

# Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG

im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt,  
Naturschutz und Reaktorsicherheit

## Vorhaben Ile Windenergie

### Endbericht

Verfasser:

Anna-Kathrin Wallasch  
Dr. Knud Rehfeldt  
Jan Wallasch

Vorhabensleitung:  
Deutsche WindGuard GmbH

Deutsche  
**WindGuard**

Projektpartner:  
Bio Consult SH

Bio  
Consult  
SH



Juni 2011



Oldenburger Str. 65  
26316 Varel  
Tel.: (0049) 4451 – 95150  
Fax: (0049) 4451 – 951529

**Ansprechpartner:**  
**Durchwahl:**  
**e-mail:**

**Anna-Kathrin Wallasch**  
**-281**  
**[a.wallasch@windguard.de](mailto:a.wallasch@windguard.de)**

## Abkürzungsverzeichnis

AVV	Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen
AWZ	Außerwirtschaftliche Zone
BfN	Bundesamt für Naturschutz
BNatSchG	Bundesnaturschutzgesetz
BNetzA	Bundesnetzagentur
BSH	Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie
BWE	Bundesverband Windenergie
dena	Deutsche Energie Agentur
FGW	Fördergesellschaft Windenergie
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
SeeAnIV	Seeanlageverordnung
sm	Seemeilen
StUK	Standarduntersuchungskonzept (Hrsg. BSH)
TA Lärm	Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm
WEA	Windenergieanlage

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Einleitung</b>	<b>8</b>
1.1	Hintergrund und Ziele des Vorhabens .....	9
1.2	Inhalt und Ziele des 2. Wissenschaftlichen Berichtes .....	10
<b>2</b>	<b>Aktueller Stand der Windenergieentwicklung in Deutschland</b>	<b>12</b>
2.1	Entwicklung der Windenergie an Land .....	12
2.1.1	Entwicklung des Repowering .....	15
2.1.2	Entwicklung der Kleinwindenergie .....	20
2.2	Entwicklung der Windenergie auf See .....	23
2.3	Entwicklung der Windenergieindustrie und technologische Entwicklungen 27	
2.3.1	Anlagenleistung .....	27
2.3.2	Anlagenkonzepte .....	29
2.3.3	Netzverträglichkeit von Windenergieanlagen .....	30
2.3.4	Marktanteile der Hersteller .....	32
2.4	Entwicklung des Einspeisemanagements .....	34
2.5	Entwicklungen im Bereich Direktvermarktung von Windstrom .....	37
2.5.1	Direktvermarktung gemäß § 17 EEG 2009 .....	37
2.5.2	Gleitendes Prämienmodell .....	40
<b>3</b>	<b>Prognosen für die weitere Entwicklung der Windenergie in Deutschland</b>	<b>44</b>
3.1	Windenergienutzung an Land .....	44
3.1.1	Ausblick bis zum Jahr 2020 bzw. 2030 .....	44
3.1.2	Ausblick bis zum Jahr 2050 .....	46
3.2	Windenergienutzung auf See .....	46
3.2.1	Ausblick bis zum Jahr 2020 bzw. 2030 .....	46
3.2.2	Ausblick bis zum Jahr 2050 .....	48
<b>4</b>	<b>Internationale Entwicklung der Windenergienutzung</b>	<b>49</b>
4.1	Entwicklung der Installierten Leistung .....	49
4.2	Ausblick: Zukünftige Entwicklung .....	50
<b>5</b>	<b>Entwicklung der Vergütung für Strom aus Windenergie in Deutschland</b>	<b>52</b>
5.1	Stromeinspeisegesetz und weitere Förderungen vor 2000 .....	52
5.2	Regelungen des EEG 2000 .....	52
5.3	Regelungen des EEG 2004 .....	53
5.4	Regelungen des EEG 2009 .....	54
5.4.1	Windenergie an Land .....	54

5.4.1.1	Vergütungssätze	54
5.4.1.2	Degression	55
5.4.1.3	Referenzertragsmodell und standortdifferenzierte Vergütung	55
5.4.1.4	Systemdienstleistungsbonus	55
5.4.1.5	Repowering-Bonus	57
5.4.2	Windenergie auf See	58
5.4.2.1	Vergütungssätze	58
5.4.2.2	Degression	58
5.4.2.3	Standortdifferenzierte Vergütung	59
5.4.2.4	Sprinterbonus	59
5.4.3	Einspeisemanagement	59
5.4.4	Direktvermarktung	60

## **6 Aktuelle Kostensituation der Windenergie in Deutschland 62**

6.1	Methodik	62
6.1.1	Datenerhebung Hersteller	62
6.1.2	Datenerhebung Projektentwickler und Betreiber von Windparks an Land	63
6.1.3	Datenerhebung Projektentwickler von Windparks auf See	64
6.2	Analyse der Hauptinvestitionskosten für Windenergieprojekte an Land und auf See	65
6.2.1	Ergebnisse der Datenerhebung	65
6.2.2	Entwicklung der Rohstoffpreise	67
6.3	Investitionsnebenkosten und Betriebskosten der Windenergienutzung an Land	71
6.3.1	Investitionsnebenkosten der Windenergie an Land	71
6.3.2	Betriebskosten der Windenergie an Land	74
6.3.3	Finanzierungsbedingungen für die Windenergie an Land	75
6.4	Investitionsnebenkosten und Betriebskosten der Windenergienutzung auf See	76
6.4.1	Investitionsnebenkosten der Windenergie auf See	76
6.4.2	Betriebskosten der Windenergie auf See	78
6.4.3	Finanzierungsbedingungen für die Windenergie auf See	79

## **7 Investitionsbedingungen für die Windenergie 81**

7.1	Finanzierungsstrategien im Windenergiebereich	81
7.2	Bei Windenergieprojekten zu berücksichtigende Risiken und Unsicherheiten	82
7.2.1	Windenergie an Land	84
7.2.2	Windenergie auf See	86
7.2.3	Bedeutung für die Finanzierung von Windenergieprojekten	88

<b>8</b>	<b>Ermittlung der Stromgestehungskosten für die Windenergienutzung</b>	<b>90</b>
8.1	Ermittlung der Stromgestehungskosten für Windparks an Land.....	90
8.2	Ermittlung der Stromgestehungskosten für die Windenergie auf See .....	99
<b>9</b>	<b>Themen außerhalb des EEG</b>	<b>108</b>
9.1	Planerische Aspekte.....	108
9.1.1	Flächenverfügbarkeit, Abstandsempfehlungen und Höhenbegrenzungen .....	108
9.1.2	Konflikte mit Luftraumüberwachung der Bundeswehr.....	111
9.1.3	Entwicklungen im Bereich der Gewerbesteuerzahlungen durch die Windenergie .....	113
9.1.4	Abschreibungsmodalitäten für die Windenergie.....	116
9.1.5	Raumordnung und SeeAnIV im Bereich der Windenergie auf See .....	117
9.1.6	Genehmigungsverfahren im Bereich der Windenergie auf See ..	118
9.2	Technische Aspekte .....	120
9.2.1	Schallemissionen und Schattenwurf von Windenergieanlagen..	120
9.2.2	Kennzeichnung von Windenergieanlagen.....	122
9.2.3	Netzanschluss von Windparks auf See.....	127
9.3	Finanzmarktkrise .....	130
9.4	Net Metering als Vergütungsmodell für Strom aus Kleinwindenergieanlagen.....	133
<b>10</b>	<b>Ökologische Auswirkungen der Windenergienutzung</b>	<b>-</b>
	<b>Windenergieanlagen und Natur und Landschaft</b>	<b>137</b>
10.1	Berücksichtigung ökologischer Konfliktfelder im EEG 2009 .....	137
10.2	Windenergienutzung an Land.....	137
10.2.1	Ökologische Auswirkungen von Windenergieanlagen an Land ..	137
10.2.2	Entwicklung der Windenergietechnik und Auswirkungen auf Natur und Landschaft.....	142
10.3	Windenergienutzung auf See .....	144
10.3.1	Ökologische Auswirkungen der Windenergie auf See .....	144
	Auswirkungen auf Vögel und Marine Säugetiere.....	144
10.4	Möglichkeiten zur Minimierung ökologischer Auswirkungen der Windenergienutzung auf See .....	146
10.4.1	Steuerungsmöglichkeiten zur Minderung ökologischer Auswirkungen.....	146
10.4.2	Technische Möglichkeiten zur Minderung ökologischer Auswirkungen.....	147
10.4.3	Regelungsmaßnahmen zur Minimierung ökologischer Beeinträchtigungen im europäischen Ausland .....	149

## **11 Bewertung der Regelungen des EEG 2009 und Entwicklung von Handlungsempfehlungen für die EEG-Novelle 2012 152**

11.1	Übergeordnete Prinzipien der Vergütungsstruktur für die Windenergie..	152
11.1.1	Vorrang Erneuerbarer Energien.....	152
11.1.2	Verpflichtung zum Netzausbau .....	153
11.1.3	Zeitlich orientierte Vergütungsdauer .....	154
11.2	Windenergie an Land .....	157
11.2.1	Vergütungssätze .....	157
11.2.2	Degression.....	160
11.2.3	Referenzertragsmodell und standortdifferenzierte Vergütung....	161
11.2.4	Systemdienstleistungsbonus .....	164
11.2.5	Repoweringbonus.....	168
11.2.6	Berücksichtigung der Kleinwindenergienutzung im EEG .....	170
11.3	Windenergie auf See .....	172
11.3.1	Vergütungssätze .....	172
11.3.2	Degression.....	177
11.3.3	Struktur der standortdifferenzierten Vergütung .....	178
11.3.4	Sprinterbonus Offshore.....	180
11.4	Einspeisemanagement .....	182
11.5	Direktvermarktung von Windstrom .....	185
11.6	Themen außerhalb des EEG .....	188
11.6.1	Planerische Aspekte .....	188
11.6.2	Technische Aspekte .....	195
11.6.3	Finanzmarktkrise .....	200
11.7	Ökologische Auswirkungen – Windenergie und Natur und Landschaft ..	202
11.7.1	Windenergie an Land.....	202
11.7.2	Windenergie auf See .....	204
11.7.2.1	Bewertung vorhandener Regelungsmechanismen außerhalb des EEG	204
11.7.2.2	Bewertung der Regelungsmechanismen des EEG	205

## **2. Wissenschaftlicher Bericht zur Vorbereitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2011 gemäß § 65 EEG Vorhaben Ite Windenergie**

### **1 Einleitung**

Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) ist die Grundlage für den in den letzten Jahren festzustellenden Erfolg der Windenergiebranche in Deutschland. Das EEG legt bestimmte Einspeisevergütungen für Erneuerbare Energien fest und fördert auf diese Weise deren Entwicklung. Damit trägt das Gesetz zum Klimaschutz bei und soll den Anteil der Erneuerbaren Energien am Strombedarf in Deutschland steigern und somit dazu beitragen die Klimaschutzziele der Bundesrepublik zu erfüllen. Das EEG war bisher sehr erfolgreich und wurde in seinen Inhalten und Regelungen mittlerweile von verschiedenen anderen Ländern übernommen. Am 1. Januar 2009 trat die im Jahr 2008 novellierte Fassung des EEG in Kraft.

Im EEG 2009 wurde ein konkretes Ziel für den Ausbau Erneuerbarer Energien in Deutschland festgeschrieben: Bis zum Jahr 2020 soll der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung mindestens 30 Prozent betragen. Die Windenergie liefert schon heute erhebliche Anteile zur Erreichung dieses Ziels. Seit Anfang der 90er Jahre ist die installierte Kapazität bis Ende 2010 auf rund 27.200 MW gestiegen. [DEWI 2010a] Die Windenergie hat mittlerweile einen Anteil von rund 7 Prozent am deutschen Stromverbrauch und stellt damit im Strombereich die stärkste Erneuerbare Energieform dar. Insgesamt wurden durch die Nutzung der Windenergie im Jahr 2009 rund 28 Mio. t CO<sub>2</sub> eingespart, ein erheblicher Betrag zur Minderung der Vorgänge im Rahmen des Klimawandels (rund 26 % der insgesamt durch Erneuerbare Energien eingesparten CO<sub>2</sub>-Emissionen. [BMU 2010a]

Es ist deshalb davon auszugehen, dass die Windenergie große Anteile zur Erreichung des oben genannten Ausbauziels der Bundesregierung (30 Prozent der Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien bis 2020) beitragen muss. Schwerpunkte werden hierbei ein deutlich verstärktes Repowering und der Ausbau der Windenergie auf See sein.

Gleichzeitig steht die Windenergiebranche aktuell vor verschiedenen Herausforderungen: Die windstarken Standorte an Land werden knapper, das Repowering blieb bisher hinter den Erwartungen zurück, die Windenergienutzung auf See startete stark verzögert und die



Auswirkungen der internationalen Finanzkrise sind auch im Windenergiebereich spürbar. All diese Entwicklungen müssen detailliert betrachtet werden, um frühzeitig optimierte Lösungsstrategien zu entwickeln sowie die richtigen Anreize für eine Fortsetzung des Erfolgs der Windenergienutzung in Deutschland zu setzen.

Bei Bewältigung der genannten Herausforderungen ergeben sich vielfältige Potentiale im Bereich der Windenergie, die zusätzlich zum bereits bestehenden Ausbau erschlossen werden können: In Norddeutschland wird das Repowering einen immer stärkeren Anteil am Ausbau stellen und windstarke Küstenstandorte können mit leistungsfähigeren Anlagen bebaut werden. Im Binnenland bestehen ebenfalls noch große Ausbaupotentiale, die durch verbesserte Rahmenbedingungen in deutlich stärkerer Weise erschlossen werden können als bisher. Und nicht zuletzt wird die Windenergie auf See einen deutlichen Beitrag zur Stromversorgung leisten, wenn erreicht werden kann, dass der Ausbau auf dem Meer zügig voran schreitet, nachdem die ersten Erfahrungen gemacht wurden und somit eine höhere Planungssicherheit besteht.

Der vorliegende 2. wissenschaftliche Bericht zur Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 ergänzt und aktualisiert den 1. wissenschaftlichen Bericht aus dem Oktober 2010. Die Entwicklungen im Bereich Windenergie werden detailliert betrachtet und Bewertungen zu den einzelnen Aspekten sowie Handlungsempfehlungen zur Weiterentwicklung der Fördermechanismen im Bereich Windenergie werden formuliert.

## **1.1 Hintergrund und Ziele des Vorhabens**

Laut § 65 EEG (EEG, 2009) hat die Bundesregierung die Pflicht zur Evaluierung des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG). Dies bedeutet die Vorlage eines Erfahrungsberichtes an den Bundestag. Ein erster Entwurf des Erfahrungsberichtes liegt seit Mai 2011 vor, Anfang Juni soll der EEG-Erfahrungsbericht im Kabinett verabschiedet werden. Parallel beginnen aktuell die Arbeiten an der EEG-Novelle, die zum 1. Januar 2012 in Kraft treten soll.

Mit dem nach § 65 EEG zu erstellenden Erfahrungsbericht werden die Marktwirkungen der im EEG 2009 getroffenen Regelungen detailliert untersucht und bewertet. Handlungsempfehlungen für die Weiterentwicklung des EEG im Rahmen der nächsten EEG-Novelle werden gegeben. Gesamtziel dieses Vorhabens ist es, das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) bei der Erstellung des Erfahrungsberichtes im Bereich der Windenergie durch umfassende fachliche Informationen zu unterstützen. Das Vorhaben umfasst somit die intensive fachliche Begleitung bei der Erstellung des EEG-Erfahrungsberichtes und den weiteren Arbeiten an der EEG-Novelle.

Grundlegend ist hierbei eine Einschätzung der aktuellen Situation des Windenergiemarktes in Deutschland. Hierbei werden die Wirkungen der Regelungen des EEG analysiert. Die darauf aufbauende fachliche

Bewertung der Situation mündet in Handlungsempfehlungen zur Weiterentwicklung des EEG in der Sparte Windenergie unter Beachtung der übergeordneten Ziele der Bundesregierung zur Förderung Erneuerbarer Energien.

Die Förderung des EEG ist hierbei stets in Zusammenhang mit weiteren Regelungen zu sehen, die den Bereich der Erneuerbaren Energien betreffen. Hier sind beispielsweise das Energiewirtschaftsgesetz oder das Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz und die geplante Änderung der Seeanlagenverordnung zu nennen. Weiterhin sollte im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichtes geprüft werden, inwiefern weitere Hemmnisse die Entwicklung der Erneuerbaren Energien beeinflussen. Regelungsbedarf sollte identifiziert und die Möglichkeiten zu einer Regelung im Rahmen des EEG geprüft werden. Diese Aspekte werden im Rahmen des Vorhabens beachtet.

## **1.2 Inhalt und Ziele des 2. Wissenschaftlichen Berichtes**

Der vorliegende 2. wissenschaftliche stellt eine aktualisierte Fassung des 1. wissenschaftlichen Berichtes dar. Neue Erkenntnisse bzw. aktuell zu beobachtende Vorgänge in der Windenergiebranche wurden ergänzt und einige Angaben aktualisiert. Im Folgenden werden die Hintergründe und Inhalte des Berichtes im Überblick dargestellt.

Das EEG 2009 beinhaltet gegenüber der Vorgängerfassung (EEG 2004) im Bereich Windenergie verschiedene Neuerungen. Die Anfangsvergütung für Windenergieanlagen an Land wurde erhöht, während der zweite Vergütungssatz abgesenkt wurde. Die Anfangsvergütung für Offshore-Windenergieanlagen wurde deutlich angehoben, dies gilt insbesondere für alle Anlagen, die bis Ende 2015 ans Netz gehen. Der zweite Vergütungssatz für Offshore-Windenergieanlagen wurde hingegen massiv abgesenkt. Weiterhin wurden im EEG 2009 neue Anreizsysteme für den Windenergieausbau geschaffen. So wurden der Repowering-Bonus und der Systemdienstleistungsbonus neu geschaffen, für Offshore-Windenergieanlagen wurde ein „Sprinterbonus“ geschaffen, um einen zügigeren Ausbau auf See zu initiieren. Die Option der Direktvermarktung von Windstrom wurde aus Betreibersicht attraktiver gestaltet. Weitere Neuerungen ergaben sich im Bereich des Einspeisemanagements sowie in Bezug auf die Verpflichtungen der Netzbetreiber.

Der vorliegende 2. wissenschaftliche Bericht stellt den aktuellen Stand der Windenergieentwicklung in Deutschland detailliert dar. Der Windenergiemarkt wird hinsichtlich der Kostenentwicklung sowie der Entwicklung der Windenergietechnik betrachtet. Hierbei wird stets zwischen den Entwicklungen an Land und auf See unterschieden. Des Weiteren werden die durch die neuen Anreize im EEG 2009 (Repowering-Bonus, Systemdienstleistungsbonus, Sprinterbonus Offshore und Direktvermarktung) bewirkten Entwicklungen auf dem Markt analysiert. Regelungen und Hemmnisse außerhalb des EEG werden ausgemacht und detailliert beschrieben. Aktuelle Fragen im Bereich der Auswirkungen

der Windenergie auf Natur und Landschaftsbild werden erläutert und analysiert.

Aufbauend auf den gewonnenen Erkenntnissen zum aktuellen Stand der Windenergie wird eine Bewertung der Regelungen im EEG 2009 vorgenommen und Erfolge sowie Optimierungspotentiale ausgemacht. Darauf aufbauend werden Handlungsempfehlungen zur EEG-Novelle entwickelt.

## 2 Aktueller Stand der Windenergieentwicklung in Deutschland

### 2.1 Entwicklung der Windenergie an Land

#### Entwicklung der Zubauzahlen und installierte Gesamtleistung

Am 31. Dezember 2010 betrug die Gesamtleistung der in Deutschland installierten Windenergieanlagen rund 27.204 MW. Insgesamt waren 21.585 Windenergieanlagen installiert. Im Jahr 2010 wurden 754 Windenergieanlagen mit einer Leistung von rund 1.550 MW neu installiert. Damit ist gegenüber dem Jahr 2009 in Bezug auf die Zubauleistung ein Rückgang in Höhe von etwa 19 % zu beobachten (in 2009 wurden insgesamt 952 Anlagen mit rund 1.917 MW neu installiert). [DEWI 2010a]

In Abb. 1 wird die Entwicklung der jährlich in Deutschland installierten Leistung aus Windenergie dargestellt. In den 90er Jahren war ein stetiger Anstieg der Zubauzahlen zu beobachten. Insbesondere in den Jahren 1999 bis 2002 waren hohe jährliche Zuwachsraten zu verzeichnen. Im Jahr 2002 wurde mit rund 3.247 MW der Höhepunkt der Entwicklung erreicht. [DEWI 2002]

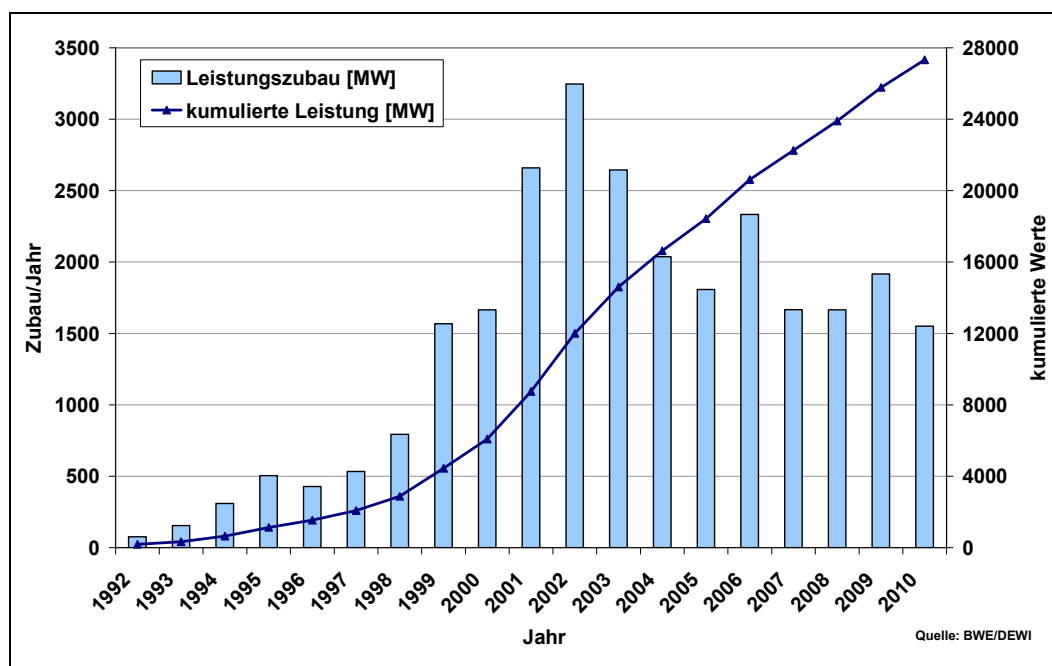


Abb. 1: Entwicklung der installierten Leistung aus Windenergie zwischen 1992 und 2010

Seit dem Höhepunkt der Entwicklung im Jahr 2002 sind die Zubauzahlen tendenziell rückläufig. Dies kann durch die nunmehr begrenzten Flächen, die an Land für die Windenergienutzung zur Verfügung stehen, sowie durch die schwieriger gewordenen Genehmigungsverfahren begründet werden.

Bei näherer Betrachtung des Jahres 2009 ist zu erläutern, dass im ersten Quartal 2009 außergewöhnlich hohe Installationsaktivitäten zu

beobachten waren. Dies ist durch den Einbruch der Zubauzahlen im 2. Halbjahr 2008 zu erklären, der auf die für Anfang 2009 angekündigte EEG-Novelle zurückging. Die Projektentwickler warteten auf die absehbaren verbesserten Bedingungen, die das EEG 2009 ihnen bot. So wurde die Inbetriebnahme neu installierter Windenergieanlagen ab der Jahresmitte 2008 verzögert, woraus sich auch der etwas geringere Gesamtzubau im Jahr 2008 ergibt. Es ist zu beachten, dass dies aber als ein strategisches Vorgehen der Betreiber zu bewerten ist – und nicht als eine tatsächliche Abbildung der damaligen Ausbauentwicklungen. Im letzten Quartal 2009 gingen die Zubauzahlen dann eher etwas zurück. Dieses Verhalten ist anders als in den vorhergehenden Jahren (abgesehen vom Jahr 2008), in denen im 4. Quartal normalerweise der größte Zubau erfolgte. [DEWI 2009a]

Insgesamt ist die weiterhin gestiegene Zubauleistung von rund 1.900 MW in 2009 und der - gegenüber den Jahren 2007 und 2008 – weiterhin relativ konstante Zubau von 1.550 MW in 2010 als eine positive Tendenz zu bewerten. Die voran gegangenen prognostizierten Rückgänge des Zubaus aufgrund des in Deutschland nur zögerlich voran schreitenden Ausbaus der Windenergie auf See und der Finanzkrise sind nicht eingetreten.

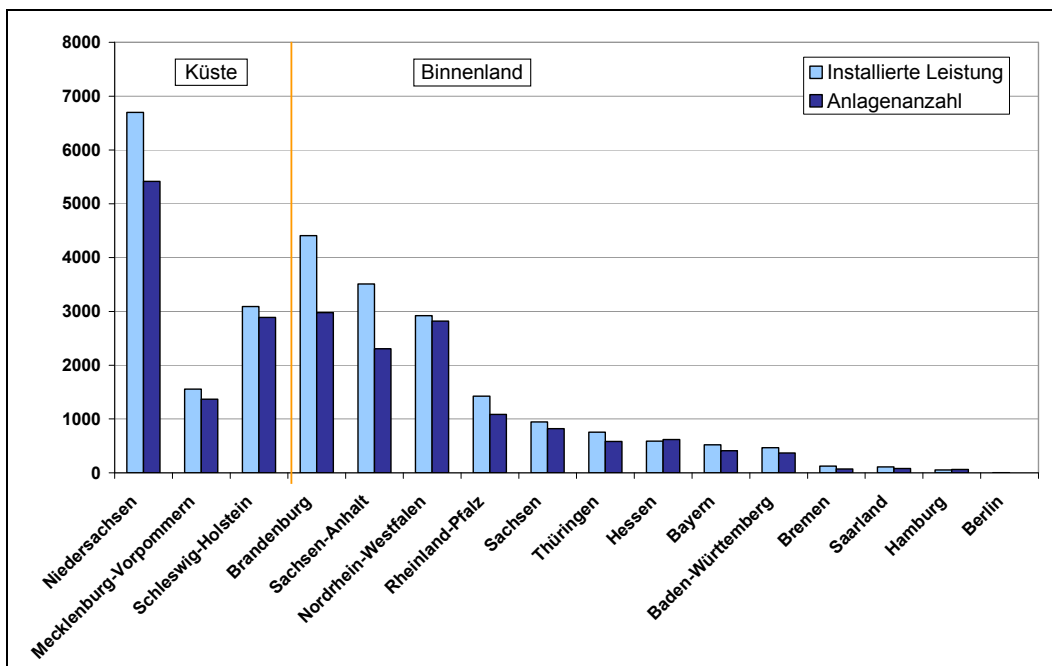
Im internationalen Vergleich belegte Deutschland in Bezug auf die in 2009 neu installierte Leistung Platz drei hinter China und den Vereinigten Staaten. Allerdings muss dieses Ergebnis ins Verhältnis gesetzt werden: In China wurden in 2009 rund 13.800 MW neu installiert und in den USA rund 9.900 MW. Das heißt, über 60 % der in 2009 neu installierten Leistung wurden allein in China und den USA errichtet. Die Leistungszuwächse waren dort demnach deutlich größer als in Deutschland. [BTM 2010]

### **Von der Küste ins Binnenland**

Seit mehreren Jahren findet in Deutschland eine Entwicklung des Windenergieausbaus von der Küste ins Binnenland statt. Dies begründet sich dadurch, dass der Windenergieausbau an den ertragreichen Küstenstandorten begann und sich, als die Flächen knapper wurden, zunehmend ins Binnenland bewegte. So entwickelte sich die Windenergie auch in Ländern ohne Küstenlinie. Ende 2010 verfügten die Binnenländer (Bundesländer ohne Küstenstreifen) über einen Anteil von etwa 58 % an der installierten Gesamtleistung. Die drei Küstenbundesländern Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern verfügten über 42 % der installierten Gesamtleistung. Betrachtet man allein die im Jahr 2010 neu installierte Leistung, so wurden 60 % dieser Leistung in den Binnenländern installiert und 40 % in den Küstenländern. Gegenüber dem Jahr 2009 haben die Küstenbundesländer hierbei in 2010 wieder einen etwas gestiegenen Anteil an der neu installierten Leistung (in 2009 waren es 35 %). [Eigene Berechnungen auf Basis von DEWI 2010a]

Zusätzlich muss berücksichtigt werden, dass auch große Landesteile Mecklenburg-Vorpommerns und Niedersachsens zum Binnenland gezählt werden müssen. Dies konnte bei der Berechnung aus Vereinfachungsgründen nicht einbezogen werden. Abb. 2 zeigt den Stand

des Windenergieausbaus in den einzelnen Bundesländern mit Stand  
Dezember 2010.



**Abb. 2: Stand des Windenergieausbaus in den einzelnen Bundesländern Ende 2010**

Die Schlussfolgerung aus den oben aufgeführten Entwicklungen ist, dass die Bedeutung der deutschen Küstenbereiche für den aktuellen Ausbau der Windenergienutzung abgenommen hat, wenn auch weiterhin vorhanden ist. Der Neuzubau findet zu großen Anteilen im Binnenland statt, wo neue Standorte für die Windenergienutzung erschlossen werden. Ermöglicht wurde dies nicht zuletzt durch die erhebliche Weiterentwicklung der Anlagentechnik und deren Optimierung auf so genannte Schwachwindstandorte.

Bisher war in Bezug auf die Bundesländer des tieferen Binnenlands zu spüren, dass diese an einem Windenergieausbau weniger interessiert waren und die planerischen Rahmenbedingungen teilweise nicht begünstigend für die Windenergie waren. Dieses Bild hat sich aktuell gewandelt. Es ist zu beobachten, dass immer mehr Länder im tieferen Binnenland den Schritt in Richtung eines stärkeren Windenergieausbaus gehen. So verfügen mittlerweile die Bundesländer Brandenburg, Sachsen-Anhalt und Nordrhein-Westfalen über relevante Leistungsanteile. Aber auch in weiteren Bundesländern bis in den Süden Deutschlands bestehen aktuell Anzeichen für eine neue Einstellung zur Windenergie. Einige dieser Bundesländer haben bereits konkrete Zielvorstellungen für den Windenergieausbau verabschiedet: So will Baden Württemberg bis Ende 2020 einen Anteil von 10 % der Stromversorgung durch Windenergie decken [SWW 2011], in Nordrhein Westfalen will die neue Landesregierung den Anteil der Windenergie an der Stromversorgung bis 2020 sogar bis auf 15 % steigern [LEE NRW 2011]. Ähnliche Tendenzen zeichnen sich in weiteren Bundesländern, wie bspw. Bayern, ab.

## 2.1.1 Entwicklung des Repowering

Das Repowering soll zukünftig einen zunehmenden Anteil an der Zubauleistung einnehmen. Nur durch ein erfolgreiches Repowering von Altanlagen in den nächsten Jahren werden die Ziele der Bundesregierung für die Windenergie erreichbar sein.

Repowering bezeichnet den Ersatz kleinerer älterer Windenergieanlagen durch moderne leistungsstarke Windenergieanlagen. Hierdurch können frei werdende Flächen besser ausgenutzt und neu strukturiert werden. Die Anlagenanzahl wird hierbei in der Regel möglichst deutlich reduziert. Durch die bessere Ausnutzung windstarker Standorte können höhere Erträge und damit ein höherer Beitrag zum Klimaschutz erreicht werden. Zudem kann ein „Aufräumen der Landschaft“ erfolgen und viele verstreute Einzelstandorte können bei geschickter Raumplanung vermieden werden.

Der Repoweringbonus wurde so konzipiert, dass er dazu führt, dass veraltete Technologien frühzeitiger aus dem Anlagenpark herausgenommen und durch neue Technologien ersetzt werden. Im Ergebnis wird ein steigender Anteil leistungsstarker und moderner regelbarer Anlagen im Netz erreicht, wodurch die Integration des Windstroms erleichtert wird. Weiterhin kann auf Basis des Ersatzes durch moderne Anlagen zu einem möglichst frühzeitigen Zeitpunkt eine deutlich bessere Auslastung der für die Windenergienutzung zur Verfügung stehenden Flächen erreicht werden. Bei der gleichzeitigen Reduzierung der Anlagenanzahl kann zudem möglichst zeitnah eine Verbesserung des Landschaftsbildes erreicht werden.

Ein Vorteil des Repoweringbonus ist auch, dass laut den entsprechenden Regelungen in § 30 EEG 2009 das Repowering im selben oder benachbarten Landkreis durchgeführt werden kann (und nicht notwendigerweise exakt am Standort der Altanlagen). Dadurch wird im Rahmen der städtebaulichen Planung die Möglichkeit eröffnet, eine Neuordnung der Windparkstrukturen in einer Gemeinde / einem Landkreis vorzunehmen. Das heißt, die Gemeinden können bei geschickter Planung die ausgewiesenen Vorranggebiete für die Windenergie bei Bedarf neu ordnen und Standorte wählen, die unter naturschutzfachlichen und optischen Gesichtspunkten ggf. besser geeignet sind als der Altanlagenstandort. Durch den Repoweringbonus können die beschriebenen positiven Effekte zu einem früheren Zeitpunkt erreicht werden, als es ohne den Bonus der Fall wäre.

In den letzten Jahren blieb das Repowering in Deutschland allerdings hinter den Erwartungen zurück. Erste relevante Repowering-Projekte fanden ab dem Jahr 2002 statt. Die Entwicklung blieb seitdem jedoch auf einem relativ niedrigen Niveau.

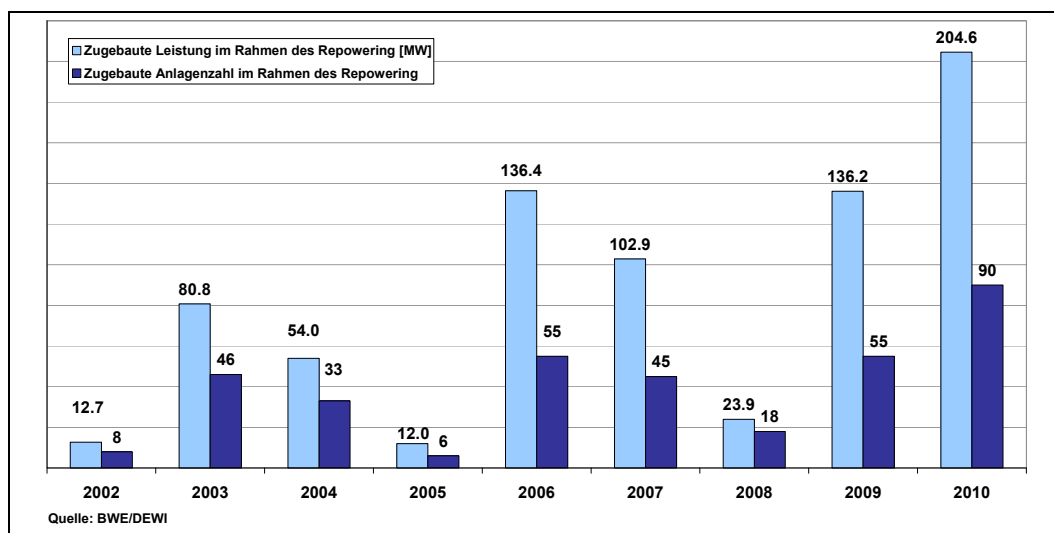
Auch nach der EEG-Novelle Anfang 2009 war noch keine signifikante Steigerung der Aktivitäten im Bereich Repowering zu beobachten. Im gesamten Jahresverlauf 2009 wurde die weiterhin vergleichsweise geringe Leistung von 136,2 MW im Rahmen von Repoweringprojekten zugebaut. Damit lag die Zubauleistung im Bereich Repowering etwa auf dem Niveau der Jahre 2006 und 2007. Im Vergleich zum Jahr 2008 wurde

allerdings ein Anstieg erreicht (in 2008 waren lediglich rund 24 MW im Rahmen von Repoweringprojekten errichtet worden). [DEWI 2006 bis DEWI 2010a]

Im Jahr 2010 war zu beobachten, dass die Repoweringaktivitäten weiter gesteigert wurden: Im Jahresverlauf sind insgesamt rund 205 MW im Rahmen von Repoweringvorhaben errichtet worden, was einem Anstieg von rund 50 % gegenüber 2009 entspricht. Der Anteil des Repowerings an der gesamten in 2010 installierten Leistung betrug rund 13 % (2009 waren es noch rund 7 %). [DEWI 2009a / DEWI 2010a]

Im 1. Halbjahr 2010 wurden lediglich 9 Windenergieanlagen mit einer Gesamtleistung von 18,9 MW im Rahmen von Repoweringprojekten zugebaut [DEWI 2010a] (dies entspricht 2,1 % der in 2010 neu installierten Leistung). Im 2. Halbjahr 2010 zog die Entwicklung aber deutlich an und es wurden weitere 81 Anlagen mit einer Leistung von rund 185,7 MW im Rahmen von Repoweringvorhaben zugebaut.

Abb. 3 zeigt die Entwicklung des Repowering im Zeitraum zwischen dem Jahr 2002 und dem Jahr 2010.



**Abb. 3: Entwicklung des Repowerings (Leistungs- und Anlagenzubau zwischen 2002 und 2010) [eigene Darstellung basierend auf DEWI 2002 bis 2010a]**

Bei der Bewertung der Entwicklungen im Nachgang der EEG-Novelle 2009 müssen die vergleichsweise langen Planungszeiten für Repoweringprojekte beachtet werden, die in der Regel deutlich länger sind als bei Neuprojekten. Das heißt, die im EEG 2009 durch den Repoweringbonus gesetzten Anreize werden voraussichtlich erst ein bis zwei Jahre später im Marktgeschehen abgebildet.

Im Rahmen der Datenerhebung, die zur Vorbereitung dieses Berichts durchgeführt wurde, wurden die Entwickler und Betreiber von Windparks um eine Bewertung des Repoweringbonus gebeten. Es liegen Antworten von den Betreibern von 75 Windparks vor. Die Antwortenden befürworten den Bonus: Zwei Drittel der Befragten schätzen die Einführung des Repoweringbonus als positiv ein, ein Drittel hält diesen für angebracht und keiner der Antwortenden bewertet diesen als negativ. Ergänzend kann



angemerkt werden, dass dieses für den Repoweringbonus ermittelte Ergebnis im Vergleich mit der Bewertung anderer Neuregelungen des EEG 2009 durch die Befragten am eindeutigsten im Bereich einer positiven Bewertung lag. In begleitenden Aussagen zu ihrer Bewertung verweisen die Befragten wiederholt auf die längeren Planungszeiten und die höheren Kosten von Repoweringprojekten hin. In zwei Fällen wird angegeben, dass der Bonus den entscheidenden Anreiz zur Realisierung von Repoweringprojekten bietet bzw. ohne diesen die Projekte vor Ablauf der Lebensdauer der Altanlagen nicht realisierbar wären.

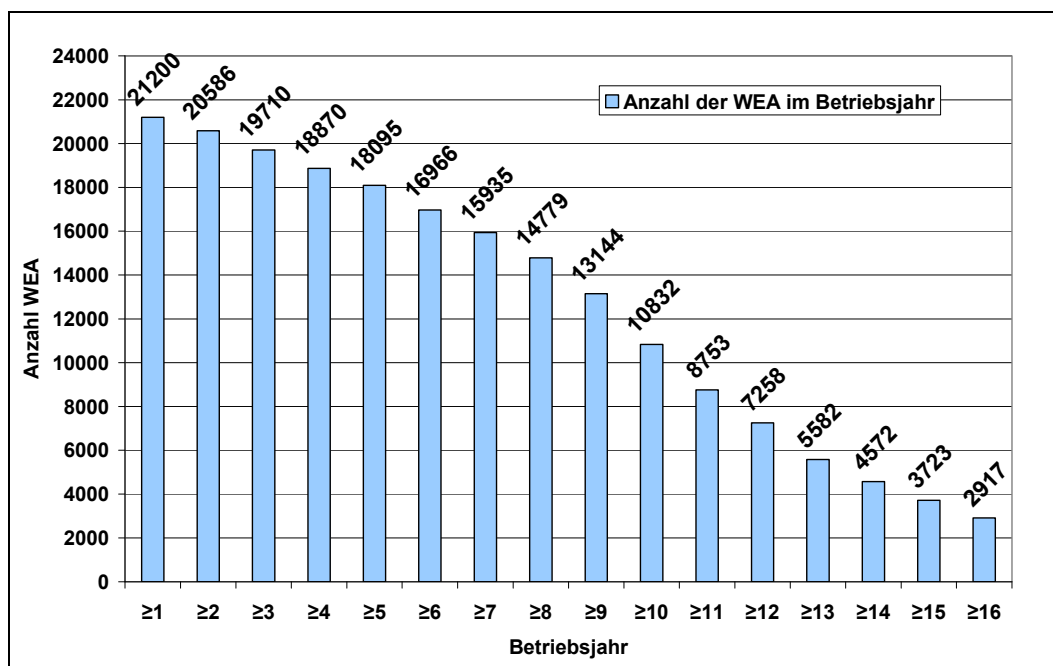
Es wird deutlich, dass auch in der Datenerhebung auf die vielfältigen Schwierigkeiten bei der Umsetzung von Repoweringprojekten verwiesen wird. Der Bonus wird nicht in jedem Fall dazu führen, dass diese ausgeräumt werden können, ermöglicht jedoch eine Verbesserung der Wirtschaftlichkeit der Projekte.

Erfahrungsgemäß treten die höchsten Schwierigkeiten bei der Projektumsetzung dann auf, wenn Altanlagen an verstreuten Einzelstandorten stehen und im Rahmen des Repowering „eingesammelt“ werden sollen. Bisher wurden nur sehr wenige derartige Projekte durchgeführt. Das Ziel einer Zusammenlegung von Standorten ist demnach nicht in gewünschter Form erfolgt. Es ist zu erwarten, dass die meisten der an Einzelstandorten installierten Altanlagen am Ende ihrer Lebensdauer abgebaut und somit nicht repowert werden.

Das bedeutet, relevante Repoweringaktivitäten sind eher für jene Altanlagen zu erwarten, die bereits in Eignungsgebieten für die Windenergienutzung stehen. In diesem Bereich kann der Repoweringbonus positive Effekte erzielen.

Insgesamt sollte die bisherige zögerliche Entwicklung nicht darüber hinwegtäuschen, dass das Potential für das Repowering in Deutschland als sehr groß eingeschätzt wird. Viele der in der deutschen Windparklandschaft installierten Anlagen wurden in den 90er Jahren aufgestellt. Damals betrug die durchschnittliche Leistung einer Windenergieanlage etwa 500 kW, heute werden an Land zumeist Anlagen der 2-3 MW-Klasse installiert. Hieraus ergibt sich ein großes Potenzial für die Erwirtschaftung deutlich höherer Erträge durch die Nutzung der Flächen mit größeren Anlagen. Deutliche Ertragssteigerungen werden durch die Erhöhung der Nebenhöhen erreicht. Dieser Effekt verstärkt sich dadurch, dass viele der Altanlagen an windstarken Küstenstandorten stehen.

Der Repoweringbonus wird für den Ersatz von Altanlagen gezahlt, die älter als zehn Jahre sind. Betrachtet man die Altersstruktur des gesamtdeutschen Anlagenparks in Abb. 4, wird deutlich, dass heute insgesamt rund 10.800 Windenergieanlagen älter als zehn Jahre sind.



**Abb. 4 Altersstruktur der in Deutschland installierten Windenergieanlagen (Stand Ende 2010)**

Ein Teil der vorhandenen Altanlagen, die vor 1996 errichtet wurden, kommen allerdings, wie bereits erwähnt, eher nicht für ein Repowering in Betracht. Dies ist in der Regel der Fall, wenn sich die Anlagen außerhalb von Windvorranggebieten befinden (Vorranggebiete für die Windenergienutzung wurden ab 1996 ausgewiesen). Für alle Windenergieanlagen, die in Vorranggebieten installiert wurden, ist ein Repowering hingegen generell wahrscheinlich. Denn die bei der Ausweisung vorgenommenen Änderungen von Flächennutzungsplänen haben Bestandsschutz – und dieser gilt auch für die nächste Generation von Windenergieanlagen.

Es ergibt sich, dass das Repoweringpotenzial erheblich ist. Unter Berücksichtigung der Strukturen des Anlagenparks und der Rahmenbedingungen erfolgt die grobe Abschätzung, dass etwa 85 % der Anlagen, die älter sind als zehn Jahre, theoretisch repoweringfähig sind (unter der Annahme, dass entsprechende Rahmenbedingungen geschaffen würden – d.h. keine restriktiven pauschale Abstandsvorgaben und Höhenbegrenzungen vorliegen). Hierbei wird sich das Repowering, dem historischen Windenergieausbau folgend, in seinem Verlauf von der Küste ins Binnenland bewegen.

Ein Hemmnis für das Repowering sind derzeit Beschränkungen hinsichtlich Höhe und Mindestabständen zu anderen Flächennutzungen (vgl. hierzu auch Kapitel 9.1.1). Oft bleiben die Auflagen, die zum Bauzeitpunkt der erstaufgestellten Anlage galten, erhalten und wirken stark einschränkend, wenn moderne Windenergieanlagen an derselben Stelle errichtet werden sollen.

Allerdings ist in der jüngeren Vergangenheit zunehmend zu beobachten, dass in den Gemeinden ein Bewusstsein darüber besteht, dass das Repowering eine wichtige Zukunftsaufgabe darstellt. Die Gemeinden befassen sich explizit mit dem Thema Repowering, beispielsweise im

Rahmen des im Jahr 2009 durch die Windenergieagentur Bremerhaven / Bremen veranstalteten Dialogverfahrens zwischen Windenergie-Vertretern und Planungsträgern, das durch das Bundesamt für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) gefördert wurde. [wab 2009] Das Interesse der Gemeinden spiegelt auch die Herausgabe eines Leitfadens zur Durchführung von Repoweringprojekten aus Gemeindesicht durch den deutschen Städte- und Gemeindebund wieder. [DStGB 2009]

Im Zusammenhang mit der Bewertung des Repowering durch die Gemeinden ist unter anderem die neue Gewerbesteuerregelung vom 1.1.2009 als positiv herauszuheben. Dadurch, dass auf Basis der neuen Regelungen nun 70 % der Gewerbesteuern in den Standortgemeinden verbleiben, wird eine bessere Akzeptanz von Windenergieprojekten im Allgemeinen und auch Repoweringprojekten erreicht (vgl. hierzu auch Kapitel 9.1.3).

Abschließend wird darauf verwiesen, dass die Grundvoraussetzung für die vermehrte Durchführung von Repoweringprojekten die Aufhebung der oft existierenden Höhenbegrenzungen auf 100 m Gesamthöhe ist. Geschieht dies nicht, können Windenergieanlagen der neuen Generation nicht eingesetzt werden.

## 2.1.2 Entwicklung der Kleinwindenergie

In den letzten Jahren hat sich der Markt für Kleinwindenergieanlagen stetig entwickelt und es hat sich eine nennenswerte Nachfrage nach dieser Technik herausgebildet. Das zunehmende Bewusstsein für die Notwendigkeit eines Wandels in der Energieversorgung sowie der Wunsch nach Unabhängigkeit vom Energieversorger weckte das Interesse an der Kleinwindenergie in Teilen der Bevölkerung. Auf dem Markt für Kleinwindenergieanlagen agiert mittlerweile eine Vielzahl an Herstellern mit verschiedensten Konzepten.

