistung



Anzahl WEA



Quelle: KPMG-Analyse

Die hohe Bandbreite der betrachteten OWPs, die hauptsächlich durch die große Vielfalt der deutschen OWPs verursacht wird, reicht von Anlagen mit einer Küstenentfernung von weniger als einem Kilometer bis zu OWPs, die sich in 132 Kilometer Entfernung zur Küste befinden. Bei der Wassertiefe reicht das Spektrum von einem bis 43 Meter. Signifikant ist der hohe Anteil deutscher OWPs mit Entfernungen > 20 km und einer Wassertiefe > 20 m (Cluster 3).



Von den 57 OWPs zu denen genauere Informationen zum verwendeten WEA-Typ vorlagen, planen 39 OWPs Windenergieanlagen mit einer Leistung von $\leq 3,6$ MW. Bei 18 OWPs fand ein WEA-Typ mit einer Leistung $> 3,6$ MW Verwendung. Auf Deutschland entfallen hiervon 16 OWPs, sowie je einer auf Schweden und Großbritannien. Die OWP-Größe variierte zwischen einer und 341 WEA. Knapp ein Drittel der OWPs ist mit 80 installierten WEA geplant.

4.3 Modellberechnung der Internal Rate of Return

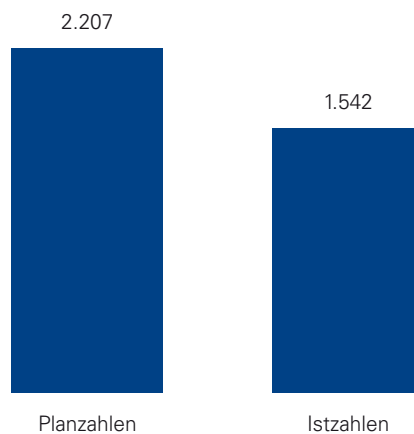
Im folgenden Abschnitt werden, basierend auf den Ergebnissen der vorangegangenen Datenvorbereitung, die Kostensätze der CAPEX/OPEX bestimmt.

4.3.1 Analyse der Capital Expenditure für Offshore-Windparks

Für 30 OWPs der Datenmenge C, lagen weitere Informationen über das Investitionsvolumen vor. Mit diesen Daten wurde für jeden OWP die Kennzahl „CAPEX/MW“ gebildet.

Bei den belgischen, britischen, niederländischen und schwedischen OWPs wurde für die Analysen berücksichtigt, dass die dortigen Entwickler – im Gegensatz zu Deutschland und Dänemark – die Netzanschlusskosten selbst tragen müssen. Eine Analyse der Zusammensetzung der Kosten ergab einen Anteil der Netzanschlusskosten von rund 15 Prozent am gesamten Investitionsvolumen. Dieser Prozentsatz wurde im Folgenden für eine bessere Vergleichbarkeit der CAPEX pro MW bei den belgischen, britischen, niederländischen und schwedischen Kostensätzen abgezogen.

Abb. 33: CAPEX-Vergleich Plan-/Ist-Zahlen von OWPs in T€

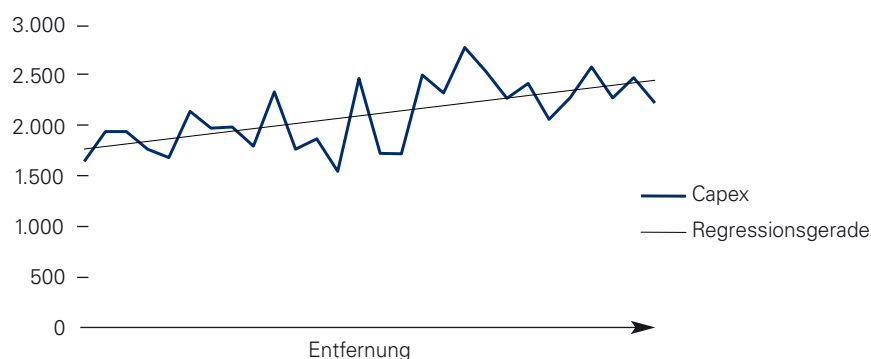


Quelle: KPMG-Analyse

Ein Vergleich der CAPEX bereits fertiggestellter und noch in Planung oder im Bau befindlicher OWPs zeigt deutliche Unterschiede. Die durchschnittlichen CAPEX der noch nicht fertiggestellten OWPs liegen bei 2.207 T€/MW. Im Vergleich dazu liegen die bereits im Betrieb befindlichen OWPs bei 1.542 T€/MW. Dies zeigt eine deutliche Kostensteigerung in den letzten Jahren bei der Realisierung von OWPs. Der Grund hierfür liegt hauptsächlich in den starken Preissteigerungen ab 2002 für Stahl und Kupfer. Zwei der OWPs weisen aufgrund ihrer Errichtung in den Jahren 2001 bzw. 2003 signifikant niedrige Baukosten auf. Deshalb wurden diese OWPs bei der weiteren Analyse der Investitionskosten nicht berücksichtigt.

Im Folgenden wurden die CAPEX der 28 OWPs auf Ihre Abhängigkeit zu bestimmten Faktoren hin untersucht. Dabei konzentrierte sich die Analyse auf Küstenentfernung, Wassertiefe, Anlagentyp, Anlagenzahl sowie den Projektstatus des betreffenden OWPs.

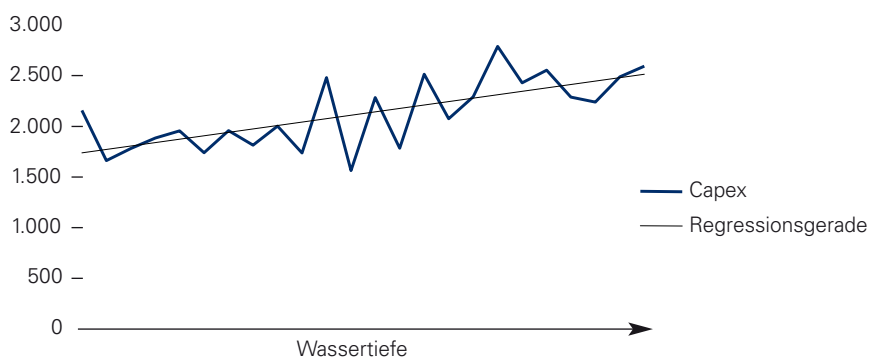
Abb. 34: CAPEX in Abhängigkeit zur Entfernung in T€



Quelle: KPMG-Analyse

Das Ergebnis der Regressionsanalyse der Abhängigkeit zur Küstenentfernung in Höhe von 0,63 zeigt, dass die Investitionskosten mit zunehmender Entfernung des OWP zur Küste ansteigen. Dies steht in Zusammenhang mit der zunehmenden Wassertiefe:

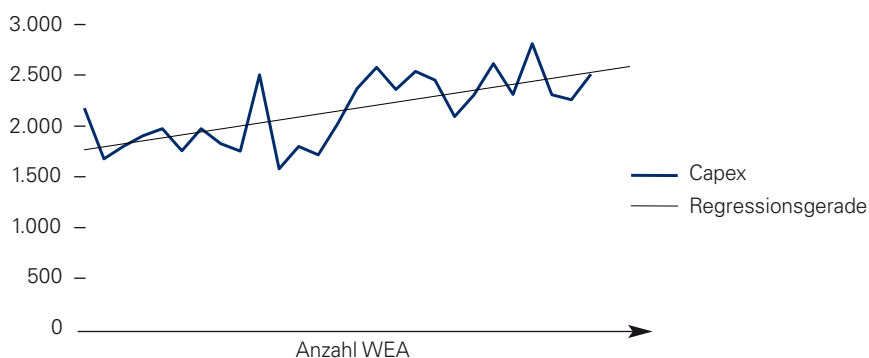
Abb. 35: CAPEX in Abhängigkeit zur Wassertiefe in T€



Quelle: KPMG-Analyse

Die Analyse zeigt mit einem Wert von 0,4 eine Korrelation der Investitionskosten mit zunehmender Wassertiefe.

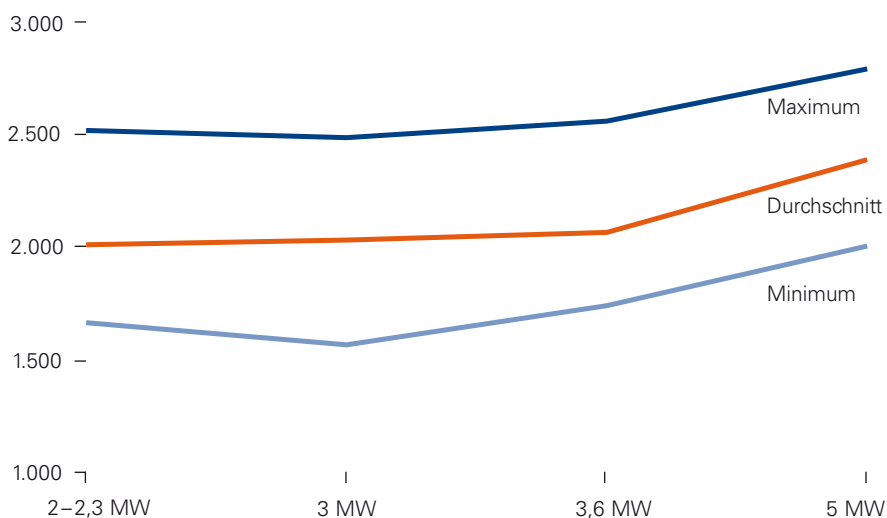
Abb. 36: Entwicklung CAPEX in Abhängigkeit zur Anzahl installierter WEA in T€



Quelle: KPMG-Analyse

Die Anzahl der WEA, welche in einem OWP installiert werden, weist mit 0,2 nur eine schwache positive Korrelation auf und hat keinen signifikanten Einfluss auf die Investitionskosten pro MW.