Laut des Bundesverbandes Kleinwindenergie sind in Deutschland heute etwa 10.000 Kleinwindenergieanlagen in Betrieb. Viele davon befinden sich hierbei nicht in den windreichen Küstengebieten, sondern in süddeutschen Gegenden, wie in Baden Württemberg und Bayern. Dort ist die Genehmigungspraxis weniger komplex. [BVKW 2010]

Hinsichtlich der Definition des Begriffs „Kleinwindenergieanlage“ und insbesondere deren Leistungsgrößen herrscht eine gewisse Heterogenität. Als maßgeblich gilt im Allgemeinen aber die Auslegung der IEC 61400-2:006 („design requirements for small wind turbines“). Diese Norm ist Grundlage für die Zertifizierung von Kleinwindenergieanlagen und bezieht sich auf Anlagen, deren überstrichene Rotorkreisfläche kleiner ist als 200 m<sup>2</sup>. Die innerhalb des Bebauungsbereichs als Hausanlagen eingesetzten Kleinwindenergieanlagen haben in der Regel eine überstrichene Rotorkreisfläche um 40 m<sup>2</sup>. [EWEA 2009] Der Turm einer Kleinwindenergieanlage ist in der Regel nicht höher als 20 m.

Kleinwindenergieanlagen, die für den Eigenverbrauch genutzt werden, verfügen in der Regel über eine Leistung von maximal 30 kW. Auch im EEG wird diese Leistungsgrenze bereits für eine Eigenverbrauchstechnologie verwendet, nämlich in § 33 EEG 2009 für Anlagen zur Nutzung solarer Strahlungsenergie. Auf dem Markt für Kleinwindenergieanlagen ist zu beobachten, dass ein Großteil der derzeit angebotenen Anlagen in einem Leistungsbereich von unter 10 kW liegt.

Die Leistungsfaktoren derzeit am Markt verfügbarer Kleinwindenergieanlagen liegen bei  $c_p$ -Werten von max. 0,3 – 0,4 (moderne Großwindenergieanlagen erreichen heute Leistungsbeiwerte von > 0,5). Laut dem Bundesverband Kleinwindenergie erreichen derzeitige Systeme mit einer Leistung von 1-2 kW und ca. 2 m Rotordurchmesser am Standort Schleswig-Holstein, also an guten Küstenstandorten, eine Stromerzeugung von ca. 200-300 kWh/Jahr. [BVKW 2010]

Die Stromgestehungskosten sind im Falle der Kleinwindenergie wesentlich höher als bei Großanlagen. Die European Wind Energy Association (EWEA) spricht von durchschnittlichen Investitionskosten pro Kilowatt installierter Leistung in Höhe von 2.500 bis 8.000 €/kW. [EWEA 2009] Mit der derzeit geltenden Vergütung laut § 29 EEG lassen sich die Anlagen in Deutschland kaum wirtschaftlich betreiben. Zumal die Leistungsbeiwerte vieler Modelle noch verhältnismäßig schlecht sind.

Ein Problem in diesem Zusammenhang ist die bisher noch mangelhafte Qualitätskontrolle und Zertifizierungsmöglichkeiten für Kleinwindenergieanlagen. Die Anlagen wurden häufig nicht ausreichend vermessen, verlässliche Leistungskurven können nicht angegeben werden. Häufig werden bei der Angabe der Nennleistung Windgeschwindigkeiten zugrunde gelegt, die an den meisten Standorten in der Realität nur selten zu erwarten sind. Der Markt ist sehr unübersichtlich und nur wenige Produkte sind durch einen anerkannten Zertifizierer geprüft. Die Qualität und die Anlagenpreise schwanken in großer Bandbreite. Zudem sind viele der angebotenen Anlagen noch im Prototypen-Stadium, Erfahrungswerte sind selten.

Des Weiteren ist auch bei der Nutzung einer Kleinwindenergieanlage der Anlagenstandort ganz entscheidend. In Wohngebieten müssen Schallgrenzwerte eingehalten werden, Rauigkeiten in der Umgebung sind zu beachten. Häufig wird aus Kostengründen auf eine vorbereitende Windmessung verzichtet – mit dem Ergebnis, dass die erzielten Erträge weit unter den Erwartungen der Anlagenbetreiber bleiben.

Die Einhaltung der zulässigen Schallgrenzwerte nach TA Lärm innerhalb von Wohngebieten ist vielfach noch ein Problem für die Anlagen. Zwar sind bereits Anlagen am Markt, die die geforderten Grenzwerte einhalten können – technisch machbar ist dies demnach – insgesamt muss sich die Technologie in diesem Bereich jedoch noch weiter entwickeln. [BVKW 2010]

Erschwert wurde die Errichtung von Kleinwindenergieanlagen neben der häufig festzustellenden Unwirtschaftlichkeit durch Schwierigkeiten im Zuge der Genehmigungsverfahren. Für die Errichtung von Kleinwindenergieanlagen (bzw. Anlagen unter 50 m Höhe) ist ein Baugenehmigungsverfahren, verankert in den Bauordnungen der Bundesländer, durchzuführen (im Gegensatz zum i.d.R. greifenden Genehmigungsverfahren nach BImSchG bei Großanlagen).

Die Genehmigungspraxis der Länder ist jedoch vielfach nicht eindeutig. Beispielsweise benötigt man in Bayern, Baden Württemberg und Sachsen-Anhalt erst ab einer Anlagenhöhe von 10 m eine Genehmigung, in anderen Bundesländern wie z.B. Nordrhein-Westfalen ist eine Genehmigung grundsätzlich notwendig, darüber hinaus fordern manche lokale Bauämter bestimmte spezielle Gutachten. [Green 2010]

In Schleswig-Holstein wurde Anfang des Jahres 2010 ein neuer Erlass zur "Bauplanungsrechtlichen Zulässigkeit von Kleinwindkraftanlagen" verabschiedet. Dieser könnte als Modell für weitere Bundesländer dienen soll diesen durch die Fachkommission Städtebau zur Übernahme vorgeschlagen werden. Der Erlass schafft klarere Bedingungen und Rechtssicherheit für die Planung und Errichtung von Kleinwindenergieanlagen. Im Außenbereich sind Kleinwindanlagen bis zu einer Höhe von 30 m laut des Erlasses grundsätzlich erlaubt – bei Einhaltung bestimmter Regeln. Dies gilt auch außerhalb festgelegter Windvorranggebiete. [IWR 2010]

Das meist genutzte technische Konzept von Kleinwindenergieanlagen ist ein die direkte Kopplung des Rotors an einen permanenterregten

Synchrongenerator. Das heißt, es wird kein Getriebe eingesetzt, ein drehzahlvariabler Betrieb ist möglich.

Zur Netzkopplung wird häufig auf herkömmliche Einspeisewechselrichter, wie sie bei Photovoltaik-Anlagen genutzt werden, zurückgegriffen. Erste für die Kleinwindenergie optimierte Geräte zur Netzkopplung sind aktuell am Markt zu beobachten.

Laut Branchenkennern ist es als ein nächster Entwicklungsschritt für die Kleinwindenergie unerlässlich, dass Qualitätsstandards eingeführt und die Anlagen zertifiziert werden. Eine höhere Markttransparenz muss erreicht werden. Das heißt, die Anlagenperformance sollte umfassend vermessen werden, was eine professionelle Leistungskurvenvermessung sowie eine akustische Vermessung im Windkanal oder im Freifeld beinhaltet. Auch die elektrischen Eigenschaften sollten in Anlehnung an PV-Anlagen vermessen werden (Oberschwingungen). Die Betriebssicherheit der Anlagen sollte geprüft und Funktionstests vorgenommen werden.

Im Zuge einer möglichen zukünftigen Förderung der Kleinwind-Technologie sollte über die Festlegung von Mindestanforderungen hinsichtlich der Eigenschaften von Kleinwindenergieanlagen nachgedacht werden (hinsichtlich Sicherheit, Leistung, Akustik und elektrischen Eigenschaften). Vorstellbar wäre beispielsweise eine Referenzertragsbezogene Förderung (durch Vermessung der Leistungskurve und Definition eines Referenzstandortes, darauf aufbauend Berechnung eines Referenzertrages, der als Basis für eine Förderung herangezogen werden könnte).

Wenn die beschriebenen Qualitätsprobleme gelöst werden könnten und parallel die technologische Entwicklung hinsichtlich der Leistungsfähigkeit von Kleinwindenergieanlagen sowie die Schalloptimierung voran getrieben wird, könnte die Kleinwindenergieanlagen-Technologie zeitnah zu einem zusätzlichen Baustein der auf Erneuerbaren Energien beruhenden zukünftigen Energieversorgung werden. Interessant sind Kleinwindenergieanlagen in Deutschland in erster Linie, um diese zur Deckung des Eigenverbrauchs zu nutzen.

## 2.2 Entwicklung der Windenergie auf See

### Entwicklungsstand

In den letzten Jahren hat sich die Entwicklung der Windenergienutzung auf See verzögert. Im Jahr 2002 wurden in der „Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See“ Ausbauziele von 20.000 MW bis 2020 formuliert. [Bd.-Reg. 2002] Das aktuelle Basisszenario aus dem Jahr 2010 geht von einer erreichbaren installierten Leistung von 10.000 MW bis 2020 aus. [Nitsch 2010] Der mit der EEG-Novelle 2009 eingeführte Sprinterbonus soll einen zügigen Ausbau der Windenergie auf See noch stärker anreizen. Doch die im Jahr 2008 eingetretene internationale Finanzmarktkrise (vgl. hierzu auch Kapitel 9.3) wirkt derzeit noch immer gegenläufig zu diesen Bestrebungen. Im Offshore-Windenergiesektor wurden Probleme im Bereich der Finanzierung durch die Krise deutlich verstärkt. Derzeit können aus diesem Grund fast ausschließlich Großunternehmen oder große Energieversorger ihre Windenergieprojekte auf See relativ zügig vorantreiben.

Im Herbst 2009 wurde mit dem Testfeld alpha ventus der erste deutsche Windpark auf hoher See installiert. Im Testfeld werden zum ersten Mal 12 Offshore-Windenergieanlagen der 5-Megawatt-Klasse auf hoher See eingesetzt, von denen eine Vielzahl weiterer für die deutsche Nord- und Ostsee geplant sind.

Die Installation des Testfelds alpha ventus stellt einen wichtigen Schritt für den deutschen Offshore-Ausbau dar. Das Testfeld ermöglicht erste wichtige Erfahrungen mit dem Bau und Betrieb von Windenergieanlagen in weiten Küstenentfernungen und großen Wassertiefen. Im Rahmen der Projekte unter dem Dach der Initiative „RAVE“ (Research at Alpha Ventus) wird eine umfassende technologische und ökologische Begleitforschung betrieben. Die Ergebnisse sollen die Entwicklung der nachfolgenden kommerziellen Offshore-Projekte vereinfachen und unterstützen.

Mitte 2009 startete die Installation der Offshore-Windenergieanlagen im Testfeld. Am 16. November 2009 wurde schließlich die letzte der zwölf 5 MW-Offshore-Windenergieanlagen des Testfelds alpha ventus 45 Kilometer nördlich der Insel Borkum errichtet. Damit betrug die reine Bauzeit für die zwölf Anlagen sieben Monate. Seit August 2009 sind sechs der errichteten Anlagen im Einstell- und Probetrieb. Diese Anlagen haben bis Dezember 2009 bereits mehrere Millionen Kilowattstunden Strom in das deutsche Stromnetz eingespeist. Derzeit gehen nun die weiteren Windenergieanlagen im Testfeld schrittweise ebenfalls in den Probetrieb. [DOTI 2009]

Im Jahr 2010 begann der Bau der beiden ersten kommerziell betriebenen deutschen Offshore-Windparks: Baltic I in der Ostsee und Bard Offshore 1 in der Nordsee. Beim Windpark Bard Offshore 1 wurde im März 2010 mit dem Bau der Fundamente begonnen. Bis Mai 2011 wurden 18 der geplanten 80 Anlagen errichtet, elf Anlagen speisten bereits Energie ins Netz ein. [BARD 2011]

Offizieller Baubeginn für Baltic 1 war ebenfalls im März 2010. Anfang September 2010 waren alle 21 Anlagen des Windparks installiert. Nachdem auch die Netzanbindung durch den Netzbetreiber sicher gestellt war, konnte Baltic I Anfang Mai 2011 offiziell in Betrieb gehen. [EnBW 2011]

### **Stand der Planungen**

Der Windenergieausbau auf See stellt in Deutschland eine besondere Herausforderung dar, da die Windparks auf See in sehr weiten Küstenentfernungen und großen Wassertiefen installiert werden sollen. Hier besteht ein Unterschied zu den Ausbautvorgängen in den europäischen Nachbarländern, wie Dänemark, Großbritannien und den Niederlanden. Dort wurden die bisher installierten Windparks auf See erheblich näher an der Küste und in deutlich geringeren Wassertiefen gebaut. Das heißt, Bau und Betrieb der deutschen Windparks auf See ist mit einem erhöhten Aufwand und Kosten verbunden. In vielen Bereichen müssen zudem neue technologische Lösungen gefunden werden.

Bei der Betrachtung der Windpark-Planungen auf dem Meer ist grundsätzlich zwischen der küstennahen 12-Seemeilenzone und der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) zu unterscheiden. Für Anlagen innerhalb der 12-Seemeilenzone gilt das jeweilige Landesrecht, die Genehmigung ist entsprechend im Land zu beantragen. Für Anlagen in der AWZ beruht das Genehmigungsverfahren auf der Seeanlageverordnung (SeeAnIV). Es wird durch das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) durchgeführt.

Mit Stand von Mai 2011 waren in der deutschen AWZ der Nordsee 23 Windparks und drei Parks in der AWZ der Ostsee vom Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) genehmigt [BSH 2011a]. Des Weiteren wurden sieben Windparks innerhalb der 12-Seemeilen-Zone Mecklenburg-Vorpommerns, Niedersachsens und Schleswig-Holsteins genehmigt (4 in der Nord- und 3 in der Ostsee) [Dena 2010]. Die zuletzt genehmigten Projekte erhielten ihre Genehmigung im August 2009 bzw. ein weiteres Projekt im Februar 2010. Seitdem wurde keine Genehmigung mehr für einen Offshore-Windpark erteilt (siehe hierzu Kapitel 9.1.6).

Im Folgenden wird ein Überblick über die bestehenden Planungen in der deutschen Nord- und Ostsee gegeben. Tab. 1 führt die bereits genehmigten Windparks in der Nordsee auf. Vier der Projekte liegen in der 12-Seemeilen-Zone, die weiteren 23 Windparks werden in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) geplant bzw. gebaut.



**Tab. 1 Gebaute und genehmigte Projekte zur Nutzung der Windenergie in der deutschen Nordsee [vgl. BSH 2011a / Dena 2010 / OCD 2010]**

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

In Tab. 1 werden die Planungen in der deutschen Ostsee tabellarisch dargestellt.

**Tab. 2 Gebaute und genehmigte Projekte zur Nutzung der Windenergie in der deutschen Ostsee [vgl. BSH 2011a / Dena 2010 / OCD 2010]**

	Name	Gebiet	Anzahl OWEA	Küstenentfernung [sm]	Wassertiefe [m]
<b>Installiert 12sm-Zone</b>	Breitling / Rostock	12 sm-Zone	1	0.27	2
	Balitz 1	12 sm-Zone	21	8	16-19
<b>Genehmigt 12sm-Zone</b>	Geofree	12 sm-Zone	5	11	21
<b>Genehmigt AWZ</b>	Arkona Becken Südost	AWZ	80	18	23-26
	Kriegers Flak	AWZ	80	17	29-42
	Ventotec Ost 2	AWZ	80	22	40

In Deutschland werden die Genehmigungen für jeweils eine bestimmte Anlagenanzahl gegeben. Die Größenordnung der Gesamtplanungen in der deutschen Nordsee liegt im Bereich von bisher 1.658 genehmigten Anlagen, wovon 32 bereits errichtet wurden. Das zukünftige Potential der Planungen (1.626 noch nicht errichtete Anlagen) würde sich unter der Annahme, dass bei den zukünftigen Parks ausschließlich 3 MW Anlagen installiert würden, auf eine Gesamtleistung von rund 4.880 MW beziffern. Würden ausschließlich 5 MW Anlagen gebaut, läge das Potential im Bereich von 8.130 MW.

In der Ostsee wurden bisher insgesamt 267 Anlagen genehmigt, wovon 22 Anlagen bereits errichtet wurden. Das zukünftige Potential der Planungen (245 noch nicht errichtete Anlagen) beläuft sich unter der Annahme, dass bei den zukünftigen Parks ausschließlich 3 MW Anlagen installiert würden, auf rund 735 MW. Im Falle einer Installation von ausschließlich 5 MW Anlagen liegt das Potential bei 1.225 MW.

Es ist zu beachten, dass es sich hierbei zunächst nur um grobe Abschätzungen handeln kann. Denn es ist im Falle der meisten Windparks noch nicht sicher bekannt, welche Anlagen (und damit welche Anlagengröße und -leistung) die Planer tatsächlich auswählen werden. Dies stellt sich häufig erst im konkreteren Planungsverlauf heraus. Neben 5 MW-Anlagen werden im Rahmen der Technologieentwicklung voraussichtlich auch zeitnah noch größere Anlagenleistungen ihre Marktreife erreichen (6-7 MW) und durch die Projektentwickler ausgewählt werden. Hierdurch würde sich das theoretische Potential der bereits genehmigten Windparks erhöhen.

## **2.3 Entwicklung der Windenergieindustrie und technologische Entwicklungen**

Die Windenergietechnik hat sich seit ihren Anfängen deutlich weiter entwickelt, wobei insbesondere ein stetiges „Upscaling“ der Windenergieanlagen zu beobachten war. Im Folgenden werden die technologische Entwicklungen in der Windenergieindustrie sowie aktuelle Marktentwicklungen betrachtet.

### **2.3.1 Anlagenleistung**

Etwa seit dem Jahr 1995 fand ein stetiges „Upscaling“ von Windenergieanlagen statt, so dass mittlerweile Anlagen in der 5 und 6 MW-Klasse existieren. Die Planungen der Hersteller gehen noch darüber hinaus. Zurzeit werden diese Anlagen jedoch nicht in Serie gefertigt bzw. gegebenenfalls in Kleinserien aufgelegt.

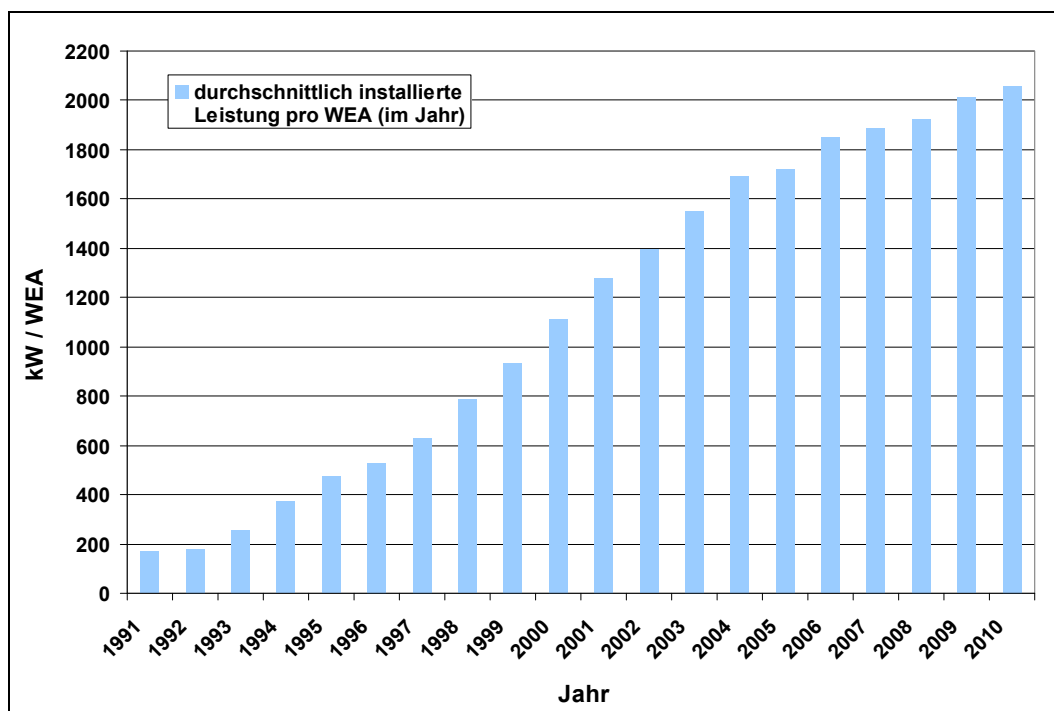
Die meist verkauften Anlagenklassen sind in 2010 weiterhin die 2 MW-Klasse mit 49,7 % sowie die 2,1-2,9 MW-Klasse mit 32,1 %. Hierbei ist gegenüber 2009 zu beobachten, dass sich das Verhältnis weiter in Richtung der 2,1-2,9 MW-Klasse verschiebt (Zuwachs um rund 10 % in dieser Anlagenklasse). Die Anlagen mit einer Leistung von > 3 MW halten rund 4% Marktanteil. [DEWI 2010a]

Bei einer Betrachtung des Anlagenmarktes fällt auf, dass innerhalb der letzten drei Jahre zunehmend neue Anlagen der 3-MW-Klasse auf den Markt kamen. Leistungssteigerungen durch höhere Türme und größere Rotordurchmesser sind das Ziel, die Windenergie-Standorte sollen optimal ausgenutzt werden. Hierfür ist die 3 MW-Klasse gut geeignet, diese Klasse ist noch nicht auf neue Konzepte bei Logistik und Errichtung angewiesen (im Gegensatz zur 4-6 MW-Klasse).

Favorisiertes Einsatzgebiet von Multimegawattanlagen mit einer Leistung > 3 MW wird der Offshore-Bereich sein. Dort ist der Windenergieausbau aufgrund der vergleichsweise hohen Projektentwicklungskosten nur mit möglichst großen Windenergieanlagen wirtschaftlich. So werden fast alle derzeit geplanten deutschen Windparks auf See 5 MW-Anlagen einsetzen.

Dadurch, dass am Markt immer größere Windenergieanlagen mit großen Nabenhöhen verfügbar sind, konnte die Effizienz der Stromerzeugung auch im Binnenland signifikant erhöht werden. Hier liegen die aktuell größten verbleibenden Flächenpotentiale für einen weiteren Ausbau der Windenergienutzung in Deutschland. Deshalb wird erwartet, dass im Zuge des weiteren Ausbaus möglichst große Windenergieanlagen errichtet werden (2-3 MW-Bereich). Auch im Zuge von Repowering-Projekten wird diese Anlagenklasse bevorzugt eingesetzt werden.

Abb. 5 gibt einen Überblick über die durchschnittlich installierte Leistung pro Windenergieanlagen zwischen 1991 und 2010. Im Jahr 2010 betrug die durchschnittlich installierte Anlagengröße rund 2.058 kW.



**Abb. 5: Entwicklung der durchschnittlich installierten Leistung pro Windenergieanlage zwischen 1991 und 2010**

Neben der Anlagenleistung sind Naben- bzw. Gesamthöhen und Rotordurchmesser der installierten Windenergieanlagen wichtige Betrachtungsgrößen. Knapp die Hälfte der 2010 errichteten Windenergieanlagen verfügten über eine Nabenhöhe von 100 m und weniger, die andere Hälfte der Anlagen verfügte zu großen Teilen über Nabenhöhen von 101-120 m (34,5 %) und Nabenhöhen von 121-150 m (16,6 %). [DEWI 2010a]

Interessant ist auch die Betrachtung der Gesamthöhe der installierten Anlagen, denn diese ist in vielen Gemeinden begrenzt. Für Gesamtdeutschland ist festzustellen, dass bei den im Jahr 2010 errichteten Windenergieanlagen eine Tendenz zu Anlagen mit einer Gesamthöhe von über 140 m vorherrschte. In Nordrhein-Westfalen, Niedersachsen und vordergründig in Schleswig-Holstein werden dagegen zwischen 30 und 50 % der Anlagen mit einer Gesamthöhe von 81-100 m ausgelegt. [DEWI 2010a] Es spiegeln sich hier zum einen mögliche Restriktionen der Gemeinden als auch wirtschaftliche Gesichtspunkte wieder, da eine größere Anlagenhöhe insbesondere im Binnenland erforderlich ist. So wird im Falle des Küstenbundeslands mit Binnenlandanteil Niedersachsen deutlich, dass die Verwendung von Anlagen über 140 m ebenfalls relevante Anteile der neu installierten Leistung beträgt (ca. 63 %). In den Bundesländern Bayern, Brandenburg und Sachsen-Anhalt verfügt der weitaus größte Teil der neu installierten Anlagen über eine Gesamthöhe, die größer ist als 140 m (ca. 77-88 %). [DEWI 2010a]

Der Rotordurchmesser der im Jahr 2010 neu installierten Anlagen betrug in der Regel zwischen 60,1 und 90 m. Etwa 15 % der neu installierten Anlagen verfügte über einen Rotordurchmesser von über 90 m. [DEWI

2010a] Auch hier wird demnach die Tendenz hin zu immer größeren Anlagentypen sichtbar.

Die derzeit größten Windenergieanlagen, die derzeit auf dem Markt angeboten werden, verfügen über eine Leistung von 6 MW. Hierzu zählt die E-126 des Herstellers Enercon. Die Anlage kann hierbei laut dem Hersteller durch kleinere Modifikationen auf eine Nennleistung von 7.5 MW gesteigert werden. 2009 wurden fünf E-126 Anlagen in Belgien errichtet. [BTM 2010] Aber auch andere Anlagenhersteller gehen in Richtung sehr großer Anlagen: So verfügen auch die Hersteller REpower sowie BARD bereits über Anlagentypen mit einer Leistung von 6 MW.

### **2.3.2 Anlagenkonzepte**

In den letzten Jahren war zu beobachten, dass zunehmend getriebelose Turbinenkonzepte abgesetzt wurden. International hatten die getriebelosen Hersteller im Jahr 2009 einen Marktanteil von 14 %, zu großen Teilen verteilte sich dieser auf den deutschen Hersteller Enercon und Goldwind aus China. [BTM 2010]

Weiterhin ist die Tendenz zu beobachten, dass zunehmend Vollumrichter in den Anlagen eingesetzt werden. Bei getriebelosen Anlagen ist dies Standard, in der jüngeren Vergangenheit wurden jedoch auch zunehmend neue innovative Konzepte entwickelt, die auf Vollumrichtertechnik zurückgreifen. Beispielsweise nutzt die Multibrid M5000 ein einstufiges Planetengetriebe in Kombination mit einem Synchrongenerator und einem Vollumrichter.

Der Trend zur Vollumrichtertechnik kann teilweise dadurch begründet werden, dass die Anforderungen an die Netzverträglichkeit der Anlagen in vielen Ländern steigen und bestimmte Eigenschaften vorausgesetzt werden, wie auch in Deutschland durch die in der Systemdienstleistungsverordnung festgelegten Anforderungen geschehen. Damit zusammenhängend, ist weiterhin die Tendenz zu einem rückgängigen Einsatz von doppelt gespeisten Asynchrongeneratoren zu konstatieren.

Weiterhin wird in der Windenergieindustrie an der Verlässlichkeit von Getrieben gearbeitet – diese Großkomponente, die nach wie vor in den meisten Windenergieanlagentypen verwendet wird, stellt oftmals eine Schwachstelle dar. Schäden innerhalb der Lebensdauer sind zu erwarten. Weiterhin wird die Anlagentechnik immer kompakter aufgebaut, man versucht die Gewichtszunahme bei steigender Anlagengröße auf ein Minimum zu reduzieren. Beispielsweise war der deutsche Entwickler aerodyn in der jüngeren Vergangenheit sehr erfolgreich mit der Entwicklung der sogenannten SCD-Technologie (Super Compact Drive). Hierbei werden Rotorlager, Getriebe und Generator in etwa gleichem Durchmesser ausgelegt und hintereinander angeordnet. Hierdurch können Gewichtsreduktionen und Kosteneinsparungen erreicht werden.

Einen großen Anteil im Bereich der Forschung nimmt weiterhin auch die Rotorblattentwicklung ein. Die Hersteller arbeiten an der Optimierung dieser Komponente. Beispielsweise setzt der Hersteller Enercon

mittlerweile aus der Flugindustrie adaptierte Winglets an ihren Rotorblättern ein. Durch diese und weitere aerodynamische Optimierungen hat das Unternehmen laut eigener Angaben eine Verbesserung im Wirkungsgrad der Blätter von rund 6 % gegenüber herkömmlichen Konzepten erreicht. [Enercon 2010]

Neben einer Weiterentwicklung von Aufbau und Materialien werden zudem neue Prüfverfahren für Rotorblätter entwickelt – beispielsweise betreibt das Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik IWES in Bremerhaven seit dem Jahr 2009 einen 70 Meter Rotorblatt-Prüfstand und baut derzeit eine Halle für einen 90 Meter Prüfstand. Die Deutsche WindGuard ermöglicht in einem akustisch optimierten Windkanal sowohl aerodynamische als auch aeroakustische Forschung an Rotorblattmodellen sowie -segmenten.

Vermehrt wurde in den letzten Jahren die Forschung und Entwicklung von Anlagen für den Offshore-Einsatz voran getrieben. Die Anlagentechnik wird für den Einsatz in den extremen Bedingungen auf See angepasst bzw. spezielle Konzepte für diese Umweltbedingungen entwickelt. In der Regel wird eine Kapselung wichtiger Komponenten oder der ganzen Gondel gegen die salzhaltige Luft vorgenommen. Ein wichtiges Thema wird auf See zudem ein optimaler Korrosionsschutz der Anlagenkomponenten. Weiterhin wird im Bereich der Gründungen die Entwicklung massiv voran getrieben sowie das Zusammenwirken zwischen Anlage und Fundament unter Wind- und Wellenlasten untersucht, um die Technik in dieser Hinsicht weiterentwickeln und optimieren zu können.

### **2.3.3 Netzverträglichkeit von Windenergieanlagen**

Die Einführung von Anforderungen zu einer erhöhten Netzverträglichkeit der Windenergieanlagen auf Basis einer Verknüpfung mit dem Systemdienstleistungsbonus hat dazu geführt, dass heute installierte Neuanlagen eine deutlich bessere Netzverträglichkeit aufweisen.

Für Neuanlagen werden gemäß § 64 EEG 2009 in der Systemdienstleistungsverordnung folgende Anforderungen gemacht: [EEG 2009]

- an das Verhalten der Anlagen im Fehlerfall
- an die Spannungshaltung und Blindleistungsbereitstellung
- an die Frequenzhaltung
- an das Nachweisverfahren
- an den Versorgungswiederaufbau
- bei der Erweiterung bestehender Windparks

Für Altanlagen gelten folgende reduzierte Anforderungen:

- an das Verhalten der Anlagen im Fehlerfall
- an die Frequenzhaltung
- an das Nachweisverfahren
- an den Versorgungswiederaufbau
- bei der Nachrüstung von Altanlagen in bestehenden Windparks

Der generelle Vergütungsanspruch ist für Neuanlagen mit einer Verpflichtung zur Erfüllung der Anforderungen der Systemdienstleistungsverordnung verbunden. Der Bonus wirkt somit im Bereich der Neuanlagen nicht als Anreiz, sondern als Instrument zum Ausgleich der den Betreibern entstehenden zusätzlichen Kosten. Dies hat in der Branche zunächst zu Aufregung geführt, da die Betreiber darauf angewiesen waren, dass innerhalb der in der Verordnung und im EEG gesetzten Fristen die entsprechende Technik durch die Hersteller zur Verfügung gestellt werden konnte. Im Bereich der Neuanlagen ist die Entwicklung jedoch positiv verlaufen und die Hersteller bieten SDL-fähige Neuanlagen-Typen an.

Im Bereich der Altanlagen ist die Aufrüstung freiwillig und der Bonus wirkt somit als Anreiz, um auch bei Bestandsanlagen Aktivitäten auszulösen. Ein Betreiber trifft hierbei die Entscheidung, ob er seine Anlage aufrüstet, sowohl unter technischen als auch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten: Zunächst ist zu prüfen, ob eine Umrüstung der Anlage technisch machbar ist und durch den Hersteller angeboten wird. In der Regel ist dies bei Anlagentypen, die ab 2004/05 errichtet wurden, der Fall. Weiterhin erfolgt eine Abschätzung, ob die Aufrüstung zu einer attraktiven Renditeerwartung führt – das heißt die Umrüstkosten müssen durch den Bonus ausgeglichen werden können und zusätzliche Einnahmen für den Betreiber müssen möglich sein.

Im Markt waren durchaus starke Ambitionen spürbar, die Umrüstung von Altanlagen vorzunehmen. Allerdings hat sich heraus gestellt, dass die Fristen für die Umrüstung von Altanlagen sehr knapp gesetzt waren. Gemäß § 66 EEG 2009 muss die Umrüstung vor dem 1. Januar 2011 vorgenommen werden. Die Entwicklung der Anforderungen für die Systemdienstleistungsverordnung, die Bereitstellung der entsprechenden Technologien durch die Hersteller und die Herausbildung von Zertifizierungsstellen hat jedoch eine längere Zeit gedauert als zunächst erwartet.

Es wird an dieser Stelle eine Abschätzung des Potentials bezüglich einer Umrüstung von Altanlagen vorgenommen. Für eine Umrüstung in Frage kommen gemäß § 66 Abs. 6 Windenergieanlagen, die nach dem 31. Dezember 2001 und vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb genommen wurden. Es ist wie bereits beschrieben, unter technischen Gesichtspunkten davon auszugehen, dass eine wirtschaftliche Umrüstung erst bei Anlagen möglich ist, die ab dem Jahr 2004/05 errichtet wurden. Diese Anlagen sind zwei bis fünf Jahre alt und stehen somit noch am Anfang ihrer Lebensdauer. Im Jahr 2005 betrug die durchschnittliche Leistung pro neu installierte Anlage 1.700 kW/WEA. Das heißt, die Anlagen verfügen über eine relevante Leistung im Hinblick auf die Verbesserung der Netzstabilität. So beträgt die gesamt installierte Leistung der zwischen 2004 und Ende 2008 errichteten Anlagen etwa 9.500 MW In dieser Größenordnung liegt demnach das Potential für eine Umrüstung von Altanlagen und damit die Erreichung einer deutlich besseren Netzverträglichkeit bei diesen Anlagen.

Derzeit ist jedoch davon auszugehen, dass ein Großteil dieses Potenzials bis Ende 2010 nicht erschlossen werden kann. Die Gründe hierfür sind weder technischer noch wirtschaftlicher Art, sondern liegen allein in den knappen Fristen.

## 2.3.4 Marktanteile der Hersteller

### Deutscher Markt

Führender Windenergieanlagen-Hersteller im deutschen Raum ist auch im Jahr 2010 weiterhin die Firma Enercon. Das Unternehmen erreichte einen Anteil von rund 59 % am gesamtdeutschen Markt und konnte damit seinen Marktanteil im Vergleich zu 2009 (60,4 %) weitgehend konstant halten.

Weiterhin bleibt die Rangfolge der Hersteller gegenüber 2009 kaum verändert. Der Hersteller e.n.o. energy kommt mit einem Marktanteil von 1,0 % neu hinzu. Vestas hat einen weiteren Rückgang seines Marktanteils zu verzeichnen: Der Hersteller hält im Jahr 2010 noch 14,6 % Marktanteil – gegenüber 31,6 % in 2008 und 19,5 % in 2009.

In Abbildung Abb. 6 werden die Anteile der verschiedenen Hersteller am deutschen Markt dargestellt.

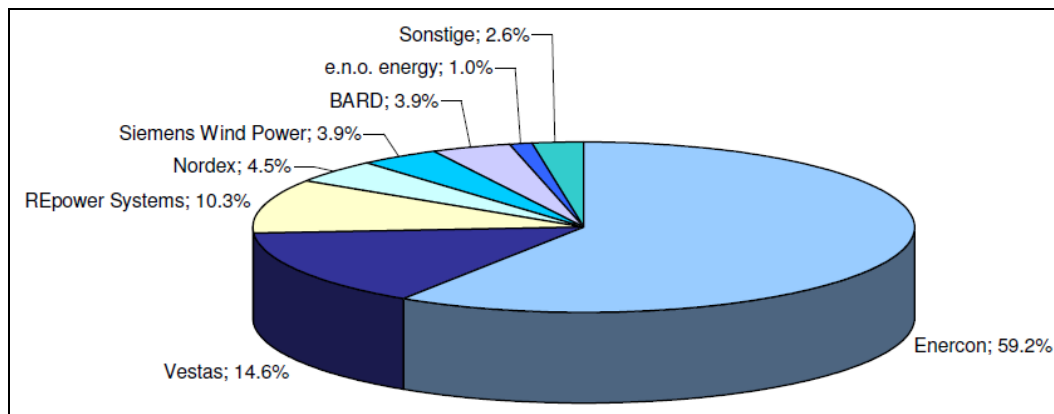


Abb. 6: Anteile der Hersteller von Windenergieanlagen am deutschen Markt im Jahr 2009

### Internationaler Markt

Die in den letzten Jahren voran geschrittene Marktkonzentration im Bereich der Anlagenhersteller setzte sich in den letzten Jahren tendenziell fort. International lag der Marktanteil der führenden zehn Anbieter von Windenergieanlagen im Jahr 2009 bei 80.9 %, im Jahr 2010 war der Wert etwas geringer und lag bei rund 79 %. [BTM 2010 / BTM 2011]

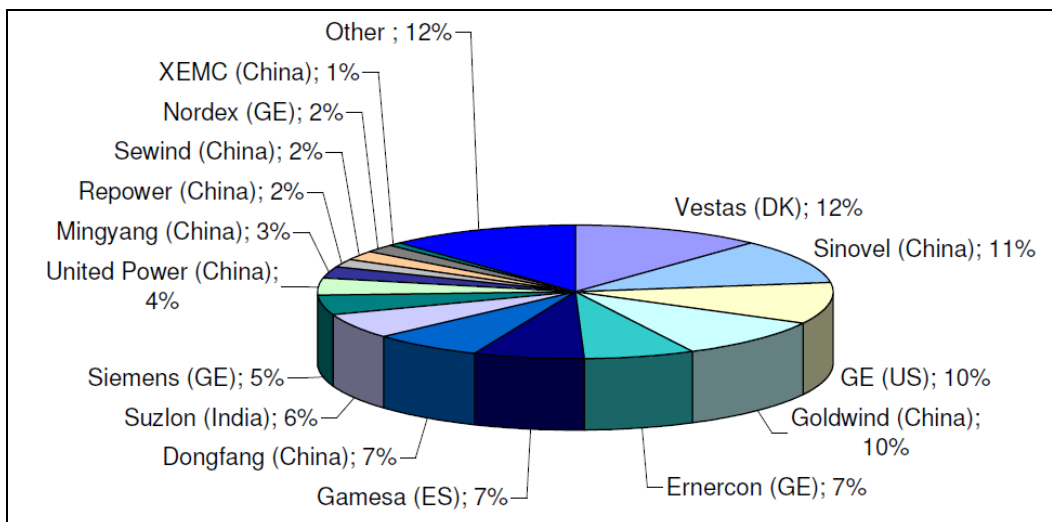
Allerdings ist auch zu beobachten, dass neue Hersteller in den Windenergieanlagen-Markt eintreten. Hier war insbesondere das schnelle Wachstum chinesischer Anlagenhersteller zu beobachten. In 2010 waren vier chinesische Hersteller im internationalen Bereich unter den zehn führenden Anlagenherstellern. Dies waren Sinovel, Goldwind, Dongfang und United Power. [BTM 2010]

Im asiatischen Markt werden bevorzugt kleinere Turbinen abgesetzt. Die durchschnittliche abgesetzte Anlagengröße betrug dort im Jahr 2009 rund 1,1 MW. [BTM 2010]



Neben den chinesischen Herstellern verzeichnete in 2009 der indische Hersteller Suzlon Marktzuwächse und erreichte einen Marktanteil von rund 9 %. [BTM 2010] Allerdings waren diese auch dadurch bedingt, dass Suzlon in 2009 eine Mehrheitsbeteiligung bei dem deutschen Anlagenhersteller REpower einging. Im Jahr 2010 war Suzlons Marktanteil wieder etwas geringer und lag bei rund 6 %. [BTM 2011]

Abb. 10 gibt einen Überblick über die Marktanteile der einzelnen Hersteller im internationalen Raum im Jahr 2010.



**Abb. 7 Marktanteile der Hersteller am internationalen Windenergiemarkt [BTM 2011]**

In Bezug auf die deutschen Hersteller wird deutlich, dass diese international über sinkende Marktanteile verfügen. Der größte deutsche Hersteller Enercon liegt auf Platz fünf und hält in 2010 einen Marktanteil von rund 7 %, also vier Prozent weniger als der Marktführer Vestas. Im Jahr 2008 verfügte Enercon noch über einen Marktanteil von rund 10 % - es ist allerdings zu beachten, dass alle Hersteller, die in 2008 die führenden Marktpositionen einnahmen, Marktanteile zugunsten von in erster Linie chinesischen Herstellern verloren haben.

Siemens verfügt in 2010 über einen Marktanteil von 5 % und fällt damit gerade noch in die Reihe der „Top 10“ der Anlagenhersteller. Nordex liegt mit einem Marktanteil von 2 % bereits hinter der Mehrzahl der chinesischen Hersteller,

## **2.4 Entwicklung des Einspeisemanagements**

Der Ausbau der Windenergienutzung konzentrierte sich insbesondere in den Anfängen, Ende der Neunziger bis etwa zum Jahr 2003, stark auf die Küstenregionen in Schleswig-Holstein und Niedersachsen. Dort ist auch heute 42 % der gesamt installierten Leistung installiert. Durch diese Entwicklungen kam es in bestimmten Bereichen der Küstenregionen, vor allem in Schleswig-Holstein in der Vergangenheit zunehmend zu Netzengpässen. Der große Anteil an Windleistung, der an windstarken Tagen in die Verteilnetze drängt, führt zu einer Überlastung der lokalen Netze. Die zuständigen Netzbetreiber in den betroffenen Regionen nahmen als Reaktion auf diese Entwicklung in lastschwachen Zeiten mit gleichzeitiger hoher Windeinspeisung Anlagen vom Netz. Auf dieses Vorgehen der Netzbetreiber wird in § 11 EEG 2009 Bezug genommen und als Einspeisemanagement ermöglicht. Die genauen Regelungen werden in Kapitel 5.4.3 dieses Berichtes behandelt. Das Einspeisemanagement soll als temporäre Maßnahme den weiteren Anschluss von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ermöglichen, bis der notwendige Netzausbau erfolgt ist. Das Einspeisemanagement vermittelt zwischen dem politisch gewollten Vorrang Erneuerbarer Energien und der gleichzeitig mit hoher Priorität bewerteten Stabilität des elektrischen Energiesystems.

Seit der EEG-Novelle aus dem Jahr 2009 haben die Betreiber von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien einen Anspruch auf Entschädigungszahlungen im Falle einer Betroffenheit durch Abregelungen im Rahmen des Einspeisemanagements. Damit wurde das in den voran gehenden Jahren immer größere Problem unkalkulierbarer Ertragsausfälle auf Seiten der Anlagenbetreiber weitgehend ausgeräumt. Um den Umfang der in den voran gehenden Jahren durch Einspeisemanagement entstandenen Ertragsverluste zu verdeutlichen, wird an dieser Stelle auf eine Information der Fördergesellschaft Windenergie (FGW) verwiesen. Demnach sind den Betreibern von Windenergieanlagen bereits zwischen 2004 und 2007 Verluste in Höhe von 6,5 bis 8,5 Mio. durch entgangene Vergütungszahlungen entstanden. [Rauch 2010]

### **Umrüstung von Windenergieanlagen gemäß § 6 EEG 2009**

Gemäß § 6 EEG 2009 wird ab 1. Januar 2011 für alle Anlagen ab einer Leistung von 100 kW die Ausstattung mit einer technischen oder betrieblichen Einrichtung zur Reduzierung der Einspeiseleistung zur Pflicht.

Im Falle von Bestandsanlagen war laut Branchenvertretern die Umsetzung der neuen Anforderungen vielfach problematisch bzw. unwirtschaftlich. Viele Betreiber hatten Probleme, die Vorschriften zu erfüllen. [BWE 2010a] Aus diesem Grund sind im Bereich der Bestandsanlagen Lösungen bekannt, bei denen im Einvernehmen mit dem Netzbetreiber auf betriebliche Einrichtungen zurück gegriffen wurde, um den Anforderungen aus § 6 EEG 2009 gerecht zu werden.

Für Neuanlagen kann die Ausstattung mit Einrichtungen zur Reduzierung der Einspeiseleistung als unproblematisch bewertet werden und wurde entsprechend umgesetzt. Im Zuge der gesteigerten Anforderungen an die Netzverträglichkeit der Anlagen, die auch die Bereitstellung von bestimmten Netzdienstleistungen beinhalten soll, ist die Anlagentechnik so weiter entwickelt worden, dass eine entsprechende Ausstattung integriert werden kann bzw. bereits Standard ist.

Verschiedene Netzbetreiber haben Anforderungen hinsichtlich der durch die Betreiber zu gewährleistenden technischen Einrichtungen entwickelt. Zwar stellen diese Anforderungen keine rechtlich bindenden Verpflichtungen dar, dienen aber in der Regel den meisten Betreibern als Grundlage. Die Richtlinien verschiedener Netzbetreiber sind hierbei unterschiedlich ausgestaltet. Hierdurch kann kein einheitlicher technischer Standard entwickelt oder eingekauft werden, das heißt die Kostensenkungspotentiale in diesem Bereich sind begrenzt.

### **Umsetzung der Härtefallregelung gemäß § 12 EEG 2009**

Nach Inkrafttreten der EEG-Novelle 2009 wurde vielfach befürchtet, die Netzbetreiber könnten auf Basis von § 13 EnWG die Härtefallregelung und damit die resultierenden Entschädigungsverpflichtungen umgehen. Denn auch § 13 EnWG nimmt Bezug auf notwendige Abregelungen von Anlagen durch den Netzbetreiber. Diese sind demnach durchzuführen, wenn ansonsten die Systemsicherheit gefährdet wäre. Das Verhältnis zwischen dem Einspeisemanagement nach § 11 EEG 2009 und den benannten Regelungen des EnWG ist hierbei im Gesetzestext nicht klar ausgeführt. Insbesondere besteht in diesem Bereich Unsicherheit über die Reihenfolge zu ergreifender Maßnahmen (netzbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG, marktbezogene Maßnahmen nach § 13 Abs. 1 EnWG, Regelungen auf Basis von § 13 Abs. 2 EnWG sowie Regelungen auf Basis von § 11 EEG 2009). Es zeichnet sich jedoch ab, dass zumindest nicht in großem Umfang eine Umgehung von Entschädigungszahlungen auf Basis von § 13 Abs. 2 EnWG erfolgt.

Bezüglich der praktischen Umsetzung der Härtefallregelung haben Verbände und Netzbetreiber mit der Herausgabe von Richtlinien reagiert. Übergeordnete Richtlinien wurden durch den Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (bdew) herausgegeben. Zudem hat sich die Bundesnetzagentur mit der Frage des Einspeisemanagements bzw. der Härtefallregelung beschäftigt und einen übergeordneten Leitfaden entwickelt. Dieser gibt Methoden zur Berechnung der Ausfallarbeit an.

[BNetzA 2010]

Im Bereich der Netzbetreiber haben die Verteilungsbetreiber des E.ON-Konzerns grundsätzlich die weitest gehende Betrachtung des Einspeisemanagements im Rahmen von Richtlinien umgesetzt. E.ON Netz hat eine umfassende „Richtlinie zur Umsetzung des §12 EEG (Härtefallregelung)“ entwickelt. Hierin werden zwei Möglichkeiten zur

Berechnung der Ausfallarbeit vorgegeben, und zwar können Anlagenbetreiber zwischen einem Pauschal- und einem Spitzabrechnungsverfahren wählen (dies entspricht den Inhalten des Leitfadens der BNetzA). Ergänzend wird Betreibern seitens E.ON NETZ zudem ein Excel-basiertes Berechnungstool zur Berechnung der Ausfalleistung zur Verfügung gestellt. [E.ON NETZ 2010]

Insgesamt lässt sich feststellen, dass die Abläufe zur Durchführung des Einspeisemanagements und Abwicklung der Entschädigungszahlungen mittlerweile erprobt sind. Im Bereich der Berechnung der Entschädigungszahlungen werden häufig die durch den Netzbetreiber vorgegebenen Vorgehensweisen gewählt. Der Leitfaden der Bundesnetzagentur stellt nun eine zusätzliche Orientierung dar. Die Entwicklung wird zeigen, wie Netzbetreiber und Betreiber mit diesem Leitfaden umgehen werden und ob sich dieser als standardisierte Vorgehensanleitung durchsetzen kann.

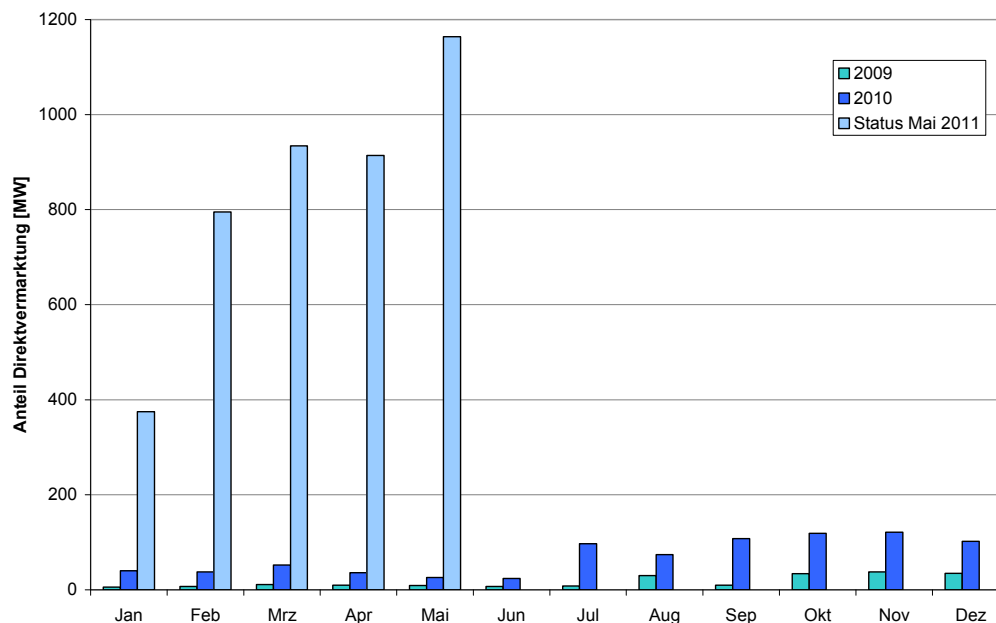
## **2.5 Entwicklungen im Bereich Direktvermarktung von Windstrom**

### **2.5.1 Direktvermarktung gemäß § 17 EEG 2009**

Dadurch, dass die Strompreise tendenziell steigen, wird die Möglichkeit der Direktvermarktung zunehmend zu einer attraktiven Zukunfts-Option für Windpark-Betreiber. Beispielsweise ist es möglich, dass bei einem Verkauf des Stroms über die Börse Spotmarktpreise erzielt werden, die über den EEG-Vergütungssätzen liegen. Zurzeit wird die Möglichkeit der Direktvermarktung insbesondere dann attraktiv, wenn die 2. Vergütungsstufe des EEG erreicht wird. Dann steigt die Wahrscheinlichkeit, dass die Börsenpreise für Strom über den EEG-Vergütungen liegen.

Um einen Überblick über die aktuelle Relevanz der Direktvermarktung für Windenergiebetreiber zu geben, wird auf die Auswertungen des bdew hierzu verwiesen. Demnach wurden im Jahresverlauf 2009 rund 205 MW Windstrom direkt vermarktet, was einem Monatsdurchschnitt von rund 17 MW entspricht [bdew **2009**]. Zwischen Januar und Dezember 2010 wurden insgesamt 837 MW Windstrom direkt vermarktet, der Monatsdurchschnitt beträgt somit rund 70 MW. [bdew **2010**] Für das Jahr 2011 liegen die Werte Januar bis Mai bereits vor. In diesem Zeitraum wurden insgesamt 4.182 MW Windstrom direkt vermarktet, was einem Monatsdurchschnitt von rund 836 MW entspricht. Das heißt, die bisherigen Ergebnisse im Jahr 2011 weisen auf einen deutlichen Anstieg bezüglich der Direktvermarktung von Windstrom hin. Der Durchschnittswert pro Monat für die direkt vermarktete Leistung wurde in den ersten Monaten des Jahres 2011 gegenüber 2010 mehr als verzehnfacht. [bdew 2011]

Die folgende Abb. 8 bildet diese Tendenz noch einmal anschaulich ab.



**Abb. 8: Entwicklung der Direktvermarktung von Strom aus Windenergie zwischen Januar 2009 und Mai 2011**

Die installierte Gesamtleistung aus Windenergie betrug Ende 2010 rund 27.204 MW. Das bedeutet, durchschnittlich wurden rund 3,1 % dieser installierten Leistung wurde in den ersten Monaten des Jahres direkt vermarktet. In der Tendenz zeigt dies, dass die Aktivitäten im Bereich Direktvermarktung sich langsam ausweiten und die Akteure mittlerweile über erste Erfahrungen in diesem Bereich verfügen.

Bei der Direktvermarktung des Stroms müssen Windstromanbieter eine aktive Rolle einnehmen und Entscheidungen bezüglich der Windstrommengen treffen, die sie zu verschiedenen Zeitpunkten an den Markt bringen möchten. Hierfür ist zum einen eine ständige Beobachtung der Spotmarktpreise an den Strommärkten notwendig als auch eine möglichst genaue Prognose der zukünftigen Stromproduktion der Windparks. Derzeit ist für beide Tätigkeitsfelder zu beobachten, dass sich Anbieter damit beschäftigen und anstreben, neue Dienstleistungen in diesem Bereich zu etablieren.

Auf diesen Sachverhalten aufbauend, werden folgende Handlungsbereiche als Grundlage für alle Aktivitäten im Bereich der Direktvermarktung von Windstrom gesehen:

- Windprognosen
- Informationsservices
- Anlagen-Pooling

Diese werden im Folgenden kurz vorgestellt und die aktuellen Entwicklungen bezeichnet.

## **Windprognosen**

Um den Handel von Strom aus Windenergie am Strommarkt zu gestalten, sind aufgrund des schwankenden Windangebots zuverlässige Prognosen für die zu erwartenden Windstrommengen unerlässlich. In den letzten Jahren haben sich Dienstleister etabliert, die auf Basis eigens entwickelter spezieller Prognosesysteme Aussagen über das zu erwartende Windangebot treffen. Es ergeben sich neue Möglichkeiten für den Aufbau von Geschäftsstrategien. Die Prognoseunsicherheiten werden weiter minimiert und die generierten Daten liefern eine rationale Entscheidungsgrundlage für Betreiber. Dies wird für eine aktive Teilnahme auf den Strommärkten als unerlässlich eingeschätzt.

Verbesserte Prognosen wirken darüber hinaus auch stabilisierend für die Qualität der Windenergienutzung insgesamt, da Schwankungen in den Produktionsmengen generell besser vorhergesehen und somit in optimierter Weise gehandhabt werden können. Insgesamt ist weiterhin eine Verbesserung der Prognosesysteme notwendig, die Bemühungen in diesem Bereich werden weiter voran getrieben.

## **Informationsservices**

Es ist zu beobachten, dass Windprognosen und Informationen zum Windstromangebot mehr und mehr in die Datenservice-Angebote des Marktes eingebunden werden. Beispielsweise hat die Deutsche Börse im Juni 2009 den Informationsservice „Energiedaten-Energy facts“ eingeführt. Dieser liefert wichtige Fundamentaldaten des europäischen Strommarktes, enthalten sind insbesondere auch Daten zur Windenergie sowie weitere meteorologische Daten. [Dt. Börse 2009]

Hierbei ist darauf zu verweisen, dass die Analyse und Prognose des Windstromangebotes auch für klassische Stromhändler von großer Bedeutung ist. Deshalb lässt die Ausweitung des Informationsangebotes bezüglich Windstroms nicht automatisch auf verstärkte Direktvermarktungsaktivitäten schließen lässt. Generell ist aber eine positive Ausgangssituation zu sehen, von der die Anbieter von Windstrom zukünftig profitieren können.

## **Pooling**

Für die Direktvermarktung von Windstrom entsteht ein zusätzlicher Aufwand für Betreiber im Bereich der Informationsbeschaffung, der Analyse des Geschehens am Strommarkt sowie der Handelsaktivitäten. Weiterhin ist festzustellen, dass die Prognosemodelle zur Prognose des Windstromangebots an Genauigkeit abnehmen, je kleiner die betrachtete Windenergie-Einheit ist. Diese Effekte stellen einen Anreiz für Windenergieanlagenbetreiber dar, sich zu Vermarktungsgruppen zusammenzuschließen. Dies wird als „Pooling“ bezeichnet. Hierdurch können die Betreiber Synergieeffekte bei den Handelsaktivitäten erreichen, die handelbare Strommenge vergrößert sich und das Prognoserisiko kann verringert werden. Insbesondere kleinere Betreiber werden an einer Direktvermarktung nur im Rahmen eines solchen Pools teilnehmen können.

Ein Beispiel für einen bereits herausgebildeten Pool ist das Forum „WE quadrat“, das aus einer Zusammenarbeit des Energieversorgers EWE mit dem Windparkbetreiber WPD sowie dem Prognose-Dienstleister „energy & meteo systems“ besteht. [WE<sup>2</sup>] In Schleswig-Holstein wurde die Gesellschaft für Netzintegration e.V. (GENI) gegründet, die zum Ziel hat, eine bessere Netzintegration Erneuerbarer Energien Anlagen zu erreichen und unter anderem die Direktvermarktung der enthaltenen Kapazitäten durch Vernetzung der bestehenden Kraftwerke und Entwicklung von Stromhandelsprodukten stärker voran zu treiben. [GENI 2010] In Nordfriesland haben Windpark-Betreiber von Windparks die „ARGE NETZ“ gegründet, die eine Gesamtleistung von mehr als 1.250 MW bündelt. Ziel ist es auch hier unter anderem, Strukturen heraus zu bilden, um die Nutzung der Direktvermarktung für die Mitglieder zu vereinfachen.

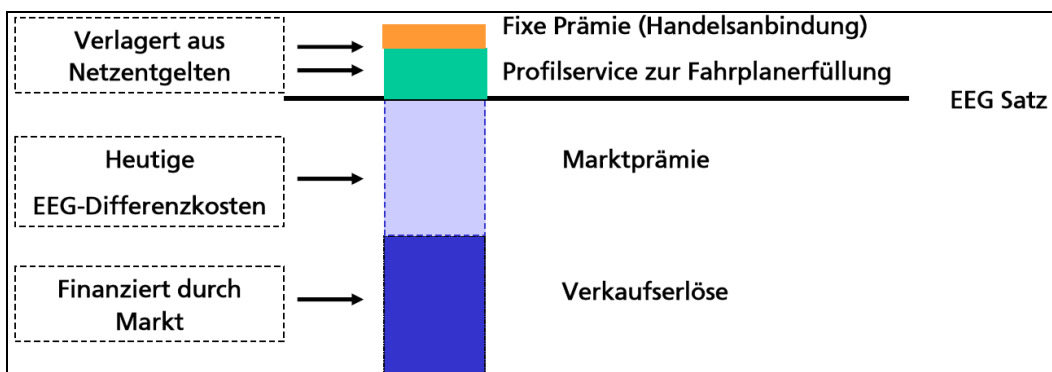
Insgesamt ist zu konstatieren, dass vielseitige Aktivitäten zur Vorbereitung einer Direktvermarktung zu beobachten sind. Bisher warten die Akteure jedoch auf die in § 64 EEG 2009 angekündigte Verordnung zur Direktvermarktung bzw. aktuell bereits auf die EEG-Novelle 2012. Es ist bekannt, dass über mögliche weitere Mechanismen in diesem Bereich nachgedacht wird und dadurch möglicherweise die Direktvermarktung für einen größeren Anteil der Anlagen interessant werden könnte. Eine viel diskutierte Option ist in diesem Zusammenhang das gleitende Prämienmodell, auf das im Folgenden näher eingegangen wird.

### **2.5.2 Gleitendes Prämienmodell**

In Bezug auf die Weiterentwicklung der Direktvermarktung und die angestrebte zunehmende Marktintegration von Strom aus Windenergie wird aktuell vor allem ein gleitendes Prämienmodell diskutiert, das vom Fraunhofer ISI entwickelt wurde.

Hierbei wird der Strom aus Windenergie zum Marktwert verkauft, hinzu kommt eine zusätzliche Prämie, die die Differenz zum geltenden EEG-Satz ausgleichen soll. Da der Strom in dem Modell durch die Betreiber bzw. Dritte und nicht mehr durch den Übertragungsnetzbetreiber erfolgen soll, entstehen neue Kostenpositionen im Bereich des Aufbaus von Vermarktungsabteilungen und der Fahrplannerfüllung. Diese sollen durch eine Profilservicekomponente sowie eine fixe Prämie für die Handelsanbindung ausgeglichen werden. Vorgesehen ist gemäß dem Modell weiterhin ein monatlicher Wechsel zwischen EEG-Vergütung und Vermarktungsmodell. Abb. 9 stellt das Modell graphisch dar.





**Abb. 9 Marktprämienmodell Fraunhofer ISI [Ragwitz/Sensfuß 2009]**

Die Hauptvorteile hinsichtlich der Markt- und Systemintegration Erneuerbarer Energien, die durch das gleitende Prämienmodell erreicht werden können, sind laut Ragwitz / Sensfuß: [Ragwitz/Sensfuß 2009]

- Verlagerung der Einspeisung und Abstimmung von Angebot und Nachfrage
- Optimierte Fahrplanerfüllung und Weiterentwicklung von Prognosesystemen
- Pooling von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, Bildung optimierter Verkaufsmodelle mit großen Handelsvolumina

In der folgenden Tabelle wird eine Einschätzung der Effekte des Marktprämienmodells mit einem Fokus auf den Auswirkungen im Bereich Windenergie vorgenommen.

**Tab. 3      Effekte des Marktprämienmodells für die Windenergienutzung**

<b>Intention Marktprämienmodell</b>	<b>Einschätzung des Marktprämienmodells mit einem Fokus auf die Situation der Windenergie</b>
Bedarfsgerechte Erzeugung und kurzfristige zeitliche Verlagerung der Einspeisung	Eingeschränkte Möglichkeiten im Fall der Windenergie, da dargebotsabhängige Technologie (fluktuierend, von meteorologischen Bedingungen abhängig) – eine Kombination mit Speichern wäre Voraussetzung, d.h. es sind zusätzliche Anreize im Bereich Speicher notwendig. Mitnahmeeffekte können vor allem bei dargebotsabhängigen Technologien entstehen, wenn die einzelnen Vergütungskomponenten im Prämienmodell nicht exakt abgewogen werden können (Herausforderung, Überförderung vermeiden und ausreichende Anreize schaffen) [Consentec 2010]
Marktpreis als Knappheitssignal	Kurze Anmeldefrist der Vermarktung wäre Voraussetzung = hoher Aufwand, stetiger Wechsel zwischen Prämienmodell und EEG nicht das Ziel
Abstimmung von Angebot und Nachfrage	Im Bereich Windenergie teilweise Vermarktung großer Leistungen zu erwarten – der ggf. entstehende Angebotsüberhang kann Treiber für negative Preise werden, in diesem Fall wird keine ausreichende Vergütung mehr gewährleistet. Bereits jetzt sinken in Zeiten hoher Windenergieeinspeisung die Marktpreise und reduzieren so den Marktwert der Windenergie (Merit-Order-Effekt). Dies hat auch Auswirkungen für die Vermarktung von Strom aus anderen Erneuerbaren Energien. Dieses Problem wird im bisherigen Modellentwurf nicht behandelt.
Strompreissenkung durch Gegenpart zum Oligopol der vier großen ÜNBs	Über die Erreichung einer Strompreissenkung durch Einführung des Prämienmodells besteht seitens der Experten noch kein Konsens. Verstärkung der Marktmacht auf dem Großhandelsmarkt kann eintreten, wenn die Netzbetreiber als Vermarkter agieren – ein Vertrieb durch Dritte sollte gewährleistet werden, bei einer Drittvermarktung besteht jedoch eine Gefahr des Selektierens zwischen Einspeisern und es ist ein zusätzlicher Risikoaufschlag bzw. der Aufwand des Drittvermarkters einzukalkulieren.
Zusätzliche Erlöse für die Betreiber	Dies kann bei der Windenergie vor allem durch eine Verbesserung der Prognosegenauigkeit für die zu erwartende Einspeisung aus Windenergie erreicht werden sowie durch die Reduzierung der entstehenden Vermarktungskosten (durch Vermarktungszusammenschluss mehrerer Betreiber).
Aufbau entsprechenden Know Hows ermöglicht Anlagenfortbetrieb nach Ende der EEG-Vergütung	Dies ist richtig, jedoch ist bereits jetzt zu beobachten, dass Anlagenbetreiber nach Ablauf ihrer Vergütungsdauer bzw. bereits nach Ablauf der Anfangsvergütungsdauer gemäß EEG gesonderte Verträge mit Stromversorgern schließen und ihren Strom auf diese Weise weiter vermarkten. Das heißt, diese Tendenz besteht unabhängig vom Marktprämienmodell.

Als schwierig wird die Festlegung der einzelnen Vergütungskomponenten im Prämienmodell eingeschätzt. So wirken beispielsweise die Profilkfaktoren wie Benchmarks. Bei ihrer Festlegung besteht stets die Gefahr der Überförderung bei gleichzeitiger Notwendigkeit eines ausreichenden Anreizes, um überhaupt die gewünschten Aktivitäten auszulösen.

Die Vergütungskomponente Profilservice zur Fahrplannerfüllung ist ebenfalls nicht eindeutig festzulegen. So bestehen im Bereich der Windenergie vergleichsweise große Unsicherheiten in Bezug auf die Kosten der Fahrplannerfüllung. Die Kosten hängen von der Prognosequalität, dem Ausmaß des Intra-Day-Ausgleichs und der Korrelation mit dem Regelzonensaldo ab. [Ragwitz/Sensfuß 2009] Der Faktor ist somit schwer zu bestimmen und muss einer genauen Prüfung unterliegen.

Auch die Kosten für den Aufbau von Vermarktungsstrategien und Handelspools sind schwer bestimmbar und hängen stark von den zugrunde gelegten strukturellen Annahmen ab. Zudem könnten kleinere Betreiber benachteiligt werden bzw. müssten die Kontrolle ganz abgeben. Dadurch entsteht ein gewisses Machtpotential auf Seiten der Vermarktenden, das in einseitig begünstigende Verträgen und langfristige Verpflichtungen münden könnte.

## 3 Prognosen für die weitere Entwicklung der Windenergie in Deutschland

### 3.1 Windenergienutzung an Land

#### 3.1.1 Ausblick bis zum Jahr 2020 bzw. 2030

Der Ausbau der Windenergie an Land erfolgt in Deutschland durch Neuzubau sowie durch das zunehmende Repowering. In der Vergangenheit war der größte Anteil der neu installierten Leistung durch die Erschließung neuer Anlagenstandorte und den Zubau neuer Anlagen erreicht worden.

Heute werden im Bereich der windstarken Küstenstandorte die verfügbaren und für die Windenergie nutzbaren Flächen knapper und es wird erwartet, dass in diesen Regionen zukünftig ein erheblicher Anteil der neu installierten Leistung im Rahmen von Repoweringprojekten entstehen wird. Das Repowering bietet demnach noch erhebliche Potentiale, die zu einer weiteren Steigerung der installierten Gesamtleistung führen werden, während in gleichem Zuge die installierte Anlagenanzahl zurückgehen wird. Neben dem Repowering bestehen für den Windenergieausbau an Land weitere Potentiale durch die zunehmende Erschließung von windschwächeren Binnenlandstandorten. Die fortgeschrittene Technologieentwicklung (Optimierung der Anlagen auf Schwachwindstandorte) sowie die sich aktuell ändernden planerischen Rahmenbedingungen in den Binnenländern werden einen verstärkten Ausbau an Standorten im tieferen Binnenland ermöglichen.

In „WindEnergy Study 2008“ des DEWI wird davon ausgegangen, dass etwa ab dem Jahr 2020 kein Neuzubau mehr erfolgen wird, sondern der gesamte verbleibende Ausbau an Land ab diesem Zeitpunkt durch Repoweringprojekte erfolgen wird. [DEWI 2008b]

Im Folgenden werden einige Szenarien, die in der jüngeren Vergangenheit für den zukünftigen Ausbau der Windenergienutzung an Land erstellt wurden, vorgestellt und in Tabelle vergleichend betrachtet.

**Tab. 4 Szenarien für den Windenergieausbau an Land bis 2020 bzw. 2030**

	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Basisszenario (2010)	33.647	35.750	37.656	39.563
Szenarien ewi / gws / prognos (2010)		33.300		33.700
DEWI-Marktstudie, gerundete Werte (2008)	32.100	33.000	34.000	35.100
BWE-Branchenprognose (2009)		45.000		

Es wird deutlich, dass das Basisszenario optimistischere Werte prognostiziert als beispielsweise das DEWI. Für das Jahr 2020 wird eine installierte Leistung aus Windenergie an Land von 35.750 MW prognostiziert [Nitsch 2010], während das DEWI und die Studie von ewi, gws und prognos von etwa 33.000 MW in 2020 ausgehen. [DEWI 2008b] Für das Jahr 2030 prognostiziert das Basisszenario 39.563 MW installierter Leistung an Land [Nitsch 2010], das DEWI nimmt dagegen etwa 35.100 MW an. [DEWI 2008b] Das Szenario von ewi, gws und prognos nimmt für das Jahr 2030 einen vergleichsweise sehr geringen Wert von 33.700 MW an, was einer Steigerung von nur 400 MW gegenüber dem Jahr 2020 entsprechen würden (zum Vergleich: Derzeit werden etwa 1.800 bis 2.000 MW pro Jahr installiert).

Die Branchenprognose des Bundesverbands Erneuerbarer Energien ist hingegen noch bei weitem optimistischer als das Basisszenario und geht sogar von einem Wert von 45.000 MW installierter Gesamtleistung an Land im Jahr 2020 aus.

Ergänzend soll in diesem Zusammenhang auf eine Studie des Fraunhofer IWES im Auftrag des BWE verwiesen werden. Die Studie ermittelt das theoretische Flächenpotential der Bundesländer in Bezug auf die Windenergienutzung. Es wird festgestellt, dass das durch den BWE kommunizierte Ziel eines Windenergieausbaus auf 2 % der Landesfläche eines jeden Bundeslands realistisch ist. Würde dieses Potential erschlossen, ergibt sich eine installierte Leistung aus Windenergie von 189 GW und eine Anzahl von insgesamt rund 62.840 Windenergieanlagen. Laut der Studie könnten hierdurch 65 % des deutschen Stromverbrauchs (Bezugsjahr 2010) gedeckt werden. Die Studie zeigt somit das weiterhin erhebliche Potential für den Windenergieausbau an Land auf. [IWES 2011]

Als Vergleichsstudie zu den in Tab. 4 aufgeführten Werten soll an dieser Stelle das World Market Update 2009 von BTM Consult genannt werden, das in der Branche sehr anerkannt ist. BTM Consult geht in seinem Szenario, das bis zum Jahr 2014 reicht, in Bezug auf Deutschland von einer installierten Gesamtleistung von 39.213 MW in 2014 aus. [BTM 2010] Auch wenn dieser Wert nicht direkt mit den oben genannten Prognosen für das Jahr 2015 vergleichbar ist, wird sehr deutlich, dass auch diese Prognose deutlich optimistischer als das Basisszenario oder die DEWI-Marktstudie, die von 33.647 bzw. 32.100 MW in 2015 ausgehen. [Nitsch 2010 / DEWI 2008b]

Für eine Einschätzung der Szenarien erfolgt eine Orientierung am derzeitigen Verlauf des Ausbaus. Im Jahre 2010 werden 1.800 bis 2.000 MW an Neuzubau erwartet. Wenn bis zum Jahr 2015 ähnliche durchschnittliche Ausbauzahlen erreicht werden, entspräche dies einer installierten Leistung von rund 36.500 bis 37.700 MW Ende 2015. Die in den Szenarien genannten Zahlen für 2015 und 2020 sind demnach bis auf die Branchenprognose des BWE als moderat zu bezeichnen und könnten bei einer Fortsetzung der derzeitigen Ausbaustärke übertroffen werden.

Ähnlich verhält es sich mit den Zahlen für das Jahr 2030. Die bis dahin erreichte Stärke des Ausbaus hängt unter anderem stark davon ab,

welchen Anteil das Repowering zu diesem Zeitpunkt einnimmt und welche Anlagengrößen bis dahin errichtet werden. Die in den Szenarien genannten Werte könnten demnach ebenfalls durchaus übertroffen werden, wenn das Repowering den Hauptanteil zum Zubau beiträgt.

Die Szenarien von ewi, gws und prognos gehen zwischen 2020 und 2030 von einem Zubau von 400 MW an Windleistung aus. Dies wird als nicht realistisch eingeschätzt und widerspricht stark den Ausbauzielen der Bundesregierung und der bisherigen dynamischen Branchenentwicklung.

### **3.1.2 Ausblick bis zum Jahr 2050**

Eine Prognose der Entwicklung der Windenergie in Deutschland bis zum Jahr 2050 ist äußerst schwierig bzw. ist in jedem Fall mit großen Unsicherheiten behaftet. Man erwartet derzeit, dass sich die Windenergie weiterhin positiv entwickeln wird. Ein Ausblick ist aber zum derzeitigen Zeitpunkt auf verlässlicher Basis nur für die nächsten zehn bis 20 Jahre möglich.

Als orientierende Angabe soll auf das Basisszenario 2010 verwiesen werden, das auch Angaben zur Windenergieentwicklung bis 2050 macht. Gemäß dem Szenario wird erwartet, dass in Deutschland im Jahr 2050 insgesamt 44.000 MW Windleistung an Land installiert sein werden, das heißt man geht von einer Steigerung um fast 50 % gegenüber dem heutigen Wert von 26.387 MW installierter Gesamtleistung aus. [Nitsch 2010]

Laut dem Basisszenario 2010 werden in Deutschland im Jahr 2050 pro Jahr 101,2 TWh Windstrom an Land erzeugt. Dies entspricht laut dem Szenario rund 16 % der prognostizierten Gesamtbruttostromerzeugung. [Nitsch 2010] Diese Prognose wird als sehr konservativ eingeschätzt.

## **3.2 Windenergienutzung auf See**

### **3.2.1 Ausblick bis zum Jahr 2020 bzw. 2030**

Der Ausbau der Windenergienutzung auf See in Deutschland hat sich in den letzten Jahren zunächst weiter verzögert. Dabei waren die rechtlichen Rahmenbedingungen für die Entwicklung der Windenergienutzung auf See spätestens seit der EEG-Novelle 2009 gut. Bereits im Jahr 2006 hatte das Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz die Verantwortung für die Anbindung ans Landnetz bei den Übertragungsnetzbetreibern verortet. Dies führte zu einer deutlichen Erleichterung der Anforderungen an die Projektentwickler. Im EEG 2009 wurde dann die Anfangsvergütung gegenüber dem EEG 2004 deutlich erhöht, was die Wirtschaftlichkeit der Projekte verbessern und den Anstoß für den kommerziellen Offshore-Ausbau geben sollte.

Durch die internationale Finanzkrise, deren Auswirkungen auf den Markt ab dem Jahr 2008 spürbar waren, wurden weitere Verzögerungen bewirkt. Insbesondere bei projektfinanzierten Windparks kam es zu Problemen im Bereich der Finanzierung. Die Banken sind vorsichtiger geworden und

scheuen sich derzeit vor Projekten mit sehr großen Finanzierungsvolumina und langen Kreditlaufzeiten – da beides auf die Windenergieprojekte auf See zutrifft, ist es derzeit schwer, die notwendigen Finanzierungen auf den Weg zu bringen.

Für die nächsten Jahre wird jedoch mit einer Entspannung dieser Situation gerechnet. Es sind bereits Maßnahmen wie die Einführung eines Stauchungsmodells im Bereich der EEG-Vergütung und die Entwicklung eines kfw-Programms für die Windenergie auf See im Gespräch, die das Risiko mindern und die Finanzierung dieser Großprojekte ermöglichen sollen. Aus dem Bundesumweltministerium wurde das Ziel von abgeschlossenen Finanzierungen für zehn Windenergieprojekte auf See bekannt gegeben. [HA 2010]

Parallel zu diesen Bemühungen werden derzeit die Engpässe im Bereich Errichtungs- und Installationsgerät vermindert, da der Schiffbau auf die Bedürfnisse der Offshore-Windenergieindustrie aufmerksam geworden ist und Aktivitäten in diesem Bereich feststellbar sind. Aus den genannten Gründen wird davon ausgegangen, dass in den nächsten Jahren der Ausbau der Windenergienutzung auf See deutlich voran schreiten wird. Im Folgenden wird ein Überblick über derzeit verfügbare Prognosen für den zukünftigen Ausbau gegeben.

**Tab. 5 Szenarien für den Windenergieausbau auf See bis 2020 bzw. 2030**

	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2025</b>	<b>2030</b>
	[MW]	[MW]	[MW]	[MW]
Basisszenario (2010)	3.000	10.000	17.500	25.000
Szenarien ewi / gws / prognos (2010)		7.600		12.600
DEWI-Marktstudie, gerundete Werte (2008)	7.500	18.000	26.000	30.000
BWE-Branchenprognose (2009)		10.000		

Im Bereich des Ausbaus der Windenergienutzung auf See stellt somit die DEWI-Marktstudie derzeit die optimistischste Prognose dar: Bis zum Jahr 2020 werden 18.000 MW an installierter Gesamtleistung auf See erwartet, bis 2030 sollen es 30.000 MW sein. [DEWI 2008b] Dem gegenüber geht das Basisszenario von 10.000 MW in 2020 und 25.000 MW in 2030 aus. [Nitsch 2010] Die BWE-Branchenprognose ist im Bereich der Windenergie auf See auf einer Linie mit dem Basisszenario und erwartet eine installierte Gesamtleistung von 10.000 MW im Jahr 2020. Die Werte im Szenario von ewi, gws und prognos sind verhaltener, es werden 7.600 MW an installierter Leistung für das Jahr 2020 und 12.600 MW für 2030 prognostiziert. Insbesondere der Wert für das Jahr 2030 ist als sehr gering zu bewerten.

Auch im Bereich der Windenergie auf See soll als weiterer Vergleichswert die Prognose aus dem World Market Update 2009 von BTM Consult heran gezogen werden. Die Studie geht für das Jahr 2014 von 2.610 MW installierter Gesamtleistung auf See aus. [BTM 2010] Dieser Wert liegt nahe bei den 3.000 MW, die im Basisszenario für das Jahr 2015

prognostiziert werden [Nitsch 2010], während die DEWI-Marktstudie auch für das Jahr 2015 von einem optimistischeren Wert von 7.500 MW ausgeht. [DEWI 2008b]

Für das Jahr 2015 wird aus heutiger Sicht die Prognose des Basisszenarios als realistisch bewertet. Die Entwicklung der Windenergie auf See beginnt derzeit mit dem Bau der ersten beiden kommerziellen deutschen Projekte. Das heißt, dass der Prozess langsamer gestartet ist als noch vor wenigen Jahren erwartet. Die Einschätzung der Szenarien für das Jahr 2020, die mit Werten zwischen rund 8.000 und 10.000 MW rechnen, wird ebenfalls als realistisch eingeschätzt.

Für den weiteren Zeithorizont bis zum Jahr 2030 werden die in den Szenarien angegebenen Werte eher als konservativ bewertet. Insbesondere die Szenarien von ewi, gws und prognos gehen von verhältnismäßig geringen Steigerungen zwischen 2020 und 2030 aus, die nicht zu erwarten sind. Wenn die Entwicklung der Windenergie auf See erst einmal begonnen hat und eine kritische Anzahl von ersten Projekten überschritten wurde, kann durchaus davon ausgegangen werden, dass die Entwicklung stärker voran schreitet als in den genannten Szenarien prognostiziert.

### **3.2.2 Ausblick bis zum Jahr 2050**

Auch für die Entwicklung der Windenergie auf See gilt, dass eine Prognose bis zum Jahr 2050 äußerst schwierig und mit großen Unsicherheiten behaftet ist. In der Vergangenheit hat sich gezeigt, wie schnell es zu unvorhergesehenen Verzögerungen im Ausbau kommen kann. Gleichmaßen könnte es während eines so langen Zeitraums auch zu einem unerwarteten Schub kommen.

Für eine Einschätzung der langfristigen Entwicklung der Windenergie auf See in Deutschland müssen als Mindestanforderung Erfahrungen mit den ersten Projekten zur Verfügung stehen. Diese können entscheidend für die weitere Entwicklung sein, da sie Erfahrungswerte für nachkommende Projekte liefern werden. Dennoch kann bereits heute gesagt werden, dass eine stetige Entwicklung der Windenergie auf See zu erwarten ist. Die Signale aus der Politik sind auf einer breiten Ebene positiv gegenüber der Offshore-Windenergieentwicklung, der Wunsch nach einer klimafreundlichen Stromversorgung und die großen Windpotentiale auf dem Meer machen die Windenergie auf See zu einem unerlässlichen Baustein der Stromversorgung der Zukunft.

Als orientierende Angabe soll auch für den Bereich der Windenergie auf See auf das Basisszenario 2010 verwiesen werden. Gemäß dem Szenario wird erwartet, dass in Deutschland im Jahr 2050 insgesamt 41.000 MW Windleistung aus See installiert sein werden. Das bedeutet, dass im Jahr 2050 fast die Hälfte der gesamt installierten Leistung aus Windenergie auf dem Meer betrieben wird. [Nitsch 2010]

Des Weiteren werden gemäß dem Basisszenario 2010 in Deutschland im Jahr 2050 pro Jahr 159,9 TWh Windstrom auf dem Meer erzeugt. Dies



entspricht laut dem Szenario rund 25 % der prognostizierten Gesamtbruttostromerzeugung. [Nitsch 2010]

## **4 Internationale Entwicklung der Windenergienutzung**

### **4.1 Entwicklung der Installierten Leistung**

Im internationalen Raum entwickelt sich die Windenergienutzung weiterhin positiv: Mit rund 39,4 GW neu installierter Leistung in 2010 und einer installierten Gesamtleistung von rund 200 GW Ende 2010 wurde erneut ein Anstieg der Ausbauzahlen erreicht. [BTM 2011]

Der wichtigste Trend bestand darin, dass etwa die Hälfte der weltweit neu installierten Leistung in China errichtet wurde. China installierte insgesamt rund 18,9 GW neuer Kapazität – der bisher höchste jährliche Zubau, der je von einem einzelnen Land erreicht wurde. In den USA ging die neu installierte Leistung gegenüber dem Jahr 2009 deutlich zurück – etwa um die Hälfte der 2009 installierten Kapazität. [BTM 2011]

In Europa wurden rund 28 % der neu installierten Leistung errichtet. [BTM 2011] Im Jahr 2006 betrug der Anteil Europas an der neu installierten Leistung noch knapp über 50 %, wodurch erneut die rasante Entwicklung in den USA und China deutlich wird. [BTM 2010] Insgesamt waren Ende 2010 in Europa 84.324 MW Windleistung installiert, rund 9.330 MW davon wurden im Jahr 2010 errichtet. Gegenüber dem Jahr 2009 war hinsichtlich des Zubaus somit ein Rückgang von 10 % zu beobachten. [EWEA 2011]

Im europäischen Vergleich führt Deutschland weiterhin hinsichtlich der gesamt installierten Leistung deutlich, es wird gefolgt von Spanien. Im europäischen Vergleich des Neuzubaus in 2010 lag Spanien mit rund 1.500 MW Neuzubau erneut an der Spitze, obwohl die neu installierte Leistung in Spanien gegenüber 2009 um rund 1.000 MW zurück ging. [EWEA 2011]

Die Herstellung von Windenergieanlagen verlagert sich zunehmend nach China und die USA verlagert. Die meisten Anlagen wurden 2009 in China produziert [BTM 2010], vier chinesische Hersteller sind mittlerweile unter die internationalen „Top ten“ der Windenergieanlagenhersteller (siehe hierzu auch Kapitel 2.3.4). [BTM 2011] Die Marktanteile traditioneller europäischer und nordamerikanischer Marktführer nehmen tendenziell ab, gleichzeitig war jedoch zu beobachten, dass viele europäische Hersteller erhebliche Produktionskapazitäten in den USA aufbauen. Hinsichtlich der Anlagentechnologie ist international ein Trend zu getriebelosen Anlagen zu beobachten sowie weiterhin ein Upscaling der Anlagen – Ende 2009 waren drei 5 MW-Windenergieanlagentypen kommerziell am Markt verfügbar. [BTM 2010]

Im Bereich der Windenergie auf See wurde im Jahr 2010 weltweit ein Zubau von 1.444 MW erreicht. Den größten Anteil an der neu installierten

Kapazität hatte Großbritannien. Großprojekte wurden auch in Dänemark und Belgien errichtet. [BTM 2011]

Gegenüber dem Jahr 2009 wurde eine Verdopplung des Zubaus im Offshore-Bereich erreicht. Insgesamt waren Ende des Jahres 2010 rund 3.500 MW Windenergieleistung auf See installiert. [BTM 2011]

## **4.2 Ausblick: Zukünftige Entwicklung**

Die zukünftige internationale Entwicklung der Windenergie wird weiterhin positiv eingeschätzt. In Asien wird die Entwicklung durch das starke Wirtschaftswachstum und den stetig steigenden Energiebedarf angetrieben, in Europa und den USA besteht zunehmend das Bewusstsein über ein notwendiges Handeln gegen die globale Erwärmung. Auch Gründe der Versorgungssicherheit spielen eine zentrale Rolle.

### **Entwicklung bis 2014**

Die Studie von BTM Consult geht davon aus, dass zwischen 2011 und 2014 durchschnittliche für den internationalen Windenergieausbau jährliche Zuwachsraten von 13,5 % erreicht werden. Daraus ergibt sich eine kumulierte installierte Leistung von rund 448 GW bis Ende 2014. Bis zum Jahr 2019 könnten laut der Studie bereits 8,4 % des weltweiten Strombedarfs durch die Windenergie gedeckt werden. [BTM 2010]

Für die Windenergienutzung auf See wird ein langsames Anziehen der Entwicklung erwartet, so dass diese Ende 2014 rund 5,5 % der weltweiten Nachfrage beträgt. Großbritannien wird bis 2014 die führende Rolle im Bereich des Offshore-Ausbaus einnehmen. [BTM 2010]

Abb. 10 zeigt die bisherige sowie die prognostizierte Entwicklung des Windenergieausbaus bis zum Jahr 2014.

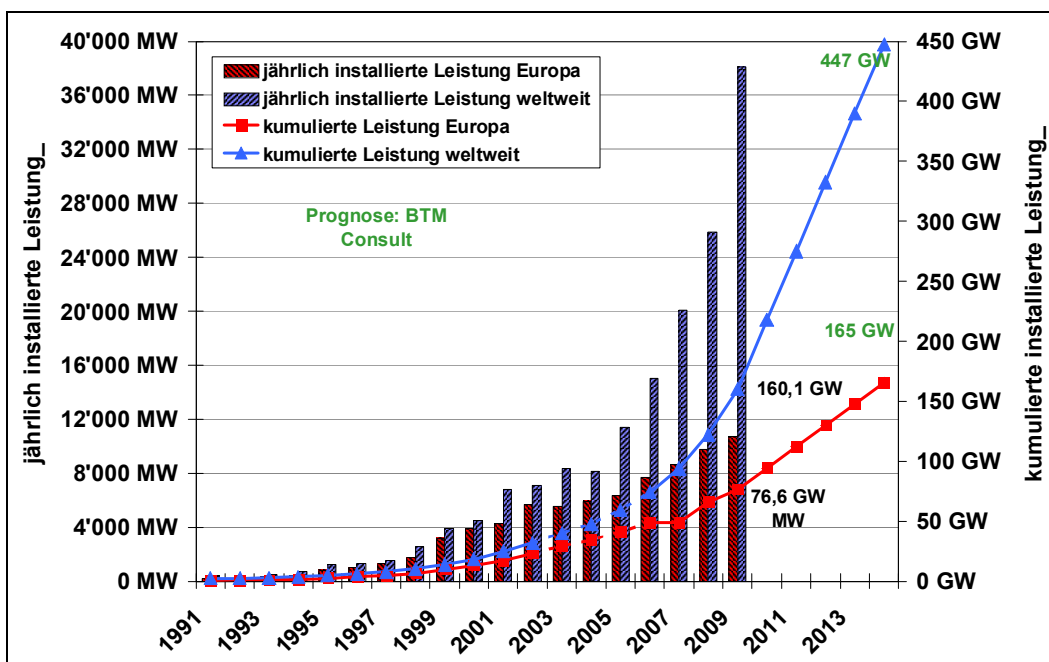


Abb. 10 Internationale Entwicklung der Windenergie – Prognose bis 2014 [eigene Darstellung, basierend auf BTM 2010]

### Entwicklung bis 2020 und 2050

Eine Abschätzung der Entwicklung bis zum Jahr 2020 bzw. 2050 ist mit wesentlich größeren Unsicherheiten behaftet als die oben ausgeführten Entwicklungen bis 2014.

Um dennoch eine Einschätzung zu geben, wird auf eine durch das Global Wind Energy Council (GWEC) durchgeführte Abschätzung verwiesen. GWEC weist hierbei drei Szenarien aus. Laut dem sogenannten „Reference Szenario“ wird für das Jahr 2020 eine installierte Kapazität von rund 350 GW erwartet. Gemäß dem „Moderate Szenario“ sind es rund 710 GW und laut dem ambitionierteren „Advanced Szenario“ rund 1.080 GW. [GWEC 2008]

Für das Jahr 2050 erwartet das „Reference Szenario“ rund 680 GW, das „Moderate Szenario“ rund 1.830 GW und das „Advanced Szenario“ rund 3.500 GW weltweit installierte Gesamtleistung aus Windenergie. [GWEC 2008]

## **5 Entwicklung der Vergütung für Strom aus Windenergie in Deutschland**

### **5.1 Stromeinspeisegesetz und weitere Förderungen vor 2000**

Ab 1. Januar 1991 wurde der Betrieb von Windenergieanlagen in Deutschland erstmals wirtschaftlich, und zwar durch das Inkrafttreten des Stromeinspeisegesetzes (StrEG). Das Gesetz verpflichtete die öffentlichen Energieversorgungsunternehmen, den in ihrem Versorgungsgebiet erzeugten Strom aus Erneuerbaren Energien abzunehmen und nach Vorgabe des Gesetzes zu vergüten. Die Vergütung für Windstrom betrug 90% des damaligen Endverbraucherpreises. [StrEG 1990] Die Vergütungen gemäß StrEG wurden jährlich angepasst.

Eine weitere Förderung von Windenergieprojekten erfolgte über das 100 MW Markteinführungsprogramm – die Projekte erhielten Betriebskostenzuschüsse. Das Programm wurde aufgrund seines Erfolgs auf eine Leistung von 250 MW erweitert. Hinzu kamen in vielen Bundesländern Investitionskostenzuschüsse, das heißt die Förderprogramme von Bund und Land konnten kombiniert werden. So betrug die Gesamtvergütung für eine Kilowattstunde Windstrom im Jahr 1991 maximal 14,12 ct/kWh. Ab 1996 liefen jedoch alle Förderprogramme von Bund und Ländern aus und die Förderung erfolgte allein über das StrEG und später über das EEG.

Allerdings war der Aufbau von Windenergieanlagen ein steuerlich begünstigtes Vorhaben. Es gab die Möglichkeit, Windenergieanlagen degressiv abzuschreiben, wodurch in den ersten Jahren relativ hohe Abschreibungsbeträge anfielen und ein schnellere Eigenkapitalamortisation erreicht wurde. Investitionen im Bereich Windenergie wurden so zu einer attraktiven Finanzalternative. Im Jahr 2005 entfielen jedoch alle Steuerbegünstigungen für Windenergieanlagen.

Mitte der 90er Jahre wurde die Abschreibungsdauer für Windenergieanlagen von 12 auf 16 Jahre erhöht und orientierte sich nun stärker an der Lebensdauer der Anlagen. Durch die erhöhte Abschreibungsdauer wird die Gewinnzone früher erreicht, das heißt es fallen zu einem früheren Zeitpunkt Gewinnsteuern an.

### **5.2 Regelungen des EEG 2000**

Im Jahr 2000 wurde erstmals ein „Erneuerbare Energien Gesetz“ in Deutschland verabschiedet. [EEG 2000] Das Gesetz trat am 01.04.2000 in Kraft. Es verpflichtet Netzbetreiber zum Anschluss von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, zur vorrangigen Abnahme des erzeugten Stroms und zur Vergütung dieses Stroms gemäß den im Gesetz festgelegten Vergütungssätzen.

Es beinhaltete feste Vergütungssätze für die Windenergie (in Gegensatz zu der marktorientierten Vergütung im StrEG). Auch Offshore-Windenergieanlagen wurden bereits im Gesetz berücksichtigt. Für die Windenergie erfolgte eine standortdifferenzierte Vergütung, an sehr ertragsreichen Standorten wird nach fünf Jahren die Vergütung abgesenkt, an windschwächeren Standorten wird dagegen die Zahlung des erhöhten Vergütungssatzes verlängert (Verlängerung um zwei Monate für jede 0,75 % des Referenzertrags, um die der reale Ertrag nach fünf Jahren 150 % des Referenzertrags unterschreitet).

Es wurde eine jährliche Degression der Vergütungssätze festgelegt (wirkend ab 01.01.2002), die ein Anreiz zur Erschließung weiterer Kostensenkungspotentiale sein und zudem die volkswirtschaftlichen Kosten für die Windenergieeinspeisung stetig senken sollte. Die jährliche Degression betrug gemäß EEG 2000 1,5 % pro Jahr.

### **5.3 Regelungen des EEG 2004**

Die erste Novellierung des EEG erfolgte 2004, am 01.08.2004 trat die Novelle in Kraft. [EEG 2004] Die Vergütungssätze für die Windenergie wurden angepasst und die jährliche Degression auf 2 % pro Jahr erhöht. Es wurde ein minimaler zu erzielender Ertrag (mindestens 60 % des Referenzertrags) zum Erhalt einer Vergütung festgelegt, um die Bebauung ineffizienter Standorte zu vermeiden. Die Berechnungsfaktoren für die Ermittlung der standortdifferenzierten Vergütung wurden wie im EEG 2000 beibehalten.

Die erhöhte Anfangsvergütung im EEG 2004 betrug 8,7 ct/kWh. Unter Einbeziehung der Degression von 2 % pro Jahr betrug die Vergütung für Windenergie im Jahr 2008 (das heißt, unmittelbar vor der EEG-Novelle 2009) 8,02 ct/kWh. Die Grundvergütung betrug gemäß EEG 2004 5,5 ct/kWh, was einem Wert von 5,07 ct/kWh im Jahr 2008 entspricht (Einbeziehung der Degression).

Erstmals wurde im EEG 2004 eine spezielle Vergütungsregelung für Repoweringprojekte getroffen. Demgemäß verlängert sich der Zeitraum der erhöhten Anfangsvergütung für Neuanlagen, die Altanlagen mit Errichtungsjahr vor 1996 im selben Landkreis ersetzen und die Leistung mindestens um das Dreifache erhöhen, um zwei Monate je 0,6 % des Referenzertrags, um den ihr Ertrag 150 % des Referenzertrags unterschreitet.

Für Offshore-Windenergieanlagen, die in einer Entfernung von mindestens drei Seemeilen seewärts der Küstenlinie errichtet werden, betrug die Grundvergütung 6,19 ct/kWh. Für Anlagen, die bis Ende 2010 in Betrieb genommen wurden, sollte sich die Vergütung für zwölf Jahre ab Inbetriebnahme um 2,91 ct/kWh erhöhen. Auch für Windenergieanlagen auf See wurde eine standortdifferenzierte Vergütung konzipiert. Demnach verlängert sich die erhöhte Anfangsvergütung für Anlagen, die in einer Entfernung von mindestens 12 Seemeilen und einer Wassertiefe von mindestens 20 m errichtet worden sind, um 0,5 Monate je weitere volle

Seemeile Entfernung und um 1,7 Monate je zusätzlichen vollen Meter Wassertiefe.