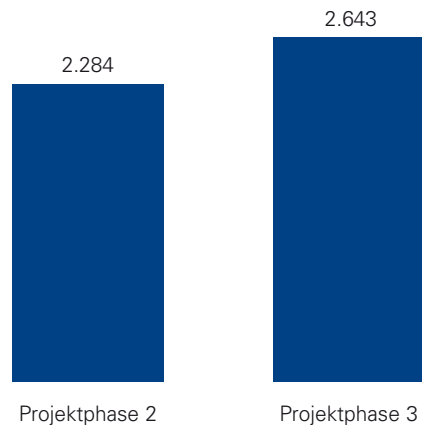
Abb. 37: CAPEX pro MW (nach WEA-Typ) in T€



Quelle: KPMG-Analyse

Der verwendete WEA- Typ hat einen signifikanten Einfluss auf die Höhe der Kosten. Zu einem besonders deutlichen Anstieg kommt es beim Schritt von einer 3,6-MW-Anlage auf den 5-MW-Typ. Hier steigen die durchschnittlichen Kosten von 2.074 T€ auf 2.396 T€/MW an.

Abb. 38: CAPEX Vergleich in Abhängigkeit zur Projektphase in T€



Quelle: KPMG-Analyse

Für die Analyse der Kosten in Abhängigkeit von der Projektphase (siehe hierzu Abb. 24) wurden auf Grundlage der zuvor genannten Verteilung die Investitionskosten zugeordnet. Es zeigt sich eine positive Korrelation zwischen dem Fortschreiten der Planung und den Kosten. Besonders deutlich wird dies beim Vergleich der angenommenen Kosten in der Genehmigungs- oder Vertragsphase von ca. 2.300 T€/MW hin zu rund 2.600 T€/MW für OWPs, die sich in der Bauphase befinden. Dieses Ergebnis zeigt, dass Entwickler in frühen Projektphasen eher optimistische Prognosen zu Grunde legen.

4.3.2 Segmentierung der Offshore-Windparks

Im weiteren Verlauf der Analyse wurde die Attraktivität der wichtigsten europäischen Standorte (Dänemark, Deutschland, Frankreich, Niederlande, Schweden, Spanien und Großbritannien) für OWPs untersucht. Als entscheidendes Kriterium wurde dabei die zu erwartende Verzinsung des Projektes angesehen. Folglich dient die Internal Rate of Return (IRR) als maßgebliche Kennzahl. Die IRR wird durch folgende Formel ermittelt:

Abb. 39: Formel zur IRR Berechnung

$$\text{Initial Investment} = \sum_{t=1}^N \frac{C_t}{(1 + IRR)^t}$$

t = Jahr

C = Cashflow

N = Summe der Zahlungsströme

IRR = Interner Zinsfuß

Wie in den vorhergehenden Analysen gezeigt wurde, haben sowohl die Entfernung des OWP zur Küste, als auch die Wassertiefe und der verwendete Anlagentyp einen besonders starken Einfluss auf die Höhe der Investitionskosten. Aus diesem Grund sollte bei der Standortbewertung sowohl die Lage des OWPs als auch der verwendete WEA-Typ berücksichtigt werden.

Zur Gewährleistung der Anonymisierung wurden in einem ersten Schritt die 28 OWPs von denen Investitionsdaten vorlagen, in drei Cluster eingeteilt. Die Einteilung in die entsprechenden Cluster erfolgte nach den Kriterien Küstenentfernung, Wassertiefe und WEA-Typ.

Folgende Cluster wurden für die Analyse gebildet:

Abb. 40: Kriterien zur Clustereinteilung

Cluster	1	2	3
Küstenentfernung	< 20 km	> 20 km	> 20 km
Wassertiefe	< 20 m	> 20 m	> 20 m
WEA-Klasse	≤ 3,6 MW	≤ 3,6 MW	> 3,6 MW

Quelle: KPMG-Analyse

Die Wahl einer Küstenentfernung von 20 km und einer Wassertiefe von 20 Meter stellt aufgrund der in diesen Bereichen auftretenden Veränderungen der Kosten eine sinnvolle Trennlinie da. Die Unterscheidung zwischen Anlagen mit einer Leistung von ≤ 3,6 MW sowie Anlagen > 3,6 MW ist einerseits darin begründet, dass ab dieser Entfernung die 5-MW-Klasse eine wichtige Rolle bei den Entwicklern spielt. Andererseits stellen Anlagen der 5-MW-Klasse eine technologische Innovation dar, die sich auch kostenseitig signifikant von den Anlagen des kleineren Leistungsspektrums unterscheidet.

Alle OWPs innerhalb der 20 km Zone, die sich zudem in einer Tiefe von weniger als 20 Meter befinden und dazu einen WEA-Typ mit einer Leistung von ≤ 3,6 MW besitzen, wurden dem Cluster 1 zugeteilt. Alle OWPs, welche die Entfernungs- und Tiefenkriterien nach oben überschritten und denselben WEA-Typ wie die OWPs in Cluster 1 benutzen, wurden dem Cluster 2 zugeordnet. OWPs, die von ihren Entfernungs- und Tiefenkriterien in das Cluster 2 eingeordnet werden würden, deren WEA aber eine Leistung > 3,6 MW aufweisen, bilden Cluster 3.

4.3.3 Bestimmung der Kostensätze für Capital und Operating Expenditure

Nach der Clusterbildung erfolgte in einem zweiten Schritt die Zuordnung der 28 OWPs zu den entsprechenden Clustern.

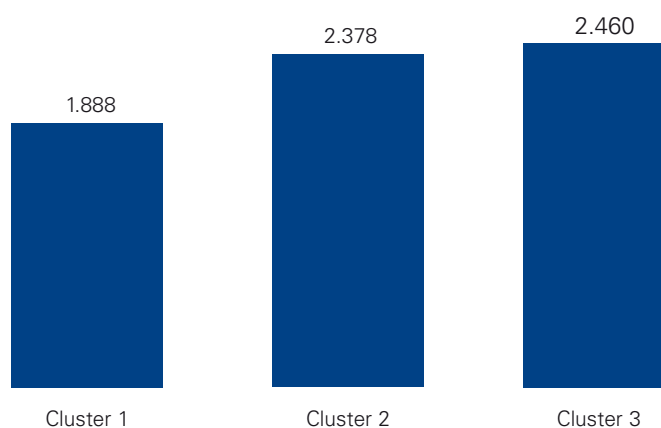
Die Kostensätze der OWPs aus dem jeweiligen Cluster dienten als Grundlage zur Ermittlung der durchschnittlichen Kosten pro Cluster. Der jeweils niedrigste und höchste Wert aus dem Datenbestand des entsprechenden Clusters bildeten das Minimum und Maximum. Somit wurden für jedes Cluster drei Werte (Minimum, Durchschnitt, Maximum) für die Erstellung der Szenarien ermittelt.

Abb. 41: CAPEX-Bandbreiten pro Cluster in T€

Cluster	CAPEX pro MW (Ø)	Bandbreite
1	1.888	1.454–2.493
2	2.378	2.087–2.566
3	2.460	2.300–2.800

Quelle: KPMG-Analyse

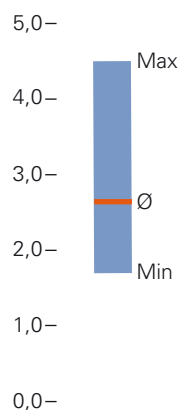
Abb. 42: Durchschnittliche CAPEX pro Cluster in T€



Quelle: KPMG-Analyse

Die Berechnung der IRR erfolgte für jedes Land und für jedes mögliche Cluster von OWPs. Dabei wurden für jedes Cluster neun unterschiedliche Kostensätze zugrunde gelegt. Hierbei handelt es sich um drei unterschiedliche Ansätze der CAPEX (Minimum/Durchschnitt/Maximum). Für jeden dieser drei möglichen Fälle wurden dann unterschiedlich hohe Betriebskosten nach demselben Ansatz (Minimum/Durchschnitt/Maximum) unterstellt.

Abb. 43: Bandbreite der OPEX in ct/kWh



Quelle: KPMG-Analyse

Für die Ermittlung der dafür notwendigen Bandbreite an Betriebskosten standen sieben Datensätze zur Verfügung. Es wurde eine Kostenbandbreite von 1,7 bis 4,5 Cent je produzierter kWh ermittelt. Diese OPEX enthalten Aufwendungen für Reparatur und Instandhaltung, Versicherungs- und sonstige Kosten. Als Durchschnittswert ergeben sich Kosten i. H. v. 2,64 ct/kWh.

4.3.4 Berechnung der Internal Rate of Return anhand des Basismodells

Für jedes Cluster des entsprechenden Landes wurde eine Durchschnittsrendite ermittelt. Dem dafür erstellten IRR-Berechnungsmodell lagen dabei folgende Annahmen zu Grunde.

Abb. 44: CAPEX-Bandbreiten pro Cluster

Variable	Annahme
Capacity factor	36%
Technische Verfügbarkeit WEA	95%
Parkeffekt	7%
Übertragungsverluste	1,5%
Finanzierung	100% EK
Steuern	Vor Steuern aus Einkommen und Ertrag
Einspeisevergütung	Gültige Tarifstruktur für das jeweilige Land
Konfiguration des OWP	60 WEA
Bauzeit des OWP	2 Jahre
Inbetriebnahme des OWP	2010
Laufzeit des OWP	20 Jahre

Quelle: KPMG-Analyse

Bezüglich der Vergütungssysteme in den einzelnen Ländern wurden darüber hinaus folgende weitere Prämissen festgelegt:

- Für variable Elemente der Vergütungssysteme (Markt- und Zertifikatspreise) wurden aktuelle Daten verwendet und für die Laufzeit des OWP als konstant unterstellt.
- Im dänischen Modell wurde für den verhandelten Vergütungssatz der Durchschnittspreis aus den aktuellen Ausschreibungen der OWPs Horns Rev II und Nystedt/Rodsand II herangezogen.
- Im französischen Modell wurde unterstellt, dass die Degression des Einspeisevergütungssatzes bis 2010 durch den Inflationsausgleich kompensiert wird.
- Im niederländischen Modell wurde der Vergütungssatz des bisher gültigen MEP-Tarifs für die Berechnung verwendet.
- Es wurden keine Investitionskostenzuschüsse berücksichtigt.