Im EEG 2004 wurde erstmals die Möglichkeit zur Reduzierung von Einspeiseleistung durch den Netzbetreiber berücksichtigt und als „Erzeugungsmanagement“ eingeführt. Laut § 4 Abs. 3 EEG 2004 bestand demnach grundsätzlich für den Netzbetreiber auch dann die Pflicht zum vorrangigen Anschluss von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, wenn das Netz oder ein Netzbereich zeitweise vollständig durch Strom aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas ausgelastet war. In diesem Fall musste der Anlagenbetreiber jedoch seine Anlage mit einer technischen Einrichtung zur Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ausstatten. Das heißt, nur Anlagen, die in einem Netzbereich errichtet wurden, in dem potentiell Netzüberlastungen auftreten könnten, waren mit einer entsprechenden technischen Einrichtung zur Leistungsreduzierung auszurüsten. Die Verpflichtung zur Abnahme des Stroms bestand laut § 4 Abs. 3 EEG 2004 nur, wenn der Netzbereich nicht bereits durch Strom aus zeitlich vor diesen Anlagen angeschlossenen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder Grubengas vollständig ausgelastet war (auf Verlangen war dies nachzuweisen). Hierbei blieb die Verpflichtung des Netzbetreibers zum Netzausbau nach § 4 Abs. 2 EEG 2004 unberührt.

## **5.4 Regelungen des EEG 2009**

Mit dem EEG 2009 wurden sowohl bestehende Vergütungsregelungen beibehalten und in ihrer Höhe an das Marktgeschehen angepasst als auch neue Vergütungs- bzw. Bonussysteme eingeführt. Im Folgenden wird ein Überblick über die für den Bereich Windenergie relevanten Vergütungsregelungen des EEG 2009 gegeben. [EEG 2009]

### **5.4.1 Windenergie an Land**

#### **5.4.1.1 Vergütungssätze**

Die Anfangsvergütung für Windenergieanlagen an Land beträgt gemäß § 29 EEG 2009 9,2 Cent/kWh. Die Anfangsvergütung für Windenergieanlagen an Land beträgt gemäß § 29 EEG 2009 9,2 ct/kWh. Die Grundvergütung für die Windenergie an Land (2. Vergütungsstufe) beträgt 5,03 ct/kWh. Die genannten Werte entsprechen einer Anfangsvergütung von 8,93 ct/kWh und einer Grundvergütung von 4,87 ct/kWh im Jahr 2012 (unter Einbeziehung der Degression – siehe Kapitel 5.4.1.2).

Mit der EEG-Novelle 2009 wurde die Anfangsvergütung für Windenergieanlagen an Land gegenüber dem EEG 2004 deutlich angehoben. Diese Erhöhung der Anfangsvergütung setzte ein Signal, um neben dem Ausbau der Windenergie auf See auch den Ausbau der Windenergie an Land weiter voran zu treiben. Erleichterungen für die Branche wurden weiterhin durch die Absenkung der Degression

geschaffen (siehe Kapitel 5.4.1.2). Durch diese Maßnahmen sollten die in der Vergangenheit durch höhere Rohstoffkosten gestiegenen Anlagenpreise aufgefangen werden. Neben der erhöhten Anfangsvergütung wirkte sich auch die Einführung von Bonussystemen (Repoweringbonus, Systemdienstleistungsbonus) positiv für die Entwicklung der Windenergie an Land aus.

#### 5.4.1.2 Degression

Gemäß § 29 EEG 2009 beträgt der Degressionsfaktor 1 % pro Jahr. [Vgl. EEG 2009] Zu beachten ist hierbei, dass neben dem Degressionsfaktor auch die Inflation als degressiver Faktor auf die Vergütungshöhe wirkt.

Die Degression wurde gegenüber dem EEG 2004 abgesenkt, da durch die mittlerweile erreichte fortgeschrittene Entwicklung der Windenergietechnik nunmehr geringere verbleibende Kostensenkungspotentiale gesehen werden.

#### 5.4.1.3 Referenzertragsmodell und standortdifferenzierte Vergütung

Gemäß § 29 Abs. 2 EEG 2009 erfolgt für die Windenergie eine standortdifferenzierte Vergütung. Demnach wird an sehr ertragsreichen Standorten die Vergütung nach fünf Jahren auf den Grundvergütungssatz abgesenkt, an windschwächeren Standorten wird dagegen die Zahlung des erhöhten Vergütungssatzes verlängert. Hierbei erfolgt eine Verlängerung um zwei Monate für jede 0,75 % des Referenzertrags, um die der reale Ertrag nach fünf Jahren 150 % des Referenzertrags unterschreitet.

Weiterhin gilt das die sogenannte 60 %-Regelung. Das bedeutet, dass der Netzbetreiber gemäß § 29 Abs. 3 EEG 2009 nicht verpflichtet ist, Strom aus Anlagen zu vergüten, für die der Betreiber nicht vor der Inbetriebnahme nachgewiesen hat, dass diese an dem geplanten Standort mindestens 60 % des Referenzertrages erzielen können.

Das Referenzertragsmodell schreibt demnach eine minimale Standortqualität für die Windenergienutzung in Deutschland vor. Intention des Gesetzgebers ist es hierbei, einen Windenergieausbau an Standorten zu vermeiden, die aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht effizient genutzt werden können.

#### 5.4.1.4 Systemdienstleistungsbonus

Als neuer Bonus wurde im EEG 2009 neben dem Repoweringbonus auch der genannte Systemdienstleistungsbonus eingeführt. Den Systemdienstleistungsbonus bekommen Windenergieanlagen, die über in der zugehörigen „Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen (Systemdienstleistungsverordnung – SDLWindV)“ definierte Eigenschaften zur Netzregelung verfügen. [SDLWindV 2009]

Der Systemdienstleistungsbonus beträgt für Neuanlagen laut § 29 Abs. 2 EEG 2009 0,5 Cent/kWh und wird für die Dauer der erhöhten Anfangsvergütung gezahlt. Die im EEG 2009 angekündigte Systemdienstleistungsverordnung zur Definition der Anforderungen wurde am 3. Juli 2009 veröffentlicht und trat mit sofortiger Wirkung in Kraft. [SDLWindV 2009]

Auch Bestandsanlagen können den Systemdienstleistungsbonus erhalten, wenn diese entsprechend aufgerüstet werden. Dies gilt für Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2001 und vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb gegangen sind. Für Altanlagen beträgt der Bonus laut § 66 Abs. 5 EEG 2009 0,7 ct/kWh und wird für 5 Jahre gezahlt. Wichtig ist, dass die entsprechende Nachrüstung vor dem 1. Januar 2011 erfolgen muss.

Laut § 6 Abs. 2 EEG 2009 sind alle Betreiber verpflichtet, ihre Anlagen gemäß der SDL-Verordnung auszurüsten. Für Anlagen, die vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb gingen, gelten jedoch laut § 66 Abs. 1 EEG 2009 anstelle von § 6 EEG 2009 die Vorschriften des EEG 2004.

Das bedeutet, dass für Bestandsanlagen die Erfüllung der neuen Anforderungen und damit die Aufrüstung freiwillig ist. Für Neuanlagen hingegen ist die Einhaltung der neuen Anforderungen bezüglich der Bereitstellung von Systemdienstleistungen als Pflicht konzipiert, wobei zunächst Übergangsbestimmungen gelten. Somit stellt der Bonus für Neuanlagen eine Kompensation für die durch die neuen Pflichten entstehenden Mehrkosten der Betreiber dar.

Einen Anspruch auf den Bonus können alle Neuanlagen geltend machen, die nach dem 31. Dezember 2008 und vor dem 1. Januar 2014 in Betrieb genommen werden. Hierbei können Windenergieanlagen, die nach dem 31. Dezember 2008 und vor dem 31. März 2011 errichtet wurden, den Bonus zunächst ohne den entsprechenden Nachweis nach SDLWindV erhalten. Wenn der Nachweis nachträglich bis zum 30. September 2011 erbracht wird, gelten die Anforderungen als mit der Inbetriebnahme der Anlage erfüllt (der Nachweiszeitraum wurde auf Basis einer Änderungsverordnung verlängert – das Fristende war zunächst der 30. Juni 2010). Windenergieanlagen, die nach dem 31. März 2011 in Betrieb gehen, müssen die Anforderungen der §§ 2-4 SDLWindV direkt zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme erfüllen. [SDLWindV Änd. 2010]

Zur besseren Orientierung gibt Tab. 6 einen Überblick über die Optionen für Betreiber von Windenergieanlagen unterschiedlicher Errichtungsjahre zur Erlangung des Systemdienstleistungsbonus.



**Tab. 6 Möglichkeiten von Windenergieanlagen unterschiedlicher Errichtungsjahre zur Erlangung des Systemdienstleistungsbonus**

Errichtungs-jahr WEA	vor 2001	vor 2008	1.1.2009 - 30.9.2011	ab 1.4.2011	ab 1.1.2014
Optionen	Keine Nachrüstung	Nachrüstung optional möglich bis 31.12.2010	Nachrüstung optional möglich, Nachweis bis 30.9.2011	Pflicht, ansonsten kein Vergütungsanspruch	Pflicht, ansonsten kein Vergütungsanspruch
Bonushöhe		0.7 ct/kWh für 5 Jahre	0.5 ct/kWh auf die Anfangsvergütung	0.5 ct/kWh auf die Anfangsvergütung	Kein Bonus

Bezüglich der spezifischen Anforderungen an Windenergieanlagen verweist die Systemdienstleistungsverordnung für Anlagen, die ans Mittelspannungsnetz angeschlossen werden, auf die technische Richtlinie des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“, Ausgabe Juni 2008 (Mittelspannungsrichtlinie 2008). Für Anlagen, die ans Hoch- und Höchstspannungsnetz angeschlossen werden, bezieht sich die Verordnung auf die Anforderungen des „TransmissionCodes 2007 – Netz- und Systemregeln der deutschen Übertragungsnetzbetreiber“ (TransmissionCode 2007). [SDLWindV 2009]

Mit der Einführung des Systemdienstleistungsbonus wurde auf die steigenden Anforderungen der Netzbetreiber an die elektrischen Eigenschaften von Windenergieanlagen reagiert. Um größere Mengen Windstrom ins elektrische Versorgungsnetz zu integrieren, wird es notwendig, dass die Windenergieanlagen beispielsweise auch netzunterstützend wirken können bzw. bestimmte Regelungsmöglichkeiten bestehen.

#### 5.4.1.5 Repowering-Bonus

Das EEG 2009 fördert Repoweringprojekte zusätzlich und sieht eine Erhöhung der Anfangsvergütung für Repowering-Anlagen um 0,5 Cent/kWh vor. [EEG 2009]. Weiterhin können Repoweringprojekte durch den Einsatz modernster Anlagentechnik zusätzlich auch den Systemdienstleistungsbonus erhalten.

Den Repoweringbonus erhalten Anlagen, die Windenergieanlagen im selben oder angrenzenden Landkreis ersetzen, mindestens zehn Jahre nach den Altanlagen in Betrieb gehen und die mindestens die zwei- und maximal die fünffache Leistung der Altanlagen aufweisen. [vgl. EEG 2009] Das heißt, durch den Bonus werden gezielt bestimmte Strukturen von Repoweringprojekten begünstigt und somit das Repowering in eine gewünschte Richtung gelenkt (frühzeitiges Repowering und Ersatz durch Anlagen in einem bestimmten Leistungsbereich).

Insgesamt lässt sich konstatieren, dass die Vergütungsbedingungen für Repoweringprojekte durch die Einführung des Bonus deutlich verbessert wurden. Die von Beginn der Laufzeit an wirkenden Bonuszahlungen stellen einen attraktiveren Anreiz für Investoren dar als eine geringfügige

Verlängerung der Anfangsvergütung, die im EEG 2004 als Anreiz wirken sollte. Begründet wurde die Verbesserung der Anreizbedingungen im Repoweringbereich dadurch, dass ein Großteil des zukünftigen Windenergieausbaus in Deutschland durch Repoweringprojekte realisiert werden soll: Die zunehmende Flächenknappheit bedingt, dass die Ausbauziele, die sich Deutschland gesetzt hat, nur mit Hilfe von Repoweringprojekten in Zusammenhang mit dem Windenergieausbau auf See erreicht werden können.

## **5.4.2 Windenergie auf See**

### **5.4.2.1 Vergütungssätze**

Die Anfangsvergütung für Offshore-Windenergieanlagen beträgt in den ersten 12 Jahren ab Inbetriebnahme 13 Cent/kWh. Die Grundvergütung für die Windenergie auf See (2. Vergütungsstufe) beträgt 3,5 ct/kWh.

Die deutliche Erhöhung der Anfangsvergütung für Offshore-Windenergieanlagen (insbesondere für Projekte bis Ende 2015, die einen Sprinterbonus erhalten) hatte zum Ziel, den hohen Kosten der Realisierung der deutschen Offshore-Projekte (weite Küstenentfernungen, große Wassertiefen) gerecht zu werden. Nur so konnten attraktive Investitionsbedingungen geschaffen werden, die auch im europäischen Vergleich mithalten können. Die relativ niedrigen Vergütungen in der Vergangenheit hatten dazu geführt, dass der Offshore-Windenergieausbau in Deutschland nicht angestoßen werden konnte und Investoren sich auf anderen Märkten betätigten.

Die Grundvergütung für Offshore-Windenergieanlagen wurde gegenüber dem EEG 2004 abgesenkt. Dem liegt die Annahme zu Grunde, dass im Zeitverlauf die Strompreise so weit ansteigen werden, dass der Strom aus Offshore-Windenergie nach Auslaufen der Anfangsvergütung am regulären Strommarkt zu attraktiveren Bedingungen vermarktet werden kann.

### **5.4.2.2 Degression**

Gemäß § 20 Abs. 7 EEG 2009 beträgt die Degression der Vergütungen für Strom aus Offshore-Windenergieanlagen 5 %. Das Einsetzen der Degression soll hierbei im Jahr 2015 beginnen.

Die Degression wurde für die ersten Jahre der Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland ausgesetzt. Intention des Gesetzgebers war es, zwischen 2009 und 2015 durch stabile Bedingungen zunächst den Bau einer Reihe von Projekten auszulösen und erste Erfahrungen zu sammeln. Hierbei sollten die Vergütungsstrukturen aufgrund der zu erwartenden Unwägbarkeiten in den ersten Jahren der Windenergieentwicklung auf See zunächst auf einer gleich bleibenden Höhe gehalten werden.

### 5.4.2.3 Standortdifferenzierte Vergütung

Die standortdifferenzierte Vergütung für Offshore-Windenergieanlagen wurde gegenüber dem EEG 2004 beibehalten. Das heißt, die erhöhte Anfangsvergütung für Offshore-Windenergieanlagen, die in einer Entfernung von mindestens 12 Seemeilen und einer Wassertiefe von mindestens 20 m errichtet worden sind, verlängert sich gemäß § 31 EEG 2009 um 0,5 Monate je weitere volle Seemeile Entfernung und um 1,7 Monate je zusätzlichen vollen Meter Wassertiefe.

### 5.4.2.4 Sprinterbonus

Offshore-Windenergieanlagen, die bis Ende 2015 in Betrieb gehen, erhalten gemäß § 31 EEG 2009 einen so genannten Sprinterbonus von 2 Cent/kWh auf die Anfangsvergütung. Dadurch ergibt sich für diese Anlagen eine Anfangsvergütung von insgesamt 15 Cent/kWh.

In Kombination mit der bis 2015 ausgesetzten Degression wollte der Gesetzgeber Anreize zu einem beschleunigt beginnenden Offshore-Windenergieausbau in Deutschland setzen.

## 5.4.3 Einspeisemanagement

Im EEG 2009 erfolgt eine Umbenennung des ehemaligen Erzeugungsmanagements. [EEG 2004] Verwendet wird nun der Begriff „Einspeisemanagement“. Die Vorgaben zur Durchführung einer Leistungsreduzierung von EEG-Anlagen durch den Netzbetreiber werden im EEG 2009 konkretisiert und weiter ausgeführt. Relevant für das Thema Einspeisemanagement sind die §§ 6, 11 und 12 EEG 2009, die im Folgenden kurz vorgestellt werden.

### § 6 Technische und betriebliche Vorgaben

Gemäß § 6 EEG 2009 besteht die grundsätzliche Verpflichtung für Anlagenbetreiber, Anlagen mit einer Leistung > 100 kW mit einer technischen oder betrieblichen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung sowie zur Abrufung der Ist-Einspeisung auszustatten. Diese Pflicht ist für Anlagenbetreiber mit dem generellen EEG-Vergütungsanspruch gekoppelt. Eine entsprechenden Ausstattung der Anlagen muss gemäß § 66 EEG 2009 vor dem 1. Januar 2011 erfolgen.

### § 11 Einspeisemanagement

Grundlage des Einspeisemanagements ist § 11 EEG 2009. Netzbetreiber sind demnach ausnahmsweise berechtigt, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu regeln. Die Verpflichtung des Netzbetreibers zur Erweiterung der Netzkapazität besteht unabhängig davon. Für die Zulässigkeit einer Regelung von Anlagen müssen folgende Voraussetzungen erfüllt sein:

- Eine Überlastung der Netzkapazität liegt vor, wenn keine Maßnahme ergriffen wird.

- Es muss sicher gestellt werden, dass insgesamt die größtmögliche Strommenge aus Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärmekopplung abgenommen wird.
- Abrufung der Daten der jeweiligen Ist-Einspeisung in der Netzregion ist erfolgt.

Die Netzbetreiber sind gemäß § 11 Abs. 3 EEG 2009 verpflichtet, den von einer Leistungsreduzierung betroffenen Anlagenbetreibern auf Anfrage innerhalb von vier Wochen Nachweise über die Erforderlichkeit der Maßnahme vorzulegen.

In Verbindung mit dem Einspeisemanagement sei zusätzlich auf § 9 Abs. 1 EEG 2009 verwiesen, laut dem die Netzbetreiber vor der Durchführung einer Leistungsreduzierung verpflichtet sind, den betroffenen Anlagenbetreiber unverzüglich über die bevorstehende Abregelung zu informieren. Es sind der zu erwartende Zeitpunkt, der Umfang und die Dauer der Regelung anzugeben.

### **§ 12 Härtefallregelung**

In § 12 EEG 2009 wurde mit der Härtefallregelung erstmals eine Entschädigungspflicht für Netzbetreiber festgelegt. Demnach ist der Netzbetreiber, in dessen Netz die Ursache für die Anwendung des Einspeisemanagements liegt, verpflichtet, betroffene Anlagenbetreiber „in einem vereinbarten Umfang“ zu entschädigen. Wurde keine Vereinbarung zur Ermittlung der Entschädigungszahlung getroffen, sind die entgangenen Vergütungen abzüglich der ersparten Aufwendungen anzusetzen.

Im Falle von direkt vermarktenden Anlagen soll der geltende Strompreis zur Berechnung der Entschädigungszahlung heran gezogen werden, den ein durch ein Einspeisemanagement betroffener Anlagenbetreiber nachweislich im betreffenden Zeitraum erhalten hätten. [Dt. Bundestag 2008]

Der Netzbetreiber kann die aus seinen Entschädigungspflichten resultierenden Kosten laut § 12 Abs. 2 EEG 2009 bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, soweit die Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat (der Netzbetreiber hat sie zu vertreten, sobald er nicht alle Möglichkeiten zur Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes ausgeschöpft hat).

### **5.4.4 Direktvermarktung**

Paragraph 17 EEG 2009 regelt die Möglichkeiten zur Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Für die Windenergie bedeutet dies, dass Anbieter von Strom aus Windenergie sich monatsweise entscheiden können, ob sie ihren Strom direkt am Markt handeln wollen, anstatt eine Vergütung nach EEG in Anspruch zu nehmen.

Betreiber müssen die Entscheidung, ihren Strom an Dritte zu veräußern, dem Netzbetreiber vor Beginn des jeweils voran gehenden Monats anzeigen. Der Anspruch auf eine EEG-Vergütung entfällt daraufhin im

gesamten betreffenden Kalendermonat für den gesamten in einer Anlage erzeugten Strom. Der Zeitraum der Direktvermarktung wird auf den Zeitraum der EEG-Vergütungsdauer der jeweiligen Anlage angerechnet.

Eine weitere Option im Bereich der Direktvermarktung ist die Möglichkeit, dass Betreiber nur einen bestimmten Prozentsatz des in ihrer Anlage erzeugten Stroms kalendermonatlich direkt vermarkten und für den verbleibenden Anteil die EEG-Vergütung bekommen. Auch in diesem Fall muss der Betreiber dem Netzbetreiber vor Beginn des jeweils voran gehenden Monats sein Vorhaben melden. Weiterhin muss er den angegebenen Prozentsatz nachweislich jederzeit eingehalten haben.

In Bezug auf beide möglichen Optionen gilt, dass bei Anzeigung vor Beginn des jeweils nächsten Kalendermonats eine Rückkehr zum Vergütungsanspruch gemäß § 16 EEG 2009 möglich ist.

Durch die genannten Regelungen wurde aus Betreibersicht eine Verbesserung der Mechanismen im Bereich Direktvermarktung erreicht, da die Möglichkeit zu einer monatsweise erfolgenden Entscheidung und die Möglichkeit zur Rückkehr in die EEG-Vergütung die Risiken für Betreiber reduzieren. Ziel ist es, einen schrittweise erfolgenden Übergang der Vermarktung von Windstrom in konventionelle Vermarktungssysteme zu erreichen.

## 6 Aktuelle Kostensituation der Windenergie in Deutschland

### 6.1 Methodik

Die Ermittlung der Kostenentwicklung im Bereich der Windenergie erfolgte mit Hilfe einer Datenerhebung. Hierzu wurden Erhebungsbögen entwickelt. Die Erhebungsbögen wurden thematisch unterteilt in den Kostenfragebogen sowie einen Fragebogen zu den aktuellen Rahmenbedingungen für die Windenergie. Für die Projektentwickler und Betreiber von Windparks an Land wurde des Weiteren ein Datenblatt mit Eingabefeldern zu den einzelnen Windparks sowie ein Fragebogen zum Einspeisemanagement entwickelt.

Die Erhebungsbögen wurden Anfang März 2010 an die einzelnen Zielgruppen versandt. Der Versand erfolgte sowohl über Email als auch in Papierform. Im Nachgang des Versands erfolgte eine intensive Nachruf-Aktion per Telefon. Viele der Kontakte wurden mehrfach angesprochen. Ab Juni 2010 erfolgte die Auswertung der Daten.

#### 6.1.1 Datenerhebung Hersteller

An die Hersteller von Windenergieanlagen wurden insgesamt zwei Erhebungsbögen versendet. Der erste Bogen bezieht sich auf die aktuell verfügbaren Windenergieanlagen-Typen des jeweiligen Herstellers. Hierbei wurden

Ergänzend erhielten die Anlagenhersteller einen Erhebungsbogen zu den aktuellen Rahmenbedingungen für die Windenergie (mit Bezug auf die Finanzkrise und das EEG 2009).

Es wurde mit 54 % Rücklauf ein sehr guter Datenumfang erreicht. In den Daten enthalten sind 23 Anlagentypen, die einen Leistungsbereich von 800 kW bis 5 MW abdecken.

**Tab. 7 Mit Hilfe der Erhebungsbögen ermittelte Daten**

<b>Erhebungsbogen Kostensituation</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ SDL-Fähigkeit der einzelnen Anlagentypen</li> <li>▪ Preis der einzelnen Anlagentypen</li> </ul>
<b>Erhebungsbogen Rahmenbedingungen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Krise auf den Finanzmärkten bemerkbar und wenn ja, wie?</li> <li>▪ Bewertung der Neuregelungen des EEG 2009 (Höhe der erhöhten Anfangsvergütung, der Grundvergütung, Repowering-Regelung, SDL-Bonus, Direktvermarktung)</li> </ul>

Im April und Mai 2011 wurde eine Aktualisierung bzw. Überprüfung der Ergebnisse der Datenerhebung im Bereich der Anlagenpreise vorgenommen. Hierbei stellten mehrere der befragten Hersteller aktualisierte Daten zur Verfügung.

### **6.1.2 Datenerhebung Projektentwickler und Betreiber von Windparks an Land**

An die Projektentwickler und Betreiber von Windparks an Land wurden insgesamt vier zu beantwortende Erhebungsbögen versandt. Der erste Bogen bestand aus einem Datenblatt, in dem drei auszuwählende Windparks hinsichtlich ihrer grundsätzlichen Daten charakterisiert wurden. Der zweite Bogen bezog sich auf die Kostensituation der Windparks. Im dritten Erhebungsbogen wurde nach der aktuellen Situation bezüglich des Einspeisemanagements gefragt. Dieser Bogen ist Teil des Vorhaben III (Netz). Um Synergien auszuschöpfen, erfolgte der Versand angegliedert an den Versand der Bögen in Vorhaben IIe.

Ergänzend wurde auch im Falle der Entwickler und Betreiber ein Erhebungsbogen zu den aktuellen Rahmenbedingungen für die Windenergie (mit Bezug auf die Finanzkrise und das EEG 2009) versandt.

Die Unterteilung in mehrere einzelne Erhebungsbögen diente auch der weitest möglichen Reduzierung des Aufwandes für die Ausfüllenden. Denn hierdurch war es möglich, dass zwar die Fragebögen 2. und 3. für jeden der ausgewählten Windparks ausgefüllt werden mussten, aber das Datenblatt und der Fragebogen 4 jeweils nur einmal beantwortet werden konnten.

Es wurde ein Rücklauf von 19 % erreicht, was angesichts des Umfangs der Erhebungsbögen ein gutes Ergebnis darstellt. In den Daten enthalten sind insgesamt rund 80 Windparks mit einer Gesamtleistung von 690 MW.

Im Folgenden werden die Inhalte der Erhebungsbögen tabellarisch dargestellt.

**Tab. 8 Mit Hilfe der Erhebungsbögen ermittelte Daten**

<b>Datenblatt</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Jahr der Projektrealisierung</li> <li>▪ Anlagenanzahl und -typ</li> <li>▪ Kumulierte Leistung</li> <li>▪ Nabenhöhe</li> <li>▪ Garantiezeit</li> <li>▪ Mittlere Windgeschwindigkeit auf Nabenhöhe</li> </ul>
<b>Erhebungsbogen Kostensituation</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Investitionskosten (Anlagenkosten, Investitionsnebenkosten, Finanzierungskosten)</li> <li>▪ Betriebskosten (aufgeschlüsselt nach Kostenbereichen und nach Betriebsjahren)</li> </ul>
<b>Erhebungsbogen Einspeisemanagement</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Anlage mit einer technischen oder betrieblichen Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung / zur Abrufung der jeweiligen Ist-Einspeisung ausgestattet?</li> <li>▪ Nachrüstung geplant? Höhe der entstehenden Kosten?</li> <li>▪ Durch Einspeisemanagement betroffen und in welchem Umfang?</li> <li>▪ Vertragliche Regelungen zu Ausgleichszahlungen mit dem Netzbetreiber und deren Ausgestaltung?</li> <li>▪ Verweigerung von Ausgleichszahlungen durch den Netzbetreiber?</li> <li>▪ Gründe für die Abregelung</li> </ul>
<b>Erhebungsbogen Rahmenbedingungen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Krise auf den Finanzmärkten bemerkbar und wenn ja, wie?</li> <li>▪ Bewertung der Neuregelungen des EEG 2009 (Höhe der erhöhten Anfangsvergütung, der Grundvergütung, Repowering-Regelung, SDL-Bonus, Direktvermarktung)</li> </ul>

### 6.1.3 Datenerhebung Projektentwickler von Windparks auf See

Auch für die Datenerhebung bei Projektentwicklern von Windparks auf See wurden Erhebungsbögen entwickelt. Diese wurden allerdings nicht per Email und Post verschickt, sondern dienten vielmehr als Gesprächsleitfaden in persönlichen Interviews. Insgesamt elf Projektentwickler wurden demnach persönlich besucht, um noch differenziertere Informationen zu bekommen, als es allein auf Basis eines schriftlich auszufüllenden Bogens möglich gewesen wäre.

Im Rahmen der persönlichen Interviews wurden Daten für insgesamt 16 Windparks auf See generiert, die über eine Gesamtleistung von 2.400 MW verfügen. Im Unterschied zu den Daten im Bereich der Windenergie an Land ist zu beachten, dass die Daten im Offshore-Bereich aufgrund des Entwicklungsstandes lediglich für geplante Projekt vorliegen und nicht für bereits realisierte Projekte. Das heißt, diese Daten sind dementsprechend mit größeren Unsicherheiten behaftet.



## 6.2 Analyse der Hauptinvestitionskosten für Windenergieprojekte an Land und auf See

### 6.2.1 Ergebnisse der Datenerhebung

Die Analyse der Investitionskosten beruht auf der Datenerhebung, die durch eine Befragung der Windenergieanlagenhersteller erfolgte. Im Zuge der Auswertung wurden die unterschiedlichen Anlagentypen in verschiedene Leistungsklassen eingeteilt. Es wurde die folgende Einteilung gewählt:

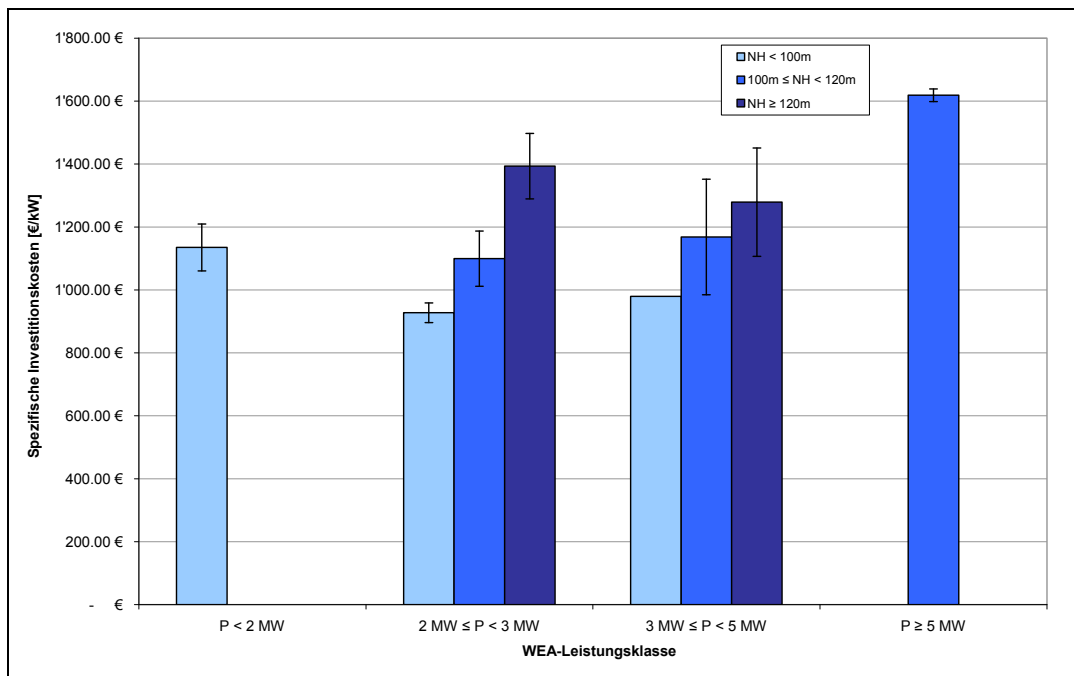
- 1) **Windenergieanlagen mit einer Leistung < 2 MW** – in dieser Klasse ist die Datenlage begrenzt, da Anlagen dieser Größe am deutschen Markt quasi nicht mehr angeboten bzw. verkauft werden.
- 2) **Windenergieanlagen mit einer Leistung von 2 bis 2,9 MW** – diese Klasse ist die aktuell meist installierte Anlagenklasse, dementsprechend ist die Datenlage in diesem Bereich als sehr gut zu bewerten.
- 3) **Windenergieanlagen mit einer Leistung 3 bis 4,9 MW** – diese Anlagenklasse entwickelt sich derzeit, die Tendenz zu größer werdenden Anlagen bleibt bestehen, an Land werden zunehmend Anlagen der 3 MW-Klasse installiert. Auch hier ist die zur Verfügung stehende Datenlage gut.
- 4) **Windenergieanlagen mit einer Leistung von 5 MW und größer** – diese Anlagen werden derzeit vordergründig im Offshore-Bereich eingesetzt, die Anlagen befinden sich derzeit noch im Prototypenstadium oder am Beginn der Serienproduktion.

Zusätzlich wurde innerhalb der Leistungsklassen nach Nabenhöhen differenziert, insofern die entsprechenden Daten vorlagen. Es wurde unterteilt in:

- Windenergieanlagen mit einer Nabenhöhe unter 100 m
- Windenergieanlagen mit einer Nabenhöhe von 100 bis 119 m
- Windenergieanlagen mit einer Nabenhöhe von 120 m und höher

## Ergebnisse der Datenerhebung 2010

Im Rahmen des 1. wissenschaftlichen Berichtes wurde im 1. Halbjahr 2010 eine Datenerhebung zur Feststellung der geltenden Windenergieanlagenpreise durchgeführt. Abb. 11 zeigt die Ergebnisse der Datenerhebung für die Anlagenpreise (Stand Juni 2010).



**Abb. 11** Windenergieanlagenpreise differenziert nach Leistungsklassen und Nabenhöhen inkl. Standardabweichung, Stand Juni 2010

Für alle in der Datengrundlage enthaltenen Anlagentypen unterhalb einer Leistung von 5 MW wurde angegeben, dass diese die Anforderungen der SDLWindV erfüllen. Das bedeutet, die abgebildeten Preise beinhalten bereits die Kosten für die technische Ausrüstung zur Erreichung der notwendigen SDL-Fähigkeit der Windenergieanlagen. Für Neuanlagen entstehen dementsprechend keine zusätzlichen Umrüstkosten mehr (lediglich Kosten für die Begutachtung der SDL-Fähigkeit sowie Umrüstkosten am Netzanschlusspunkt fallen zusätzlich an).

Für eine Einordnung der Daten hinsichtlich der zeitlichen Entwicklung der Anlagenpreise wurden die Ergebnisse aus dem Juni 2010 mit den Ergebnissen des EEG-Erfahrungsberichtes 2008 verglichen. Hierbei wurde deutlich, dass trotz der in den Preisen integrierten Verbesserung der Anlagentechnik zur Erfüllung der SDLWindV in der aktuell meist genutzten Anlagenklasse von 2-3 MW Preissenkungen von bis zu ca. 8,5 % gegenüber der letzten Umfrage in 2008 feststellbar sind. Deutlich größere Preissenkungen wurden in der Anlagenklasse von 3,1-5 MW erzielt. Hier liegen die Preissenkungen gegenüber den letzten verfügbaren Daten aus dem Jahr 2006 zwischen 12 % und 15 %. Lediglich im Bereich der Anlagen mit einer Leistung < 2 MW wird die beschriebene deutliche Tendenz zu Kostensenkungen nicht abgebildet. Dies begründet sich dadurch, dass diese Anlagen im deutschen Markt nicht mehr verkauft werden und somit keine Kostensenkungspotentiale mehr erschlossen werden.

Bezüglich der Datenlage wird an dieser Stelle noch einmal ausdrücklich darauf hingewiesen, dass die genannten Anlagenpreise die Situation im 1. Halbjahr 2010 abbilden. Die Rohstoffpreise auf den Weltmärkten, die einen erheblichen Einfluss auf die Preise haben, unterliegen jedoch zeitlichen Schwankungen. Weiterhin waren Anfang 2010 die durch die Finanzmarktkrise ausgelösten Effekte (Rückgang in der Nachfrage nach Windenergieanlagen und verzögerte Realisierung von Projekten) noch deutlich spürbar.

### **Überprüfung der Datengrundlage in 2011**

Da die Preise von Windenergieanlagen abhängig sind von den jeweiligen Rahmenbedingungen und somit Schwankungen unterliegen, ist im Rahmen des 2. wissenschaftlichen Berichtes eine Aktualisierung der Datengrundlage durch eine erneute Befragung der Hersteller erfolgt. Hierbei stellten mehrere Hersteller aktualisierte Daten zur Verfügung. Die Stichprobe war etwas geringer als bei der Datenerhebung in 2010, ermöglicht aber Tendenzaussagen zu der weiteren Entwicklung der Anlagenpreise.

Das Ergebnis der neuerlichen Befragung der Anlagenhersteller im April und Mai 2011 ist, dass sich die Anlagenpreise in ihrer grundsätzlichen Höhe gegenüber Mitte 2010 nicht verändert haben. Für die zukünftige Entwicklung der Anlagenpreise ist zu konstatieren, dass diese von einer – nach Überwindung der weltweiten Finanzkrise – voraussichtlich steigenden Nachfrage bestimmt werden. Ein weiterer Einflussfaktor sind die Rohstoffpreise. Aus diesem Grund wird die zukünftig zu erwartende Rohstoffpreisentwicklung im Folgenden näher analysiert.

### **6.2.2 Entwicklung der Rohstoffpreise**

Die Rohstoffpreise auf den Weltmärkten haben einen erheblichen Einfluss auf die Preise von Windenergieanlagen. Die aktuelle sowie die zukünftig zu erwartende Rohstoffpreisentwicklung sollte deshalb bei der Bewertung der Investitionskosten von Windenergieprojekten berücksichtigt werden.

Im Folgenden werden die wichtigsten Rohstoffmärkte für die Windenergienutzung hinsichtlich ihrer Preisentwicklung seit 2008 untersucht.

#### **Stahl**

Zum Zeitpunkt der Vorbereitung der EEG-Novelle 2009 waren die Stahlpreise stark gesunken. Dies begründete sich durch den Einbruch des weltweiten Handels im Zuge der Finanzkrise sowie durch die sich anschließende Euro-Staatsschuldenkrise.

Seit Anfang 2009 finden jedoch konstante Preiserhöhungen statt und es ist nicht von einer weiterhin nachgebenden Stahlpreis Entwicklung auszugehen. Es wird erwartet, dass die Produzenten in 2011 stetig höhere Preise durchsetzen werden. Die anziehende Weltkonjunktur mit positiven Wachstumsraten in der EU sowie in den USA und China wird eine anziehende Preisentwicklung begünstigen. [Research Concepts Ltd. 2011]

Die Stahlpreise liegen mit Stand Mai 2011 bereits über den Preisen aus dem Jahr 2007. Der sich seit Anfang 2009 abzeichnende Trend geht in Richtung stetig steigender Preise.

Abb. 12 zeigt die Preisentwicklung der Stahlpreise zwischen August 2008 und Mai 2011.



Abb. 12 Entwicklung der Stahlpreise August 2008 bis Mai 2011 [LME 2011]

## Kupfer

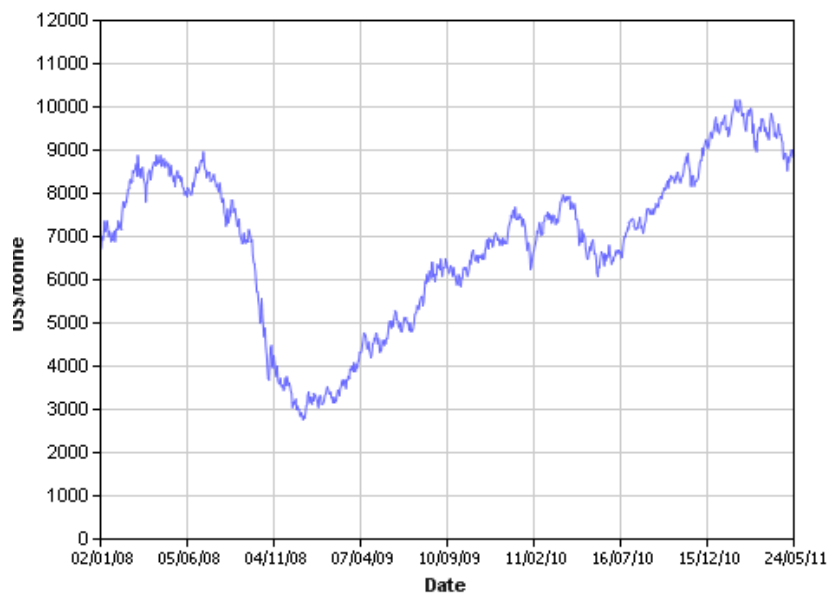
Auch im Kupfermarkt waren Mitte 2008 als Reaktion auf die internationale Finanzmarktkrise die Preise stark gesunken.

Heute ist im Kupfermarkt ein Aufwärtstrend in Bezug auf die Preisentwicklung feststellbar. Zwar fand jüngst im Mai 2011 ein leichter Preisrückgang statt, es wird hierbei jedoch von einem kurzfristigen Phänomen ausgegangen. Zudem wird trotz dieses Effektes das Preisniveau von 2008 derzeit wieder erreicht (Anfang des Jahres 2011 wurde dieses sogar überschritten).

Der Kupferpreis ist stark abhängig von der allgemeinen Entwicklung der Rohstoffmärkte und von Investorenaktivitäten. Die fundamentale Basis des Kupfermarktes wird als intakt eingeschätzt, die Preisvolatilität ist derzeit aber hoch. Das weltweite Wirtschaftswachstum lässt auch für Kupfer eine stabile Nachfrage im weiteren Jahresverlauf 2011 erwarten. [Aurubis 2011]

Eine stabile bzw. steigende Nachfrage in Zukunft könnte zu weiteren Preiserhöhungen führen.

Abb. 13 zeigt die Preisentwicklung der Kupferpreise zwischen Januar 2008 und Mai 2011.



**Abb. 13 Entwicklung der Kupferpreise Januar 2008 bis Mai 2011 [LME 2011]**

### Aluminium

Die Entwicklung der Aluminiumpreise ist ähnlich zu bewerten wie die Preisentwicklung auf den Stahl- und Kupfermärkten. Mitte 2008 brachen die Preise stark ein, seit Anfang 2009 besteht jedoch auch im Aluminiummarkt ein stetiger Aufwärtstrend bei den Preisen. Im Mai 2011 wurde bereits das Preisniveau von Anfang 2008 erreicht.

Abb. 14 zeigt die Preisentwicklung der Aluminiumpreise zwischen Januar 2008 und Mai 2011.



**Abb. 14 Entwicklung der Aluminiumpreise Januar 2008 bis Mai 2011 [LME 2011]**

Insgesamt ist zu konstatieren, dass auf allen für die Windenergie relevanten Rohstoffmärkten seit Anfang 2009 Preiserhöhungen

stattgefunden haben. Nach den Preiseinbrüchen im Jahr 2008, die im Zuge der internationalen Finanzkrise und der Krisenentwicklungen in einigen Eurostaaten aufgetreten waren, unterliegen die Preise aktuell einem stetigen Aufwärtstrend.

Im Falle des Kupfer- und Aluminiumpreises wurde das sehr hohe Preisniveau, das in 2008 zu beobachten war, mittlerweile erneut erreicht. Auch die Stahlpreise steigen konstant an und erreichen derzeit etwa ihr Niveau von 2007.

Im Zuge der derzeit wachsenden Weltwirtschaft mit positiven Prognosen für das Jahr 2011 und 2012 ist von einem weiteren Aufwärtstrend der Rohstoffpreise auszugehen.

Die Preisanstiege auf den Rohstoffmärkten werden tendenziell steigende Preise im Bereich der Windenergieanlagen bewirken. Dies betrifft sowohl die Windenergienutzung an Land als auch die Windenergienutzung auf See.

## 6.3 Investitionsnebenkosten und Betriebskosten der Windenergienutzung an Land

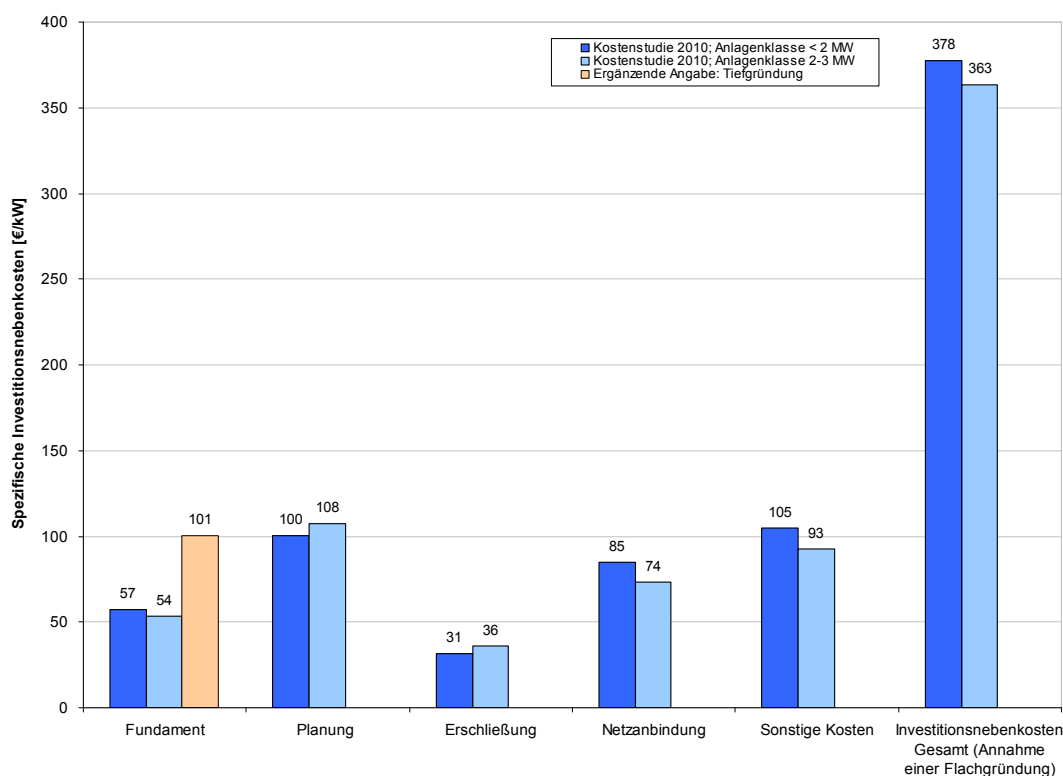
### 6.3.1 Investitionsnebenkosten der Windenergie an Land

Die Nebeninvestitionskosten für Windenergieprojekte an Land wurden auf Basis der Befragung von Projektentwicklern und Betreibern ermittelt. Die Nebeninvestitionskosten werden hierbei nach den Bereichen Fundament, Planung, Erschließung, Netzanbindung und Sonstige Kosten aufgeschlüsselt.

Bei der Betrachtung der Nebeninvestitionskosten wird im Folgenden zwischen zwei Anlagen-Größenklassen differenziert:

- Windenergieanlagen mit einer Leistung von < 2 MW
- Windenergieanlagen mit einer Leistung von 2-3 MW

Abb. 15 zeigt die Aufteilung der Nebeninvestitionskosten auf die unterschiedlichen Kostenpositionen Fundament, Planung, Erschließung, Netzanbindung und Sonstige Kosten sowie die Gesamthöhe der Nebeninvestitionskosten in Euro pro Kilowatt installierter Leistung. Es erfolgt eine differenzierte Darstellung in Bezug auf die beiden oben genannten Anlagenklassen.



**Abb. 15 Aufteilung der Nebeninvestitionskosten auf unterschiedliche Kostenpositionen, Stand Juni 2010**

Die Angabe zu den „Investitionsnebenkosten Gesamt“ in Abb. 15 bezieht sich für den Bereich der Fundamente auf den Fall einer Flachgründung. Bei einem Vergleich dieser Gesamt-Nebeninvestitionskosten mit den Ergebnissen der Kostenstudie aus dem Jahr 2006, die Grundlage des letzten EEG-Erfahrungsberichtes war, ergibt sich eine Erhöhung um 20 %.

### **Fundamentkosten**

Im Bereich der Fundamente ist gegenüber 2006 eine leichte Kostensteigerung in Höhe von rund 10 % zu konstatieren. Die Steigerung der Fundamentkosten lässt sich dadurch begründen, dass heute die durchschnittliche installierte Anlagengröße gegenüber dem Jahr 2006 angestiegen ist – dies bedeutet auch im Bereich des Fundamentbaus einen höheren Aufwand. Dies wirkt sich insbesondere bei schwierigen Bodenverhältnissen aus.

Ergänzend wurde im Bereich der Fundamentkosten in Abb. 15 ein Kostenbalken für den Fall einer Tiefgründung eingefügt. Eine Differenzierung zwischen Flach- und Tiefgründung war hier notwendig, um einen stärkeren Realitätsbezug zu gewährleisten. Zu Beginn der Windenergienutzung wurden relativ kleine Windenergieanlagen errichtet, die im Regelfall mit einer Flachgründung ausgestattet waren. Heute werden hingegen Windenergieanlagen mit einer durchschnittlichen Leistung von 2 MW errichtet.