Im Vergleich zu anderen wichtigen OWP-Märkten steht Deutschland mit einer maximalen durchschnittlichen Rendite von vier Prozent am unteren Ende des Renditevergleichs. Demgegenüber weisen Frankreich, die Niederlande, Spanien und Großbritannien mit sechs bis 13 Prozent deutlich höhere Maximalrenditen auf. Nur Dänemark und Schweden haben mit Ihren geringen Einspeisevergütungssätzen eine geringere vergleichbare Rendite als Deutschland.

Unter Berücksichtigung der politischen Diskussion ergibt sich für Deutschland eine Verbesserung auf acht Prozent für Cluster 3 bis 13 Prozent für Cluster 1. Die erwartete Rendite für Großbritannien steigt auf 11 Prozent für Cluster 3 bis 19 Prozent für Cluster 1.

4.4 Auswertung der Ergebnisse

Im folgenden Abschnitt werden die Ergebnisse aus den vorhergehenden Analysen hinsichtlich ihrer Relevanz in den Ländern untersucht. Auf dieser Basis ist ein Vergleich der IRR in den Ländern möglich.

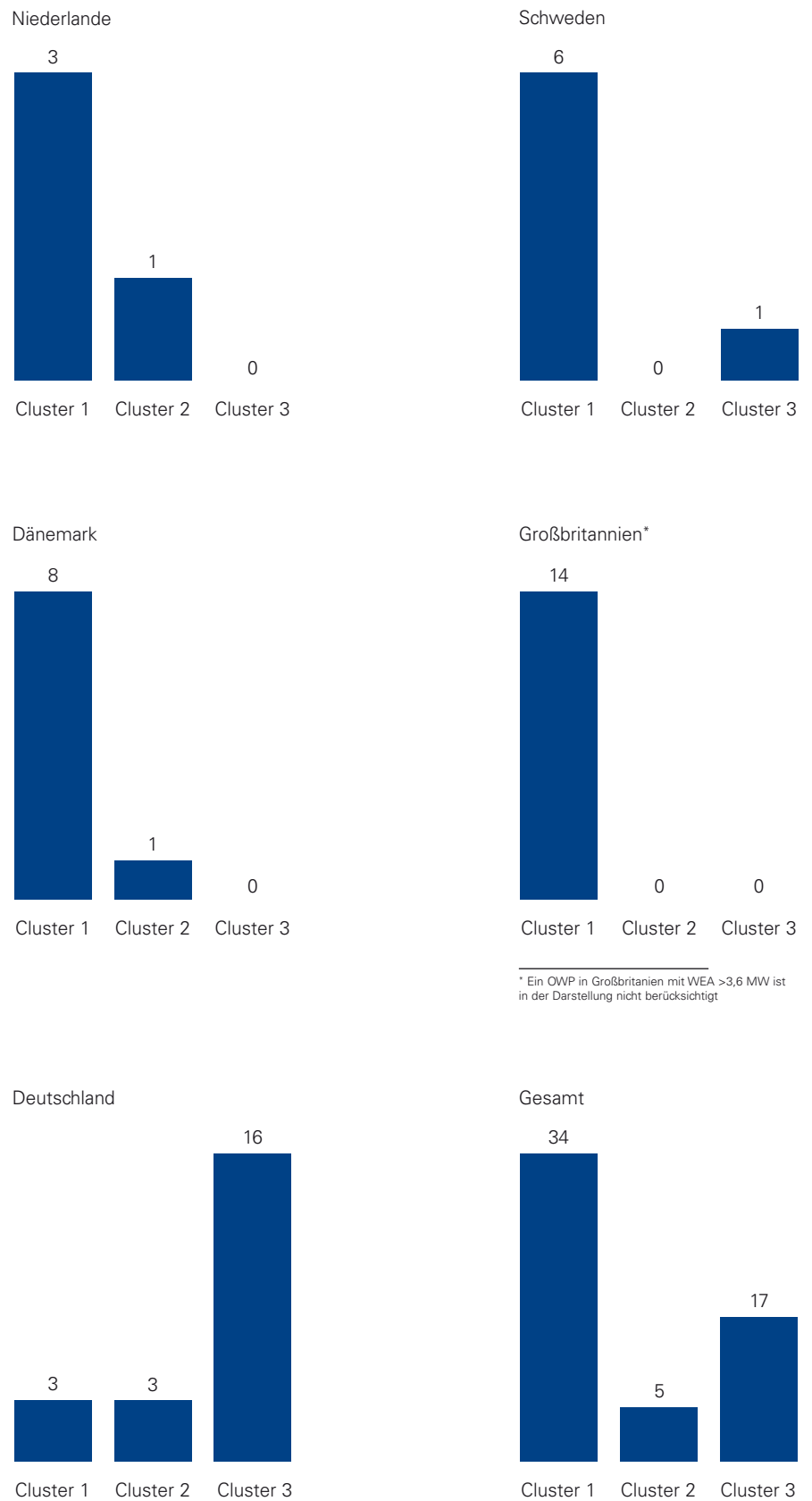
4.4.1 Bestimmung des relevanten Clusters für die Länder

In der weiteren Betrachtung wurde untersucht, welches das für die jeweiligen Länder tatsächlich relevante Cluster ist, da die OWPs in den einzelnen Ländern nicht immer in allen drei Clustern realisiert wurden bzw. werden.

Die 57 OWPs der Datenmenge B, für die geographische Informationen vorlagen, ermöglichten für die Länder Dänemark, Deutschland, Niederlande, Schweden und Großbritannien eine detaillierte Darstellung der Verteilung der OWPs in den einzelnen Clustern. Die detaillierte Darstellung der OWP-Verteilung in den fünf Ländern ergab folgende Ergebnisse:



Abb. 47: Verteilung der OWPs auf die Cluster



* Ein OWP in Großbritannien mit WEA >3,6 MW ist in der Darstellung nicht berücksichtigt

Quelle: KPMG-Analyse

Der Detailgrad der Informationen über Projekte in Frankreich und Spanien ermöglichte keine genaue Darstellung einer größeren Zahl an OWP-Projekten. Dennoch ließen die vorliegenden Daten die Einschätzung zu, dass in beiden Ländern das Cluster 1 die größte Bedeutung besitzt.

4.4.2 Vergleich der relevanten Internal Rate of Return der Länder

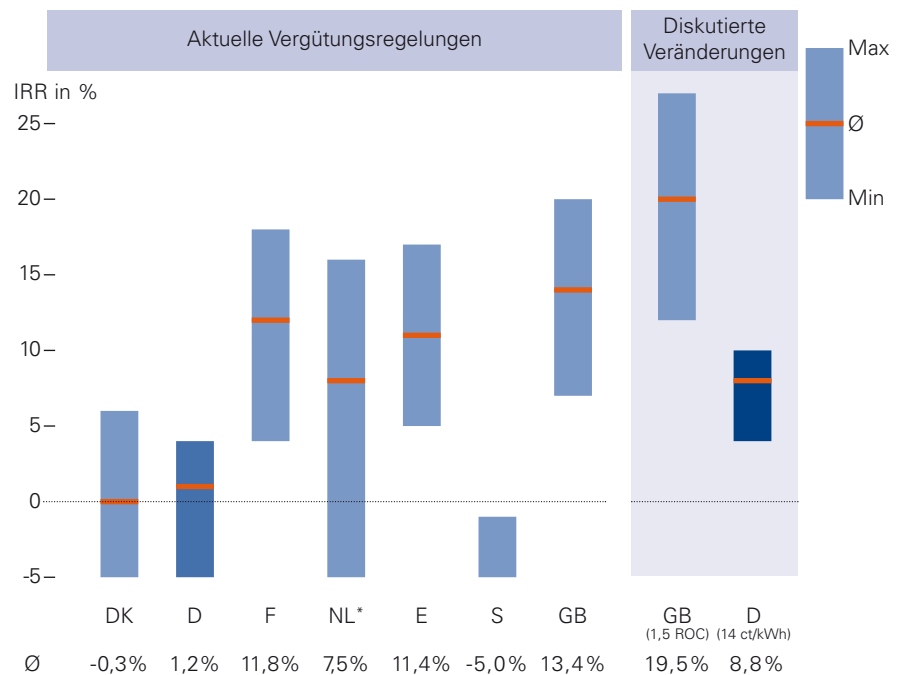
Aufgrund seiner geographischen Gegebenheiten lassen sich in Deutschland die OWPs überwiegend nur in Cluster 2 oder 3 realisieren. Zudem wird in Deutschland eine deutlich höhere Anzahl von Projekten mit 5-MW-Anlagen geplant, so dass das Cluster 3 die relevante Betrachtungsgröße für deutsche OWPs ist.

Für die Niederlande sind in der Darstellung die Werte für das Cluster 1 enthalten, da sich die bislang realisierten Projekte in diesem Bereich befinden. Die aktuell geplanten Projekte sind überwiegend Cluster 2 zugeordnet. Da derzeit keine gültige Vergütungsregelung besteht, kann für diese OWPs keine aussagekräftige Berechnung durchgeführt werden.

Bei allen anderen Ländern liegt die überwiegende Anzahl der OWPs in Cluster 1.

Eine Gegenüberstellung der Bandbreiten der Renditen unter den gesetzten Prämissen wird in folgender Abbildung dargestellt:

Abb. 48: IRR-Bandbreiten der betrachteten europäischen Offshore-Märkte



* Regelung NL eingestellt

Quelle: KPMG-Analyse

Abb. 49: Tabellarische Darstellung der IRR-Ergebnisse

	DK	D	F	NL	E	S	GB	GB (1,5)	D 14
Min	–	–	4,7%	–	5,1%	–	6,7%	12,1%	4,0%
Ø	–	1,3%	11,8%	7,5%	11,4%	–	13,4%	19,5%	8,8%
Max	5,6%	3,9%	18,0%	15,2%	17,2%	–	19,6%	26,7%	11,3%

Quelle: KPMG-Analyse

In Abbildung 48 sind die erwarteten Renditebandbreiten in den einzelnen Ländern für die relevanten Cluster dargestellt. In der nachfolgenden Tabelle werden die positiven erwarteten Renditen aufgeführt. Negative rechnerische Renditen sind nicht dargestellt.

Im Ergebnis zeigt sich, dass Deutschland mit der momentan gültigen Einspeisevergütung gegenüber den meisten anderen europäischen Standorten nicht konkurrenzfähig ist. Nur Dänemark und Schweden weisen eine noch geringere Renditeerwartung auf. Der attraktivste Offshore-Standort ist Großbritannien mit einer durchschnittlichen Rendite von rund 13 Prozent.

Sofern die aktuelle politische Diskussion bei der Berechnung der IRR berücksichtigt wird (anfänglicher Vergütungssatz 14 ct/kWh), ergibt sich für Deutschland eine deutliche Verbesserung. Die Renditeerwartung würde im Durchschnitt von etwa einem auf nahezu neun Prozent ansteigen. Dies bedeutet jedoch im Vergleich zu Frankreich, Spanien und Großbritannien immer noch einen Rückstand von zwei bis vier Prozent. Sofern die derzeit diskutierten Veränderungen in Großbritannien wirksam werden, würde der Rückstand Deutschlands wiederum bei über zehn Prozent liegen.

Die Analyse zeigt, dass auch bei einem Anstieg der Einspeisevergütung nicht das Renditeniveau von Großbritannien erreicht wird. Dies resultiert primär aus den im Vergleich zu Großbritannien höheren Investitionskosten aufgrund der schwierigeren geographischen Lage.

5. Marktsituation der Hersteller

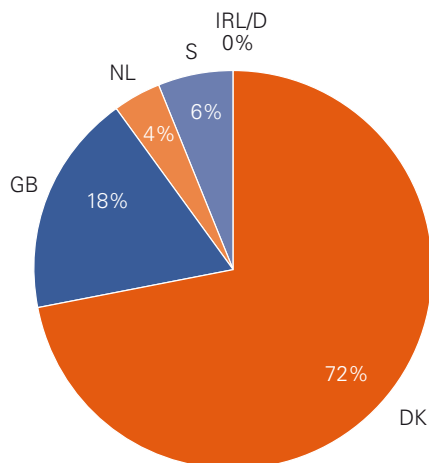
Im Folgenden wird der Status quo der Windenergie sowie die Entwicklung der Anlagenkapazität dargestellt.

5.1 Status quo der Windenergie

In Europa sind derzeit 24 OWPs in sechs Ländern mit einer Leistung von 1.012 MW installiert.

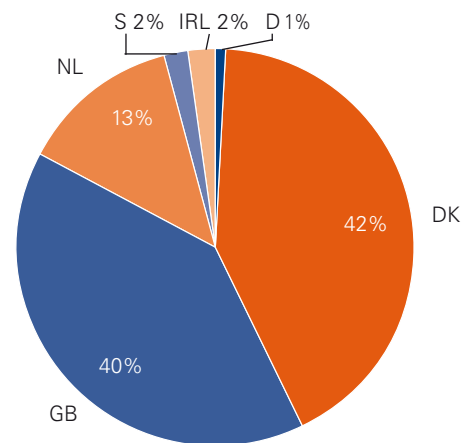
Regionale Verteilung der OWPs (Basis: installierte Leistung) in Europa:

Abb. 50: Installierte Offshore-Leistung in Europa; 2003



Quelle: KPMG-Analyse

Abb. 51: Installierte Offshore-Leistung in Europa; 30.06.2007



Quelle: KPMG-Analyse

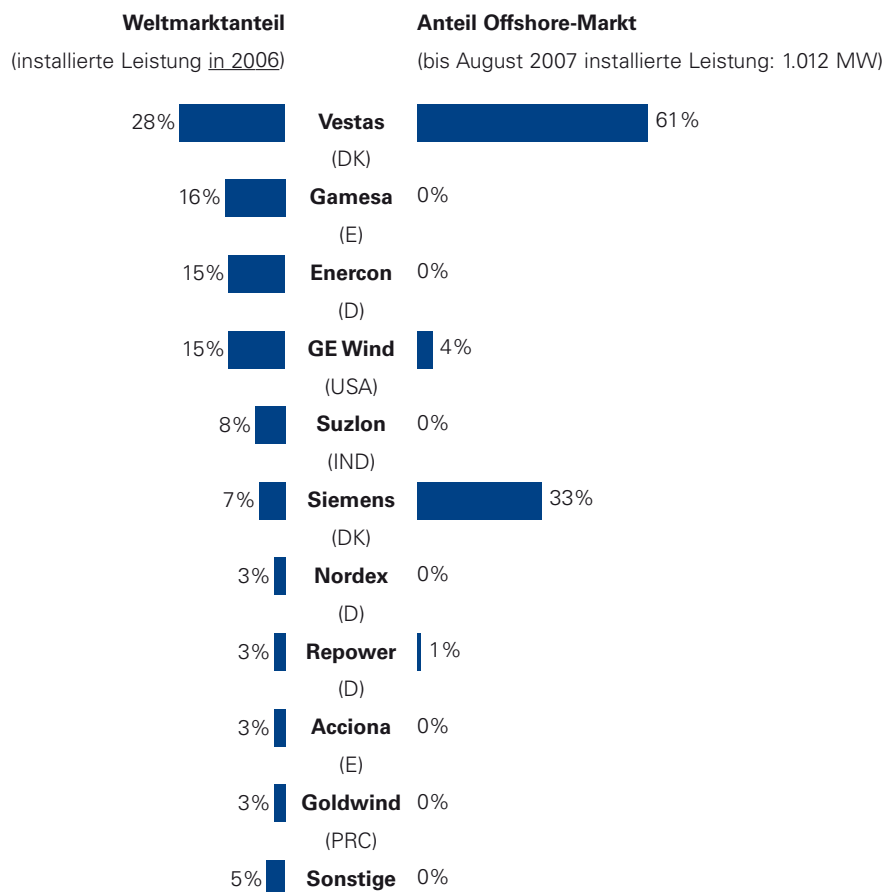
Über 80 Prozent der installierten Leistung verteilt sich hierbei auf Dänemark und Großbritannien. Im Vergleich zur KPMG-Marktanalyse 2003 ist festzustellen, dass Großbritannien und die Niederlande ihren Anteil deutlich ausgebaut haben und somit in Europa die höchsten Wachstumsraten verzeichnen.

Der oben gezeigte Anteil von einem Prozent für die deutschen OWPs zum 30. Juni 2007 resultiert aus zwei Nearshore-WEA in Emden (Enercon, Anlagentyp: E112) und Rostock (Nordex, Anlagentyp: N90).

Die bislang offshore installierte Leistung stellt bezogen auf die insgesamt installierte Leistung aller WEA in Europa (per 31. Dezember 2006: 48 GW) einen Anteil von 2,1 Prozent dar. Bezogen auf die weltweit installierte Leistung (per 31. Dezember 2006: 74 GW) ergibt sich ein Anteil von lediglich 1,4 Prozent.

Dieser sehr kleine Markt wird derzeit nicht von allen Herstellern bedient:

Abb. 52: Weltmarktanteile WEA-Hersteller



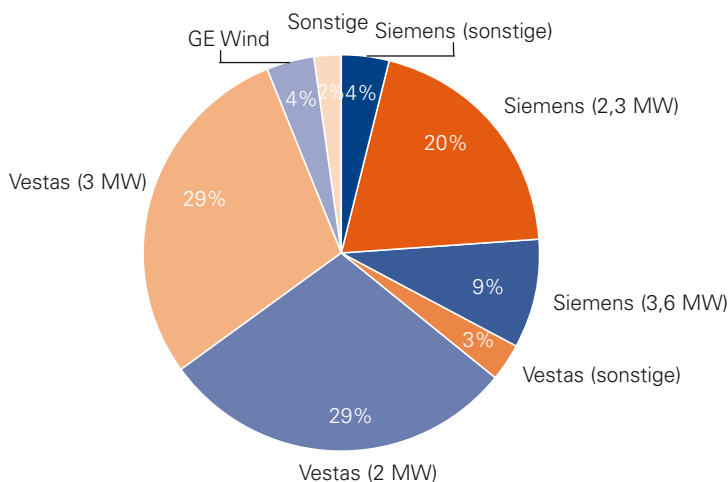
Quelle: BTM Consult, KPMG-Analyse

Von den weltweit vier größten WEA-Herstellern bieten aktuell nur Vestas und Siemens Offshore-WEA an. Die beiden Hersteller Enercon – der mit E126 die momentan weltweit leistungsstärkste WEA in Betrieb hat – und Gamesa sind derzeit ausschließlich im Bereich der Onshore-Installation tätig.

Mit ca. 61 Prozent der insgesamt installierten WEA-Leistung offshore hat Vestas bislang den größten Anteil der Offshore-WEA installiert. Siemens und Vestas verfügen seit Beginn der 90er-Jahre über Erfahrungen mit dem Bau von Offshore-WEA. Beide Firmen (dies schließt die Übernahmen anderer Wettbewerber, z. B. Bonus und NEG Micon ein) haben bislang 94 Prozent aller Offshore-WEA errichtet.

Die Analyse der Leistungsklassen der offshore installierten WEA zeigt zudem, dass beide Hersteller in den letzten Jahren Erfahrungen von sehr kleinen Anlagen (0,5 MW) bis zur 3-MW-Klasse gesammelt haben.

Abb. 53: Leistungsklassen der installierten WEA



Quelle: KPMG-Analyse

Die anderen Wettbewerber haben deutlich geringere Erfahrungen mit dem Bau bzw. dem Betrieb von offshore installierten WEA. Folgende Hersteller haben neben den beiden Marktführern WEA offshore errichtet:

- GE Wind: 7 WEA (Arklow Bank: 3,6 MW 2003)
- Nordex: 2 WEA (Frederikshavn: N90/2,5 MW 2003; Breitling: N90/2,5 MW 2006)
- Repower: 2 WEA (Beatrice: 5,0 MW 2006/2007)

Abb. 54: Installierte und/oder angebotene Offshore-WEA

Übersicht installierte und/oder angebotene Offshore-WEA						
Hersteller	Vestas	Siemens	GE Wind	Repower	Multibrid	BARD
Typ	V90	SWT 3–6	3,6sl	5M	M 5000	VM
Leistung (MW)	3,0	3,6	3,6	5,0	5,0	5,0
Bisher installierte Anlagen (Offshore)	98	25	7	2	0	0
Prototyp seit	2002	2004	2002	2004	2004	–
Rohrdurchmesser	90m	107m	111m	126m	116m	122m
Gewicht (Gondel inkl. Rotorblätter)	k.A.	200 t	k.A.	ca. 410 t	ca. 276 t	ca. 435 t

Quelle: KPMG-Analyse



5.2 Prognose zur Marktentwicklung 2008–2012

Wie aus den vorangegangenen Analysen zur Wirtschaftlichkeit von OWPs ersichtlich, sind derzeit vor allem die Märkte in Großbritannien sowie Frankreich und Spanien als attraktiv einzuschätzen. Allein die Leistung der in Großbritannien in Planung befindlichen OWPs übertrifft die aktuell installierte Leistung von 1.012 MW um ein Vielfaches.