Die gestiegene Größe der Anlagen führt zu höheren Lasten, die durch das Fundament aufgenommen werden müssen. Gerade in den windstarken, küstennahen Gebieten sind aufgrund der Bodenverhältnisse (Geest, Marsch) hierdurch generell Tiefgründungen notwendig. Das heißt, für diese windstarken Standorte wird die zusätzliche Kostenannahme für eine Tiefgründung getroffen.

### **Planungskosten**

Bezüglich der Projektplanung von Windenergieprojekten sind gegenüber den Ergebnissen in 2006 Kostensteigerungen zu beobachten, diese liegen im Bereich von 25 %.

Die Projektplanung für Windenergieprojekte ist in den letzten Jahren aufwendiger geworden. Dies liegt vor allem an den gestiegenen Anforderungen im Bereich der Umweltverträglichkeitsprüfungen. Weiterhin ist häufig im Bereich der Akquirierung von Land und entsprechenden Pachtverträgen ein erhöhter Aufwand gegenüber der Situation vor einigen Jahren notwendig. Insgesamt sind deutlich längere Planungszeiträume festzustellen als noch vor einigen Jahren.

Windparkbetreiber schließen Nutzungsverträge über die Betriebszeit des Windparks mit den jeweiligen Landeigentümern ab. Die Verhandlungen zum Abschluss der Pachtverträge können – insbesondere je größer die zu akquirierende Fläche ist – sehr aufwendig sein. Dies bedeutet einen hohen Zeitbedarf für diesen Planungsschritt.

Im Bereich der Pachtzahlungen an die Landeigentümer ist zu beobachten, dass diese heute höher sind als zu Beginn der Windenergieentwicklung. Dies liegt zum einen in dem besseren Marktverständnis der



Landeigentümer begründet, und zum anderen in dem gestiegenen Wettbewerb um Flächen für die Windenergienutzung. Aufgrund der knapper werdenden Flächen in windhöffigen Gebieten steigen auch die Pachtzahlungen leicht an (Knappheitssignal). Die Steigerung der Pachtzahlungen erfährt jedoch eine natürliche Begrenzung durch den Faktor der Wirtschaftlichkeit der Projekte. Seriöse Windparkentwickler bieten den betreffenden Landeigentümern nicht mehr Pachtzahlungen als das jeweilige Projekt tragen kann.

### **Erschließungskosten**

Im Bereich der Erschließung von Windenergiestandorten sind gegenüber der Datenerhebung im Rahmen der Vorbereitung des EEG-Erfahrungsberichtes 2008 Kostenreduktionen zu beobachten. Diese betragen rund 18 %.

Diese Kostenreduktion im Bereich der Standorterschließung lassen sich durch die weiter gestiegenen Anlagengrößen begründen: Aufgrund der größeren Anlagen wird pro verfügbarer Eignungsfläche in der Regel eine vergleichsweise geringere Anlagenanzahl errichtet. Hierdurch wird weniger Zuwegung benötigt und weniger Kabeltrassen müssen innerhalb des Windparks verlegt werden.

### **Netzanbindung**

Im Bereich der Netzanbindung ergeben sich gemäß der Datenerhebung die stärksten Preissteigerungen gegenüber den Werten aus dem Jahr 2006. In dieser Kostenposition werden Steigerungen von rund 80 % beobachtet.

Bezüglich dieser deutlichen Steigerung der Netzanbindungskosten ist darauf hinzuweisen, dass durch die gestiegene installierte Leistung pro Windpark die Netzanbindung häufig wesentlich aufwendiger wird. Hinzu kommt, dass in vielen Regionen bereits einige Nachbarwindparks in derselben Region ins Netz einspeisen. Das bedeutet, vielfach ist das dem Windpark nächst gelegene Umspannwerk nicht mehr in der Lage, den produzierten Strom aufzunehmen und der Betreiber ist gehalten, den Windpark an ein weiter entferntes Umspannwerk anzuschließen oder selbst ein entsprechendes Umspannwerk zu bauen.

Im EEG 2009 wurden in dieser Hinsicht die Bedingungen für Betreiber verbessert, indem ihr Anspruch auf einen Anschluss am nächstgelegenen Anschlusspunkt formuliert wurde. Allerdings gingen in die Datenerhebung zu nennenswerten Anteilen Daten von Windparks ein, die bereits vor 2009 installiert wurden. Das heißt, in Bezug auf seit 2009 gebaute Windparks könnten sich bereits neue Entwicklungstendenzen zeigen.

Ein weiterer Grund für gestiegene Kosten im Bereich Netzanbindung sind die zusätzlichen Aufwendungen, die durch die Anforderungen der SDLWindV in diesem Bereich anfallen.

## Sonstige Kosten

Für den Posten der Sonstigen Kosten sind Kostenreduktionen in Höhe von 25 % gegenüber dem Wert für 2006 zu beobachten.

Dies kann beispielsweise daran liegen, dass die Projektentwickler im Rahmen des aktuellen Umfragedesigns einen größeren Anteil der Nebeninvestitionskosten den weiteren genannten Kostenpositionen zuordnen konnten, so dass diese nicht mehr innerhalb der Sonstigen Kosten erfasst werden.

### 6.3.2 Betriebskosten der Windenergie an Land

Die Betriebskosten eines Windparks bezeichnen die laufenden Kosten, die während der Lebensdauer eines Windparkprojektes zu zahlen sind. Die Betriebskosten setzen sich aus folgenden Hauptkostenpunkten zusammen:

- Pachtzahlungen Windpark-Fläche
- Wartungskosten
- Reparaturkosten
- Versicherungen
- Kosten für kaufmännische Betriebsführung
- Kosten für technische Betriebsführung
- Kosten für Geschäftsführung
- Bildung von Rücklagen für den Anlagenrückbau
- Sonstige Kosten

Bei der Betrachtung der Betriebskosten wird die Lebensdauer eines Windenergieprojektes in zwei Phasen unterteilt. In der ersten Dekade des Projektes (Jahr 1-10) fallen in der Regel keine größeren Reparaturen an bzw. anfallende Arbeiten werden häufig über einen Vollwartungsvertrag mit dem Hersteller oder im Rahmen der Gewährleistung abgedeckt. In der zweiten Dekade (Jahr 11-20) fallen deutlich mehr Reparaturen an, auch mit einem Tausch von Großkomponenten ist zu rechnen. Aus diesem Grund sind die Betriebskosten in der zweiten Dekade höher als zu Beginn der Lebensdauer.

Es wurden Betriebskosten für die bereits im Bereich der Investitionsnebenkosten genannten Anlagenklassen ermittelt. Jeweils erfolgt eine Angabe des Wertes für die erste und für die zweite Dekade der Lebensdauer. Die Kosten werden in Cent pro Kilowattstunde angegeben. Es ergeben sich die in der folgenden Tab. 9 aufgeführten Ergebnisse.

**Tab. 9 Durchschnittliche Betriebskosten für Windenergieprojekte auf Basis der Datenerhebung**

	<b>Jahr 1-10</b>	<b>Jahr 11-20</b>
Betriebskosten Windpark	2,19 ct/kWh	2,49 ct/kWh

### **6.3.3 Finanzierungsbedingungen für die Windenergie an Land**

Windenergieprojekte an Land werden in der Regel auf Basis von Projektfinanzierungen entwickelt, das heißt sie benötigen einen relevanten Anteil an Fremdkapital. Aus diesem Grund müssen bei der Bewertung der Kostensituation der Windenergie an Land die Finanzierungsbedingungen für die Windenergie in die Betrachtung einbezogen werden.

Die Finanzierungsbedingungen für Windenergieprojekte werden im Folgenden anhand von zwei Kennzahlen betrachtet: Dem durch die Banken verlangten Eigenkapitalanteil und den veranschlagten Fremdkapitalzinssätzen.

#### **Eigenkapitalanteil**

Bei Windenergieprojekten an Land ist die Durchführung von Projektfinanzierungen anerkannter Standard. Für die Banken stellen Windenergieprojekte mittlerweile eine sichere Anlage dar. Die Banken verlangen dementsprechend vergleichsweise geringe Eigenkapital-Anteile. Ein Mittelwert von 25 % Eigenkapital entspricht der Realität. Dies haben die Ergebnisse der Datenerhebung im Rahmen des 1. wissenschaftlichen Berichtes ergeben.

#### **Fremdkapitalzinssätze**

Derzeit steigen die Fremdkapitalzinssätze nach der andauernden Niedrigzinsphase erstmals wieder an. Die Europäische Zentralbank (EZB) hat Anfang April 2011 den Leitzins aufgrund der anziehenden Konjunktorentwicklung erstmals seit Juli 2008 wieder erhöht, und zwar von 1 % auf 1,25 %.

Damit die Inflationen nicht steigen, sind weitere Leitzinserhöhungen zu erwarten. Experten gehen davon aus, dass bis zum Ende des Jahres zwei bis drei weitere Leitzinserhöhungen eintreten könnten. Bis Anfang 2012 könnte der Leitzins demnach auf bis zu 2 % steigen. [boerse.ARD 2011]

Ende 2010 wurden die im Bereich der Windenergie an Land geltenden Zinssätze aufgrund des Niedrigzinsniveaus im Bereich von 5 % (Wert wurde bestätigt durch die Datenerhebung) eingeordnet. Bei dem derzeit wieder ansteigenden Zinsniveau wird aktuell ein Fremdkapitalzinssatz von 5,5 % als realistisch angesehen.

Für die nächsten vier Jahre (Laufzeit der kommenden EEG-Novelle) ist mit weiter steigenden Zinsen zu rechnen.

Die geschilderten Finanzierungsbedingungen für Windenergieprojekte an Land werden in Kapitel 7 näher begründet.

## 6.4 Investitionsnebenkosten und Betriebskosten der Windenergienutzung auf See

Im Falle der Windenergienutzung auf See wurden aus den im Rahmen der Datenerhebung generierten Daten zwei typische Modellprojekte generiert. Alle Kostenbetrachtungen sowie die Ermittlung der Stromgestehungskosten beziehen sich auf diese Modellfälle.

Die beiden Modellprojekte werden durch folgende grundlegende Merkmale charakterisiert:

<b>Merkmal</b>	<b>Modellfall I</b>	<b>Modellfall II</b>
Wassertiefe [m]	20	26
Küstenentfernung [nm]	12	38
Laufzeit der erhöhten Vergütung [a]	12.0	14
Nennleistung pro WEA [kW]	3'600	5'000
Volllaststunden Annahme [h/a]	3'850	3'850

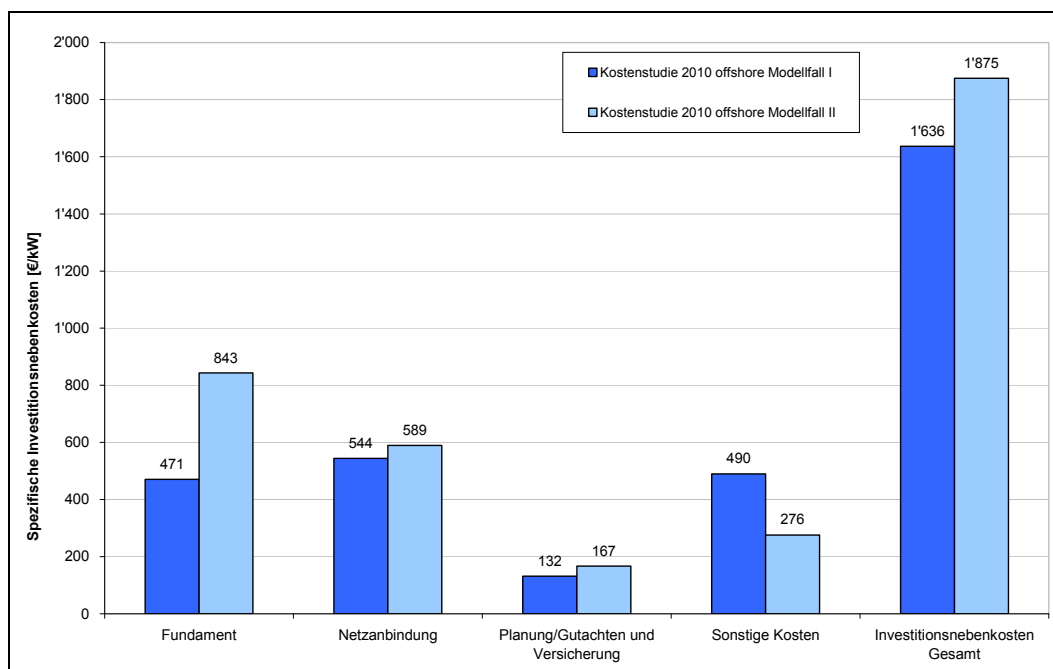
Modellfall I befindet sich demgemäß innerhalb der 12-Seemeilenzone in einer Küstenentfernung und Wassertiefe, aus denen keine standortdifferenzierte Verlängerung der Anfangsvergütung folgt. Modellfall II dagegen befindet sich in der AWZ und hat sowohl durch die Wassertiefe als auch durch die große Küstenentfernung einen Anspruch auf die jeweils entsprechende Verlängerung der Anfangsvergütung.

### 6.4.1 Investitionsnebenkosten der Windenergie auf See

Die Investitionskosten für Windenergieprojekte auf See wurden auf Basis der Ergebnisse der Datenerhebung ermittelt. Die Informationen stammen von Projektentwicklern unterschiedlicher Windparkprojekte in Nord- und Ostsee. Es ist zu beachten, dass es sich bei den Angaben um Prognosen bzw. Abschätzungen im Rahmen der Finanzierung handelt. Die Projekte wurden jedoch noch nicht realisiert und bieten somit keine realen Erfahrungswerte, wie sie im Bereich der Windenergie an Land verfügbar sind.

Der Anteil der Nebeninvestitionskosten an den Hauptinvestitionskosten beträgt bei der Windenergie auf See für Modellfall I 97 % und für Modellfall II 111 %, ist also deutlich höher als bei der Windenergie an Land.

Im Bereich der Windenergie auf See werden die Nebeninvestitionskosten aufgeschlüsselt auf die Kostenpositionen Fundament, Netzanbindung, Planung / Gutachten / Versicherungen und Sonstige Kosten. In Abb. 16 werden die unterschiedlichen Kostenpositionen sowie die Gesamthöhe der Nebeninvestitionskosten für die beiden Modellfälle abgebildet. Die Angaben erfolgen in Euro pro Kilowatt installierter Leistung.



**Abb. 16 Aufteilung der Investitionsnebenkosten – Windenergie auf See, Stand Juni 2010**

Im Folgenden werden ergänzende Erläuterungen zu den einzelnen Kostenpositionen und deren Entwicklung im Zeitablauf gegeben:

### **Fundamentkosten**

Die Fundamentkosten machen im Bereich der Windenergie auf See einen relevanten Anteil der Investitionsnebenkosten aus. Mit der Wassertiefe steigen die Fundamentkosten deutlich an (siehe Abb. 16, Vergleich zwischen Modellfall I und II). Für die größeren Wassertiefen, die in deutschen Projekten vorherrschen, mussten neue Fundamenttypen speziell für die Windenergienutzung auf See entwickelt werden. Dementsprechend hat sich noch keine Serienfertigung etabliert, das heißt die Kosten sind derzeit noch sehr hoch.

### **Netzanbindungskosten**

Der Posten der Netzanbindungskosten beinhaltet die Kosten der internen Windparkverkabelung und der Anbindung an das Offshore-Umspannwerk.

Für die Netzanbindung eines Offshore-Windparks an das Landnetz ist gemäß Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz der jeweilige Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich. Das bedeutet, diese Kosten werden nicht in den Investitionsnebenkosten berücksichtigt.

### **Planung, Gutachten, Versicherung**

Die Planungskosten eines Windparks auf See können je nach Projekt stark variieren. Die Genehmigungskosten können je nach Standort und Untersuchungsbedarf variieren. Die Versicherungskosten orientieren sich an einer individuellen Risikoeinschätzung des jeweiligen Projektes sowie nach dem Absicherungsbedarf der Entwickler und können somit ebenfalls unterschiedlich ausgestaltet sein.

## **Sonstige Kosten**

Die sonstigen Kosten beinhalten beispielsweise Kosten für Unvorhergesehenes und Rückstellungen.

## **Vergleich der Gesamtinvestitionskosten der Windenergie auf See mit der Kostenstudie 2007**

Gegenüber den im Forschungsvorhaben zur Vorbereitung des EEG-Erfahrungsberichts 2008 ermittelten Investitionskosten (Kostenstudie 2007) weist die aktuelle Datenerhebung eine höhere Genauigkeit auf, da die Projektplanungen mittlerweile fortgeschritten sind. Die Ergebnisse zeigen, dass sich die Kosten der Windenergieprojekte auf See als höher erwiesen haben als in den Anfängen gedacht.

Gegenüber der Kostenstudie 2007 wurden in Bezug auf die spezifischen Gesamtinvestitionskosten Kostensteigerungen in Höhe von 15 bis 27 % für das küstennahe Projekt mit 3 MW-Anlagen und in Höhe von 11 bis 18 % für das küstenferne Projekt mit 5 MW-Anlagen festgestellt.

In Bezug auf die spezifischen Nebeninvestitionskosten sind gegenüber den Werten aus 2007 Kostensteigerungen in Höhe von 13 bis 28 % für das küstennahe Projekt mit 3 MW-Anlagen und in Höhe von 8 bis 20 % für das küstenferne Projekt mit 5 MW-Anlagen zu beobachten.

Hierbei führen insbesondere die weiten Küstenentfernungen und großen Wassertiefen bei den deutschen Projekten zu erschwerten Bedingungen und einem vergleichsweise höheren Aufwand in Bezug auf Fundamente, Installation, Netzanbindung und Betrieb (zu den Betriebskosten siehe Kapitel 6.4.2) der Offshore-Windenergieanlagen.

## **6.4.2 Betriebskosten der Windenergie auf See**

Bezüglich der Betriebskosten von Windenergieprojekten auf See bestehen noch größere Unsicherheiten bei der Bestimmung als im Falle der Investitionskosten. Fehlende Erfahrungen bedingen, dass es sich bei diesen Werten um durchschnittliche Prognosen handelt, die in den kommenden Jahren durch auf Basis realer Daten validiert werden müssen.

Auf Basis der Analyse verschiedener Projektplanungen aus der Datenerhebung wurden Betriebskosten für die beiden Modellfälle ermittelt. Hierbei wurde – wie im Bereich der Windenergie an Land – in zwei unterschiedliche Phasen der Lebensdauer eines Projektes unterschieden. Das heißt, es erfolgt die Angabe des Wertes für die erste und für die zweite Dekade der Lebensdauer. Die Kosten werden in Cent pro Kilowattstunde angegeben. Es ergeben sich die in der folgenden Tab. 10 aufgeführten Ergebnisse.

**Tab. 10 Betriebskosten für Windenergieprojekte differenziert Projektphasen**

<b>Kategorie</b>	<b>Jahr 1-10</b>	<b>Jahr 11-20</b>
Modellfall I	2,94 ct/kWh	3,03 ct/kWh
Modellfall II	3,04 ct/kWh	3,68 ct/kWh

Der Unterschied in den Betriebskosten zwischen den beiden Modellfällen erklärt sich dadurch, dass bei einem Projekt in einer weiteren Küstenentfernung ein höherer Aufwand für die einzelnen Elemente des Betriebs entsteht. Bei Wartungs-, Reparatur- und Technischen Betriebsführungsvorgängen muss stets eine weitere Entfernung zurückgelegt werden (mit entsprechendem Aufwand an Zeit und Ressourcen). Entweder wird ein Transportkonzept gewählt, mit dem die Entfernungen möglichst schnell zurück gelegt werden können (bspw. Hubschrauber – jedoch nicht für alle Vorgänge geeignet, da begrenzte Ladekapazitäten) oder es werden Wohnplattformen im Windpark installiert, um die Wege zu verkürzen. Beide Optionen bedingen einen vergleichsweise höheren Aufwand als es in weniger weiten Küstenentfernungen der Fall ist.

### **6.4.3 Finanzierungsbedingungen für die Windenergie auf See**

Windenergieprojekte auf See sind durch erhebliche Finanzierungsvolumina gekennzeichnet. Wenn Offshore-Windenergieprojekte auf Basis von Projektfinanzierungen durchgeführt werden, beeinflussen die durch die Banken gesetzten Finanzierungsbedingungen entscheidend die Durchführbarkeit eines Projektes.

Die Finanzierungsbedingungen für Windenergieprojekte auf See werden im Folgenden, wie im Bereich der Windenergie an Land, anhand von zwei Kennzahlen betrachtet: Dem durch die Banken verlangten Eigenkapitalanteil und den veranschlagten Fremdkapitalzinssätzen.

#### **Eigenkapitalanteil**

Im Offshore-Bereich werden aufgrund der beschriebenen höheren Risiken durch die Banken sehr hohe Eigenkapitalanteile verlangt. Diese liegen laut den derzeit aktiven Entwicklern von Offshore-Windparks aufgrund der gestiegenen Risikoeinschätzung der Banken im Bereich von bis zu 45 %.

Im 1. wissenschaftlichen Bericht im Jahr 2010 war für den Eigenkapitalanteil noch von einem Wert im Bereich von 35 % ausgegangen worden. Seitdem haben sich die Risikoeinschätzung der Banken sowie die Kostensituation der Projekte laut den derzeit aktiven Entwicklern von Windparks auf See jedoch weiter verschärft, so dass nun höhere Eigenkapitalanteile durch die Banken gefordert werden.

#### **Fremdkapitalzinssätze**

Wie bereits in Kapitel 6.3.3 ausgeführt, steigen aktuell die Fremdkapitalzinssätze nach der andauernden Niedrigzinsphase erstmals wieder an. Die Europäische Zentralbank (EZB) hat Anfang April 2011 den Leitzins aufgrund der anziehenden Konjunkturentwicklung erstmals seit

Juli 2008 wieder erhöht, und zwar von 1 % auf 1,25 %. Zudem gehen Experten davon aus, dass bis zum Ende des Jahres zwei bis drei weitere Leitzinserhöhungen eintreten könnten. Bis Anfang 2012 könnte der Leitzins demnach auf bis zu 2 % steigen. [boerse.ARD 2011]

Die Fremdkapital-Zinsen im Offshore-Bereich sind deshalb gegenüber Ende 2010 leicht angestiegen und liegen derzeit im Bereich von etwa 7 % (bestätigt durch die derzeit aktiven Entwickler von Offshore-Windparks).

Die geschilderten Finanzierungsbedingungen für Windenergieprojekte auf See werden im folgenden Kapitel 7 näher begründet.



## **7 Investitionsbedingungen für die Windenergie**

Im Folgenden wird ergänzend zu den Ausführungen zur Kostensituation der Windenergie an Land und auf See ein Überblick über die grundlegenden Investitionsbedingungen im Windenergiebereich gegeben. Diese werden zum einen gekennzeichnet durch die Finanzierungsstrategie (Struktur der Finanzierung) sowie zum anderen durch die Risikoeinschätzung in Bezug auf die Projekte durch Investoren und Banken. Aus der Risikobewertung lassen sich Schlussfolgerungen in Bezug auf deren Bedeutung für die Finanzierung von Windenergieprojekten ziehen.

### **7.1 Finanzierungsstrategien im Windenergiebereich**

Im Folgenden wird ein Überblick über die gebräuchlichen Finanzierungsstrategien im Windenergiebereich gegeben. Im Wesentlichen sind zwei grundlegende Finanzierungsstrategien gebräuchlich: Die Projektfinanzierung („off-balance sheet financing“) und die Unternehmensfinanzierung („on-balance sheet financing“).

#### **Projektfinanzierung**

Windenergieprojekte an Land werden in der Regel auf Basis von Projektfinanzierungen durchgeführt. Die Finanzierungsentscheidung der Bank wird hierbei nicht aufgrund einer Untersuchung der Kreditwürdigkeit des Investors getroffen, sondern in Abhängigkeit von der Projektwirtschaftlichkeit und orientiert an den jeweiligen Projektspezifika. Die Banken bewerten hierbei vornehmlich den zu erwartenden Cash Flow und die Aktiva des Projektes und betrachten diese als Sicherheit für die Rückzahlung des Fremdkapitals. Das bedeutet, die Risiken werden zwischen Projektträger und Bank geteilt („risk sharing“) [Orlin 2008] Das Mittel der Projektfinanzierung ermöglicht es auch kleineren Akteuren auf dem Windenergiemarkt aktiv zu werden.

#### **Unternehmensfinanzierung**

Die Unternehmensfinanzierung beruht auf dem Finanzportfolio, das insbesondere Großunternehmen für ihre unterschiedlichen Projekte zur Verfügung steht. Das Unternehmen hat hierbei einen bestimmten Kapitalstock für seine Investitionsentscheidungen zur Verfügung. Dieser wird zwar durch Banken bereit gestellt, die einzelne Investitionsentscheidung erfolgt jedoch unternehmensintern. Daher wird die Unternehmensfinanzierung auch als „on-balance sheet“-Finanzierung bezeichnet. Ziel der Investitionstätigkeiten ist es stets, dass alle Verbindlichkeiten bedient werden können, aber auch möglichst schnell hohe Renditen erzielt werden können. In der Regel ermöglicht das Mittel der Unternehmensfinanzierung eine schnellere Aufbringung der entsprechenden Mittel, und die Planungen können flexibler vorangetrieben werden. [UNEP 2005]

Die Unternehmensfinanzierung spielt insbesondere im Bereich der Windenergie auf See eine große Rolle. Banken schätzen die Risiken im Offshore-Bereich als hoch ein, was insbesondere durch die sehr großen

und langfristig angelegten Investitionsvolumina stark ins Gewicht fällt. Die internationale Finanzmarktkrise hat die Zurückhaltung der Banken noch verstärkt. Aus diesem Grund sind Projektfinanzierungen im Offshore-Bereich zurzeit erschwert realisierbar.

Derzeitige Windenergieprojekte auf See werden dementsprechend in erster Linie durch Großunternehmen, wie beispielsweise große Energieversorger, die auf Basis von Unternehmensfinanzierungen agieren, voran getrieben.

## **7.2 Bei Windenergieprojekten zu berücksichtigende Risiken und Unsicherheiten**

Im Folgenden wird näher auf die speziellen Investitionsbedingungen im Bereich der Windenergie eingegangen, die durch besondere Risiken und Unsicherheiten gekennzeichnet sind.

Es ist bekannt, dass insbesondere das Kriterium Investitionssicherheit eine entscheidende Voraussetzung für nennenswerte Aktivitäten von Investoren im Bereich der Erneuerbaren Energien ist. Sobald auf politischer Ebene Mechanismen geschaffen werden, die den benötigten Grad an Investitionssicherheit für Investoren schaffen, steigt das Interesse der Investoren an diesem Markt.

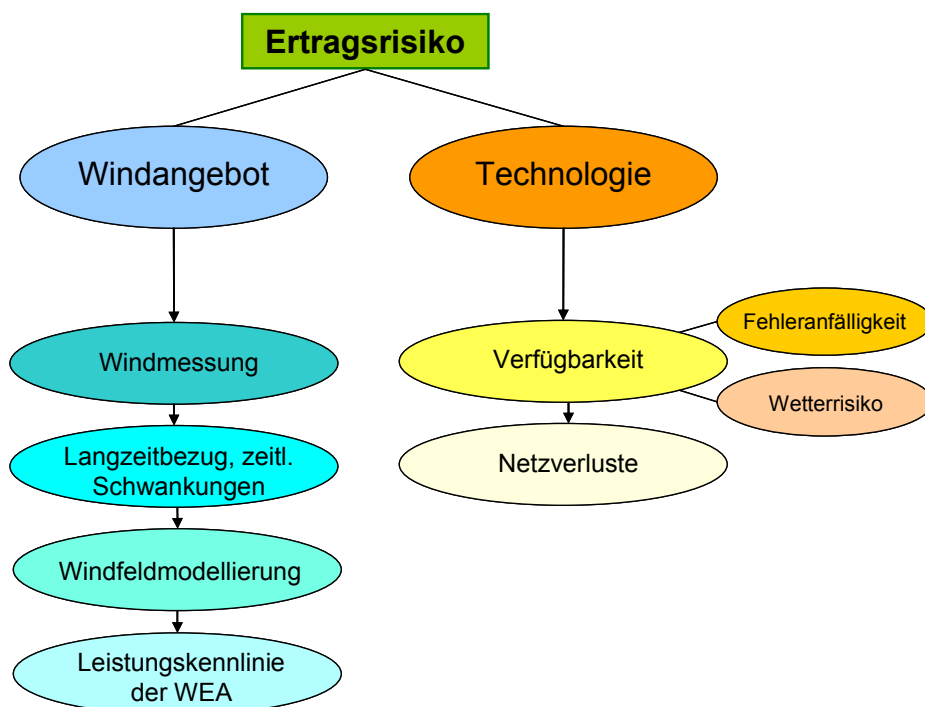
In Deutschland wurde mit dem EEG ein sehr gutes Beispiel für die Schaffung der notwendigen Investitionssicherheit geschaffen, das mittlerweile von zahlreichen Ländern übernommen wurde. Die im EEG festgelegten Vergütungsstrukturen, die den Projekten die jeweils geltende Vergütung über einen festgelegten Zeitraum zusichern, sind zentrales Erfolgsmerkmal dieses Gesetzes. Hierdurch wird es potentiellen Investoren möglich, ihre Einnahmen relativ genau zu kalkulieren und somit wird das jeweilige Projekt planbar. Durch diese Mechanismen wurde auch die Möglichkeit von Projektfinanzierungen durch Banken überhaupt erst möglich, da auch die Kreditgeber ihr Risiko zufriedenstellend einschätzen und kalkulieren können. Dadurch sind diese bereit, Finanzierungen auf Basis von zukünftigen Projekteinnahmen mit relativ geringen Eigenkapitalquoten zu konzipieren. Aus diesen Rahmenbedingungen entstand in Deutschland eine Entwicklung, die sich im internationalen Vergleich stets auf den führenden Plätzen bewegte.

Das EEG in seiner bisherigen Ausgestaltung bietet demnach eine ausreichende Investitionssicherheit, um attraktive Bedingungen für Investoren zu schaffen. Die grundlegenden Investitionsbedingungen für die Windenergie in Deutschland sind demnach als gut zu bewerten.

Die Investitionsentscheidung eines Investors hängt jedoch nicht nur von der Investitionssicherheit, sondern auch von den zu berücksichtigenden Projektrisiken sowie seiner Renditeerwartung ab. Diese beiden Komponenten sind zudem eng miteinander verknüpft: Je größer die Risiken bewertet werden, desto höher muss die Renditeerwartung sein, um eine positive Investitionsentscheidung auszulösen.

Die Einnahmenseite von Windenergieprojekten ist zwar zu einem nicht unerheblichen Teil durch das EEG abgesichert, jedoch bleiben Unsicherheiten bestehen. Das Risiko liegt hierbei in den Erträgen, die das Projekt während seiner Betriebsdauer tatsächlich erzielt. Das Ertragsrisiko ergibt sich hierbei insbesondere aus zwei Kernfaktoren: Dem Windangebot und der Technologie bzw. der sich aus dieser ergebenden Verfügbarkeit. Die Verfügbarkeit der Anlagen wiederum wird beeinflusst durch die Qualität der Anlagentechnologie bzw. deren Fehleranfälligkeit und das Wetterrisiko.

Abb. 17 gibt einen Überblick über die verschiedenen Einflussfaktoren, die das Ertragsrisiko bei Windenergieprojekten bestimmen.



**Abb. 17 Einflussfaktoren des Ertragsrisikos bei Windenergieprojekten**

Im Folgenden werden die einzelnen Einflussfaktoren erläutert. Hierbei ist zunächst zu beachten, dass zur Bewertung des Windangebots zunächst eine ausreichende Datenbasis zur Verfügung stehen muss. Diese besteht aus Kurzzeitdaten (z.B. Windmessungen, andere Winddaten, Ertragsdaten benachbarter Anlagen) und Langzeitdaten zu definierender Quellen. Auf den Daten basierend erfolgt die Windfeldmodellierung. Diese besteht aus der Übertragung der Daten auf die Anlagenpositionen und Nabelhöhen) sowie die Einbeziehung der voraussichtlichen Abschattungseffekte im Windpark (Wake-Modell, Schubbeiwertkennlinien). Darauf aufbauend erfolgt die Energieertragsberechnung auf Basis der Leistungskennlinie der Windenergieanlage. Bei jedem der genannten Arbeitsschritte sind bestimmte Unsicherheitsquellen zu beachten. Die Unsicherheiten eines jeden Bereichs können kumuliert werden, weiterhin sind die Zusammenhänge zwischen verschiedenen Unsicherheiten zu beachten. Für einen detaillierten Überblick über die einzelnen Unsicherheiten siehe Anhang 1.

Ein weiterer Teil des Ertragsrisikos steckt in der Technologie. Hier spielt insbesondere die Verfügbarkeit der Anlagen eine Rolle, die durch die Qualität der Anlagentechnologie bzw. deren Fehleranfälligkeit und das Wetterrisiko bestimmt wird. Weiterhin spielen Netzverluste eine Rolle. Diese werden meist pauschal kalkuliert, daraus ergeben sich entsprechende Unsicherheiten.

Zu den genannten Faktoren im Bereich des Ertragsrisikos kommen unkalkulierbare Risiken im Bereich der Planung von Windenergieprojekten. Diese ergeben sich aus langen Planungszeiten und der Abhängigkeiten von den spezifischen Rahmenbedingungen jedes Projektes (Genehmigungsbehörde, Naturschutz, Akzeptanz...).

Im Folgenden wird ein näherer Überblick über die spezifischen Unsicherheiten und Risiken, die sich im Bereich von Windenergieprojekten an Land und auf See ergeben, ausgearbeitet. Darauf aufbauend wird die Bedeutung der analysierten Faktoren für die Finanzierung von Windenergieprojekten erläutert.

## **7.2.1 Windenergie an Land**

Im Bereich der Windenergie an Land ist vor allem das Ertragsrisiko als wichtiger Faktor herauszustellen. Das Verfügbarkeitsrisiko wird als relativ gering eingeschätzt. Zusätzlich sind aber Risiken im Bereich des Planungsprozesses zu beachten.

### **Windangebot**

Grundlegende Unsicherheiten werden bei der Bewertung des Windpotentials und der Prognose der zu erwartenden Energieerträge ausgewiesen. Diese Unsicherheiten können zwar kategorisiert und systematisiert werden, bedingen jedoch immer nicht ausräumbare Restrisiken sowie die Notwendigkeit von Sicherheitsabschlägen.

Bei Windparkplanungen werden in Deutschland in der Regel keine Windmessungen am Standort durchgeführt. Die Daten zur Erstellung eines Energieertragsgutachtens bestehen dementsprechend beispielsweise aus der Nachbaranlagen und Winddaten, die von nahe gelegenen Wetterstationen stammen. Die Übertragung von Nachbarwindenergieanlagen ist jedoch bei der Windenergie an Land immer mit relevanten Unsicherheiten behaftet, die mit der Entfernung der Nachbaranlagen zum Standort und der Komplexität des Geländes ansteigen. Auch für den Langzeitbezug liegen nicht immer Daten in einer ausreichenden Qualität vor, dies ist wiederum abhängig vom jeweiligen Standort.

Insgesamt betragen die Unsicherheiten bei geplanten Windparks an Land in Deutschland typischerweise etwa 12-20 % des errechneten Energieertrags bezogen auf 15 Jahre. Mit steigendem Windangebot nehmen die meisten der genannten Unsicherheiten deutlich ab. Das heißt, je schlechter die Windbedingungen an einem Standort, desto größer sind die sich ergebenden Unsicherheiten, die bei der Prognose der Erträge berücksichtigt werden müssen. In der Praxis werden die bestehenden

Unsicherheiten häufig unterschätzt. Oft werden pauschale Sicherheitsabschläge gemacht, die jedoch einer gewissen Willkür nicht entbehren. Grundlage ökonomischer Betrachtungen muss deshalb die individuelle Risikobewertung sein.

### **Technologie und Anlagenverfügbarkeit – Risiken im Betrieb**

Im Bereich der Windenergie an Land bestehen mittlerweile etwa 20 Jahre Erfahrung mit der Windenergienutzung an unterschiedlichen Standorten. Das bedeutet, der Betrieb von Windparks unterliegt weniger großen Risiken. Die Anlagen sind in der Regel gut erreichbar und werden durch Wartungs- und Betriebsführungs-Service-Teams umfassend betreut. Im Fehlerfall können in der Regel sehr schnelle Reaktionszeiten gewährleistet werden. Zudem werden häufig Vollwartungsverträge abgeschlossen, in denen eine gewisse Verfügbarkeitshöhe durch den Anlagenhersteller garantiert wird, was die Risiken für den Anlagenbetreiber stark reduziert. Allerdings laufen derartige Verträge nur über einen bestimmten Zeitraum der Anlagenlebensdauer, und es ist zu berücksichtigen, dass gerade gegen Ende der Lebensdauer Reparaturen und Großkomponententausche eher vorkommen werden. Letzteres wird zum Teil unterschätzt und die Verfügbarkeit über die gesamte Lebensdauer hierdurch als etwas zu hoch angenommen. Dennoch kann die Gesamtunsicherheit in diesem Bereich als vergleichsweise gering angesehen werden.

### **Planung**

Bei der Bewertung der bestehenden Unsicherheiten im Bereich der Windenergie an Land muss auch in die Betrachtung eingegangen werden, dass die Planungszeiten für die Projekte heute sehr viel länger sind als noch vor einigen Jahren. Die Anforderungen an die Planung sind zudem wesentlich höher geworden, im Rahmen des Genehmigungsprozesses werden sehr aufwendige Gutachten durchgeführt. Insbesondere die Anforderungen im Bereich der Umweltverträglichkeitsprüfungen sind in der jüngeren Vergangenheit stark angestiegen.

So beträgt derzeit die Planungszeit eines durchschnittlichen Windenergieprojektes an Land drei bis vier Jahre. Bei Repoweringprojekten beträgt der Zeitraum sogar drei bis fünf Jahre. Die gesamten in der Planungszeit entstehenden Kosten, wie beispielsweise für zu erstellende Gutachten, den Personalaufwand sowie Vorauszahlungen im Bereich der Pachten und der Bauvorbereitung, müssen durch den Projektplaner gezahlt werden, ohne dass das Projekt in dieser Zeit bereits über Einnahmen verfügt. Hinzu kommt insbesondere in der Anfangszeit der Planungen die Unsicherheit, ob das Projekt letztendlich wirklich an dem jeweiligen Standort realisiert werden kann.

## **7.2.2 Windenergie auf See**

Im Bereich der Windenergie auf See ist der größte Unsicherheitsfaktor die Technologie bzw. die sich daraus ergebende Anlagenverfügbarkeit. Dennoch sind auch hier Unsicherheiten beim Windangebot zu beachten.

### **Windangebot**

Die Unsicherheiten, die sich aus dem Faktor Windangebot ergeben, sind bei der Windenergie auf See im Vergleich zu Windenergieprojekten an Land geringer. Auf See unterliegt das Windangebot weniger starken Schwankungen und die regionalen, standortabhängigen Unterschiede sind wesentlich kleiner. Zudem haben stattfindende Windschwankungen häufig kaum Auswirkungen auf den Ertrag, da auf See über große Zeiträume hinweg Windgeschwindigkeiten erreicht werden, bei denen die Anlagen mit Nennleistung laufen. Die Anlagen sind leistungsbegrenzt, das heißt bei Erreichung ihrer Nennleistung laufen diese in einem konstanten Leistungsbereich, auch wenn die Windgeschwindigkeit weiter ansteigt. Schwankungen im Windangebot bei hohen Windgeschwindigkeiten werden somit nicht mehr im Ertrag abgebildet.

Voraussetzung für eine Einschätzung des verfügbaren Windangebots und der daraus resultierenden Erträge an einem Standort sind auch im Offshore-Bereich verlässliche Winddaten. Die Übertragbarkeit von Windmessungen an Land (Küstenstandorte) ist begrenzt und spielt eher eine ergänzende Rolle. Ein wichtiger Schritt war somit für die Planungen in der Nord- und Ostsee die Installation der drei FINO-Messplattformen, deren Daten in der Regel Grundlage jeder Ertragsprognose für die Offshore-Standorte sind.

Auf Basis der geschilderten Einflussfaktoren ergibt sich im Bereich der Windenergie auf See eine geringere Gesamtunsicherheit bezüglich der zu erwartenden Erträge als bei der Windenergie an Land. Diese liegt im Bereich von etwa 10-14 %.

### **Technologie und Anlagenverfügbarkeit – Risiken im Betrieb**

Beim Betrieb von Windparks auf See ergeben sich erhebliche Unsicherheiten durch bisher fehlende Erfahrungswerte. Das Wetterrisiko in Bezug auf die Verfügbarkeit der Anlagen (Stichwort Erreichbarkeit) ist im Offshore-Bereich wesentlich höher als an Land. Die sich hieraus ergebenden Unsicherheiten spielen über den gesamten Betriebszeitraum eines Offshore-Windparks eine erhebliche Rolle. Es sind hierbei technische und betriebliche Unsicherheiten zu berücksichtigen.

Im Bereich der betrieblichen Unsicherheiten ist eine grundlegende Schwierigkeit, dass die Verfügbarkeit der Anlagen im Offshore-Bereich deutlich schwerer abzuschätzen ist als bei Anlagen an Land. Weiterhin ist die zu erreichende Verfügbarkeit stark standortabhängig (Küstenentfernung, Wassertiefe, Wellengang). Dies bedeutet sehr große Unsicherheiten für Investoren, da ihre Einnahmen entscheidend von der Verfügbarkeit der Anlagen abhängen. Anlagenausfälle führen gerade auf See schnell zu schwer kalkulierbaren Verlusten.

Zu beachten ist, dass die genannten Unsicherheiten bezüglich der Verfügbarkeit der Offshore-Windenergieanlagen in Deutschland noch höher einzuschätzen sind, als es bei bisherigen Offshore-Windenergieprojekten im europäischen Ausland der Fall ist. Denn die meisten der deutschen Projekte werden in sehr großen Wassertiefen und weiten Küstenentfernungen gebaut. In Bezug auf diese Bedingungen gibt es bisher kaum vergleichbare Projekte. Zudem besteht auch eine gewisse Anfangsunsicherheit in der Industrie. Das heißt, sowohl die Technologie für derartige Standortbedingungen als auch die Betriebskonzepte müssen neu entwickelt werden und sich erst einmal bewähren bzw. Erfahrungen damit gesammelt werden.

## **Planung**

Die Planung für Windenergieprojekte auf See ist deutlich aufwendiger als bei Windenergieprojekten an Land. Der Genehmigungsantrag ist sehr aufwendig und erfordert eine Vielzahl von Gutachten und beizubringenden Unterlagen. Der Genehmigungsprozess zieht sich über mehrere Jahre hin und durchläuft verschiedene Stufen, in denen jeweils weitere Unterlagen und Gutachten verlangt werden. Über den gesamten Zeitraum muss die Projektentwicklung voran getrieben werden, ohne dass das Projekt Einnahmen generiert. Insbesondere in den letzten ein bis zwei Jahren vor Baubeginn sind bereits erhebliche Investitionen zu tätigen. Hierbei ist gerade das Risiko in der Bauphase als erheblich einzuschätzen. Sowohl zeitliche als auch technische Risiken spielen hierbei eine Rolle.

Im Unterschied zur Windenergie an Land gibt es auf See bisher kaum Konzepte, die eine Projektumsetzung durch einen Generalunternehmer vorsehen. Dieser stellt ein Projekt „schlüsselfertig“ bereit, das heißt er übernimmt sämtliche Risiken während der Planungs- und Errichtungszeit. Bisher hat ein solches Konzept in Deutschland lediglich der Hersteller und Entwickler BARD verfolgt, andere Projekte werden mangels derartigen Angeboten auf Basis von Einzelaufträgen umgesetzt. Diese Strukturen führen jedoch zu Schnittstellenrisiken, die insbesondere von den Banken kritisch eingeschätzt werden und zu erhöhten Risikoaufschlägen führen oder Projektfinanzierungen sogar unmöglich werden lassen. [PWC 2006]

Auch im Bereich der Planung ist zu berücksichtigen, dass mit den weit vor der Küste liegenden Standorten in Deutschland Neuland betreten wird und kaum Erfahrungen vorliegen. Gegenüber der Situation in anderen europäischen Ländern sind die zu erfüllenden Auflagen im Rahmen der Planung, des Baus und des Betriebs der Windparks auf See sehr hoch.

## **Einschätzung in Bezug auf das Stauchungsmodell**

Es ist angedacht, ein Stauchungsmodell für die Windenergienutzung auf See zu etablieren. Hierbei würde sich die Anfangsvergütung erhöhen, aber für einen kürzeren Zeitraum gezahlt werden.

In Bezug auf das Risiko Windangebot bedeutet dies, dass das Risiko gegenüber dem Basisvergütungsmodell erhöht wird. Schlechte Windjahre in den Anfangsjahren eines Windparks wirken sich proportional stärker aus und wirken negativ in Bezug auf die Gesamtwirtschaftlichkeit des Projektes.

In Bezug auf das Risiko Technologie und Anlagenverfügbarkeit ist ebenfalls zu konstatieren, dass sich das Risiko im Stauchungsmodell erhöht. Schwierigkeiten und Unzuverlässigkeiten im Bereich der Technologie fallen stärker ins Gewicht. Damit in Zusammenhang steht das Wetterrisiko, das im Stauchungsmodell deutlich höher eingeschätzt werden muss. Denn wenn ein Windpark lange Zeit nicht erreichbar ist und Anlagen still stehen, wirkt sich der Ertragsverlust durch den gestauchten Anfangsvergütungszeitraum stärker auf die Projektwirtschaftlichkeit aus.

Insgesamt steigen die Risiken bei Projekten, die das Stauchungsmodell nutzen, spürbar an. Dies werden Entwickler und auch Banken bei ihrer Risikobewertung der Projekte berücksichtigen. Gleichzeitig ermöglicht das Stauchungsmodell kürzere Finanzierungszeiträume, die sowohl durch Betreiber als auch durch Banken bevorzugt werden.

### **7.2.3 Bedeutung für die Finanzierung von Windenergieprojekten**

#### **Renditeerwartungen**

Die Unsicherheiten, die sich durch das Ertragsrisiko und die Technologie sowie im Rahmen der Projektplanung ergeben, wurden in Kapitel 7.2.1 und 7.2.2 differenziert betrachtet. Wie erläutert wurde, ist die Bewertung der Unsicherheiten und Risiken eines Projektes eng mit den zugehörigen Renditeerwartungen eines Investors verknüpft.

Aufgrund der genannten Einflussfaktoren werden die Unsicherheiten sowohl von Windenergieprojekten an Land als auch von Projekten auf See als erheblich eingeschätzt. Die Gesamtunsicherheit, sie sich aus allen betrachteten Einflussbereichen (Ertragsrisiko, Technologie sowie Projektplanung) ergibt, ist hierbei im Offshore-Bereich noch deutlich höher. Dies ist hauptsächlich durch die bisher fehlenden Erfahrungen mit den Standortbedingungen in großen Wassertiefen und weiten Küstenentfernungen zu begründen.

Um die beschriebenen Unsicherheiten in Kauf zu nehmen, erwartet ein Investor eine bestimmte Eigenkapitalrendite.

Im Bereich der Windenergie an Land ist von einem durch Investoren erwarteten Mindestwert für die Eigenkapitalverzinsung von 12 % an einem 100 %-Standort auszugehen. Dies ist im gesamtdeutschen Vergleich bereits ein guter Standort und somit muss die zu erwartende Eigenkapitalverzinsung neben dem Ausgleich der Unsicherheiten zusätzlich auch einen Anreiz bieten, an einem solchen, ertragreichen Standort zu investieren.

Durch die standortdifferenzierte Vergütung ist die zu erwartende Eigenkapitalverzinsung abhängig von der Standortqualität. Das heißt, ist der Standort noch windstärker, steigt die Eigenkapitalverzinsung an. Der Großteil der verfügbaren Standorte in Deutschland verfügt jedoch über eine Standortqualität von 80 bis 100 % (vgl. hierzu Kapitel 8 und Abb. 18). An einem 80 %-Standort muss somit ebenfalls eine ausreichend attraktive Eigenkapitalverzinsung gewährleistet werden, um die bestehenden



Unsicherheiten auszugleichen, so dass eine positive Investitionsentscheidung getroffen wird.