Vorausgesetzt, dass sich für die OWPs Eigenkapital- und/oder Fremdkapitalinvestoren finden, ist in den nächsten Jahren von einem sehr dynamischen Anstieg der Nachfrage für Offshore-WEA – insbesondere der 3- und 5-MW-Klasse – auszugehen. Zu klären ist, wie die Hersteller diesem Bedarf gerecht werden können.

5.2.1 Vorgehensweise bei der Untersuchung der Anlagenkapazität

Für die Untersuchungen wurden mit sechs Herstellern von Offshore-WEA strukturierte Interviews geführt. Zusätzlich ist veröffentlichtes Datenmaterial dieser Unternehmen sowie anderer Hersteller ausgewertet worden. Für die Auswahl der relevanten Hersteller wurden derzeit installierte bzw. geplante Offshore-WEA mit einer Leistung von $\geq 2,5$ MW berücksichtigt. Im Rahmen der Interviews war es das Ziel, die zukünftige Entwicklung aus Sicht der Hersteller zu erfragen sowie Problemfelder und Risiken für die weitere Marktentwicklung aus Sicht der Hersteller aufzuzeigen.

Folgende Themen standen dabei im Mittelpunkt:

- Prognose für die Entwicklung der Produktionskapazitäten
- Anlagenverfügbarkeit/Lieferfristen
- Preisentwicklung für Offshore-WEA
- Risiken in der Zulieferkette

Im Rahmen unserer Interviews wurden die Offshore-WEA analog zu den derzeit verfügbaren Anlagen in drei Kategorien eingeteilt:

- $\leq 3,0$ MW
- $\geq 3,0$ MW / $< 5,0$ MW
- $\geq 5,0$ MW

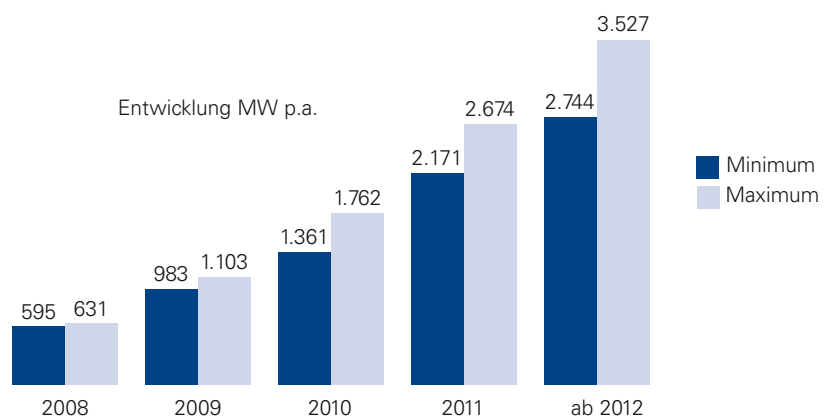
Die Auswertung der Ergebnisse der Interviews ergab, dass mögliche Kapazitätsengpässe vorrangig bei den Anlagen $\geq 3,0$ MW relevant sind. Die Offshore-WEA mit einer Leistung $< 3,0$ MW wären nach Aussage der betreffenden Hersteller – mit erforderlichen Lieferfristen – wahrscheinlich auch in hohen Stückzahlen verfügbar. Es handelt sich dann in der Regel um modifizierte Onshore-WEA, für die etablierte Produktionsabläufe und Zuliefererketten bestehen. Da die aktuell verfügbaren Daten zu den geplanten OWPs bis auf wenige Ausnahmen auf Anlagen $\geq 3,0$ MW basieren, sind die nachfolgenden Analysen auf die beiden letztgenannten Kategorien beschränkt.

5.2.2 Entwicklung der Produktionskapazitäten

Die Produktionskapazität der Hersteller für Offshore-WEA wird von den Marktteilnehmern als das höchste Risiko für die Umsetzung von geplanten OWPs angeführt (siehe hierzu Kapitel 6). Damit ist sie – neben einer Reihe weiterer möglicher Engpässe – ein zentrales Kriterium für die Beurteilung der zukünftigen Marktentwicklung.

Im Ergebnis der Interviews mit den einzelnen Herstellern und der Auswertung sonstiger allgemein verfügbarer Datenquellen zeigt sich, dass die jährliche Produktionskapazität in den kommenden Jahren sehr deutlich ausgebaut werden soll.

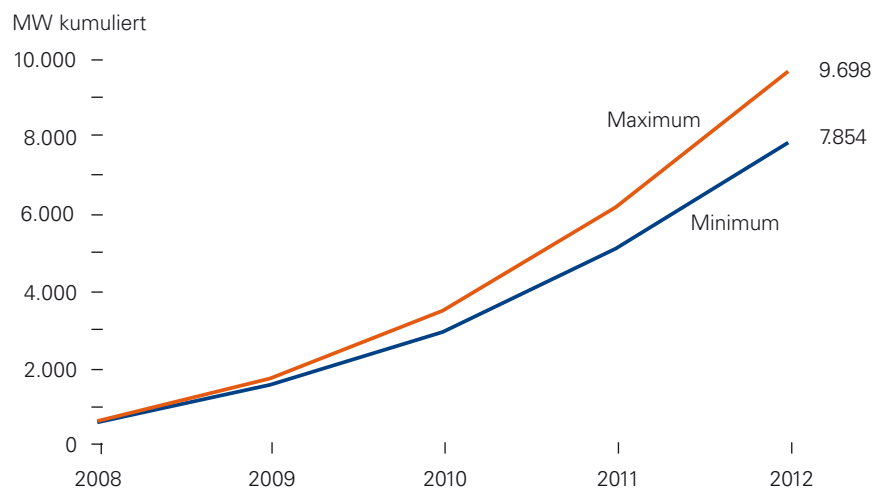
Abb. 55: Jährliche Produktionskapazität für Offshore-WEA (MW)



Quelle: Herstellerangaben, KPMG-Analyse

Ausgehend von der für 2008 geplanten Kapazität von rd. 600 MW ist auf Basis der Angaben der Hersteller ein Anstieg der jährlichen Produktionsmenge bis 2012 auf etwa 2.700 bis 3.500 MW zu erwarten. Basierend auf diesen Zahlen ist davon auszugehen, dass bis 2012 eine kumulierte Leistung von ca. 7.000 MW bis 9.700 MW erreichbar ist. Dies entspricht einem durchschnittlichen Wachstum (CAGR) von 91 bzw. 98 Prozent.

Abb. 56: Entwicklung Produktionskapazitäten für Offshore-WEA in MW kumuliert



Quelle: Herstellerangaben, KPMG

Die Darstellung zukünftiger Produktionskapazitäten berücksichtigt nur die WEA, die zu den jeweiligen Zeitpunkten als verfügbar dargestellt wurden. Strategische Optionen einzelner Hersteller wie z.B. Leistungssteigerung oder Neuentwicklung von WEA sind hier nicht berücksichtigt.

Ebenso kann das offshore installierte Volumen in geringerem Umfang dadurch gesteigert werden, dass einzelne OWPs – beispielsweise in der 12-Seemeilenzone oder der Ostsee – mit kleineren Anlagen (z. B. 2,5 MW) installiert werden.

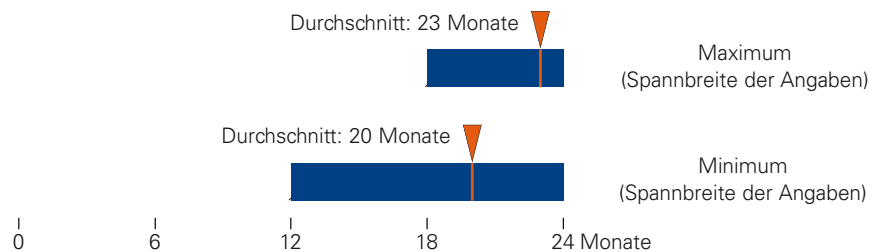
Sofern sich eine nachhaltige Steigerung der Nachfrage nach Offshore-WEA abzeichnet, ist zudem davon auszugehen, dass auch andere WEA-Hersteller in den Markt eintreten werden. Dies gilt aus unserer Sicht insbesondere dann, wenn der Anteil des Offshore-Marktes in Relation zum Onshore-Markt überproportional ansteigt. Daraus können sich mittelfristig zusätzlich große Potenziale für eine Erweiterung der jährlichen Produktionskapazitäten ergeben.

Abzuwarten bleibt, inwieweit andere Hersteller die langjährige Offshore-Erfahrung der Marktführer Vestas und Siemens kompensieren können.

5.2.3 Analyse der Anlagenverfügbarkeit/Lieferfristen

Für die Abschätzung der aktuell zu kalkulierenden Lieferzeiten wurden die WEA-Hersteller befragt, welche Lieferzeiten für Offshore-WEA zum Zeitpunkt des Interviews bestehen. Das Ergebnis stellt sich wie folgt dar:

Abb. 57: Durchschnittliche Lieferzeiten für Offshore-WEA



Quelle: KPMG-Analyse

Mit durchschnittlich 20 bis 23 Monaten Lieferzeit bestehen derzeit bereits Lieferfristen, die nach unseren Recherchen über die Fristen im Onshore-Bereich hinausgehen. Darin spiegelt sich letztlich auch die aktuell geringe Kapazität der Hersteller wider.

Die veröffentlichten Vertragsabschlüsse einzelner Hersteller zeigen, dass derzeit bereits die Umsetzung einzelner OWPs wesentliche Teile der verfügbaren Produktionskapazität beansprucht.