Aktuell zeigt sich ein zunehmendes Interesse seitens der Bundesländer, die tief im Binnenland gelegen sind, an einer Steigerung des Windenergieausbaus. Dies ist eine positive Entwicklung im Hinblick auf die Erreichung der Ausbauziele der Bundesregierung – denn im tieferen Binnenland liegen noch erhebliche Potentiale, die auf Basis der heute verfügbaren Technologien zur Stromgewinnung aus Windenergie genutzt werden können. Allerdings verfügt in diesen Regionen der Großteil der Standorte über eine Standortqualität zwischen 60 bis maximal 80 % und in dem Bereich < 80 % sind die erzielbaren Eigenkapitalverzinsungen an diesen Standorten derzeit so wenig attraktiv, dass sie in der Regel nicht wirtschaftlich bebaut werden können. Das heißt, auch in diesen Bereichen bestehen bestimmte Renditeerwartungen, die zukünftig zu erreichen sind, wenn dort der Ausbau der Windenergie voran getrieben werden soll.

Bei der Nutzung der Windenergie auf See wird die Gesamtunsicherheit der Projekte, wie bereits beschrieben, insgesamt deutlich höher bewertet als bei der Windenergie an Land. Das bedeutet, dass Investoren dementsprechend höhere Eigenkapitalrenditen benötigen, um aktiv zu werden. Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass auf dem Offshore-Windenergiemarkt in der Regel größere Akteure aktiv sind als im noch immer kleinteiligen Markt der Windenergie an Land. Diese Großkonzerne agieren international und vergleichen die Renditeerwartungen unterschiedlicher Projekte in verschiedenen Märkten. Daraus ergibt sich, dass die Renditen im deutschen Offshore-Markt genügend attraktiv sein müssen, um im Vergleich mit anderen Ländern – hier ist vor allem Großbritannien zu nennen – zu bestehen. Andernfalls steht eine Abwanderung der Investoren zu befürchten. Auf Basis der geschilderten Ausgangsbedingungen ist für den Bereich der Windenergie auf See festzustellen, dass durch die Investoren Eigenkapitalrenditen von mindestens 14-15 % benötigt werden, die Projektrenditen liegen hierbei bei etwa 9,5 %.

Da im Stauchungsmodell die Risiken verstärkt werden, steigen bei diesem Modell die Anforderungen von Investoren an die Projektrendite etwas an (auf ca. 10 %).

### **Projektbewertung durch die Banken**

Auch im Bereich der Projektbewertung durch die Banken ist die Risikoeinschätzung und Unsicherheitsbetrachtung ein wichtiges Element. Diese Faktoren bestimmen zunächst die generelle Finanzierbarkeit des Projektes bzw. die Finanzierungsbereitschaft der Bank. Hierbei spielt auch die Erwartung der Bank bezüglich des Eigenkapitalanteils eine Rolle. In einem weiteren Schritt bestimmt die Risikoeinschätzung die Höhe des durch die Bank verlangten Zinssatzes.

Bei Windenergieprojekten an Land ist die Durchführung von Projektfinanzierungen anerkannter Standard. Die Banken verlangen vergleichsweise geringe Eigenkapital-Anteile und Fremdkapitalzinsen entsprechend des aktuellen allgemeinen Zinsniveaus (vgl. hierzu Kapitel

6.3.3). Im Offshore-Bereich werden aufgrund der beschriebenen höheren Risiken durch die Banken wesentlich höhere Eigenkapitalanteile und Fremdkapitalzinssätze verlangt (vgl. hierzu Kapitel 6.4.3).

Auch in Bezug auf die Projektbewertung durch die Banken führt das Stauchungsmodell dazu, dass die als höher eingestuftten Risiken durch die Banken entsprechend berücksichtigt werden. Gleichzeitig schätzen die Banken den schnelleren Kapitalrückfluss positiv ein.

## **8 Ermittlung der Stromgestehungskosten für die Windenergienutzung**

Die Betrachtungen zur aktuellen Kostensituation der Windenergie in Kapitel 6 sowie die in Kapitel 6 gezogenen Rückschlüsse bezüglich der Investitions- und Finanzierungsbedingungen für die Windenergie an Land und auf See münden im Folgenden in die Ermittlung der derzeitigen durchschnittlichen Stromgestehungskosten für die Windenergie an Land und auf See.

Alle hierzu durchgeführten Berechnungen basieren auf durchschnittlichen Kostenannahmen und führen im Ergebnis zu Werten für durchschnittliche Stromgestehungskosten. Das heißt, in einzelnen Windenergieprojekten kann die Höhe der Stromgestehungskosten nach oben oder nach unten hin abweichen. Die durchschnittlichen Stromgestehungskosten werden zur Ermittlung des Bedarfs nach einer bestimmten Vergütungshöhe heran gezogen. Es werden hierbei Aussagen zu dem sich ergebenden Anfangs- und Grundvergütungssatz gemacht.

### **8.1 Ermittlung der Stromgestehungskosten für Windparks an Land**

Die Vergütung für die Windenergie an Land kann an verschiedenen Standorten unterschiedlich strukturiert sein. Die Dauer des Zeitraums, in dem die erhöhte Anfangsvergütung gezahlt wird, hängt gemäß der Festlegungen für die standortdifferenzierte Vergütung in § 29 EEG 2009 von der Standortqualität, am Errichtungsplatz der Windenergieanlage ab. Um diese Strukturen unter der Prämisse eines möglichst großen Realitätsbezugs abzubilden, erfolgte die Berechnung der Stromgestehungskosten für mehrere Modellfälle.

Die Modellfälle wurden differenziert nach Anlagenleistungsklassen und Standortqualitäten ausgestaltet. Das heißt, es wurden jeweils Berechnungen für Standorte mit einer Standortqualität von 60 %, 80 %, 100 %, 120 % und 150 % vom Referenzstandort vorgenommen. Hierbei sind für Deutschland in der Regel Standortqualitäten zwischen etwa 80-120 % relevant. Hierbei liegt der Großteil der noch für den weiteren Ausbau verfügbaren und wirtschaftlich nutzbaren Standorte im Bereich einer Standortqualität von 80-100 %. Standorte mit einer Standortqualität im Bereich von 60 bis 70 % sind in der Regel durch eine sehr schlechte Wirtschaftlichkeit gekennzeichnet. Standorte mit einer Qualität >100 %

liegen in erster Linie an den Küsten und wurden bereits mit Windenergieanlagen bebaut. Standortqualitäten von 150 % des Referenzstandorts kommen in Deutschland nicht vor. Es wurde dennoch eine Berechnung für dieses Standortbeispiel vorgenommen, da dieser bei der Referenzertragsregelung in § 29 EEG 2009 eine Rolle spielt und somit vergleichend berücksichtigt wurde. Abb. 18 gibt einen Überblick über die verfügbaren Standortqualitäten in Deutschland.

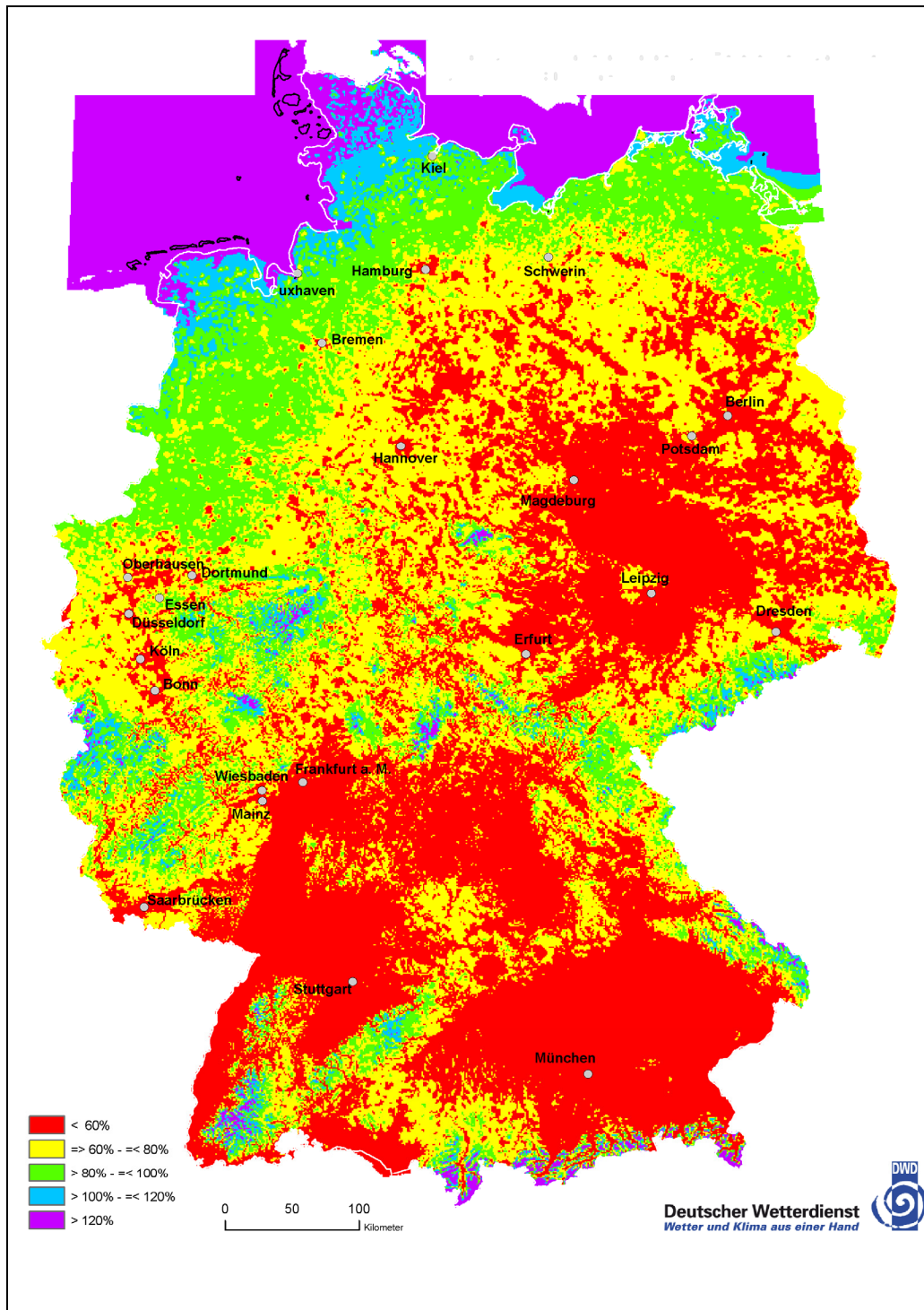


Abb. 18 Vorkommen unterschiedlicher Standortqualitäten für die Windenergienutzung in Deutschland [DWD 2010]

Die für die Standortcharakteristik gewählte Kennzahl des spezifischen Energieertrags (Generierte Erträge in Kilowattstunden pro Quadratmeter Rotorkreisfläche und Jahr) beinhaltet Annahmen zu den an einem jeweiligen Standort ausgewählten Technologien. Die gewählten Annahmen spiegeln die Standortqualität wieder. Die geringen Abweichungen von den Werten für die Standortqualität in Prozent ergeben sich dadurch, dass für die Modellfälle unterschiedliche Nabenhöhen gewählt wurden, wie es auch in der Realität der Fall ist. Das heißt, an windschwachen Standorten werden Windenergieanlagen mit größeren Nabenhöhen errichtet als an windstarken Standorten.

Weitere grundlegende Annahmen für die Berechnung der Stromgestehungskosten wurden im Bereich der Finanzierungsstrukturen der Projekte getroffen. Diese basieren auf der durchgeführten Datenerhebung, auf allgemeinen Erfahrungen bezüglich der aktuellen Branchenentwicklungen sowie auf den Ergebnissen der Betrachtungen zur Unsicherheiten von Windenergieprojekten in Kapitel 7.2. Die Annahmen für die Finanzierungsstrukturen für die Windenergie an Land lauten im Einzelnen:

- **Eigenkapital-Anteil von 25 %:** Gegenüber dem Zeitpunkt des EEG-Erfahrungsberichtes im Vorfeld der EEG-Novelle 2009 ist eine Reduktion des der Berechnung zugrunde gelegten Eigenkapital-Anteils durchgeführt worden, da sich in diesem Bereich am Markt Änderungen ergeben haben (Ergebnis der Datenerhebung). Der Fremdkapitalanteil beträgt demgemäß 75 %.
- **Eigenkapital-Verzinsung von 12 % für einen 100 %-Standort:** Die Anforderungen an die Eigenkapital-Verzinsung sind in der Realität seit dem Erfahrungsbericht im Vorfeld der EEG-Novelle 2009 gleich geblieben, dementsprechend besteht an dieser Stelle keine Berechtigung zu einer Änderung der Annahme. Allerdings ist ergänzend zu erläutern, dass in Bezug auf die Eigenkapital-Verzinsung an unterschiedlich windstarken Standorten unterschiedliche Verzinsungen erreicht werden. Es wurde als angemessen befunden, eine Eigenkapital-Verzinsung von 12 % im Rahmen der Berechnungen für einen 100%-Standort als maßgeblich anzunehmen. Für die anderen betrachteten Standortqualitäten wurde die sich ergebende abweichenden Eigenkapitalverzinsung berechnet.
- **Fremdkapitalverzinsung von derzeit 5,5 %:** Die Berechnung der Stromgestehungskosten erfolgt für einen Fremdkapitalzinssatz von 5,5 %. Gegenüber dem Zeitpunkt des 1. wissenschaftlichen Berichts im Oktober 2010 sind die Zinssätze mittlerweile wieder angestiegen, weshalb dieser Wert als realistisch angesehen wird. Für die nähere Zukunft ist zudem von weiter steigenden Zinssätzen auszugehen (ca. 6 %).
- **Jährliche Inflation von 2 %:** Die Annahme einer jährlichen Preissteigerung von 2 % entspricht den Zielen der Europäischen Zentralbank (EZB) und wurde gegenüber der Berechnung im Rahmen der Vorbereitung des EEG-Erfahrungsberichtes im Vorfeld der EEG-Novelle 2009 nicht verändert.

Für den Bereich der Projektkosten wurden die Ergebnisse der Ermittlung der aktuellen Kostensituation der Windenergie in Deutschland (siehe Kapitel 7) zugrunde gelegt. Bezüglich der Werte für die Hauptinvestition (Anlagenpreise) wird an dieser Stelle noch einmal darauf hingewiesen, dass in den Anlagenpreisen die technische Ausrüstung zur Erreichung der SDL-Fähigkeit der Anlagen mittlerweile enthalten ist.

Eine zusätzliche Annahme zu den Vorfinanzierungskosten von Windenergieprojekten wurde notwendig, weil die heutigen Projekte über deutlich längere Planungs- und Bauzeiten verfügen als noch vor wenigen Jahren. Aufgrund der Verlängerung der Bauzeiten entstehen den Projektentwicklern erhebliche Finanzierungskosten für zu zahlende Teilbeträge, und zwar mit großen Vorlaufzeiten bis zur Inbetriebnahme der Anlagen. Relevante Kosten entstehen in der Regel ab Unterzeichnung der Lieferverträge. Für die Windenergie an Land ist deshalb davon auszugehen, dass vor Inbetriebnahme bereits über einen Zeitraum von etwa einem Jahr Finanzierungskosten für geleistete Teilzahlungen entstehen. Dieser Umstand wurde in den Berechnungen berücksichtigt, um einen hohen Realitätsbezug zu gewährleisten.

Die Berechnung der Stromgestehungskosten erfolgt gesondert für die folgenden beiden Anlagenleistungsklassen:

- Leistungsklasse 2-2,9 MW
- Leistungsklasse 3-4,9 MW

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Berechnung der Stromgestehungskosten für die beiden Leistungsklassen vorgestellt.

### **Leistungsklasse 2-2,9 MW**

Tab. 11 zeigt die Ergebnisse der Berechnung der Stromgestehungskosten für die Anlagen-Leistungsklasse 2-2,9 MW unter der Annahme eines Fremdkapitalzinssatzes von 5,5 %. Ergänzend wird darauf hingewiesen, dass diese Anlagenklasse derzeit die wirtschaftlichste Leistungsklasse am Markt ist.

**Tab. 11 Berechnung der Stromgestehungskosten für die Anlagen-Leistungsklasse 2-2,9 MW mit einem Fremdkapitalzinssatz von 5%**

<b>Projektbeschreibung</b>						
WEA-Leistungsklasse		2-2,9 MW				
Standortqualität in % vom Referenzstandort		60%	80%	100%	120%	150%
spezifischer Energieertrag [kWh/qm/a]		610	810	1030	1170	1460
<b>Finanzierungsstruktur</b>						
Eigenkapitalanteil		25.0%				
Fremdkapitalanteil		75.0%				
Fremdkapitalverzinsung		5.5%				
Eigenkapitalverzinsung		12.0%				
<b>Projektkosten</b>						
Spezifische Gesamtinvestition [€/kW]		1756	1756	1463	1336	1336
Betriebskosten Jahr 1 - 10 [ct/kWh]		2.19				
Betriebskosten Jahr 11 - 20 [ct/kWh]		2.49				
Jährlich Kostensteigerung [ct/kWh]		2%				
<b>Stromgestehungskosten entsprechend Verlängerungszeitraum EEG 2009</b>						
Mittlere Stromgestehungskosten [ct/kWh]		11.84	9.53	8.33	7.16	6.25
Benötigter erhöhter Vergütungssatz zur Deckung der mittl. Stromgestehungskosten [ct/kWh]		11.84	9.53	9.16	8.80	10.39
Abgesenkter Vergütungssatz [ct/kWh]		4.87				

Bei Festlegung der den Berechnungen zugrunde gelegten Eigenkapitalverzinsung wurde darauf hingewiesen, dass der 100 %-Standort als maßgeblich für das Zutreffen dieser Annahme eingeschätzt wird. Für die derzeit wirtschaftlichste Anlagen-Leistungsklasse von 2-2,9 MW mit einem Fremdkapitalzinssatz von 5,5% werden für den 100 %-Standort mittlere Stromgestehungskosten in Höhe von 8,33 ct/kWh ermittelt. Auf Basis dieser mittleren Stromgestehungskosten wurde errechnet, wie hoch der Anfangsvergütungssatz sein müsste, um die Stromgestehungskosten zu decken. Hierbei wurde angenommen, dass der Grundvergütungssatz in der sich gemäß EEG 2009 ergebenden Höhe für das Jahr 2012 (4,87 ct/kWh) beibehalten wird. Unter diesen Annahmen ergibt sich ein benötigter Anfangsvergütungssatz von 9,16 ct/kWh. Dieser liegt leicht höher als der nach EEG 2009 für das Jahr 2012 gültigen Wert für die Anfangsvergütung (8,93 ct/kWh). Insgesamt bildet der Wert dennoch eine Kostensenkung ab, da die höheren Kosten, die durch die Einhaltung der SDLWindV bedingt werden, bereits in den Stromgestehungskosten enthalten und somit durch den errechneten erhöhten Vergütungssatz gedeckt sind.

Für die weiteren betrachteten Standorte ergeben sich aufgrund der standortdifferenzierten Vergütungsstrukturen abweichende mittlere Stromgestehungskosten. An windschwächeren Standorten ergeben sich dementsprechend merklich höhere Stromgestehungskosten, an windstärkeren Standorten geringere Stromgestehungskosten (siehe Tab. 11).

Die Berechnungsergebnisse für die Stromgestehungskosten werden im Folgenden um eine Betrachtung der zu erwartenden Eigenkapitalverzinsung an Standorten mit unterschiedlicher Windhöffigkeit ergänzt. Bei der Betrachtung der Eigenkapitalverzinsung an den einzelnen Standorten wird als Bezugswert jeweils die Vergütung gemäß EEG 2009

für das Jahr 2012 (Anfangsvergütung von 8,93 ct/kWh und Grundvergütung von 4,87 ct/kWh, ohne SDL-Bonus) den Berechnungen zugrunde gelegt. Auf diese Weise kann bewertet werden, ob die Vergütungsstrukturen ab 2012 in dieser Form fortgesetzt werden können oder ob Bedarf für Anpassungen besteht. Tab. 12 zeigt die Ergebnisse der Berechnung der zu erwartenden Eigenkapitalverzinsung an den Standorten verschiedener Windhöflichkeit.

An einem 100 %-Standort wird die als angemessen betrachtete Eigenkapitalverzinsung von 12 % nicht erreicht, eine moderate Eigenkapitalverzinsung ermöglicht jedoch einen Zubau an diesen Standorten. An einem 120 %-Standort liegt die Eigenkapitalverzinsung mit 12,9 %. An den in Deutschland relativ häufig vorkommenden 80 %-Standorten wird eine Eigenkapitalverzinsung von etwa 7,5 % erreicht, die tendenziell bereits als nicht ausreichend attraktiv für Investitionsaktivitäten bezeichnet werden kann. An 60%-Standorten ist eine Wirtschaftlichkeit nicht mehr gewährleistet.

**Tab. 12 Eigenkapitalverzinsung an Standorten verschiedener Windhöflichkeit unter Zugrundelegung der Vergütungswerte gemäß EEG 2009 für das Jahr 2012 (Anlagenleistungsklasse von 2-2,9 MW, Fremdkapitalzinssatz von 5,5 %)**

Realisierbare Eigenkapitalverzinsung entsprechend Vergütung EEG 2009 in 2012					
WEA-Leistungsklasse	2-2,9 MW				
Standortqualität in % vom Referenzstandort	60%	80%	100%	120%	150%
spezifischer Energieertrag [kWh/qm/a]	610	810	1030	1170	1460
Anfangsvergütung gemäß EEG 2009 in 2012 [ct/kWh]	8.93	8.93	8.93	8.93	8.93
Grundvergütung gemäß EEG 2009 in 2012 [ct/kWh]	4.87	4.87	4.87	4.87	4.87
Eigenkapitalrendite gemäß EEG 2009	0.0%	7.5%	10.3%	12.9%	6.1%

Die Betrachtung der zu erwartenden Eigenkapitalverzinsung zur Ergänzung und Einschätzung der Ergebnisse führt zu folgenden Ergebnissen:

- An 60%-Standorten ist kein wirtschaftlicher Betrieb mehr möglich.
- An 80%-Standorten wird eine relativ geringe Eigenkapitalverzinsung von 7,5 % erzielt.
- An 100%-Standorten wird die als realistisch betrachteten Eigenkapitalverzinsung von rund 12 % knapp nicht erreicht und liegt vielmehr bei moderaten 10,3 %. Dies begründet sich durch die in den letzten Monaten gestiegenen Fremdkapitalzinsen.
- An 120%-Standorten wird die – eigentlich bereits für einen 100 %-Standort anzustrebende Eigenkapitalverzinsung – von 12 % mit einem Wert von rund 13 % leicht überschritten, jedoch sind nur noch sehr wenige derartige Standorte in Deutschland verfügbar, weshalb die für diese Standorte festgestellte Anreizwirkung eher bei den im Vergleich etwas windschwächeren Standorten erfolgen müsste.

- An 150%-Standorten geht die zu erwartende Eigenkapitalverzinsung mit rund 6 % deutlich zurück, diese Standorte sind für die Entwicklung in Deutschland aber auch nicht relevant, da keine derartig windhöffigen Standorte vorhanden sind.



### Leistungsklasse 3-4,9 MW

Zukünftig wird die durchschnittlich installierte Leistung pro neu installierte Windenergieanlage weiter ansteigen. Die Anlagenleistungsklasse von 3-4,9 MW wird demgemäß zunehmend errichtet. Bisher hat diese jedoch noch nicht die Wirtschaftlichkeit der derzeit meist installierten Leistungsklasse von 2-2,9 MW erreicht. Im Folgenden werden die Berechnungen bezüglich der Stromgestehungskosten und zu erwartenden Eigenkapitalverzinsung auch für diese – zukünftige – Anlagenleistungsklasse durchgeführt.

Die grundlegenden Annahmen für die Berechnungen wurden konstant gehalten. Aufgrund der anderen Leistungsklasse ergeben sich neue Werte für die ausgewiesenen spezifischen Energieerträge. Weiterhin wurden die Gesamtinvestitionskosten entsprechend der Ergebnisse aus Kapitel 7 für diese Anlagenklasse angepasst. Tab. 13 zeigt die Ergebnisse der Ermittlung der Stromgestehungskosten und der sich ergebenden Werte für die Höhe der Anfangsvergütung.

**Tab. 13 Berechnung der Stromgestehungskosten für die Anlagenleistungsklasse 3-4,9 MW mit einem Fremdkapitalzinssatz von 5,5%**

<b>Projektbeschreibung</b>						
WEA-Leistungsklasse	3 - 4,9 MW					
Standortqualität in % vom Referenzstandort	60%	80%	100%	120%	150%	
spezifischer Energieertrag [kWh/a/qm]	670	890	1040	1150	1440	
<b>Finanzierungsstruktur</b>						
Eigenkapitalanteil	25.0%					
Fremdkapitalanteil	75.0%					
Fremdkapitalverzinsung	5.5%					
Eigenkapitalverzinsung	12.0%					
<b>Projektkosten</b>						
Spezifische Gesamtinvestition [€/kW]	1642	1642	1531	1387	1387	
Betriebskosten Jahr 1 - 10 [ct/kWh]	2.19					
Betriebskosten Jahr 11 - 20 [ct/kWh]	2.49					
Jährlich Kostensteigerung	2%					
<b>Stromgestehungskosten entsprechend Verlängerungszeitraum EEG 2009</b>						
Mittlere Stromgestehungskosten [ct/kWh]	12.45	9.98	8.51	7.40	6.44	
Benötigter erhöhter Vergütungssatz zur Deckung der mittl. Stromgestehungskosten [ct/kWh]	12.45	9.98	9.39	9.21	11.16	
Abgesenkter Vergütungssatz [ct/kWh]	4.87					

Im Vergleich zu den Ergebnissen bei der Anlagenleistungsklasse von 2-2,9 MW ergeben sich für die Anlagenleistungsklasse von 3-4,9 MW merklich höhere Stromgestehungskosten. So betragen die mittleren Stromgestehungskosten beispielsweise an einem 100 %-Standort bei einer Eigenkapitalrendite von 12 % 8,51 ct/KWh. Hieraus ergibt sich ein Wert für die benötigte Höhe der Anfangsvergütung von 9,39 ct/kWh.

Auch für die Anlagenleistungsklasse von 3-4,9 MW wird ergänzend eine Betrachtung der an den Beispielstandorten zu erwartenden Eigenkapitalverzinsung durchgeführt. Die Ergebnisse werden in Tab. 13 abgebildet.

**Tab. 14 Eigenkapitalverzinsung an Standorten verschiedener Windhöflichkeit unter Zugrundelegung der Vergütungswerte gemäß EEG 2009 für das Jahr 2012 (Anlagenleistungsklasse von 3-4,9 MW, Fremdkapitalzinssatz von 5,5 %)**

Realisierbare Eigenkapitalverzinsung entsprechend Vergütung EEG 2009 in 2012					
WEA-Leistungsklasse	3 - 4,9 MW				
Standortqualität in % vom Referenzstandort	60%	80%	100%	120%	150%
spezifischer Energieertrag [kWh/a/qm]	670	890	1040	1150	1440
Anfangsvergütung gemäß EEG 2009 in 2012 [ct/kWh]	8.93	8.93	8.93	8.93	8.93
Grundvergütung gemäß EEG 2009 in 2012 [ct/kWh]	4.87	4.87	4.87	4.87	4.87
Eigenkapitalrendite gemäß EEG 2009	0.0%	4.4%	8.7%	10.1%	3.4%

Es wird deutlich, dass für die Anlagenleistungsklasse von 3-4,9 MW die zu erwartende Eigenkapitalverzinsung zur Zeit noch deutlich geringer ausfällt als unter Zugrundelegung paralleler Annahmen bei der Anlagenleistungsklasse von 2-2,9 MW. Die zu erwartende Eigenkapitalverzinsung ist insgesamt als nicht mehr ausreichend zu bezeichnen. So ist an 80 %-Standorten mit einer zu erwartenden Eigenkapitalverzinsung von 4,4 % keine wirtschaftliche Durchführung von Projekten mehr möglich. An 100 %-Standorten ist die zu erwartenden Eigenkapitalverzinsung mit rund 9 % ebenfalls nur begrenzt attraktiv, an 120 %-Standorten wird noch eine moderate Eigenkapitalverzinsung von rund 10 % erreicht.

Bei einer weiteren Erhöhung der Fremdkapitalverzinsung würde sich diese Situation noch verschärfen und eine noch größere Anzahl an Projekten aus der Wirtschaftlichkeit heraus fallen.

Für die ebenfalls bereits am Markt verfügbare Anlagenklasse von 5 MW und größer wird die zu erwartende Eigenkapitalverzinsung entsprechend noch geringer. Hieraus ergibt sich, dass diese Groß-Anlagenklasse derzeit an Land nicht wirtschaftlich betrieben werden kann.

## 8.2 Ermittlung der Stromgestehungskosten für die Windenergie auf See

Die Ermittlung der Stromgestehungskosten für die Windenergie auf See beruht ebenfalls auf den in Kapitel 7 vorgestellten Ergebnissen. Die Daten zu den Investitions- und Betriebskosten wurden im Rahmen von Interviews generiert. Da die Datenlage hinsichtlich der Anzahl der Auswertungen aufgrund des derzeitigen Entwicklungsstandes begrenzt ist, wurden aus den zur Verfügung stehenden Daten zwei repräsentative Modellfälle entwickelt.

Die beiden Modellfälle ermöglichen die Betrachtung der Stromgestehungskosten und der sich ergebenden benötigten Vergütungshöhe für ein küstennahes und ein küstenfernes Projekt. Das heißt, dass auch die Auswirkungen der standortdifferenzierten Vergütung im Bereich der Offshore-Windenergie abgebildet werden.

Modellfall I entspricht einem Projekt innerhalb der 12-Seemeilenzone. Die Wassertiefe beträgt 20 m. Dementsprechend erfolgt keine standortdifferenzierte Verlängerung des Zeitraums der Anfangsvergütung. Dieser beträgt demnach 12 Jahre. Für diesen Standort wird die Annahme getroffen, dass Anlagen mit einer Leistung von 3.600 kW errichtet werden sollen.

Modellfall II befindet sich in der Außenwirtschaftlichen Zone (AWZ) in einer Küstenentfernung von 26 Seemeilen und einer Wassertiefe von 30 m. Es erfolgt demnach eine standortdifferenzierte Verlängerung des Zeitraums der Anfangsvergütung auf 14 Jahre. Es wird davon ausgegangen, dass an diesem Standort Anlagen mit einer Leistung von 5.000 kW errichtet werden sollen.

Für beide betrachteten Projekte wurde in Bezug auf die den Berechnungen zugrunde gelegten Volllaststunden von 3.850 h/a ausgegangen. Dies entspricht einem realistischen Mittelwert für die derzeitig geplanten Projekte. Hierbei sind Abschläge in Bezug auf Verfügbarkeit, elektrische Verluste und Abschattungseffekte sowie Parkwirkungsgrad berücksichtigt worden.<sup>1</sup>

---

<sup>1</sup> Entscheidend für die zu erreichenden Volllaststunden ist das Verhältnis der Rotorkreisfläche einer Windenergieanlage zu ihrer Nennleistung. Bei den Modellfällen wurde von einem vergleichbaren Verhältnis der Rotorkreisfläche zur Nennleistung ausgegangen. Da sich die Windbedingungen auf See zwischen den einzelnen Standorten nicht signifikant ändern, führt dies dazu, dass die Annahme gleichwertiger Volllaststunden gerechtfertigt ist. Zudem sind die Windparks, die sich in einer weiteren Küstenentfernung befinden, durch wesentlich größere Abschattungseffekte betroffen als die küstennäheren Projekte: Zum einen verschlechtert sich der Parkwirkungsgrad aufgrund der großen Anlagenanzahl eines Windparks (in der Regel 80 Anlagen) sowie zusätzlich durch die Abschattungseffekte von Nachbarwindparks (denn die Windparkdichte ist bei den weiter entfernten Projekten in Deutschland größer als bei den näher zur Küste gelegenen Windparks). Die Abschattungseffekte führen dazu, dass die freie Windgeschwindigkeit dieser Standorte reduziert wird und damit der Standortvorteil in Bezug auf die Windbedingungen wieder ausgeglichen wird.

Natürlich ist letztlich jeder Windpark bzw. jeder Standort in Bezug auf die Volllaststunden im Detail unterschiedlich zu bewerten, hier spielen aber weit mehr Effekte eine Rolle als die Küstenentfernung und die Generatorgröße. Auf Basis des heutigen Kenntnisstandes wird deshalb in Bezug auf die Volllaststunden nicht zwischen den beiden Modellstandorten unterschieden und von einem realistischen Mittelwert ausgegangen.

Eine zusätzliche Annahme wurde hinsichtlich der Vorfinanzierungskosten von Windenergieprojekten auf See als notwendig erachtet. Denn Offshore-Windenergieprojekte verfügen über verhältnismäßig lange Planungs- und Bauzeiten. Das heißt, den Projektentwicklern entstehen erhebliche Finanzierungskosten für zu zahlende Teilbeträge, und zwar mit großen Vorlaufzeiten bis zur Inbetriebnahme der Anlagen. Die zu berücksichtigende Effekte sind hierbei im Offshore-Bereich noch stärker als bei der Windenergie an Land. Es ist davon auszugehen, dass bei küstennahen Offshore-Windenergieprojekten vor Inbetriebnahme bereits über einen Zeitraum von etwa zwei Jahren Finanzierungskosten für geleistete Teilzahlungen entstehen. Der Bau kann hierbei in der Regel in einem Jahre erfolgen, da die Anlagenanzahl geringer ist als bei Projekten in der AWZ. Bei küstenfernen Projekten (AWZ) sind die zu tragenden Vorfinanzierungskosten noch höher, da die dort geplanten Anlagenanzahlen pro Windpark eine Bauzeit von etwa zwei Jahren erfordern.

Insgesamt basieren die grundlegenden Annahmen im Bereich der Finanzierungsstrukturen der Projekte auf der durchgeführten Datenerhebung sowie auf allgemeinen Erfahrungen bezüglich der aktuellen Branchenentwicklungen. Insbesondere hinsichtlich der Festlegung der Eigenkapitalverzinsung und der durch die Banken verlangten Eigenkapital-Anteile sowie Fremdkapitalzinssätze wurden die im Kapitel 7.2 erfolgten Betrachtungen hinsichtlich der im Vergleich zur Windenergie an Land größeren Unsicherheiten und Risiken im Offshore-Bereich einbezogen.

Die Berechnung der Stromgestehungskosten erfolgte für folgende mögliche Vergütungsmodelle:

Basismodell	12 Jahre	12 Jahre erhöhte Anfangsvergütung + standortdiff. Verlängerung + Grundvergütung über Restlaufzeit
	13 Jahre	13 Jahre erhöhte Anfangsvergütung + standortdiff. Verlängerung + Grundvergütung über Restlaufzeit
	14 Jahre	14 Jahre erhöhte Anfangsvergütung + standortdiff. Verlängerung + Grundvergütung über Restlaufzeit
Stauchungsmodell	8 Jahre	8 Jahre erhöhte Anfangsvergütung + standortdiff. Verlängerung + Grundvergütung über Restlaufzeit
	9 Jahre	9 Jahre erhöhte Anfangsvergütung + standortdiff. Verlängerung + Grundvergütung über Restlaufzeit

Da das Stauchungsmodell andere Finanzierungsvoraussetzungen bietet als das Basismodell (kürzere Finanzierungszeiträume, höhere Risiken und damit Sicherheitsanforderungen der Banken), muss hinsichtlich der

Grundannahmen für die Berechnung zwischen den beiden grundlegenden Modellen unterschieden werden.

Es werden folgende Grundannahmen getroffen:

	<b>Basismodell</b>	<b>Stauchungsmodell</b>
Eigenkapital-Anteil	35 %	42 %
Eigenkapital-Verzinsung	14 %	14 %
Fremdkapitalzins	7 %	7 %
Kostensteigerung	Jährliche Inflationsrate von 2 %	Jährliche Inflationsrate von 2 %

Im Folgenden werden die Grundannahmen im Einzelnen begründet.

- **Eigenkapital-Anteil:** Die durch die Banken verlangte Höhe der Eigenkapital-Anteile ist im Offshore-Bereich höher als bei der Windenergie an Land (bestätigt durch die Datenerhebung). Begründet wird dies durch die höheren Risiken und größere Unsicherheiten. Im Falle des Stauchungsmodells werden diese Risiken als noch höher eingestuft und somit ist davon auszugehen, dass die Banken einen noch höheren Eigenkapitalanteil einfordern werden.
- **Eigenkapital-Verzinsung:** Die Anforderungen an die Eigenkapital-Verzinsung sind im Offshore-Bereich ebenfalls höher. Ein Investor wird bei seiner Investitionsentscheidung sowie beim Vergleich unterschiedlicher Investitionsalternativen stets Risiko und Rendite gegeneinander abwägen. Im europäischen Ausland werden teilweise durch die anderen Rahmenbedingungen im Bereich der Vergütungsstrukturen und Projektstandorte sehr attraktive Bedingungen für Investoren geschaffen. Um eine positive Investitionsentscheidung für einen deutschen Windpark auf See zu erreichen, ist die hier angegebene Eigenkapital-Verzinsung als realistisch zu betrachten. Der Wert von 14 % wird als minimal notwendige Verzinsung für die Investitionsentscheidung eines Investors betrachtet.
- **Fremdkapitalverzinsung:** Analog zu dem durch die Banken verlangten größeren Eigenkapital-Anteil der Projektträger ist auch die durch die Banken verlangte Fremdkapitalverzinsung im Offshore-Bereich höher als bei der Windenergie an Land. Aktuell ist zudem zu beobachten, dass die Zinsen steigen (die EZB hat ihren Leitzins im April 2011 erhöht) und derzeit auf einem Niveau von durchschnittlich 7 % liegen. Der Wert wurde durch die derzeitigen Projektentwicklern von Offshore-Windparks bestätigt. Begründet wird die Zinshöhe erneut durch die im Offshore-Bereich höheren Risiken und größere Unsicherheiten – auch die Banken setzen eine dem Risiko angemessene Rendite voraus. Weitere Zinserhöhungen werden für die nähere Zukunft erwartet. Da gleichzeitig keine Bürgschaftsprogramme für die Windenergie auf See geplant sind (die zu einer Senkung der Fremdkapitalzinsen führen würden), werden die folgenden

Berechnungen ausschließlich für die derzeit realistische Zinshöhe von 7 % durchgeführt.

- **Kostensteigerungen:** Die Annahme einer jährlichen Preissteigerung von 2 % entspricht den Zielen der Europäischen Zentralbank (EZB) und wird auch für den Bereich der Windenergie auf See den Berechnungen zugrunde gelegt. Gegenüber der Berechnung im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichtes zur EEG-Novelle 2009 wurde diese Annahme nicht verändert.
- **Investitionskosten:** Die Investitionskosten für Windenergieprojekte auf See wurden im Rahmen der Datenerhebung Mitte des Jahres 2010 ermittelt. Mittlerweile wurde durch die Entwickler von Windparks auf See die Information übermittelt, dass seitdem spürbare Kostensteigerungen zu verzeichnen sind. Aus diesem Grund werden die Berechnungen zunächst auf Basis der Werte der Datenerhebung durchgeführt. Alternativ wird zusätzlich eine Sensitivitätsanalyse vorgenommen, die von um 2 % gestiegenen Investitionskosten ausgeht.

Für die Annahmen bezüglich der Investitions- und Betriebskosten wurden die Ergebnisse zur aktuellen Kostensituation der Windenergie auf See (siehe Kapitel 7) zugrunde gelegt. Zu beachten ist, dass die Ergebnisse der Datenerhebung aus Prognosewerten bestehen und keine tatsächlichen Erfahrungswerte vorliegen. Die ermittelten Daten müssen deshalb in den nächsten Jahren anhand von realen Erfahrungen überprüft werden.

Im Bereich der Windenergie auf See wurde innerhalb der Berechnungen neben der Frage nach der benötigten Höhe des Anfangsvergütungssatzes auch die Frage nach der benötigten Höhe der Grundvergütung behandelt. Prämisse war es hierbei, darzustellen, welche Höhe der Grundvergütungssatz haben müsste, um einen Weiterbetrieb der Offshore-Windenergieanlagen wirtschaftlich zu gewährleisten.

Im Rahmen der Berechnungen wurde stets ausschließlich von den Rahmenbedingungen ausgegangen, die durch das EEG vorgegeben werden können. Annahmen zu möglichen zukünftigen Strompreisen und deren möglichen Auswirkungen auf die Projektfinanzierung wurden im Rahmen der Berechnungen nicht getroffen, da die Unsicherheiten der Berechnung hierbei sehr groß gewesen wären.

## Ergebnisse

Tab. 15 zeigt getroffenen Annahmen sowie die Ergebnisse bezüglich der sich ergebenden benötigten Vergütungshöhen zunächst für die drei betrachteten Basisvergütungsmodelle.

**Tab. 15 Berechnung der Stromgestehungskosten für die Modellprojekte für die beiden betrachteten Basisvergütungsmodelle**

Projektbeschreibung		Basismodell 12 Jahre		Basismodell 13 Jahre		Basismodell 14 Jahre	
		Modellfall I	Modellfall II	Modellfall I	Modellfall II	Modellfall I	Modellfall II
WEA-Leistung	[kW]	3'600	5'000	3'600	5'000	3'600	5'000
Küstenentfernung	[km]	12	26	12	26	12	26
Wassertiefe	[m]	20	30	20	30	20	30
Laufzeit der erhöhten Vergütung	[a]	12	14	13	15	14	16
spezifischer Energieertrag	[kWh/qm/a]	1541	1544	1541	1544	1541	1544
<b>Finanzierungsstruktur</b>							
Eigenkapitalanteil		35.0%	35.0%	35.0%	35.0%	35.0%	35.0%
Fremdkapitalanteil		65.0%	65.0%	65.0%	65.0%	65.0%	65.0%
Fremdkapitalverzinsung		7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%
Eigenkapitalverzinsung		14.0%	14.0%	14.0%	14.0%	14.0%	14.0%
Kalkulatorischer Zinssatz		<b>9.45%</b>	<b>9.45%</b>	<b>9.45%</b>	<b>9.45%</b>	<b>9.45%</b>	<b>9.45%</b>
<b>Projektkosten</b>							
Spezifische Gesamtinvestition	[€/kW]	<b>3'323</b>	<b>3'561</b>	<b>3'323</b>	<b>3'561</b>	<b>3'323</b>	<b>3'561</b>
Betriebskosten Jahr 1 - 10	[ct/kWh]	2.94	3.04	2.94	3.04	2.94	3.04
Betriebskosten Jahr 11 - 20	[ct/kWh]	3.03	3.68	3.03	3.68	3.03	3.68
Jährlich Kostensteigerung		2%	2%	2%	2%	2%	2%
<b>Stromgestehungskosten entsprechend Verlängerungszeitraum EEG 2009</b>							
Mittlere Stromgestehungskosten	[ct/kWh]	11.5	13.5	11.8	13.8	12.1	14.1
Benötigter erhöhter Vergütungssatz zur Deckung der mittl. Stromgestehungskosten	[ct/kWh]	16.2	17.3	15.7	16.8	15.3	16.5
Abgesenkter Vergütungssatz	[ct/kWh]	4.5	5.5	4.5	5.5	4.5	5.5

Insgesamt zeigen die Ergebnisse der Berechnungen, dass die Vergütungsstrukturen für die Windenergie auf See, die das EEG 2009 vorgibt, nicht ausreichend sind, um zu einer Wirtschaftlichkeit der betrachteten Modellfälle unter den getroffenen Grundannahmen zu führen.

Die mittleren Stromgestehungskosten liegen für die getroffenen Annahmen im Falle der Basisvergütungsmodelle für Modellfall I im Bereich von 11,5 bis 12,1 ct/kWh. Für Modellfall II betragen die mittleren Stromgestehungskosten 13,7 bis 14,3 ct/kWh. Die Berechnungen zeigen somit für die Basismodelle, dass trotz der standortdifferenzierten Vergütungsverlängerung das Modellprojekt in weiterer Küstenentfernung durch höhere mittlere Stromgestehungskosten gekennzeichnet ist. Aus den errechneten mittleren Stromgestehungskosten ergibt sich der Bedarf nach einem erhöhten Vergütungssatz im Bereich von 15,3 bis 16,2 für Modellfall I und im Bereich von 16,5 bis 17,3 ct/kWh für Modellfall II, je nach Basisvergütungsmodell.

Bei der Bewertung dieser Ergebnisse sind folgende Hintergründe zu beachten: Die im Rahmen der Berechnungen getroffenen Grundannahmen beziehen sich auf Finanzierungsstrukturen, die im Wesentlichen das Modell der Projektfinanzierung abbilden. Es ist deshalb nicht auszuschließen, dass Akteure, die auf Basis von Balance-Sheet-Finanzierungen agieren, zusätzliche Möglichkeiten haben, um ihre Renditeerwartungen zu verbessern bzw. Stromgestehungskosten zu senken. Weiterhin wurden bei der Berechnung ausschließlich die

Rahmenbedingungen, die das EEG bietet, berücksichtigt. Mögliche positive Effekte durch zukünftig erwartete Strompreissteigerungen wurden nicht berücksichtigt, da dies zu erhöhten Ergebnis-Unsicherheiten geführt hätte.

Unabhängig von den genannten Möglichkeiten, die ggf. zu geringfügig niedriger ausfallenden Stromgestehungskosten führen könnten als in den Modellfällen abgebildet, ist folgende Aussage zu treffen: Die derzeitige Vergütungshöhe für die Windenergie auf See inklusive der sogenannten Sprinterprämie (13 ct/kWh Anfangsvergütung + 2 ct/kWh Sprinterprämie = 15 ct/kWh im Zeitraum der Anfangsvergütung) ist nicht ausreichend, um einen wirtschaftlichen Betrieb von Offshore-Windparks in Deutschland zu gewährleisten. Anders ausgedrückt, liegen die derzeitigen Renditen deutlich unterhalb der für einen stärker anziehenden Windenergieausbau auf See als notwendig definierten Renditehöhe.

Wenn in den letzten Jahren trotzdem für einige Windparks auf See Investitionsentscheidungen getroffen wurden, war dies in den meisten Fällen mit der Gewinnung von Förderkrediten der Europäischen Investitionsbank (EIB) verbunden. Ohne diese EU-Mittel wäre eine Umsetzungsentscheidung nicht möglich gewesen.

In Bezug auf die Grundvergütung ist zu konstatieren, dass diese derzeit nicht ausreichend ist, um einen Weiterbetrieb der Windparks auf See zu gewährleisten. Auf Basis der Berechnungen wird ermittelt, dass die Grundvergütung zwischen 4,5 und 5,5 ct/kWh betragen müsste, um den Weiterbetrieb weiterhin wirtschaftlich darstellbar zu machen. Bei der Festlegung der Grundvergütung für die Offshore-Windenergie im EEG 2009 auf 3,5 ct/kWh wurde davon ausgegangen, dass bis zum Eintreten der ersten Windparks in die Grundvergütungsstufe die Marktstrompreise auf einen höheren Betrag als die Grundvergütung angestiegen sein würden. Die Berechnungsergebnisse können somit auch dazu dienen, eine Einschätzung dafür zu geben, auf welchen Betrag die Strompreise bis zu diesem Zeitpunkt angestiegen sein müssten, damit die Windparks auf See auch nach Auslaufen der Anfangsvergütung über ihre Restlebensdauer weiter betrieben werden.



Zusätzlich wird im Folgenden die Option Stauchungsmodell näher betrachtet. Tab. 16 zeigt die Ergebnisse bezüglich der sich ergebenden benötigten Vergütungshöhen für die beiden betrachteten Stauchungsmodelle.

**Tab. 16 Berechnung der Stromgestehungskosten für die Modellprojekte für die beiden betrachteten Stauchungsmodelle**

Projektbeschreibung		Stauchungsmodell 8 Jahre		Stauchungsmodell 9 Jahre	
		Modellfall I	Modellfall II	Modellfall I	Modellfall II
WEA-Leistung	[kW]	3'600	5'000	3'600	5'000
Küstenentfernung	[km]	12	26	12	26
Wassertiefe	[m]	20	30	20	30
Laufzeit der erhöhten Vergütung	[a]	8	10	9	11
spezifischer Energieertrag	[kWh/qm/a]	1'541	1'544	1'541	1'544
<b>Finanzierungsstruktur</b>					
Eigenkapitalanteil		42.0%	42.0%	42.0%	42.0%
Fremdkapitalanteil		58.0%	58.0%	58.0%	58.0%
Fremdkapitalverzinsung		7.0%	7.0%	7.0%	7.0%
Eigenkapitalverzinsung		14.0%	14.0%	14.0%	14.0%
Kalkulatorischer Zinssatz		<b>9.94%</b>	<b>9.94%</b>	<b>9.94%</b>	<b>9.94%</b>
<b>Projektkosten</b>					
Spezifische Gesamtinvestition	[€/kW]	<b>3'323</b>	<b>3'561</b>	<b>3'323</b>	<b>3'561</b>
Betriebskosten Jahr 1 - 10	[ct/kWh]	2.94	3.04	2.94	3.04
Betriebskosten Jahr 11 - 20	[ct/kWh]	3.03	3.68	3.03	3.68
Jährlich Kostensteigerung		2%	2%	2%	2%
<b>Stromgestehungskosten entsprechend Verlängerungszeitraum EEG 2009</b>					
Mittlere Stromgestehungskosten	[ct/kWh]	10.7	12.1	10.9	12.4
Benötigter erhöhter Vergütungssatz zur Deckung der mittl. Stromgestehungskosten	[ct/kWh]	20.0	19.7	18.8	18.7
Abgesenkter Vergütungssatz	[ct/kWh]	4.5	5.5	4.5	5.5

Die mittleren Stromgestehungskosten liegen für die getroffenen Annahmen im Falle der Stauchungsmodelle für Modellfall I im Bereich von 10,7 bis 10,9 ct/kWh. Für Modellfall II betragen die mittleren Stromgestehungskosten 12,6 bis 12,8 ct/kWh. Die Berechnungen zeigen somit auch hier, dass trotz der standortdifferenzierten Vergütungsverlängerung das Modellprojekt in weiterer Küstenentfernung durch höhere mittlere Stromgestehungskosten gekennzeichnet ist.

Aus den errechneten mittleren Stromgestehungskosten ergibt sich für die Modellfälle im Stauchungsmodell bei einer Laufzeit der Anfangsvergütung von acht Jahren der Bedarf nach einem erhöhten Vergütungssatz im Bereich zwischen 19,7 und 20 ct/kWh und bei einer Laufzeit der Anfangsvergütung von neun Jahren ein erhöhter Vergütungssatz zwischen 18,7 und 18,8 ct/kWh.

## Ergebnisse bei 2 % gestiegenen Investitionskosten

Die derzeitigen Entwickler von Windparks auf See haben aktuell kommuniziert, dass in den letzten zwölf Monaten erneute Kostensteigerungen für die Windenergieprojekte auf See festzustellen sind. Diese beruhen auf verschiedenen Effekten, wie:

- Die Rohstoffpreise haben seit dem vergangenen Jahr spürbar angezogen (siehe Kapitel 6.2.2)
- Zusätzliche Anforderungen im laufenden Genehmigungsverfahren führen zu zusätzlichen Kosten (siehe Kapitel 9.1.6)
- Die Kosten für Versicherungen sind insbesondere bei Projektfinanzierungen sehr hoch und steigen tendenziell weiter an
- Verzögerungen im Projektablauf (vielfach kommt der Netzanschluss verspätet oder schlechtes Wetter zum Einfluss) - die Folge sind Vertragsstrafen und zusätzlicher Zwischenfinanzierungsaufwand.

Auf Basis dieser neuen Erkenntnisse wurden die Berechnungen im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse noch einmal für den Fall von 2 % gestiegenen Investitionskosten durchgeführt. Dies war notwendig, um die aktuellen Rahmenbedingungen in geeigneter Weise abzubilden.

Zunächst werden in Tab. 17 die Ergebnisse für die drei betrachteten Basismodelle vorgestellt.

**Tab. 17 Berechnung der Stromgestehungskosten für die Modellprojekte in den beiden Basisvergütungsmodellen bei 2 % gestiegenen Investitionskosten**

Projektbeschreibung		Basismodell 12 Jahre		Basismodell 13 Jahre		Basismodell 14 Jahre	
		Modellfall I	Modellfall II	Modellfall I	Modellfall II	Modellfall I	Modellfall II
WEA-Leistung	[kW]	3'600	5'000	3'600	5'000	3'600	5'000
Küstenentfernung	[km]	12	26	12	26	12	26
Wassertiefe	[m]	20	30	20	30	20	30
Laufzeit der erhöhten Vergütung	[a]	12	14	13	15	14	16
Spezifischer Energieertrag	[kWh/qm/a]	1541	1544	1541	1544	1541	1544
<b>Finanzierungsstruktur</b>							
Eigenkapitalanteil		35.0%	35.0%	35.0%	35.0%	35.0%	35.0%
Fremdkapitalanteil		65.0%	65.0%	65.0%	65.0%	65.0%	65.0%
Fremdkapitalverzinsung		7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%	7.0%
Eigenkapitalverzinsung		14.0%	14.0%	14.0%	14.0%	14.0%	14.0%
Kalkulatorischer Zinssatz		9.45%	9.45%	9.45%	9.45%	9.45%	9.45%
<b>Projektkosten</b>							
Spezifische Gesamtinvestition	[€/kW]	3'559	3'814	3'559	3'814	3'559	3'814
Betriebskosten Jahr 1 - 10	[ct/kWh]	2.94	3.04	2.94	3.04	2.94	3.04
Betriebskosten Jahr 11 - 20	[ct/kWh]	3.03	3.68	3.03	3.68	3.03	3.68
Jährlich Kostensteigerung		2%	2%	2%	2%	2%	2%
<b>Stromgestehungskosten entsprechend Verlängerungszeitraum EEG 2009</b>							
Mittlere Stromgestehungskosten	[ct/kWh]	11.7	13.7	12.0	14.0	12.2	14.3
Benötigter erhöhter Vergütungssatz zur Deckung der mittl. Stromgestehungskosten	[ct/kWh]	16.5	17.5	16.0	17.1	15.5	16.7
Abgesenkter Vergütungssatz	[ct/kWh]	4.5	5.5	4.5	5.5	4.5	5.5

Es ergeben sich mittlere Stromgestehungskosten, die – je nach Laufzeit der Anfangsvergütung – zwischen 11,7 und 12,2 ct/kWh für Modellfall I und zwischen 13,9 und 14,5 ct/kWh für Modellfall II liegen. Der benötigte Anfangsvergütungssatz liegt bei einer Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung von 12 Jahren für Modellfall I bei 16,5 ct/kWh und für Modellfall II bei 17,5 ct/kWh. Bei einer Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung von 13 Jahren liegt der benötigte Anfangsvergütungssatz für Modellfall I bei 16 ct/kWh und für Modellfall II bei 17,1 ct/kWh. Bei einer Laufzeit der erhöhten Anfangsvergütung von 14 Jahren liegt der benötigte Anfangsvergütungssatz für Modellfall I bei 15,5 ct/kWh und für Modellfall II bei 16,7 ct/kWh.

In Tab. 18 werden die Ergebnisse für die beiden betrachteten Stauchungsmodelle vorgestellt.

**Tab. 18 Berechnung der Stromgestehungskosten für die Modellprojekte in den beiden Stauchungsmodellen bei 2 % gestiegenen Investitionskosten**

Projektbeschreibung		Stauchungsmodell 8 Jahre		Stauchungsmodell 9 Jahre	
		Modellfall I	Modellfall II	Modellfall I	Modellfall II
WEA-Leistung	[kW]	3'600	5'000	3'600	5'000
Küstenentfernung	[km]	12	26	12	26
Wassertiefe	[m]	20	30	20	30
Laufzeit der erhöhten Vergütung	[a]	8	10	9	11
Spezifischer Energieertrag	[kWh/qm/a]	1'541	1'544	1'541	1'544
<b>Finanzierungsstruktur</b>					
Eigenkapitalanteil		42.0%	42.0%	42.0%	42.0%
Fremdkapitalanteil		58.0%	58.0%	58.0%	58.0%
Fremdkapitalverzinsung		7.0%	7.0%	7.0%	7.0%
Eigenkapitalverzinsung		14.0%	14.0%	14.0%	14.0%
Kalkulatorischer Zinssatz		<b>9.94%</b>	<b>9.94%</b>	<b>9.94%</b>	<b>9.94%</b>
<b>Projektkosten</b>					
Spezifische Gesamtinvestition	[€/kW]	<b>3'559</b>	<b>3'814</b>	<b>3'559</b>	<b>3'814</b>
Betriebskosten Jahr 1 - 10	[ct/kWh]	2.94	3.04	2.94	3.04
Betriebskosten Jahr 11 - 20	[ct/kWh]	3.03	3.68	3.03	3.68
Jährlich Kostensteigerung		2%	2%	2%	2%
<b>Stromgestehungskosten entsprechend Verlängerungszeitraum EEG 2009</b>					
Mittlere Stromgestehungskosten	[ct/kWh]	10.8	12.3	11.1	12.5
Benötigter erhöhter Vergütungssatz zur Deckung der mittl. Stromgestehungskosten	[ct/kWh]	20.3	20.1	19.1	19.1
Abgesenkter Vergütungssatz	[ct/kWh]	4.5	5.5	4.5	5.5

Die mittleren Stromgestehungskosten liegen für Modellfall I je nach Laufzeit der Anfangsvergütung zwischen 10,8 und 11,1 ct/kWh, für Modellfall II zwischen 12,8 und 13 ct/kWh. Daraus ergibt sich im Falle einer Stauchung des Anfangsvergütungszeitraums auf acht Jahre für Modellfall I im Stauchungsmodell ein benötigter Anfangsvergütungssatz von 20,3 ct/kWh. Im Modellfall II ergibt sich ein benötigter Anfangsvergütungssatz von 20,1 ct/kWh. Bei einer Stauchung der Anfangsvergütung auf 9 Jahre ergibt sich für beide Modellfälle ein benötigter Anfangsvergütungssatz von 19,1 ct/kWh.

## **9 Themen außerhalb des EEG**

### **9.1 Planerische Aspekte**

#### **9.1.1 Flächenverfügbarkeit, Abstandsempfehlungen und Höhenbegrenzungen**

Seit dem Höhepunkt des Windenergieausbaus im Jahr 2002 (vgl. Kapitel 2) gehen die jährlichen Ausbautzahlen zurück. Dies ist insbesondere durch das sich verringernde Flächenangebot zu begründen. Im Rahmen der Privilegierung von Windenergieanlagen im Außenbereich wurden durch einen Großteil der Gemeinden Eignungsgebiete für die Windenergienutzung ausgewiesen. Diese Standorte sind mittlerweile größtenteils bebaut und es kommen nur in geringerer Anzahl neue Eignungsgebiete hinzu. Allerdings ist derzeit auch ein Interesse der Gemeinden zu beobachten, neue Standorte zu erschließen. Das heißt, es wird weiterhin ein Zubau stattfinden, dieser wird weiterhin im Bereich der jetzigen durchschnittlichen jährlichen Zubauzahlen liegen.

In vielen Bundesländern wurden in den letzten Jahren Abstandsempfehlungen und Empfehlungen für Höhenbegrenzungen für die Windenergie herausgegeben und durch viele Gemeinden für ihre Planungen übernommen. Dadurch verringern sich die Potentialflächen, was insbesondere in Verbindung mit der deutlich gestiegenen Anlagengröße zu Verminderungen des verbleibenden Ausbaupotentials führt.

Im Folgenden werden beispielhaft die in den Bundesländer Niedersachsen und Schleswig-Holstein, in denen ein Schwerpunkt der Windenergienutzung zu sehen ist, geltenden Abstandsempfehlungen vorgestellt.

**Tab. 19 Abstandsempfehlungen der Bundesländer Niedersachsen und Schleswig-Holstein**

<b>Niedersachsen [ML 2004]</b>	<b>Schleswig-Holstein [MLUR 2003]</b>
1000 m Abstand von WEA zu Wohngebieten	Abstand von Anlagen mit über 100 m Höhe zu Einzelhäusern und Splittersiedlungen: 3,5-fache der Anlagenhöhe
5000 m Abstand zwischen Vorranggebieten zur Windenergienutzung	Abstand von Anlagen mit über 100 m Höhe zu ländlichen Siedlungen: 5-fache der Anlagenhöhe
	Abstand von Anlagen mit über 100 m Höhe zu städtischen Siedlungen: 10-fache der Anlagenhöhe
	Abstand von Anlagen mit über 100 m Höhe zu städtischen Schienenstrecken und Autobahnen: 1-fache der Anlagenhöhe
	Abstand von Anlagen mit über 100 m Höhe zu Nationalparks, (Natur-)Schutzgebieten: 4-fache Anlagenhöhe minus 200 m

Die bezeichneten Abstandsvorgaben sind Empfehlungen und nicht bindend durch die Gemeinden umzusetzen. Vielfach werden die Vorgaben der Landesplanung aber als Orientierung genutzt und somit angewendet.

Bindend hinsichtlich der Einhaltung von Abständen sind hingegen die in der TA Lärm benannten Grenzwerte für Schallemissionen von Anlagen. Diese werden in Tab. 20 vorgestellt. Um diese Grenzwerte einzuhalten, ergeben sich in Abhängigkeit von den jeweiligen Standortbedingungen und den dort bestehenden Schall-Vorbelastungen bestimmte Mindestabstände der Windenergieanlagen zur Wohnbebauung.

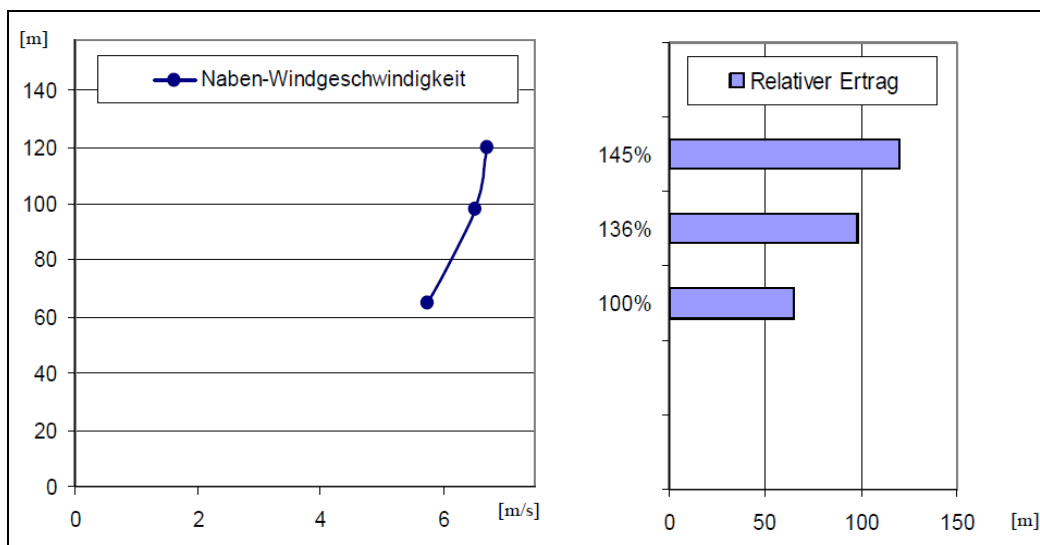
**Tab. 20 Schallgrenzwerte der TA-Lärm im Überblick**

<b>Gebietsart</b>	<b>Nacht-Immissionswert</b>
Industriegebiet	70 dB(A)
Gewerbegebiet	50 dB(A)
Kerngebiet, Dorfgebiet und Mischgebiet	45 dB(A)
Allg. Wohngebiet und Kleinsiedlungsgebiet	40 dB(A)
Reines Wohngebiet	35 dB(A)
Kurgebiet, Krankenhäuser und Pflegeanstalten	35 dB(A)

In vielen Planungsräumen wird zusätzlich zu den genannten Abstandsvorgaben eine 100 m Gesamthöhenbeschränkung angewendet, die die Einschränkungen für die Windenergienutzung noch deutlich verstärkt.

Hierbei ist zu beachten, dass das Windangebot in steigender Nabenhöhe ansteigt. Da das Windangebot mit seiner zweiten bis dritten Potenz in die zu erwirtschaftenden Energieerträge eingeht, bedeutet eine Erhöhung der

Nabenhöhe deutliche zusätzliche Ertragspotenziale. In der folgenden Abb. 19 wird dieser Zusammenhang anschaulich verdeutlicht.



**Abb. 19 Anstieg des Energieertrags von Windenergieanlagen mit der Nabenhöhe [Rehfeldt 2009]**

Um die sich ergebenden Einschränkungen hinsichtlich des für die Windenergienutzung verfügbaren Flächenpotentials zu beziffern, sei auf eine Studie der Deutschen WindGuard verwiesen. In dieser Studie werden die oben genannten Regelungen, Empfehlungen und Vorgaben anhand ausgewählter repräsentativer Beispielstandorte in den Blick genommen und hinsichtlich ihrer Auswirkungen bewertet.

Das abschließende Ergebnis der Studie ist, dass aufgrund von Abstandsempfehlungen und Höhenbegrenzungen eine Reduzierung des für die Windenergienutzung verfügbaren Flächenpotentials um mehr als 60 % erfolgt. Zum Teil fallen Flächen sogar vollständig weg. Die ermittelte Reduzierung des Flächenpotentials entspricht einer Reduzierung der möglichen zu erwirtschaftenden Energieerträge um 65 bis 75 %. [Gerdes 2007]

Die oben genannten Einschränkungen von Flächenpotentials sind insbesondere für Repoweringprojekte von Relevanz. Im Rahmen eines Repoweringvorhabens werden alte Windenergieanlagen mit relativ geringen Leistungen durch moderne, leistungsstarke Windenergieanlagen ersetzt. Das heißt, die Neuanlagen sind wesentlich größer als die Altanlagen. In der Regel erfolgt das Repowering im bestehenden Vorranggebiet. Auf Basis der heute gültigen Abstandsvorgaben werden bestehende Eignungsgebiete hinsichtlich ihrer Nutzbarkeit kleiner und deutlich weniger Fläche steht für die Windenergienutzung zur Verfügung. Dies führt dazu, dass teilweise eine Durchführung des Projektes aufgrund der pauschal getroffenen Restriktionen (anstelle einer Einzelfallbetrachtung) gar nicht mehr möglich ist. Hierdurch kann das Potenzial des Repowering deutlich niedriger ausfallen, als es der derzeitige Bestand an installierter Leistung aus Windenergieanlagen erwarten ließe. Da zukünftig die größten verbleibenden Potentiale für die Windenergie an Land im Repowering gesehen werden, hätte dies starke Auswirkungen auf den Erfolg des weiteren Ausbaus.

### **9.1.2 Konflikte mit Luftraumüberwachung der Bundeswehr**

In der jüngeren Vergangenheit wurde zunehmend von Fällen berichtet, in denen Windenergie-Neuprojekte und Repoweringprojekte nicht durchgeführt konnten, weil Wehrbereichsverwaltungen der Bundeswehr Einwendungen und Rechtsbehelfe gegen die Errichtung der Anlagen eingelegt haben. Seitens der Wehrbereichsverwaltungen bestehen Bedenken, dass die Windenergieanlagen die Funktionstüchtigkeit von Radaranlagen stören könnten. Der Konflikt zwischen Radaranlagen und Bundeswehr ist zunächst vor allem in den Bundesländern Schleswig-Holstein und Niedersachsen aufgetreten, mittlerweile sind jedoch auch Projekte in weiteren Bundesländern betroffen.

Laut Erhebungen der Windenergiebranche können aufgrund derartiger Einsprüche derzeit rund 1.200 MW an Windleistung nicht errichtet werden (ohne Einbeziehung von Repoweringprojekten). Seit dem Jahr 2005 ist für eine Anzahl von 339 Windenergieanlagen bekannt, dass sie aufgrund von einer Verweigerung der Zustimmung der Bundeswehrverwaltung nicht installiert werden konnten. 23 Projekte wurden zunächst abgelehnt und später doch realisiert. [Dt. Bundestag 2010]

Zu beachten ist, dass mit einem zunehmenden Anteil an Repoweringprojekten mit weiteren Konfliktfällen zu rechnen ist. Wenn Altanlagen hierbei durch neue, leistungsstarke Anlagen ersetzt werden, steigt die Nabenhöhe der in dem entsprechenden Eignungsgebiet installierten Anlagen in der Regel deutlich an. Das kann bedeuten, dass die Bundeswehr in Bezug auf den Altwindpark noch keine Probleme gesehen hatte, bei einem Ersatz der Anlagen durch relativ hohe, neue Anlagen wird jedoch zunehmend Einspruch durch die Wehrbereichsverwaltungen erhoben.

Im Folgenden wird der Konflikt zwischen Windenergieanlagen und Radarsystemen beschrieben. Ein Radarsystem ist ein funktechnisches Mittel zur Erfassung von Objekten nach Richtung, Entfernung und Höhe zum Zweck der Ortsbestimmung. Hierbei wird ein Reflexionsprinzip genutzt. Durch das System ausgestrahlte elektromagnetische Wellen werden von metallischen Hindernissen reflektiert und die entsprechenden Signale werden durch das System empfangen. [Innovationsreport 2010]

Es ist auf den Unterschied zwischen den Radarsystemen der zivilen Flugsicherung und militärischen Radarsystemen hinzuweisen. In der zivilen Flugsicherung werden vorrangig Sekundärradare angewendet, hierbei sendet eine Flugsicherungsstation eine Abfrage aus, die vom Transponder eines Luftfahrzeugs aktiv beantwortet werden muss. Bei militärischen Radarsystemen kommen dagegen Primärradarsysteme zur Anwendung, die Objekte allein aufgrund deren Rückstrahlfläche erfasst werden. Hieraus ergibt sich, dass der Konflikt zwischen Radaranlagen und der Windenergie nur im Falle von Primärradarsystemen, also bei durch das Militär genutzten Radarsystemen auftritt. [Dt. Bundestag 2010] Die im militärischen Bereich genutzten Systeme sind sehr empfindlich gegenüber beweglichen Objekten auch in großen Distanzen. Die Anlagen stehen in exponierten Lagen und außerhalb der Wohnbebauung – also in Bereichen, die auch für die Windenergienutzung interessant sind. [EADS 2008]

Im Falle von Windenergieanlagen werden die elektromagnetischen Wellen durch die in den Rotorblättern enthaltenen Metallteile (Blitzableiter) reflektiert. Mögliche hierdurch bewirkte Effekte sind Verschattungseffekte, Ungenauigkeiten bei der Positionsbestimmung, Detektierung der Anlagen als bewegliche Flugobjekte und Lücken in der Erfassung von Flugzielen. [Dt. Bundestag 2010] Die Windenergieanlagen unterschiedlicher Typen stören die Radarsysteme unterschiedlich stark. Die Auswirkungen sind zudem abhängig von der Anzahl der Anlagen in einem Windpark und deren räumlicher Anordnung. [EADS 2008]

Obergeordnetes Ziel der Bundeswehr in dieser Frage ist es, sicherzustellen, dass das Ziel der Flugsicherheit und Landesverteidigung an allen 20 Militärflughäfen in Deutschland sichergestellt ist. Zum einen wurden aus diesem Grund Schutzbereiche um die Radaranlagen festgelegt, das heißt eine Bebauung im Umkreis von 5 km ist generell untersagt. Zusätzlich wird ein Störungsbereich für den Radar festgelegt, in dem eine Einzelfallprüfung von Windparkplanungen erfolgt. [AU 2008]

Da die Wichtigkeit der Flugsicherung nicht in Frage gestellt werden kann und der Konflikt auf den technischen Bedingungen etablierter Systeme beruht, ließen sich bisher keine allgemein angewendeten Lösungen für den Konflikt zwischen Radar und Windenergie beobachten. Mehrere Studien in verschiedenen Ländern haben die Situation bereits untersucht.

Im Rahmen des durch das BMU geförderten Forschungsprojektes „Verbesserung der Verträglichkeit von Windenergieanlagen bezüglich Radaranlagen der Flugsicherung und Landesverteidigung“ wurde ermittelt, dass mit den heute verfügbaren Technologien eine weitgehende Ausräumung des Konfliktes erfolgen kann. Maßnahmen in diesem Zusammenhang wären eine Optimierung von Flugsicherungsradaren und eine optimierte Bauweise, Dimension und räumliche Anordnung von Windenergieanlagen. Moderne, digitale Radaranlagen haben ein höheres Verträglichkeitspotential und können technisch so optimiert werden, dass sich unerwünschte Signale ausräumen lassen. Auch die modernen Windenergieanlagen können durch optimierten Materialeinsatz und Bauweise von Rotorblättern so ausgestaltet werden, dass sich eine Radar-Rückstreuung minimieren lässt. [EADS 2008] Jedoch muss für diese Lösung die entsprechende Nachrüstung der Radaranlagen sowie der Windenergieanlagen zu nicht unerheblichen Kosten angewiesen werden, was bisher nicht der Fall ist.

Dennoch bestehen auch Lösungsbemühungen beider Seiten. So befasst sich das Bundesministerium der Verteidigung mit dem Thema Radar und Windenergieanlagen und hat im November 2009 eine Arbeitsgruppe „Bundeswehr und Windenergieanlagen“ eingerichtet. Ziel ist es, das Gespräch mit Landkreisen und Kommunen, Vertretern der Windindustrie sowie den Genehmigungsbehörden zu suchen. Im aktiven Dialog sollen Genehmigungshemmnisse durch Radaranlagen der Bundeswehr erörtert und nach Lösungen gesucht werden. [BMVg 2009] Auch seitens der Windenergiehersteller bestehen Bemühungen, die Konflikte zu vermindern und an technischen Lösungen zur Verminderung der Störwirkungen der Anlagen auf die Radarsysteme zu arbeiten.



Bisher wird die Lösung in einem konkreten Konfliktfall trotz aller Bemühungen häufig erst innerhalb eines Gerichtsverfahrens gefunden. Bisher sind der Bundesregierung 14 Gerichtsentscheidungen zu diesem Thema bekannt (allerdings wird keine Statistik geführt, so dass diese Zahl vermutlich nicht alle Verfahren beinhaltet) [Dt. Bundestag 2010]

Jüngste Gerichtsverfahren sind beispielsweise die Fälle des Oberverwaltungsgerichts Aachen und des Verwaltungsgerichts Minden. So besagt ein Urteil des Oberverwaltungsgerichts Aachen aus dem Jahr 2008, dass die Zustimmung zur Genehmigung einer Windenergieanlage nur verweigert werden darf, wenn eine konkrete Gefahr für die Luftsicherheit besteht. Es muss im konkreten Fall und in überschaubarer Zukunft mit einem Schadenseintritt hinreichend wahrscheinlich gerechnet werden können. Die bloße Möglichkeit einer Gefahr ist nicht ausreichend. [VG Aachen 2008] Auch ein Urteil des Verwaltungsgerichtes Minden aus dem Januar 2010 entschied zugunsten des betreffenden Windparkplaners. [VG Minden 2010]

Das heißt, es gibt Fälle, in denen die Einsprüche der Wehrbereichsverwaltungen als unzulässig befunden wurden. Grundsätzlich ist dies als positiv für die Situation der Windenergieentwicklung zu bewerten. Zu beachten ist aber, dass jedes Klageverfahren die Akteure viel Geld und vor allem Zeit kostet. Projektverzögerungen sind die Folge, häufig muss die weitere Planung unter der Einschränkung eines letztlich noch ungewissen Ausgangs des gerichtlichen Verfahrens erfolgen und birgt somit hohe Unsicherheiten für die Planer, einige Projekte werden hierdurch eingestellt. Zudem muss es das Ziel sein, eine für beide Seiten zufriedenstellende Lösung zu erzielen.

Das Thema Windenergie und Radar wird zu einem zunehmend wichtigen Thema, gerade auch im Hinblick auf den steigenden Anteil von Repoweringprojekten. Sollte es keine übergeordneten Lösungsstrategien geben, werden weiterhin viele Gerichtsverfahren notwendig, was für beide Seiten unbefriedigend ist. Zudem könnte das Ausbaupotenzial für die Windenergie merklich eingeschränkt werden, wenn Projekte in großer Anzahl aufgrund ungelöster Konflikte eingestellt werden müssen.

### **9.1.3 Entwicklungen im Bereich der Gewerbesteuerzahlungen durch die Windenergie**

#### **Windenergie an Land**

Mit dem Jahressteuergesetz 2009 trat eine wichtige Änderung bezüglich der Gewerbesteuerregelung für die Windenergie in Kraft. Es wurde ein neuer Zerlegungsschlüssel für die Bestimmung der Gewerbesteuerzahlungen eingeführt. Demnach wird nun eine Zerlegung des gewerbesteuerlichen Messbetrags zu 30 % nach den Arbeitslöhnen und zu 70 % nach dem örtlichen Sachanlagevermögen vorgenommen. Dies bedeutet, dass 70 % der Gewerbesteuer in den Standortgemeinden verbleiben und nur 30 % an die Gemeinde fließen, in der die Windpark-Gesellschaft ihren Firmensitz hat. Weiterhin besteht auch die Möglichkeit einer freiwilligen abweichenden Einigung zwischen Gemeinden und

## Windparkbetreibern auf einen anderen Aufteilungsschlüssel. [GewStG 2010]

Die Neuregelung bezüglich der Gewerbesteueraufteilung soll verstärkt Anreize für Gemeinden zur Ausweisung von neuen Windeignungsgebieten setzen. Es bestand Handlungsbedarf, da ein Urteil des Bundesfinanzhofs vom 4. April 2007 entgegen der zuvor praktizierten Regelungen entschied, dass für die Gewerbesteuerzahlungen für Windenergieanlagen der allgemeine Maßstab zur Berechnung anwendbar sei (das bedeutet, die Steuern fließen an die Gemeinde, in der der Firmensitz des Eigentümers liegt). Das Urteil hatte dazu geführt, dass die Standortgemeinden stark verringerte Gewerbesteuerzahlungen bekamen, was sich negativ auf die Akzeptanz und die Anreize zur Ausweisung neuer Eignungsgebiete auswirkte. [PWC 2009a] Aus diesem Grund wurde der Bundestag tätig und verabschiedete die oben genannten Änderungen der Gewerbesteuerregelungen für die Windenergie mit dem Jahressteuergesetz 2009.

Um einen Überblick über die Relevanz der Gewerbesteuerzahlungen durch Windenergie-Projekte wird an dieser Stelle auf eine Datenerhebung verwiesen, die in Nordfriesland durchgeführt wurde, sowie auf eine Studie des Wirtschaftsforschungsinstituts Prognos. Laut der in Nordfriesland durchgeführten Datenerhebung wurden dort im Jahr 2009 etwa 9,1 Millionen Euro an Gewerbesteuer an die Gemeinden abgeführt. Dies entspricht etwa einem Zehntel des gesamten Gewerbesteueraufkommens im dortigen Kreisgebiet. Auf Gesamt-Schleswig-Holstein übertragen, errechnet sich aus diesen Ergebnissen ein Gesamt-Gewerbesteueraufkommen durch Windparks in Höhe von etwa 36,4 Millionen Euro. [BWE 2010b]

Laut der Studie des Wirtschaftsforschungsinstituts Prognos zu diesem Thema fließen in einigen Gemeinden bis zu 45 % des Gewerbesteueraufkommens aus Windparks. Die jährlichen Höchsteträge an Gewerbesteuerzahlungen pro Megawatt Windleistung können bei bis zu 13.000 Euro pro Megawatt liegen. [BWE 2006] Die bei Windenergieprojekten anfallenden Gewerbesteuerzahlungen sind demnach als erheblich zu bezeichnen und häufig ein wichtiger Baustein für die Gemeindehaushalte. Die Gemeindeeinkünfte auf Basis der Gewerbesteuer bieten demnach Anreize für eine positive Einstellung gegenüber der Windenergieentwicklung.

Der einkommensteuerrechtliche Gewinn bzw. Verlust von Windenergieprojekten ist Grundlage für die Bemessung der Gewerbesteuer. Es ergibt sich, dass die Gewerbesteuereinnahmen abhängig von den Standortbedingungen und der Anlagengröße sind, aus denen sich der jährliche Energieertrag ergibt. Je größer die Energieerträge, die ein Projekt erwirtschaftet, desto höher sind die anfallenden Gewerbesteuern.

Da demnach mit modernen Windenergieanlagen höhere Gewerbesteuerzahlungen an die Gemeinden zu erwarten sind, kann die neue Gewerbesteueraufteilung auch zu einem Anreiz für die Gemeinden werden, Repoweringprojekte zu befürworten und in ihrem Gemeindegebiet anzuregen. Durch die bei einem Repowering in der Regel erreichte

Leistungssteigerung des entsprechenden Windparks fallen langfristig erheblich höhere Gewerbesteuerzahlungen an. Kurzfristig kann es allerdings zu geringeren Steuereinnahmen bei den Gemeinden kommen, da Windenergieanlagen erst dann steuerpflichtig werden, wenn sie nach ausreichender Abschreibung Gewinne erwirtschaften. Das bedeutet, dass in den ersten Jahren nach Umsetzung eines Neu- oder Repoweringprojektes keine Gewerbesteuern anfallen. Die Altanlagen, die bei einem Repoweringprojekt ersetzt werden, sind allerdings in der Regel in der Gewerbesteuerpflicht. Unter kurzfristigen Gesichtspunkten kann das Thema der Gewerbesteuer demnach aus Sicht der Gemeinden auch ein Hindernis für ein Repowering sein. Wichtig sind hier die langfristige Sichtweise und das Bewusstsein über die zukünftigen Mehreinnahmen. Die Gewerbesteuerzahlungen sind demnach auch in Zusammenhang mit den Abschreibungsmodalitäten zu sehen (siehe Kapitel 9.1.4). Die Abschreibungsmodalitäten können hierbei auch bewusst durch den Windparkbetreiber so ausgestaltet werden, dass die Gemeinde möglichst frühzeitig Gewerbesteuerzahlungen erhält (im Falle einer linearen Abschreibung beginnen im Vergleich zu einer degressiven Ausgestaltung die Gewerbesteuerzahlungen für das Neuprojekt bereits zu einem früheren Zeitpunkt). Dies kann beispielsweise insbesondere dann sinnvoll sein, wenn Akzeptanzprobleme seitens der Gemeinde bestehen.

### **Windenergie auf See**

Im Falle der Windenergie auf See ist das Thema Gewerbesteuer ebenfalls relevant. Im Falle von Windparks in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) bestand zunächst Unklarheit darüber, ob die Erhebung der Gewerbesteuer durch die entsprechenden Küstenbundesländer, die einzelnen Küstengemeinden oder direkt durch den Bund erfolgt.

Das Gewerbesteuergesetz ordnet an, dass die Einkünfte aus dem Betrieb von Offshore-Windenergieanlagen der deutschen Gewerbesteuer unterliegen. Dem steuerlichen Inland wird hierbei auch der Festlandssockel zugeordnet, der sich nach dem Seerechtsübereinkommen bis zu einer Entfernung von 200 Seemeilen von der Küstenlinie erstreckt. Entsprechende Regelungen wurden durch das Jahressteuergesetz 2008 aufgenommen. Es ergibt sich die Besonderheit, dass der Festlandssockel gemeindefreies Gebiet ist. [Heidorn 2009]

Die Gewerbesteuer ist aber gemäß Jahressteuergesetz 2009 in den Standortgemeinden bzw. den Gemeinden, in denen die Windparkgesellschaft ihren Sitz hat, zu erheben. Um diesem Problem gerecht zu werden, bestimmt § 4 Abs. 2 Gewerbesteuergesetz, dass im Falle von Betriebsstätten in gemeindefreien Gebieten die Landesregierung durch Rechtsverordnung entscheidet, wer die Befugnis zur Gewerbesteuererhebung hat. [GewStG 2010]

Dem Landesgebiet einzelner Bundesländern zugeordnet werden bisher nur die Küstengewässer (12 sm-Zone). In diesem Bereich wurden bereits Entscheidungen bezüglich der Gewerbesteuererhebung getroffen.

So ist in Niedersachsen gemäß der Küstengewässer-Gewerbe- und Grundsteuererhebungsverordnung (Okt. 2008) das Land Niedersachsen berechtigt zur Erhebung der Gewerbesteuer. In Schleswig-Holstein ist

gemäß Landesverordnung die Inselgemeinde Helgoland zur Erhebung der Gewerbesteuer befugt.

Im Falle der AWZ ist das Vorgehen zur Erhebung der Gewerbesteuerzahlungen noch nicht abschließend geklärt. Laut Gewerbesteuergesetz besteht auch hier eine Gewerbesteuerpflicht. Allerdings ist die AWZ keinen Landesgebieten zugeordnet, so dass bisher gesetzgeberisch nicht festgelegt wurde, wer für dieses Gebiet berechtigt zur Erhebung der Gewerbesteuern ist. [Heidorn 2009]

Derzeit wird deutlich, dass Gemeinden, in deren Gebiet der Gesellschaftssitz der Betreiber Windparks auf See liegt, es befürworten, eine Gewerbesteueraufteilung analog zum Vorgehen an Land zu erheben und diese Praxis im Bereich der Windenergie auf See nicht abzuändern. [FDP Emden 2010]

#### **9.1.4 Abschreibungsmodalitäten für die Windenergie**

Die Abschreibung wird als Aufwand in der Gewinnermittlung (GuV) berücksichtigt. Die Abschreibung erfolgt orientiert an der Nutzungsdauer, die bei Windenergieanlagen mit 20 Jahren angesetzt wird. Gemäß der amtlichen Abschreibungstabelle beträgt die Abschreibungszeit für Windenergieanlagen 16 Jahre. [BMF 2010] Abnutzbare Wirtschaftsgüter und demnach Windenergieanlagen werden mit den Anschaffungs- oder Herstellungskosten vermindert um den errechneten Abschreibungsbetrag zu bilanzieren. [Betriebsberater 2009]

Windenergieanlagen werden als bewegliche Wirtschaftsgüter des Anlagevermögens betrachtet. Die Finanzgerichte Niedersachsen und Schleswig-Holstein haben entschieden, dass es sich bei den Komponenten eines Windenergieprojektes nicht um ein einheitliches Wirtschaftsgut handelt, sondern um verschiedene Einzelwirtschaftsgüter. Das bedeutet, dass Wegebau, Kabelverlegung, Netzanschluss, Umspannwerk und Konzeptionierung eines Windparks nicht Bestandteil einer Windenergieanlage sind und somit gesondert abzuschreiben sind. Gemäß den Urteilen erfolgt die Abschreibung jedoch orientiert an der Abschreibungsdauer für die Windenergieanlage. [FG NS 2008 / FG SH 2009] Gegen die betreffenden Urteile der Finanzgerichte Niedersachsen und Schleswig-Holstein wurde Revision beim Bundesfinanzhof eingelegt, das heißt eine Rechtssicherheit besteht erst nach Abschluss des Verfahrens.

Grundsätzlich erfolgt für Windenergieanlagen eine lineare Abschreibung. Mit dem Konjunkturprogramm 2009 wurde jedoch befristet auf die Jahre 2009 und 2010 die Möglichkeit einer degressiven Abschreibung für bewegliche Wirtschaftsgüter des Anlagevermögens eingeführt (§ 7 Abs. 2 EStG), zu denen Windenergieanlagen gehören. [EStG 2009] Die degressive Abschreibung in Höhe von 25 % ist hierbei möglich, diese darf jedoch höchstens das Zweieinhalbfache der linearen Abschreibung betragen. Für kleine Unternehmen ist gemäß § 7g EStG zusätzlich die Durchführung einer Sonderabschreibung in Höhe von 20 % zulässig. Generell ist ein Umstieg von einer degressiver zu einer linearen

Abschreibung möglich. [EStG 2009] Diese Möglichkeit wird in der Regel genutzt, und zwar wenn die lineare Abschreibungsmöglichkeit ab einem bestimmten Zeitpunkt höher wird als die degressive.

Für Windenergieanlagen auf See gelten für die Bestimmung und Ausgestaltung der Abschreibungen die gleichen Regelungen wie für Windenergieanlagen an Land.

### **9.1.5 Raumordnung und SeeAnIV im Bereich der Windenergie auf See**

#### **Raumordnung**

Ende 2009 wurde eine Raumordnung für die deutsche Nord- und Ostsee verabschiedet. Mit Hilfe der Instrumente der Raumordnung sollen die sozialen und wirtschaftlichen Ansprüche verschiedener Akteure an den Seeraum mit dessen ökologischen Funktionen abgestimmt werden. Die Verordnung über die Raumordnung in der deutschen AWZ in der Nordsee ist am 26. September 2009 in Kraft getreten, die Verordnung über die Raumordnung in der deutschen AWZ in der Ostsee trat am 19. Dezember 2009 in Kraft. [BSH 2010]

In den Raumordnungsplänen wird die wirtschaftliche und wissenschaftliche Nutzung der Nordsee sowie Schifffahrtswege und Gebiete zum Schutz der Meeresumwelt definiert. Für die Windenergienutzung auf See werden Vorranggebiete festgelegt. Hierbei sind drei Vorranggebiete in der Nordsee (Nördlich Borkum, Östlich Austerngrund und Südlich Amrumbank) und zwei Vorranggebiete in der Ostsee (Kriegers Flak und Westlich Adlergrund) vorgesehen worden. [AWZ Nordsee-ROV 2009 / AWZ Ostsee-ROV 2009]

Die Raumordnung sieht eine Beschränkung der Nabenhöhe für Offshore-Windenergieanlagen, die in Sichtweite der Küste oder Inseln errichtet werden, auf 125 m über NN vor. Im Gegensatz zum ersten Entwurf für die Raumordnung aus dem Jahr 2008 erfolgte letztlich keine Ausschlusswirkung der Vorranggebiete, das heißt, dass – bei Erfüllung der Genehmigungsvoraussetzungen – weiterhin auch außerhalb der in der Raumordnung definierten Vorranggebiete Offshore-Windenergieanlagen errichtet und betrieben werden können. In Natura 2000-Gebieten ist der Bau von Offshore-Windenergieanlagen allerdings grundsätzlich unzulässig. Durch den Verzicht auf eine Ausschlusswirkung wurde die Rechtssicherheit für bereits begonnene Planungen außerhalb von Vorranggebieten aufrechterhalten. [AWZ Nordsee-ROV 2009 / AWZ Ostsee-ROV 2009]

#### **Seeanlagenverordnung (SeeAnIV)**

Die Seeanlagenverordnung (SeeAnIV) aus dem Jahr 1997 ist von relevanter Bedeutung für die Entwicklung der Windenergienutzung auf See. Die SeeAnIV beinhaltet die maßgeblichen Zulassungsregelungen für die in der deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) geplanten Windparks, die die Grundlage für die Genehmigungspraxis des BSH sind.

Laut § 2 SeeAnIV ist die Genehmigung für einen Windpark auf See zu erteilen, wenn die Sicherheit und Leichtigkeit des Verkehrs, die Meeresumwelt sowie sonstige überwiegend öffentliche Belange nicht gefährdet sind [BSH 2008]

Die Berücksichtigung öffentlicher Belange wurde im Rahmen einer Novellierung der SeeAnIV im Jahr 2008 hinzugefügt. Das heißt, dass die Genehmigungsbehörde nun ergänzend prüft, ob einem Windenergie-Projekt auf See bspw. militärische Belange, Fischerei, Rohstoffgewinnung oder Belange im Bereich des Tourismus entgegenstehen.

Weiterhin wurden im Rahmen der Novellierung 2008 folgende Neuerungen der SeeAnIV hinzugefügt [BSH 2008]:

- Die Erfordernisse der Raumordnung sind im Zuge des Genehmigungsverfahrens zu berücksichtigen
- Eine Genehmigung in Teilabschnitten ist möglich
- Die Baufreigabe kann von der Erbringung eines Nachweises über die Erfüllung der Nebenbestimmungen zur Genehmigung abhängig gemacht werden
- Für die Erteilung der Genehmigung kann das Vorlegen einer Sicherheitsleistung für den Anlagenrückbau verlangt werden

Die Genehmigung für einen Windpark auf See erlischt, wenn innerhalb einer von der Genehmigungsbehörde gesetzten angemessenen Frist nicht mit der Errichtung oder dem Betrieb der Anlage begonnen wurde oder wenn die Anlage während eines Zeitraums von mehr als drei Jahren nicht mehr betrieben wurde sowie mit Ablauf einer angeordneten Befristung für die Laufzeit. [BSH 2008]

In der jüngeren Vergangenheit wurden immer wieder Änderungen der Seeanlagenverordnung diskutiert und in diesem Rahmen auch die Frage nach einer möglichen Einführung eines Ausschreibungssystems aufgeworfen. Die Offshore-Windenergiebranche steht dem kritisch gegenüber und befürchtet, dass derart weit reichende Änderungen hinsichtlich der Abläufe des Genehmigungsverfahrens starke finanzielle und zeitliche Einbußen für jene Projektentwickler zur Folge hätten, die bereits viel Geld in ihr laufendes Genehmigungsverfahren nach bisheriger Vorgehenspraxis investiert haben. [OFW]

### **9.1.6 Genehmigungsverfahren im Bereich der Windenergie auf See**

Das Genehmigungsverfahren für Windparks in der deutschen AWZ der Nord- und Ostsee wird durch das BSH durchgeführt. Das BSH hat insgesamt 3 Standards zu Vorgehensweisen innerhalb des Genehmigungsverfahrens und der Umsetzung von Windenergieprojekten auf See heraus gegeben (Standard „Baugrunderkundigungen für Offshore-Windenergieparks“, Standard „Konstruktive Ausführung von Offshore-Windenergieanlagen“, Standard „Untersuchung der Auswirkungen von Offshore-Windenergieanlagen auf die Meeresumwelt“).

Im Rahmen des Genehmigungsverfahrens werden verschiedenste Anforderungen im Bereich von Planung, Bau, Betrieb und Rückbau eines Windparks auf See an die Entwickler der Projekte gestellt. Diese Anforderungen sind notwendig, um die verschiedensten Belange, die von der Entwicklung der Windenergienutzung auf See betroffen sind, zu berücksichtigen.

In der jüngeren Vergangenheit hat sich gezeigt, dass das Genehmigungsverfahren nicht nur für die Entwickler von Windenergieprojekten auf See, sondern auch auf Behördenseite einen erheblichen Aufwand verursacht. Seitens des BSH besteht ein Bedarf nach speziellem Personal in ausreichender Anzahl, um die Durchführung und Betreuung des Genehmigungsprozesses angemessen zu gewährleisten.

Ein weiterer Aspekt ist, dass auch im Rahmen des Genehmigungsverfahrens Lerneffekte zu beobachten sind. Die ersten realen Erfahrungen mit der Umsetzung von Windenergieprojekten auf See führen dazu, dass im Bereich der Standardsetzung und in Bezug auf die Anforderungskataloge des BSH Nachbesserungen erfolgen. Dies trägt dazu bei, das Genehmigungsverfahren stetig zu optimieren.

Gleichzeitig bedingt dieser Sachverhalt jedoch auch, dass die Entwickler von Windparks auf See damit zu kämpfen haben, dass im laufenden Genehmigungsverfahren neue, bisher nicht berücksichtigende Anforderungen gestellt werden. Die Umsetzung dieser Anforderungen führt in der Regel zu steigenden Projektentwicklungskosten. In besonders belastender Weise war dies für die Projektentwickler eingetreten, als sich die Designanforderungen an die Fundamentstrukturen von Offshore-Windenergieanlagen Anfang des Jahres 2011 änderten. Hierdurch musste entsprechend durch die Entwickler reagiert werden, was zu einer spürbaren Erhöhung der Investitionskosten der betreffenden Projekte führte.

Für noch nicht genehmigte Projekte, die sich derzeit im Planungs- und Genehmigungsverfahren befinden, bestehen derzeit ebenfalls Hemmnisse. Diese ergeben sich aufgrund der seit Frühjahr 2010 geänderten Strukturen im Genehmigungsverfahren. So wurden zuletzt im August 2009 bzw. ein Projekt im Februar 2010 durch das BSH genehmigt. Seitdem wurde keine Genehmigung mehr für einen Offshore-Windpark erteilt, obwohl viele Projekte sich im Genehmigungsverfahren befinden. Begründet wird dies in erster Linie durch die im März 2010 in Kraft getretene Novelle des Bundesnaturschutzgesetzes (BNatSchG), die festlegt, dass das Bundesnaturschutzrecht auch in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) gilt. Das bedeutet, dass das Genehmigungsverfahren für Offshore-Windparks AWZ der Nord- und Ostsee aufwendiger wird, da nun zwei Behörden (das BSH und das BfN) zuständig sind. Dies führt zu Verzögerungen bei der Genehmigung von weiteren Projekten, zusätzlich weitere Verschärfungen des Standarduntersuchungskonzepts (StUK) des BSH und der Genehmigungsauflagen zu erwarten.