Aktuell sind Abschlüsse von Lieferverträgen bis in das Jahr 2009 hinein veröffentlicht. Die wichtigsten Bauvorhaben sind hierbei:

- Lynn/Inner Dowsing (2008, Siemens, 54 x 3,6 MW)
- Robin Rigg (2008, Vestas, 60 x V90)
- Gunfleet Sands (2009, Siemens 30 x 3,6 MW)

Die Dynamik der Umsetzung in Großbritannien lässt in diesem Zusammenhang vermuten, dass kurzfristig weitere Abschlüsse über die Lieferung von Offshore-WEA in 2009/2010 erfolgen werden.

Für deutsche OWPs ist nach unserer Einschätzung in den nächsten Monaten – mit Ausnahme des Testfeldes „Alpha Ventus“ – nicht von verbindlichen Bestellungen auszugehen, da derzeit die Vergütungssätze in Deutschland für Investoren keine ausreichenden Renditepotenziale bieten. Solange die derzeit in Diskussion befindlichen Verbesserungen der Vergütungssätze für Offshore-Windenergie nicht gesetzlich verankert sind, besteht keine Investitionssicherheit. Je kürzer die Phase der Investitionsunsicherheit ist, um so eher sind auch Investoren deutscher OWPs in der Lage, verbindliche Bestellungen auszulösen.

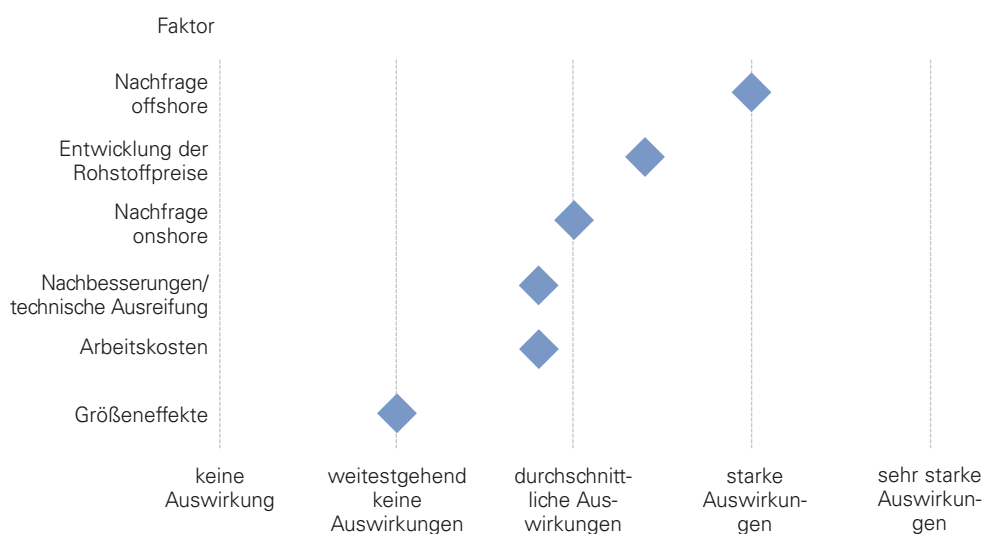
5.2.4 Analyse der zukünftigen Preisentwicklung und kritischer Komponenten

Im Rahmen der Interviews mit den WEA-Herstellern wurden auch die Einschätzungen zur Preisentwicklung und zu wesentlichen Einflussfaktoren für die zukünftige Preisentwicklung erfragt.

Konkrete bzw. auswertbare Einschätzungen der Hersteller zur zukünftigen Preisentwicklung wurden nicht geäußert. Pauschal werden jedoch von den meisten Herstellern kurz- und mittelfristig eher steigende Preise erwartet. Dies stimmt mit unseren vorigen Informationen aus der Befragung der Projektierer überein.

Die gestellte Frage nach dem Einfluss bestimmter Veränderungen der Rahmenbedingungen auf die Preisentwicklung wurde von den interviewten Gesellschaften wie folgt beantwortet:

Abb. 58: Auswirkungen auf zukünftige Preisentwicklung bei Offshore-WEA



Quelle: KPMG-Analyse



Die Abbildung 58 zeigt deutlich, dass der wesentliche Treiber für die Preisentwicklung die Nachfragesituation nach Offshore-WEA sein wird. In Verbindung mit der unter 3.4./5.2.2. aufgezeigten Diskrepanz zwischen Kapazität der Hersteller und der für den Bau geplanten Projekte ist das Risiko steigender Preise bei Offshore-WEA als weiterhin sehr hoch einzuschätzen.

Die Entwicklung der Rohstoffpreise schätzen die WEA-Hersteller aufgrund der hohen Stahl- und Gusseisenanteile ebenfalls als relevantes Thema ein.

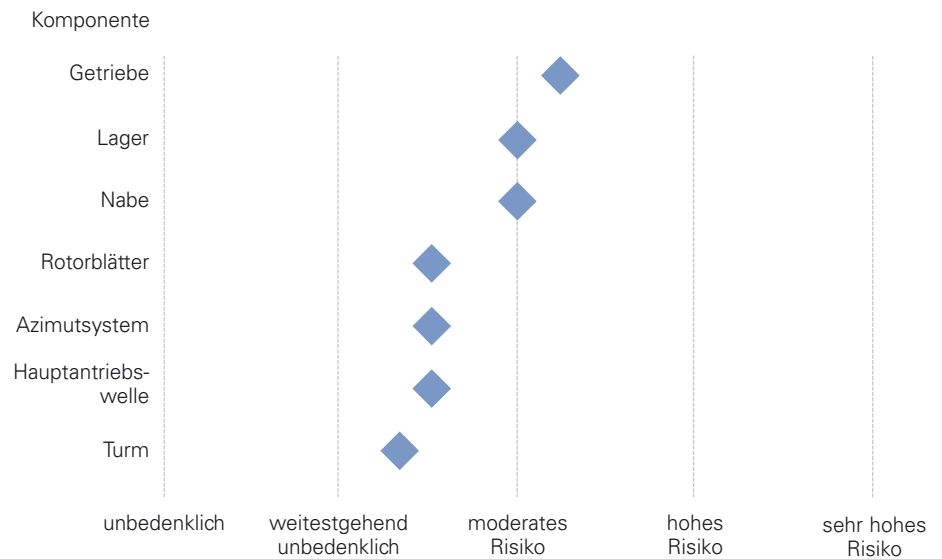
Die derzeit starke (und international getriebene) Onshore-Nachfrage befindet sich in der Darstellung zwar auf dem dritten Rang. Jedoch ist zu berücksichtigen, dass einige Hersteller lieferbare Offshore-WEA auch onshore einsetzen. Vor diesem Hintergrund ist die weltweit hohe Nachfrage nach WEA weiterhin ein limitierender Faktor bei der Entwicklung des Offshore-Marktes. Hinzu kommt, dass der Onshore-Markt für die WEA-Hersteller in Bezug auf mögliche Risiken als beherrschbar angesehen wird, sodass bei aktuell gegebener Vollausslastung der Produktionskapazitäten auch Ertrags- und Risikoaspekte gegen eine Substitution von Onshore-WEA sprechen.

Ein überraschendes Ergebnis ist, dass von Größeneffekten nur geringe Auswirkungen auf die zukünftige Preisentwicklung erwartet werden. Dies insbesondere deshalb, weil mehrere Hersteller derzeit daran arbeiten, von einer Prototyp- bzw. Vorserienfertigung in den nächsten Jahren in die Serienfertigung zu wechseln. Die Hersteller erwarten offenbar aufgrund der begrenzten Kapazitäten einzelner Zulieferer und/oder der begrenzten Anzahl von Zulieferern nicht, dass Preisreduzierungen durch steigende Abnahmemengen zu erreichen sind.

Die Kapazitäten im Zulieferbereich der WEA-Hersteller sind derzeit in der Windenergiebranche – d. h. auch bei in der Regel leistungsschwächeren Onshore-WEA – ein Problem. Dieses trifft grundsätzlich alle Hersteller, auch wenn diese je nach eigener Fertigungstiefe bzw. Lieferantenbindung unterschiedlich betroffen sind. Beispielsweise hat Repower im Halbjahresbericht 2007 explizit auf die Liefer-schwierigkeiten von Zulieferern verwiesen.

Die Frage nach den Risiken in Bezug auf Engpässe bei einzelnen Komponenten für die Herstellung von Offshore-WEA wurde wie folgt beantwortet:

Abb. 59: Kritische Komponenten für die Herstellung von Offshore-WEA



Quelle: KPMG-Analyse

Die kritischsten Komponenten sind hierbei Getriebe, Lager und andere Großkomponenten wie beispielsweise die Naben oder die Hauptantriebswellen. Die Einschätzung deckt sich mit einschlägigen Veröffentlichungen zu diesem Thema. Die Hersteller von Getrieben und nachgelagerte Zulieferer, wie beispielsweise die Hersteller von Lagern, arbeiten aufgrund hoher Nachfrage auf dem Windmarkt, aber auch dem Anlagenbau, an der Kapazitätsgrenze. Da die Erweiterung der weltweiten Kapazitäten bei diesen Teilen sehr kapital- und zeitintensiv ist, wird der Preisdruck für die WEA-Hersteller hier voraussichtlich auch weiterhin anhalten.

Grundsätzlich kann erwartet werden, dass bei den größeren WEA (> 3 MW) die Problematik länger bestehen wird als bei kleineren WEA.

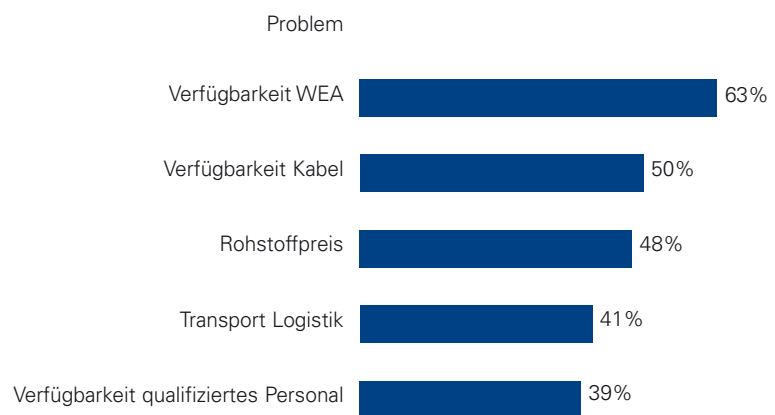
Im Gegensatz zu den gängigen Onshore-WEA wird ein Engpass bei den Rotorblättern als mögliches Problem angesehen. Dies ist vor allem auf die Rotorblätter > 50 m zurückzuführen, für die heute nur begrenzte Produktionskapazitäten bestehen. Einzelne Hersteller von WEA sind bereits aktiv dabei, eigene Fertigungen für diese Größenklassen selbst oder in Joint Venture-Gesellschaften aufzubauen (Multibrid, Repower).

6. Risiken für die Umsetzung von Offshore-Windparks



Wie in den vorangegangenen KPMG-Umfragen der Jahre 2003 und 2006, wurden die angesprochenen Unternehmen zu den größten Herausforderungen und Problemen bei der Umsetzung von OWPs befragt. Im Jahr 2007 ergibt sich folgendes Ranking der größten Probleme (Top 5):

Abb. 60: Top-Probleme 2007 für die Umsetzung von OWPs (Mehrfachnennungen möglich)



Quelle: KPMG-Analyse

Mit einem Anteil von 63 Prozent stellt die Verfügbarkeit der Windenergieanlagen nach Einschätzung der Befragten das Hauptproblem für die Umsetzung von OWPs dar. Diese Einschätzung korrespondiert mit den Analyseergebnissen in Kapitel 5.

Produktionsengpässe haben bereits zu einer Erhöhung der Lieferfristen und zu einem Preisanstieg der WEA geführt. Aufgrund der knappen Anlagenkapazitäten und einem signifikant steigenden Bedarf auf dem europäischen Markt in den kommenden Jahren, stehen Projektentwickler bei der Umsetzung von OWPs zunehmend unter zeitlichem und wirtschaftlichem Druck.

Auf den Rängen zwei und drei der Umfrage sind die Verfügbarkeit von Kabeln (50 Prozent) sowie die gestiegenen Rohstoffpreise (48 Prozent) zu finden. Bei letzterem spiegeln sich die aktuellen Entwicklungen auf den Rohstoffmärkten sowie die derzeitigen Probleme der Zuliefererindustrie wider. Diese belasten die Wirtschaftlichkeitsrechnungen der Projekte nachhaltig.

Die Tatsache, dass die Verfügbarkeit von Kabeln als zweitgrößtes Problem für die Umsetzung von OWPs wahrgenommen wird, ist im Kontext des Inkrafttretens des Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetzes im Jahr 2006 zunächst erstaunlich. Demnach sind nun die Netzbetreiber für den Netzanschluss sowohl finanziell als auch technisch/logistisch verantwortlich.

Doch obwohl die Netzbetreiber für den Anschluss verantwortlich sind, haben Einzelrisiken für die Umsetzung des Anschlusses weiterhin Bestand, da auch die betreffenden Energieversorgungsunternehmen E.ON und Vattenfall den gleichen Restriktionen bei der Errichtung der Netzanschlüsse unterliegen. So sind beispielsweise Probleme wie Lieferschwierigkeiten bei den Kabelherstellern, der Mangel an geeigneten Verlegeschiffen oder aber schwierige Bodenverhältnisse, die ein Verlegen der Kabel zusätzlich behindern, weiterhin relevante Hemmnisse für die Umsetzung von OWPs. Ersatzansprüche für die entgangene Einspeisung im Falle einer verspäteten Inbetriebnahme in Folge von Netzanschlusssschwierigkeiten bestehen nur, sofern ein Verschulden des Netzbetreibers vorliegt.

Zusätzlich besteht derzeit ein weiteres Problem. Aufgrund zahlreicher Anträge auf Anschluss von mehr als 14 GW Offshore-Leistung in Nord- und Ostsee, mit deren Bau bis zum Ende des Jahres 2011 begonnen worden sein soll, sind die Netzbetreiber gezwungen zu priorisieren. Aus diesem Grund wird derzeit von den Netzbetreibern mit externer Unterstützung ein Bearbeitungsranking der Projekte erstellt⁵. Eine Berücksichtigung aller beantragten Anschlüsse bis Ende 2011 (dann endet nach aktueller Gesetzeslage der Anbindungsauftrag der Netzbetreiber) ist derzeit nicht realistisch.

Dies führt aus Sicht der einzelnen Entwickler zu erheblichen Risiken bei der Realisierung von OWPs. Um eine Chance auf die Herstellung des Netzanschlusses zu haben, ist es notwendig einen möglichst weit reichenden Projektstatus, beispielsweise den Finanzierungsnachweis oder den Abschluss von Lieferverträgen für WEA etc., vorzuweisen. Inwieweit dies praktisch umsetzbar ist, wird sich in den nächsten Monaten zeigen. Für die Entwickler wird die große Herausforderung darin liegen, den Status aller Verträge (Finanzierung, Bestellungen, Logistik etc.) zu konkretisieren, ohne dass die Netzanschlussdetails geklärt sind.

Auf den Plätzen vier und fünf sind Logistik und Transport (41 Prozent) sowie die Verfügbarkeit von qualifiziertem Personal (39 Prozent) zu finden.

Logistik- und Transportprobleme ergeben sich primär aus der derzeitigen knappen Verfügbarkeit von geeigneten technischen Geräten (Hubinseln, Jack-up-Plattformen etc.) und der Planungsunsicherheit in Folge der Wetterabhängigkeit logistischer Dienstleistungen. Hieraus können in den kommenden Jahren wesentliche Limitierungen für die Umsetzung von OWPs resultieren.

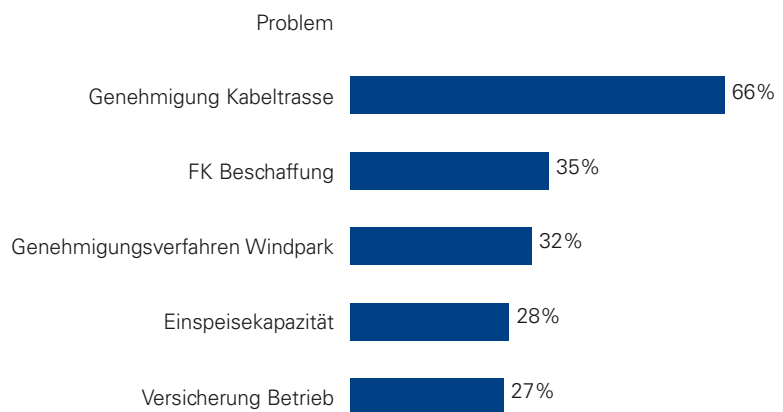
⁵ „Neue Energie“ (06/2007), S. 37

Der Mangel an geeignetem Personal wird von den befragten Unternehmen zunehmend als Risiko wahrgenommen. Im industriellen Sektor ist hierunter vor allem fehlende Ingenieurskapazität zu subsumieren. Für die Umsetzung der OWPs besteht in den Ländern ohne Erfahrung mit dem Bau/Betrieb von OWPs ein erkennbarer Mangel an Mitarbeitern mit Offshore-Kompetenz. Dies betrifft vor allem das Projektmanagement aus Sicht des Entwicklers, z. B.:

- Die Koordination der beteiligten Unternehmen on- und offshore, klare Schnittstellendefinition
- Aufbau eines funktionierenden Risikomanagementsystems für die gesamte Bau- und Betriebsphase
- Vertragsmanagement bis hin zur Koordination internationaler Konsortien für die Finanzierung des OWP

Bezogen auf die Problembewertung in der Umfrage 2006 haben sich signifikante Rangverschiebungen ergeben.

Abb. 61: Top-Probleme 2006 für die Umsetzung von OWPs (Mehrfachnennungen möglich)



Quelle: KPMG-Analyse

Die Genehmigung der Kabeltrasse, die Beschaffung von Fremdkapital sowie das Genehmigungsverfahren von OWPs haben nach Einschätzung der befragten Unternehmen an Bedeutung gegenüber 2006 verloren.

Durch Inkrafttreten des Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetzes im vergangenen Jahr obliegt die Bereitstellung des Netzanschlusses und somit auch die Abwicklung der entsprechenden Genehmigungsverfahren nunmehr den Übertragungsnetzbetreibern und hat somit 2007 einen deutlich geringeren Problemcharakter.

Am Beginn der Wertschöpfungskette stehende Leistungen wie die Finanzierung der OWPs, das Einholen der notwendigen Genehmigungen etc. werden aufgrund zunehmender Erfahrung und einem Fortschreiten in der Wertschöpfungskette in der aktuellen Umfrage als weniger problematisch eingeschätzt als dies in den vorherigen Umfragen der Fall gewesen ist.

Es ist deutlich zu erkennen, insbesondere wenn man die Ergebnisse aus dem Jahr 2003 heranzieht, dass die Probleme in der Prozesskette der OWP-Errichtung dichter an die Umsetzungsphase herangerückt sind. Der Offshore-Markt insgesamt hat sich, trotz der im Abschnitt 3.5.1 festgestellten Stagnation in Deutschland, hinsichtlich der Rentabilitätserwartungen aus Sicht der Unternehmen insgesamt positiv entwickelt.



7. Ergebnisse der Studie

Anhand der Ergebnisse der im Rahmen dieser Studie betrachteten Einflussbereiche lässt sich ein klares Bild über den Status quo und die mittelfristige Entwicklung der Offshore-Windenergie in Europa und speziell in Deutschland ableiten.

Die Europäische Union hat sich 2007 klar zum Ausbau der erneuerbaren Energien bekannt und trotz der bisher insgesamt sogar rückläufigen Entwicklung des Anteils der erneuerbaren Energieträger an der Stromversorgung seit 2001 weitere ambitionierte Ziele bis 2020 festgeschrieben. Vor diesem Hintergrund kommt der Offshore-Windenergie eine besondere Bedeutung zu, da diese kurzfristig das Potenzial bietet, einen wesentlichen Beitrag zur Energieversorgung zu leisten. Heute ist nicht mehr die entscheidende Frage, ob der Markt für Offshore-Windenergie erschlossen wird, sondern wie die technische und wirtschaftliche Realisierung vollzogen werden kann.

Diese Einschätzung spiegelt sich auch in den dargestellten Umfrageergebnissen wider. Während in Deutschland 2006 noch übergeordnete Aspekte wie die Genehmigungen der Windparks und der Kabeltrasse als wesentliche Problemfelder für die Umsetzung von OWPs benannt wurden, gaben die Marktteilnehmer bei der Umfrage 2007 überwiegend umsetzungsrelevante Themen wie die Verfügbarkeit der Windenergieanlagen und steigende Rohstoffpreise als Hindernisse an.

Die Auswertung der derzeit in Europa projektierten OWPs zeigt, dass das Potenzial für einen signifikanten Ausbau der Offshore-Windenergie besteht. Doch die Analyse der zu erwartenden Renditen aus der Umsetzung von OWPs unter den derzeit geltenden Vergütungssystemen macht deutlich, dass nur in wenigen Ländern Europas attraktive Rahmenbedingungen bestehen, die tatsächliche Investitionen in den Offshore-Markt bewirken.

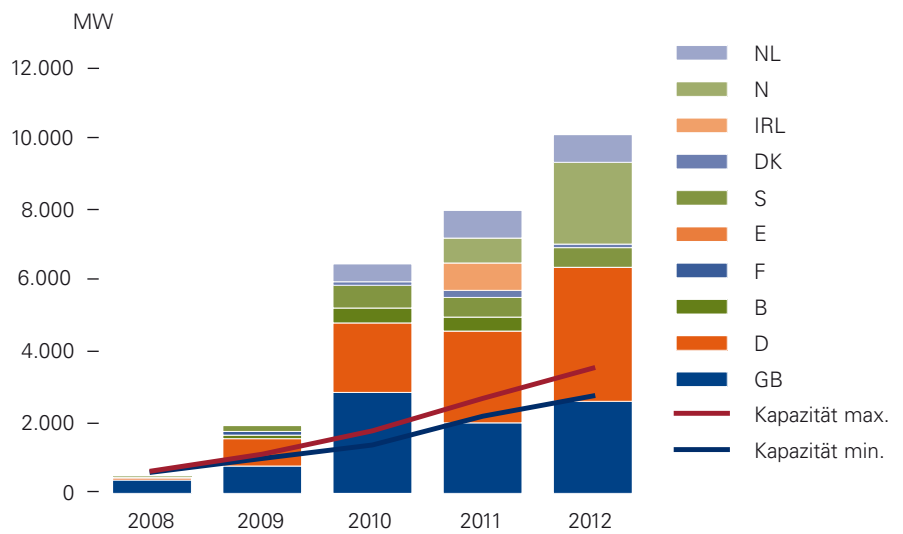
Die Modellrechnung zeigt, dass in Deutschland – trotz des im Jahr 2006 verabschiedeten Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetzes – nur eine insgesamt und im internationalen Vergleich unbefriedigende Rendite erzielt werden kann. Selbst unter Berücksichtigung der aktuell diskutierten Verbesserungen im Vergütungssystem bleiben Spanien, Frankreich und Großbritannien die für potenzielle Investoren attraktiveren Märkte.

Bei dieser Betrachtung ist zu berücksichtigen, dass OWPs aufgrund der geographischen Eckdaten unterschiedliche Risikoprofile beinhalten. Der Bau und der Betrieb großer OWPs in tiefem Wasser birgt Risiken, die heute noch nicht beherrscht werden und deshalb nicht quantifizierbar sind. Die Höhe der Renditeerwartung stellt somit einen Risikopuffer dar, den der Betreiber und auch ein potenzieller Investor in der Projektkalkulation ansetzen kann.



Bezieht man die Ergebnisse der Herstellerbefragung in diese Betrachtung mit ein, wird die Brisanz der aktuellen Situation deutlich. In der folgenden Abbildung ist dargestellt, wie dramatisch derzeit die Diskrepanz zwischen der vorhandenen Offshore-Projektpipeline und den verfügbaren Windenergieanlagen ist. Für diese Darstellung wurden die Abbildungen 11 und 56 zusammengeführt.

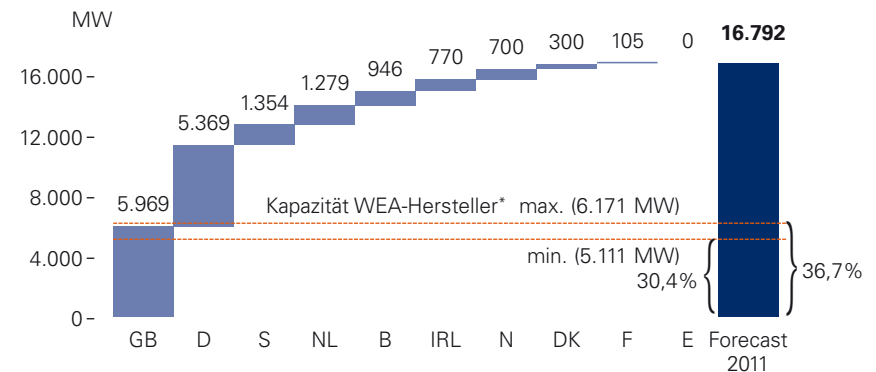
Abb. 62: Geplante OWP-Umsetzung und verfügbare Kapazität der WEA-Hersteller



Quelle: KPMG-Analyse

Betrachtet man die kumulierte Entwicklung bis 2011 – dem Zeitpunkt zu dem die Bundesregierung nach derzeitigen Zielen 1.500 MW offshore installiert sehen will – ist festzustellen, dass die verfügbare Kapazität der Hersteller gerade die in Großbritannien geplanten OWPs abdeckt.

Abb. 63: Kumulierte geplante OWP-Umsetzung bis 2011 und verfügbare Kapazität der WEA-Hersteller



* WEA ≥ 3,0 MW

Quelle: KPMG-Analyse

Die Darstellung unterstreicht den Einfluss der Vergütung auf die zukünftig zu installierende Offshore-Leistung. Wie gezeigt werden konnte, sind neben Großbritannien andere europäische Länder aufgrund höherer möglicher Renditen für potenzielle Investoren attraktiver als Deutschland. Insofern ist es möglich, dass auch OWPs in diesen Ländern in starke Konkurrenz um die verfügbaren WEA treten. Zusätzlich kann in den kommenden Jahren eine verstärkte Nachfrage nach Offshore-WEA aus Asien oder Amerika entstehen, die das Problem verschärfen.

Eine Entlastung dieser Situation kann nur bei einem starken und nachhaltigen Anstieg der Nachfrage als realistisch angesehen werden. Nur in diesem Fall kann davon ausgegangen werden, dass zusätzliche Kapazitäten seitens der Hersteller aufgebaut werden. Jedoch ist der Aufbau der WEA-Produktion in der Klasse $\geq 3,6$ MW kapital- und zeitintensiv. Zusätzlich muss die gesamte Zuliefererkette involviert werden, da viele Hersteller nur über geringe Fertigungstiefen verfügen.

Im Zuge der Umsetzung von Offshore-WEA gibt es zudem weitere Hindernisse, die sich im Wesentlichen auf die Verfügbarkeit erforderlicher Komponenten und Logistik-Equipment konzentrieren. Zusätzlich wird der Mangel an qualifiziertem Personal als limitierender Faktor angesehen.

Abzuwarten bleiben die Ergebnisse aus der Übernahme der Verantwortung für die Herstellung des Netzanschlusses von E.ON und Vattenfall. Die seitens der Netzbetreiber aktuell durchgeführte Projektpriorisierung kann dazu führen, dass sich einzelne Projekte nachhaltig verzögern. Unklar ist, wie potenzielle Investoren auf die Unsicherheit reagieren bzw. wie es den Entwicklern gelingt, die erforderliche verbindliche Dokumentation für den Netzbetreiber und die Zusage für die Errichtung des Netzanschlusses bis 2011 zu koordinieren.

Insgesamt zeigt sich, dass die Realisation von 1.500 MW Offshore-Leistung in Deutschland auf Basis der derzeitigen und auch auf Basis der diskutierten Einspeisevergütung kaum erwartet werden kann.

Es besteht deshalb die Gefahr, dass Deutschland als Vorreiter bei der Windenergie den Anschluss bei der Entwicklung des zukunftsträchtigen Offshore-Marktes verliert. Das ökonomische und ökologische Potenzial der Offshore-Windenergie sollte jedoch nicht ungenutzt bleiben.

8. Über KPMG

KPMG ist ein weltweites Netzwerk rechtlich selbstständiger, nationaler Firmen mit über 113.000 Mitarbeitern in 148 Ländern.

Auch in Deutschland gehört KPMG zu den führenden Wirtschaftsprüfungs- und Beratungsunternehmen und ist mit ca. 7.700 Mitarbeitern an über 20 Standorten präsent. Unsere Leistungen sind in die Geschäftsbereiche Audit, Tax und Advisory gegliedert. Im Mittelpunkt von Audit steht die Prüfung von Konzern- und Jahresabschlüssen. Tax steht für die steuerberatende Tätigkeit von KPMG. Der Bereich Advisory bündelt unser hohes fachliches Know-how zu betriebswirtschaftlichen, regulatorischen und transaktionsorientierten Themen.

Für wesentliche Sektoren unserer Wirtschaft haben wir eine geschäftsbereichsübergreifende Branchenspezialisierung vorgenommen. Hier laufen die Erfahrungen unserer Spezialisten weltweit zusammen und tragen zusätzlich zur Beratungsqualität bei.

Der Sektor Energy von KPMG hat sich auf die Aufgabenstellungen von Energieunternehmen fokussiert und verfügt über multidisziplinäres Know-how sowie umfassend globales Fachwissen in dieser Branche.

Ihre Ansprechpartner in Deutschland:

KPMG Deutsche Treuhand-Gesellschaft
Aktiengesellschaft
Wirtschaftsprüfungsgesellschaft

Dick van Schooneveld

Partner, Sektorleiter
Energy

Am Bonnehof 35
40474 Düsseldorf
dickvanschooneveld@kpmg.com
T +49 211 475 8081

Karsten Schulze

Director
Energy

Michaelis-Quartier
Ludwig-Erhard-Straße 11–17
20459 Hamburg
karstenschulze@kpmg.com
T +49 40 32015 5238