## **9.2 Technische Aspekte**

### **9.2.1 Schallemissionen und Schattenwurf von Windenergieanlagen**

#### **Schallemissionen**

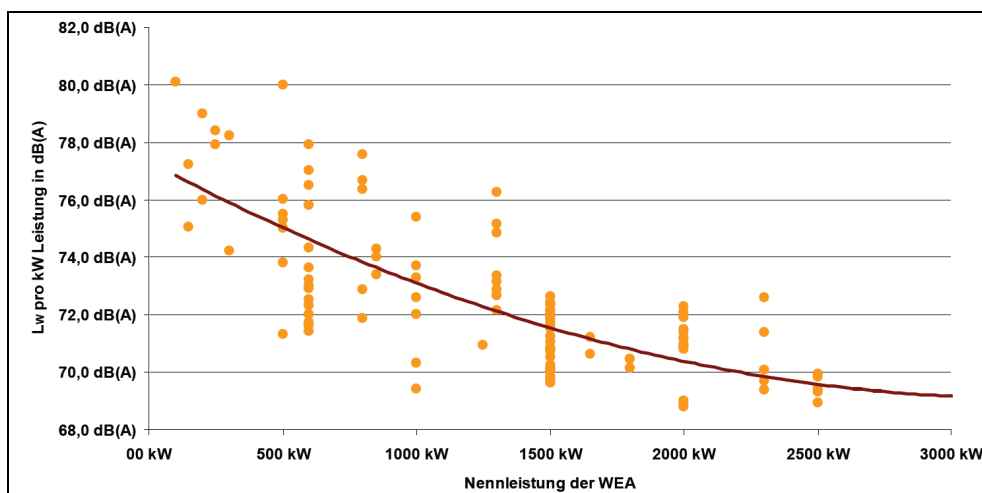
In Kapitel 9.1.1 wurde im Rahmen der Betrachtung der verbleibenden Flächenpotentiale für die Windenergienutzung bereits auf das Thema der Schallemissionen von Windenergieanlagen unter planerischen Gesichtspunkten eingegangen. Windenergieanlagen müssen in jedem Fall die Grenzwerte der TA Lärm einhalten. Im Genehmigungsverfahren wird ein Schallschutznachweis verlangt (Baurecht, BImSchG). Bei der im Rahmen der Planung von Windenergieprojekten vorgenommenen Schallemissions-Prognose werden die bereits an einem Standort vorhandenen Emittenten von Schallemissionen berücksichtigt und die Emissionen kumuliert.

Die Einhaltung der Schallgrenzwerte hat maßgeblichen Einfluss auf die Wahl der Abstände der Windenergieanlagen zur Wohnbebauung. Häufig bestehen Probleme, die Schallgrenzwerte an einzelnen zu berücksichtigenden Immissionspunkten durch entsprechende Abstände zur Bebauung einzuhalten (begrenzte Fläche). Dann erfolgt im Rahmen der Projektentwicklung entweder eine Reduzierung der Anlagenanzahl oder ein schallreduzierter Betrieb der Anlagen in den Nachtzeiten. Im negativsten Fall kann ein Projekt aufgrund der Schallemissionen nicht wirtschaftlich realisiert werden.

Derzeit bestehen erste Bemühungen, für die Schalloptimierung eines Windparks Auswerteeinheiten einzusetzen, die die Windenergieanlagen in Abhängigkeit von den aktuellen Emissionswerten nur bei akutem Bedarf in ihrer Leistung begrenzen. So kann der jeweils zulässige Grenzwert jederzeit eingehalten und gleichzeitig eine Maximierung der möglichen Erträge erreicht werden. [Kiwitz 2009]

Insgesamt sind die Schallemissionen von Windenergieanlagen spezifisch pro Kilowatt gesunken (siehe Abb. 20). Jedoch führt die Größe der modernen Windenergieanlagen in der Regel dennoch zu einem Anstieg der absoluten Schallemissionen





**Abb. 20** Entwicklung der spezifischen Emissionskennwerte pro Kilowatt Leistung von Windenergieanlagen in Abhängigkeit von ihrer Nennleistung [Kiwitz 2009]

Im Falle von Repoweringprojekten kann es hierdurch dazu kommen, dass die Schallproblematik von erhöhter Bedeutung für die Projektumsetzung ist. Altbetreiber, die ein Repoweringprojekt angehen wollen, sollten deshalb die Bedeutung der Schallproblematik für die Planung nicht unterschätzen.

Bezüglich der Bepflanzung einer Fläche können sich die Rahmenbedingungen bei Repoweringprojekten zudem dadurch als erschwert darstellen, dass sich die Richtlinien zur Ermittlung der Schallemissionen von Windenergieanlagen im Zeitverlauf verändert haben. So hat sich die der Berechnung zugrunde gelegte Technische Richtlinie der Fördergesellschaft Windenergie – FGW im Jahr 1998 in diesem Bereich geändert und setzt nun höhere Anforderungen. Auf Basis der geänderten Berechnungspraxis kann sich ergeben, dass der Altwindpark in seiner Form heute gar nicht mehr zulässig wäre. Dies kann bedeuten, dass ein Repowering an dem betreffenden Standort schwierig wird. Dieser Fall kann insbesondere dann eintreten, wenn sich in dem Eignungsgebiet weitere Windenergieanlagen befinden, die nicht zeitgleich repowert werden und deren Schallemissionen bei der Prognose entsprechend berücksichtigt werden müssen. [Rehfeldt / Geile 2009]

### Schattenwurf

Mit der gestiegenen Größe der Windenergieanlagen hat auch die Schattenwurfproblematik eine größere Bedeutung bekommen. In der Regel ergeben sich hieraus keine Probleme, die die Umsetzung eines Windenergieprojektes grundsätzlich gefährden. Dennoch ist das Thema zunehmend im Rahmen der Planung von Windenergie-Projekten zu beachten.

Bisher existieren keine bundesweit gültigen rechtsverbindlichen Vorschriften mit Grenz- oder Richtwerten bezüglich der zulässigen Schattenwurfbelastung für Anwohner von Windparks. Grundsätzlich ist der bewegte periodische Schattenwurf von Windenergieanlagen als Immission im Sinne des Bundesimmissionsschutzgesetzes (BImSchG) anzusehen.

Deshalb hat sich der Länderausschuss für Immissionsschutz mit dem Thema beschäftigt und „Hinweise zur Ermittlung und Beurteilung der optischen Immissionen von Windenergieanlagen“ herausgegeben, die die Anforderungen aus § 5 Abs. 1 und § 22 Abs. 1 des BImSchG konkretisieren. [LAI 2002]

Gemäß den Empfehlungen des Länderausschusses für Immissionsschutz ist Grundlage zur Bewertung der Einwirkung durch den periodischen Schattenwurf einer Windenergieanlage die astronomisch maximal mögliche Beschattungsdauer (worst case). Diese beschreibt die Zeit, in der die Sonne tagsüber theoretisch durchgehend bei wolkenlosem Himmel scheint, die Rotorfläche senkrecht zur Sonneneinstrahlung steht und die Windenergieanlage in Betrieb ist. Die Bezugshöhe liegt 2 m über dem Erdboden und die Beiträge aller am Standort relevanten Windenergieanlagen müssen kumulativ berücksichtigt werden. Als Grenz-Richtwert wird eine maximale Beschattungsdauer von 30 Stunden pro Kalenderjahr und darüber hinaus nicht mehr als 30 Minuten pro Kalendertag festgelegt. [LAI 2002]

In der Regel beziehen sich die Gemeinden im Zuge einer Windpark-Genehmigung auf die beschriebene Bewertungsgrundlage des Länderausschusses für Immissionsschutz. Werden an einem Standort Probleme mit dem Schattenwurf von Windenergieanlagen erwartet, wird in der Regel der Einbau einer Abschaltautomatik in die Anlagen verlangt. Für die Funktion der Abschaltautomatik wird hierbei die tatsächliche, real erfolgte Schattendauer (meteorologische Beschattungsdauer) an einem Immissionspunkt als Grenz-Richtwert zugrunde gelegt, dies sind 8 Stunden pro Kalenderjahr.

Der Einbau von Schattenwurfmodulen in Windenergieanlagen ist technisch unproblematisch und gehört zur gängigen Praxis bei Windenergieprojekten. Häufig werden durch die Abschaltautomatik Akzeptanzprobleme vermindert.

### **9.2.2 Kennzeichnung von Windenergieanlagen**

Die Tendenz zu stetig steigenden Nabenhöhen von Windenergieanlagen hat dazu geführt, dass heute ein Großteil der neu installierten Anlagen einer Kennzeichnungspflicht unterliegt. Die Hintergründe und rechtlichen Rahmenbedingungen des Themas Kennzeichnung werden im Folgenden beschrieben.

#### **Entwicklung der Nabenhöhe von Windenergieanlagen**

Bedingt durch die technologische Entwicklung der Windenergieanlagen und das Bemühen um eine möglichst wirtschaftliche Ausnutzung von Windenergie-Standorten werden zunehmend Windenergieanlagen mit einer Gesamthöhe von über 100 m installiert. Hierbei besteht eine Tendenz zu weiter steigenden Nabenhöhen. Gerade im Binnenland können die vorhandenen Standorte auf diese Weise wirtschaftlich beplant werden, so dass die Entwicklung der Windenergie nun auch in diesen Regionen voran schreiten kann. Aber auch im Küstenbereich werden

heute höhere Nabenhöhen bevorzugt als es vor etwa zehn Jahren der Fall war.

Um den Einfluss der Nabenhöhe einer Windenergieanlage auf den Energieertrag zu verdeutlichen, muss beachtet werden, dass die Windgeschwindigkeit mit der Höhe ansteigt. Gleichzeitig geht die Windgeschwindigkeit mit ihrer dritte Potenz in den Energieertrag ein. Das bedeutet, eine Verdopplung der Windgeschwindigkeit führt theoretisch zu einer Verachtfachung des Energieertrags.

Tab. 21 vergleicht zur Verdeutlichung der Entwicklung der Anlagentechnologien eine typische Anlage im Jahr 1995 mit einer durchschnittlichen Anlage im Jahr 2009.

	<b>1995</b>	<b>2009</b>
Nennleistung	500 – 600 kW	2.000 kW
Durchschnittlicher Rotordurchmesser	40 – 46 m	80 m
Durchschnittliche Nabenhöhe	50 m	100 m

**Tab. 21 Windenergieanlagen-Technologien 1995 und 2009**

Es wird deutlich, dass die durchschnittliche Anlagenleistung heute etwa das Vierfache der Leistung einer Anlage von vor etwa 15 Jahren beträgt. Die erwirtschafteten Energieerträge sind dementsprechend ebenfalls um ein Vielfaches angestiegen. Die erreichten technologischen Verbesserungen sind vielseitig. Letztlich hat jedoch vor allem der grundlegende Trend des „Upscaling“ der Anlagen im Zeitverlauf zu einer signifikanten Erhöhung der Energieerträge geführt. Wichtige Voraussetzungen sind hier die gestiegene Nabenhöhe der Anlagen in Kombination mit größeren Rotordurchmessern.

Mit dem Einstieg in die Nutzung der Windenergie auf See ergaben sich Fragen zum besonderen Kennzeichnungsbedarf bei Offshore-Windenergieanlagen. Neben der Luftsicherheit ist bei Offshore-Windenergieanlagen insbesondere die Frage der Sicherheit und Leichtigkeit des Schifffahrtsverkehrs zu berücksichtigen.

### **Rechtliche Rahmenbedingungen**

Auf internationaler Ebene sind die Empfehlungen zur Hinderniskennzeichnung der Internationalen Zivilluftfahrtorganisation zu nennen (International Civil Aviation Organization – ICAO). [ICAO 2004.]

Die Umsetzung der Empfehlungen der ICAO erfolgt in nationalen Regelwerken. In Deutschland ist dies die Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen (AVV). [AVV 2007] Diese Verwaltungsvorschrift gilt bindend für Genehmigungsbehörden. Die Behörde kann hierbei aus den in der AVV angegebenen Kennzeichnungsvarianten auswählen. Die AVV gilt für Luftfahrthindernisse außerhalb von Flugplatzbereichen, Städten und anderen dicht besiedelten Gebieten für Hindernisse ab einer Gesamthöhe von 100 m.

Das heißt, laut AVV müssen Windenergieanlagen mit einer Gesamthöhe ab 100 m gekennzeichnet werden. An bestimmten Standorten (z.B. bei Errichtung in Nähe von Flugplätzen) ist eine Kennzeichnung auch schon bei einer geringeren Gesamthöhe erforderlich. Bei Anlagen ab 150 m Gesamthöhe gelten gesonderte Vorschriften. Es wird zwischen einer Tages- und einer Nachtkennzeichnung unterschieden. In Tabelle 22 werden die Regelungen der AVV in der Übersicht dargestellt.

**Tab. 22 Vorschriften zur Kennzeichnung von Windenergieanlagen gemäß AVV**

		Tageskennzeichnung	Nachtkennzeichnung
<b>WEA ab 100 m</b>	<b>Variante 1</b>	Rotorblätter: Farbstreifen von 6 m Länge	Rotorblätter: Blattspitzenfeuer (10 cd) Maschinenhaus: Hindernisfeuer
	<b>Variante 2</b>	Gondel: Weißes Blitzlicht (20.000 cd), Lichtstärke sichtweiten-abhängig steuerbar	Gondel: Feuer W, rot (100 cd / blinkend, gedoppelt), sichtweitenabhängige Steuerung der Lichtstärke seit 2007 möglich, Abschirmung nach unten möglich
	<b>Variante 3</b>		Gondel: Gefahrenfeuer (2.000 cd)
<b>WEA ab 150 m</b>	<b>Generell</b>	Rotorblätter: Farbstreifen von 6 m Länge	Turm: Hindernisfeuer (10 cd), in jeder Richtung mind. zwei Feuer
	<b>Variante 1</b>	Turm: Farbring von 3 bzw. 6 Meter Höhe Maschinenhaus: Farbstreifen von 2 m Breite	Rotorblätter: Blattspitzenfeuer (10 cd) Maschinenhaus: Hindernisfeuer
	<b>Variante 2</b>	Gondel: Weißes Blitzlicht (20.000 cd), Lichtstärke sichtweiten-abhängig steuerbar	Gondel: Feuer W, rot (100 cd / blinkend, gedoppelt), sichtweitenabhängige Steuerung der Lichtstärke seit 2007 möglich, Abschirmung nach unten möglich

Grundsätzlich besteht die Möglichkeit, mehrere Anlagen als Blöcke zusammen zu fassen. Daraufhin kann die zuständige Luftfahrtbehörde bestimmen, dass nur die Anlagen in der äußeren Reihe des Blockes gekennzeichnet werden müssen. [AVV 2007]

In Deutschland finden ergänzend zu den Vorgaben der AVV häufig die Empfehlungen des Bundesverbands Windenergie (BWE) Beachtung. Der Verband empfiehlt, dass Systeme, die vor Inkrafttreten der AVV von 2004 installiert wurden, entsprechend der neuen Vorgaben ausgetauscht werden. Bei neuen Anlagen wird empfohlen, das Feuer W, rot mit Lichtstärkenreduzierung durch Sichtweitenmessung zu wählen. Die Lichtstärke des Feuers sollte die in der AVV genannten Maximalwerte nicht überschreiten. Die Taktfolge der Feuer W, rot sollte bei allen Windenergieanlagen synchronisiert werden, empfohlen wird die Taktfolge auf die 00.00.00 Sekunde gemäß UTC zu starten. [BWE 2007]

Aktuell werden Untersuchungen zu Lösungen im Bereich Transponder- und Primärradar voran getrieben. Die Feldversuche sind in das übergeordnete Forschungsprojekt „HiWUS“ eingebunden, das sich mit der Entwicklung eines neuen Hindernisbefeuerungskonzeptes für Windparks an Land und auf See beschäftigt. Der Träger ist der BWE, eine Kooperation mit verschiedensten Akteuren findet statt. [BWE 2008] Somit

zeigt das Projekt, dass die Branche selbst das Thema Kennzeichnung als wichtig erkannt hat und sich in diesem Bereich engagiert.

Im Rahmen des Forschungsprojektes untersucht der Hersteller Enercon in Kooperation mit Lanthan die Schaltung über Transponder. Hierbei wird die Befeuerung der Anlagen nur dann eingeschaltet, wenn das Transpondersignal eines Flugzeugs lokalisiert wird. Eine offene Frage ist derzeit noch, dass bisher keine Transponderpflicht für den Flugverkehr besteht – dies müsste vor einem breiten Einsatz dieser Befeuerungsstrategie gelöst werden. Die Firma Enertrag untersucht die Möglichkeit einer Schaltung über Primärradar. Hierbei werden sich nähernde Flugobjekte über Radar lokalisiert und die Befeuerung entsprechend aktiviert. In Norwegen wird dieses System auf Hochspannungsleitungen bereits genutzt, ist aber in Deutschland noch nicht zugelassen. [AK Kennz. 2010] Die Feldversuche sollen Ergebnisse zur Verlässlichkeit der Systeme liefern und Wege zu deren weiterer Optimierung aufzeigen. Weitere Studien in diesem Bereich werden jedoch als notwendig erachtet.

Im Bereich der Luftfahrtkennzeichnung für Offshore-Windenergieanlagen gelten ebenfalls die Empfehlungen des ICAO. Diese unterscheiden nicht zwischen Windenergieanlagen an Land und auf See. In der AVV; die die Empfehlungen in nationales Recht umsetzt, wurde jedoch ein expliziter Absatz zur „Kennzeichnung von Anlagen im Meeresbereich“ integriert. Die AVV legt fest, dass die Sicherheit und Leichtigkeit des Schiffsverkehrs zu gewährleisten ist, eine Verwechslung mit anderen Schiffsfahrtszeichen soll ausgeschlossen werden. Die Genehmigungsbehörde für Windparks in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ), das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH), sieht weiß blitzende Feuer zur Tageskennzeichnung nicht vor, sondern wählt weiß-rote Anstriche. Blattspitzenfeuer werden ebenfalls nicht zugelassen.

Im Bereich der Schiffsfahrtskennzeichnung von Offshore-Windenergieanlagen wurde durch die Nichtregierungsorganisation IALA (International Association of Marine Aids to Navigation and Lighthouse Authorities) ein Leitfaden herausgegeben. Die Regelungen der IALA sind für die Mitgliedstaaten allerdings nicht bindend. Das BSH verweist in seinen Genehmigungstexten auf die Empfehlungen der IALA in Verbindung mit der Richtlinie des WSD Nord und des WSD Nordwest sowie der Fachstelle der Wasser- und Schiffsfahrtsverwaltung für Verkehrstechnik (FVT). Demnach soll die Tageskennzeichnung von Offshore-Windenergieanlagen in Form eines gelben Anstriches des Fundament- und unteren Turmbereichs erfolgen. Weiterhin sollte eine Beschriftung der Anlagen erfolgen. Bei der Nachtkennzeichnung sollte die Befeuerung unterhalb des niedrigsten Punktes des Rotorkreises erfolgen. Die äußeren Anlagen eines Windparks auf See sollten synchron mit einer Nenntagweite der (gelben) Feuer von mindestens 5 Seemeilen befeuert werden. Für die an den äußeren Ecken positionierten Anlagen gilt eine spezielle Kennung zur Befeuerungstaktung. Weiterhin ist eine Nahbereichskennzeichnung vorgesehen, die in der Regel durch Anstrahlen der Tageskennzeichnung erfolgt.

## **Akzeptanz**

Die Befuerung von Windenergieanlagen über 100 m ist eines der kritischen Themen in Bezug auf die Akzeptanz der Anwohner. Der BWE hat dies erkannt und verweist in seinen Empfehlungen ausdrücklich auf das Ziel, ein möglichst hohes Maß an Akzeptanz zu erreichen.

Die Problematik der Befuerung unter Akzeptanzaspekten wird insbesondere bei Repoweringprojekten deutlich, wenn die Altanlagen keiner Befuerungspflicht unterlagen, die neuen Anlagen aber durch die höhere Gesamthöhe den Vorschriften der AVV unterliegen. In diesen Fällen wird die Belastung gegenüber dem Vorzustand besonders deutlich. Eine Studie der Deutschen WindGuard, in der insgesamt 19 Repoweringprojekte hinsichtlich ihrer spezifischen Problem- und Erfolgsfaktoren untersucht wurden, zeigt dass bei etwa der Hälfte der Projekte das Thema der Befuerung ein kritisches Thema im Rahmen der Projektplanung war. Es traten Fälle auf, in denen die Anlagenhöhe aus Gründen der Schwierigkeiten, die sich in diesem Bereich ergaben, im Rahmen des Genehmigungsprozesses auf unter 100 m begrenzt wurde. [Rehfeldt / Geile 2009] Die betrachteten Projekte lagen hierbei größtenteils an sehr windstarken Standorten, für Projekte, die im tieferen Binnenland liegen, wird die Reduzierung der Anlagengesamthöhe auf unter 100 m aber schnell zu einem kritischen Faktor für die Realisierung.

Es bisher nur wenige wissenschaftliche Ergebnisse bezüglich der Belastung von Anwohnern durch die Kennzeichnung von Windenergieanlagen. Die bisher wohl umfassendste Analyse bietet eine Studie der Universität Halle-Wittenberg im Auftrag des BMU. Laut der Studie nimmt ein Großteil der Anwohner die Kennzeichnung korrekt wahr, wobei die Nachkennzeichnung stärker wahrgenommen wird als die Tageskennzeichnung. Die Xenon-Befuerung wurde durch die befragten Anwohner am negativsten empfunden. Insgesamt wurde die Tageskennzeichnung als relativ wenig belästigend empfunden. Die Belästigung wurde in Bezug auf die Nachkennzeichnung als deutlich stärker eingeschätzt. Insgesamt wurden die durch die Anwohner angegebenen Belästigungen in der Studie aber dem Bereich der geringfügigen Belästigungen (i. S. der Begrifflichkeiten des Immissionsschutzgesetzes) zugeordnet. Die Studie bestätigt, dass die Hinderniskennzeichnung ein Faktor ist, der zur Akzeptanz beiträgt. Die Ergebnisse belegen, dass die Einhaltung der Empfehlungen des BWE zu Verbesserungen für die Situation der Anwohner führt. Es wird empfohlen, dass Windparkbetreiber diese berücksichtigen und Genehmigungsbehörden die Einhaltung verlangen. Als wichtiger Forschungsbereich wird die bedarfsgerechte Befuerung genannt, da diese zu einer deutlichen Reduzierung der Belastung der Anwohner und damit zu einer verbesserten Akzeptanz führen kann. [Hübner 2009]

### 9.2.3 Netzanschluss von Windparks auf See

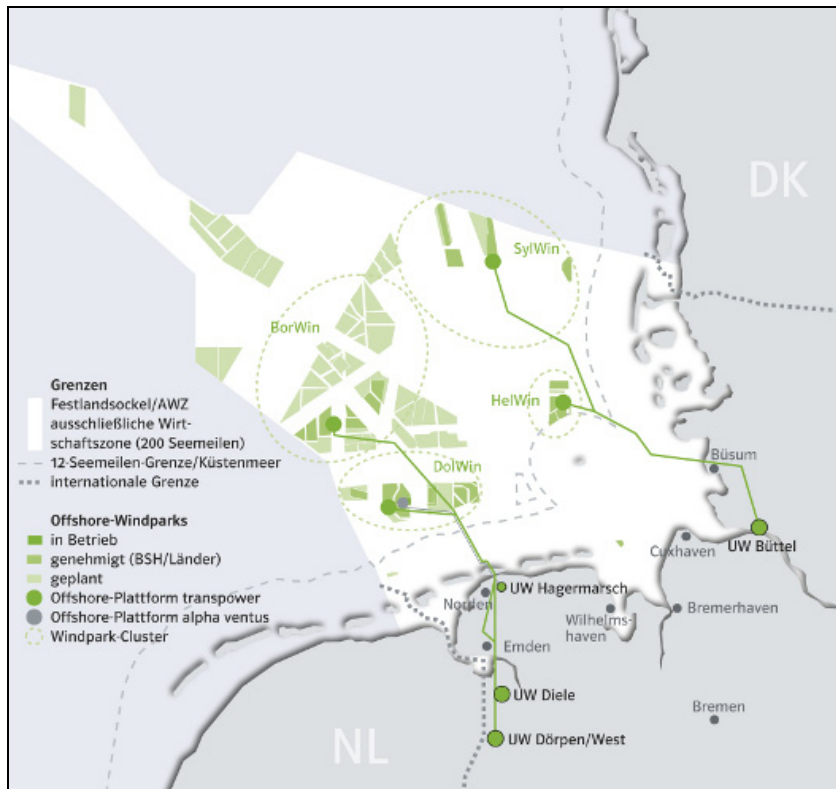
Die Nutzung der Windenergie auf See bedeutet einen neuen Schritt hinsichtlich des Ausbaus der Erneuerbaren Energien in Deutschland. Es bestehen andere Ausgangsvoraussetzungen als im Falle der Erneuerbaren Energien an Land. Die Potenziale sind im Vergleich sehr groß, jedoch auch die im Vorfeld zu treffenden Anstrengungen, bevor ein Ausbau erfolgreich beginnen kann. Zu diesen notwendigen Voraussetzungen gehört auch der Netzausbau auf See und die Sicherstellung des Netzanschlusses von Offshore-Windenergieanlagen. In Deutschland werden die Projekte größtenteils in Küstenentfernungen von mehr als 30 km geplant. Dies bedeutet, dass sich relativ hohe Aufwendungen für die Bereitstellung des Netzanschlusses in dieser Entfernung ergeben. Neben den Kosten ergeben sich zeitliche Probleme, da in Abhängigkeit von den Bautätigkeiten der Offshore-Windpark-Vorhaben die rechtzeitige Bereitstellung des entsprechenden Netzanschlusses gewährleistet werden muss.

Ein wichtiger Schritt in Bezug auf die Sicherstellung des Netzanschlusses von Windparks auf See war die Verabschiedung des Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetzes (§ 17 Abs. 2a EnWG) Ende 2006. Demnach sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, eine Netzanbindung zwischen dem Umspannwerk eines Windparks auf See und dem technisch und wirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunkt des nächsten Übertragungs- oder Verteilernetzes zu gewährleisten und zu betreiben. Es ist zudem festgelegt, dass die rechtzeitige Netzanbindung zum Zeitpunkt der technischen Betriebsbereitschaft der Offshore-Windenergieanlagen sichergestellt sein muss. Eine Einschränkung ist, dass gemäß § 118 Abs. 3 EnWG diese in § 17 Abs. 2a getroffenen Bestimmungen jedoch nur für Offshore-Windenergieanlagen gelten, mit deren Errichtung bis zum 31. Dezember 2015 begonnen wird. [EnWG 2005]

Die Verpflichtung der Netzbetreiber zu einem rechtzeitigen Netzanschluss ist äußerst wichtig für die Planungssicherheit der Projekte. Allerdings haben sich in der Umsetzung laut der Bundesnetzagentur folgende Schwierigkeiten ergeben: Offshore-Windpark-Entwickler benötigen zur Finanzierung ihrer Projekte eine Netzanschlusszusage des Netzbetreibers. Gleichzeitig machen die Netzbetreiber die Anschlusszusage aber von einem Finanzierungsnachweis abhängig, womit die Regelung drohte, in eine Sackgasse zu münden. Die Übertragungsnetzbetreiber entwickelten zudem Anbindungskriterien, durch die Einschränkungen der Rechte der Windpark-Betreiber befürchtet wurden. Zudem wurde die Gefahr einer zeitlichen Verschiebung zwischen Windparkfertigstellung und Anbindungsverpflichtung gesehen. Bezug nehmend auf diese möglichen Probleme, hat die Bundesnetzagentur ein Positionspapier zur Netzanbindungsverpflichtung gemäß § 17 Abs. 2a EnWG entwickelt, mit dem Ziel, transparente Kriterien zur Schaffung ausreichender Planungssicherheit zu entwickeln. Im Falle von Umsetzungsschwierigkeiten der Ausführungen der Regelungen des Positionspapiers kann die Bundesnetzagentur einbezogen werden.

[BNetzA 2009] Die Entwicklung des Positionspapiers hat positiv zur Klärung offener Fragen beigetragen.

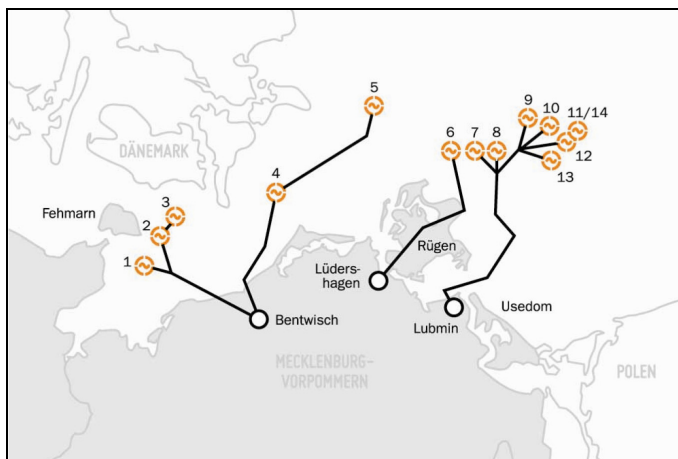
Grundsätzlich wird es positiv gesehen, dass durch das Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz eine optimierte Planung der Netzanschlüsse auf See grundsätzlich möglich ist. Vision ist die Herausbildung eines den Küsten vorgelagerten Netzes, das an verschiedenen Netzknoten den Anschluss von Windparks auf See (Clustern) ermöglicht („Steckdosen auf See“). Abb. 21 zeigt die Lage der durch den Übertragungsnetzbetreiber TenneT geplanten Anschlusscluster in der Nordsee DolWin, BorWin, HelWin und SylWin.



**Abb. 21** Durch den Übertragungsnetzbetreiber TenneT geplanten Anschlusscluster in der Nordsee [TenneT 2010]

Ergänzend zeigt Abb. 22 den derzeitigen Stand der Planungen des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz, der für die Netzanschlüsse der Windparks in der Ostsee verantwortlich ist.





**Abb. 22** Stand der Planungen des Übertragungsnetzbetreibers 50Hertz für den Netzanschluss der Windparks in der Ostsee [50Hertz 2010]

Bei den Netzanbindungen der ersten deutschen Windparks auf See erfolgte die Bereitstellung eines Netzanchlusses für den jeweiligen Windpark, das anbindende Kabel wurde für den Abtransport der entsprechenden Leistung dieses Windparks ausgelegt. Allerdings ist es das eigentliche Ziel, über ein Kabel mehrere Windparks ans Landnetz anzubinden, um die Auswirkungen der Kabelverlegung auf die Natur sowie den Aufwand zu minimieren. Fernziel ist der Ausbau des Netzsystems auf See zu einem länder-übergreifenden System, das auch den Stromhandel ermöglicht.

Die Netzanbindung von Windparks auf See erfolgte bei zwei der ersten Projekte über eine Wechselstrom-Anbindung (alpha ventus und Baltic I). Eine Alternative stellt jedoch der Einsatz von Gleichstromkabeln dar, die bei dem Projekt BARD Offshore 1 bereits zur Anwendung kamen. Hierbei können längere Übertragungsstrecken erreicht werden, Übertragungsverluste werden verringert. Die Offshore-Netzanbindung erfolgt über vom öffentlichen Netz getrennte Leitungen, die bisher nicht das n-1-Kriterium erfüllen. Dies könnte erst erreicht werden, wenn tatsächlich Clusteranbindungen existieren und die Kopfstationen der Cluster verbunden werden (Ausbildung von Ringnetzen).

Derzeit ergibt sich das Problem, dass die Gefahr von Verzögerungen bei der Netzanbindung gesehen wird. Diese können mehrere Jahre betragen und beruhen auf dem komplexen Prozess von Ausschreibung, Auftragsvergabe und Verlegung des Kabels sowie durch verspätete Beantragung einer entsprechenden Genehmigung. Auch die Netzbetreiber müssen sich erst auf die Situation einstellen und nun in relativ kurzer Zeit reagieren. Hierbei erfolgt der Netzausbau einzelfallbezogen, um ungenutzte Anschlüsse zu vermeiden (dies führt allerdings dazu, dass eine übergeordnete Gesamtplanung derzeit nicht ausreichend erfolgt). [OFW et al. 2010]

Neben dem Netzanchluss von Windparks auf See ist weiterhin die Beschleunigung des Netzausbaus an Land notwendig. Dies ist die Voraussetzung zum Abtransport der Stromeinspeisung durch die Windparks auf See. Die Frage der Netzkapazitäten wird somit für die weitere Entwicklung eine ausschlaggebende Rolle einnehmen und ist stets mit zu betrachten, wenn es um das Thema der Netzanbindung von

Windparks auf See geht. Für die Errichtung von Netzkapazitäten an Land ist jedoch mit noch weit höheren Planungs-, Genehmigungs- und Errichtungszeiträumen zu rechnen als es bereits auf See der Fall ist.

### **9.3 Finanzmarktkrise**

Die internationale Krise auf den Finanzmärkten in den Jahren 2007 und 2008 hatte Auswirkungen auf die nationalen Wirtschaftsmärkte und damit auf die Entwicklung der Windenergiebranche. Global verlangsamten sich im Jahr 2008 die Investitionszuwächse im Bereich der Erneuerbaren Energien, in Europa wurde weiterhin ein geringer Zuwachs beobachtet. [UNEP 2009] Der europäische Windenergiemarkt insgesamt war jedoch auch in Zeiten der Finanzmarktkrise durch eine relativ hohe Stabilität gekennzeichnet. [BWE 2009] Der Windindustrie erging es während der Wirtschaftskrise deutlich besser als dem Durchschnitt des deutschen Maschinen- und Anlagenbaus. [DEWI 2009b] Im Jahr 2009 hatte sich der Markt zunehmend erholt und verzeichnete erneut einen deutlichen Aufschwung. [DEWI 2010b]

Insgesamt waren die Auswirkungen auf den Windenergiemarkt an Land verhältnismäßig geringer als im Bereich der Windenergie auf See. So zeigte die Entwicklung der Windenergie an Land im Jahr 2009 und im 1. Halbjahr 2010 weiterhin stabile Zuwachsraten und es wird ein den Vorjahren vergleichbares Wachstum erreicht (vgl. Kapitel 2.1).

Die Probleme für die Windenergieindustrie, die sich aus der Finanzmarktkrise ergaben, liegen im Bereich der Finanzierung von Projekten. Der Kapitalzugang für Windenergieprojekte ist erschwert, durch die Banken wurden erhöhte Risikozuschläge auf Kredite oder verkürzte Rückzahlungsfristen verlangt. [UNEP 2009]

#### **Windenergie an Land**

Bei der Windenergienutzung an Land besehen gute Erfahrungswerte für die Projektdurchführung seitens der Projektentwickler und Banken, und die Projektvolumina sind vergleichsweise geringer als im Falle der Windenergie auf See. Es ergab sich die Tendenz, dass Entwickler von Windenergieprojekten an Land vergleichsweise weniger durch Finanzierungsprobleme im Zuge der Finanzmarktkrise betroffen waren. Seitens einiger Banken wurde vielfach eine positive Einstellung gegenüber Windenergieprojekten fortgesetzt. Gegenüber anderen Investitionsmöglichkeiten erschien die Projektfinanzierung bei Windenergieprojekten aufgrund der bestehenden Erfahrungen im Umgang mit diesen Projekten weiterhin als eine verhältnismäßig sichere Finanzierung.

Die Ergebnisse der im Rahmen des Projektes durchgeführten Datenerhebung ergeben, dass die Auswirkungen der Finanzkrise für die Gesellschafter von zwei Dritteln der in der Erhebung enthaltenen Windparks spürbar waren. Ein Drittel gab an, für die eigenen Planungen keine Auswirkungen bemerkt zu haben. In einem Fall wurde angegeben,

dass Banken derzeit sogar aktiv nach Projekten im Bereich der Erneuerbaren Energien suchen und diese bevorzugt finanzieren. Zudem würden sich Anleger verstärkt für Sachanlagen interessieren. In vielen Fällen wurden negative Auswirkungen kommuniziert. Hierbei wurden vordergründig folgende Probleme durch die antwortenden Entwickler und Betreiber dargestellt:

- Verunsicherung der Banken
- Längere Bearbeitungszeiten für die Kreditbereitstellung
- Sinkende Aktivitäten der Banken im Bereich von Projektfinanzierungen
- Höhere Eigenkapitalanteile notwendig
- Höhere Sicherheiten seitens der Banken gefordert, steigende Qualitätsanforderungen an die Projekte
- Verkleinerung des potentiellen Käuferkreises für Windenergieprojekte, weniger Investorenaktivitäten
- Personalabbau
- Gesunkene Guthabenzinsen für die notwendige Bestandliquidität

Auf den Auslandsmärkten ergaben sich zum Teil Schwierigkeiten durch die Finanzmarktkrise. Weltweit verzögerten sich viele Projekte. Da die Exportquote der deutschen Windenergieindustrie hoch ist (im Jahr 2009 betrug diese 75 %), [DEWI 2010b] war dies auch von Relevanz für viele in Deutschland ansässige Unternehmen. Probleme traten vordergründig bei Projektfinanzierungen auf. Zudem ergaben sich neue Risiken die sich beispielsweise aus gesunkenen Energiepreisen, im Falle einer Kopplung der Erneuerbaren Förderung an das Risiko des staatlichen Budgets oder aufgrund der Schwächung örtlicher Banken ergaben.

Auch im Rahmen der Datenerhebung wurden Probleme auf den Auslandsmärkten kommuniziert. Hierzu äußerten sich zwei Unternehmen. Ausgesagt wurde, dass sich die Auslandsprojekte um relevante Zeiträume nach hinten verschieben, da eine Finanzierung nicht möglich war. Finanzmarktteilnehmer zogen sich zurück oder wurden insolvent.

Positiv wirkten sich insgesamt die zwischen Mitte 2008 und 2009 niedrigen Rohstoffpreise, beispielsweise für Stahl und Kupfer aus. [BMU 2009] Positiv für die Finanzierung von Windenergieprojekten war weiterhin die Entwicklung der Fremdkapitalzinssätze, die auf ein sehr niedriges Niveau absanken.

### **Windenergie auf See**

Die Entwicklung der Windenergie auf See ist wesentlich stärker durch die Auswirkungen der Finanzmarktkrise betroffen. Schwer kalkulierbare Risiken, fehlende Erfahrungswerte und sehr große Finanzierungsvolumina führten zu einer starken Zurückhaltung seitens der Banken. [PWC 2009b] Das Konjunkturprogramm 2 der Bundesregierung konnte sich kaum positiv auf die Situation auswirken, da es auf Ende 2010 befristet ist und eine Begrenzung der Projektvolumina auf 200 Millionen Euro enthält. Auch wenn sich die Politik schließlich darauf verständigt hat, dass Entwickler von Windparks auf See das Programm grundsätzlich auch über diese

Grenze hinaus nutzen können, wirkte sich erschwerend aus, dass eine Zinsbindung in diesem Programm nur für drei Jahre erfolgt. Letzteres reduziert die Planungssicherheit bei Nutzung des Programms [SOW 2009 / BMU 2009]

Die Bedingungen haben sich demnach insbesondere für projektfinanzierte Offshore-Windenergieprojekte im Zuge der Finanzkrise verschlechtert. Es ist zu beobachten, dass die derzeit voran getriebenen Projekte in der Regel von Großinvestoren bzw. großen Energieversorgern entwickelt werden. So ist festzustellen, dass sich ein Großteil der deutschen und internationalen Banken aus dem Bereich der Projektfinanzierung von Windparks auf See zurückzog. International ging die Anzahl der Banken, die Finanzierungen in diesem Bereich anbietet von 40 Banken (vor der Finanzmarktkrise auf zwölf zurück. In der Regel sind für die Bereitstellung der benötigten sehr großen Finanzierungsvolumina Konsortien von Banken notwendig. Die Bildung von Bankenkonsortien zur gemeinsamen Projektfinanzierung ist im Zuge der Finanzmarktkrise deutlich schwieriger geworden. Das gegenseitige Vertrauen der Banken war stark gesunken. Die Langfristigkeit der Finanzierung von Offshore-Windenergieprojekten führt dazu, dass sich diese Situation nur sehr langsam verbessert. [SOW 2009]

Unterstützend für die Entwicklung der Windenergienutzung auf See wirkten durch die EU bereit gestellte Fördermittel aus. Deutsche Windenergieprojekte auf See erhielten bereits Zusagen für mehr als 200 Mio. Euro aus EU-Fördertöpfen (darunter Bard Offshore I, Borkum West II, Nordsee Ost, Global Tech I) [EC 2010]

In der Branche wurde in der jüngeren Vergangenheit zunehmend der Bedarf nach speziellen Bürgschaftsprogrammen zur Absicherung der erhöhten Risiken in der Bauphase sowie im ersten Betriebsjahr kommuniziert. Durch derartige Programme könnte die Risikoeinschätzung der Banken optimiert werden und somit eine Herabsetzung der verlangten Zinsen auf das Fremdkapital erreicht werden. Dies könnte die Wirtschaftlichkeit der Projekte wieder verbessern.

Im 10-Punkte-Sofortprogramm im Rahmen des Energiekonzeptes der Bundesregierung, das bis zum 31.12.2011 umgesetzt werden soll, beschließt die Bundesregierung die Bereitstellung eines 5-Milliarden-Kreditprogramms „Offshore-Windenergie“. Das Programm wird durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) bereit gestellt. Gefördert werden soll die zügige Realisierung der ersten zehn deutschen Windparks auf See. [Bd.-Reg. 2010]

## **9.4 Net Metering als Vergütungsmodell für Strom aus Kleinwindenergieanlagen**

In den letzten Jahren hat sich der Markt für Kleinwindenergieanlagen in Deutschland stetig entwickelt und es hat sich eine nennenswerte Nachfrage nach dieser Technik herausgebildet. Laut des Bundesverbandes Kleinwindenergie sind in Deutschland heute etwa 10.000 Kleinwindenergieanlagen in Betrieb. Allerdings haben Interessierte derzeit mit vielen Hindernissen im Bereich der Wirtschaftlichkeit und der Genehmigungspraxis von Kleinwindenergieanlagen zu kämpfen, die voraussichtlich eine breitere Entwicklung der Kleinwindenergie zunächst bremsen werden. [BVKW 2010]

Durch das zunehmende Interesse an der Kleinwindenergienutzung werden deshalb unter anderem mögliche Vergütungsmodelle für die Kleinwindenergie diskutiert. Eine Alternativoption zu einer Festvergütungsregelung ist hierbei das „Net Metering“, das beispielsweise in Dänemark angewendet wird.

Net Metering (Nettoabrechnungsverfahren) bezeichnet ein Förderinstrument, das in der Regel für die Förderung von kleinen Stromerzeugungsanlagen genutzt wird und zu Möglichkeiten der Selbstversorgung von Stromverbrauchern führt. Hierbei wird der durch eine Erzeugungsanlage ins Netz eingespeiste Strom mit dem Strom verrechnet, den der Anlagenbetreiber aus dem Netz bezieht [BMU 2010b] (Prinzip des „rückwärts laufenden Stromzählers“). Hierdurch sparen die Betreiber Strombezugskosten ein. Zusätzlich können sie eine Vergütung für den ins Netz eingespeisten Strom erhalten.

In der Regel wird Net Metering umgesetzt, indem der Energieversorger den Stromzähler des Kunden durch zwei neue Zähler ersetzt. Ein Zähler registriert daraufhin den Strombezug und der andere die Stromeinspeisung. Entscheidend für den Anlagenbetreiber ist im Ergebnis die Differenz zwischen Stromerzeugung und Strombezug (engl. „net“). [Gipe 2009]

Wenn ein Staat ein Net Metering-Programm entwickelt, werden darin in der Regel die folgenden Punkte spezifiziert: Strompreis, zeitliches Intervall zwischen den Abrechnungen, Umgang mit der möglicherweise erzeugten überschüssigen Energie, ggf. Preis für die Einspeisung überschüssiger Energie, zu erfüllende Vorgänge und Standards bei der Netzanbindung. [CanWEA 2010]

Im Folgenden werden die Vor- und Nachteile des Prinzips Net Metering analysiert.

### **Nachteile im Bereich des Net Metering**

Das Prinzip des Net Meterings entspricht der Idee eines „rückwärts laufenden Stromzählers. Für die Energieversorgungsunternehmen bedeutet Net Metering einen Rückgang der Stromnachfrage und den Verlust von Kunden – dementsprechend wenden sich Energieversorger in der Regel eher gegen die Idee des Net Metering. [Gipe 2009]

Bei einer sehr breiten Nutzung des Net Metering durch die Bevölkerung könnte es dazu kommen, dass das vorhandene Stromnetz nicht mehr vordergründig zur Versorgung, sondern vor allem zum Stromtausch und -transport genutzt würde. In diesem Fall würden die im Strompreis enthaltenen Kosten für den Betrieb der Netze deutlich ansteigen, um einen reibungslosen Betrieb und eine regelmäßige Wartung der Netze noch zu gewährleisten. Das heißt, die Verbraucher würden weniger Strom beziehen, ggf. würden die im Strompreis enthaltenen Energieerzeugungskosten hierbei sogar günstiger sein als heute, gleichzeitig müssten aber gestiegene Netzkosten über die Stromabrechnung kompensiert werden. Dies ist jedoch ein Aspekt, der einem sehr langfristigen Zeithorizont unterliegt.

### **Vorteile im Bereich des Net Metering**

Das Net Metering eröffnet eine einfache Möglichkeit, um eine Förderung für die Kleinwindenergie zu erreichen, bei der sich der entstehende Aufwand zur Einführung des Mechanismus in Grenzen hält und zudem keine zusätzliche Erhöhung der EEG-Umlage bewirkt würde. Zudem handelt es sich um ein transparentes Instrument, das durch die Verbraucher gut zu verstehen ist und das für den eigenen Umgang mit Energie sensibilisiert.

Das Interesse an der Kleinwindenergie ist in den letzten Jahren auch in Deutschland spürbar gestiegen. Die Menschen möchten ihre Abhängigkeit von den großen Energieversorgern reduzieren und zudem ihren Teil zum Klimaschutz beitragen. Auf Basis von Net Metering könnte es Interessierten ermöglicht werden, die neue Technologie zudem wirtschaftlich zu nutzen und somit eine noch bestehende Hürde für viele Verbraucher ausgeräumt werden. Dies könnte einen weiteren Teilaspekt der Klimaschutzbestrebungen in Deutschland darstellen.

Erfahrungen zeigen, dass Betreiber von Kleinanlagen, die das Net Metering nutzen, tendenziell relevante Anteile an Energie einsparen. Die eigene Anlage und die Abrechnungen über Stromverbrauch und -produktion führen zu einem verbesserten Bewusstsein über den eigenen Verbrauch und das eigene Verhalten in Bezug auf den Stromverbrauch und somit zu erhöhten Anstrengungen, Energie einzusparen. [Stenkjaer/Lindholt 2010]

Kleinwindenergieanlagen können unterstützend wirken, um den Anteil dezentraler Versorgungslösungen zu erhöhen. Die Entwicklung der Kleinwindenergie kann sich zudem wirtschaftlich positiv niederschlagen (positiv hinsichtlich lokaler Beschäftigung, lokaler Wirtschaft, lokaler Energieversorgung). [Stenkjaer/Lindholt 2010]

Wenn durch ein Net Metering die Nutzung von Kleinwindenergieanlagen ausgeweitet werden kann, können die genannten positiven Effekte der Kleinwindenergienutzung generiert werden (viele der genannten Vorteile könnten aber grundsätzlich auch auf anderen Wegen, wie beispielsweise einer festen Einspeisevergütung, erschlossen werden).

## **Dänisches Net Metering Modell**

Im Folgenden wird das dänische Net Metering-Modell kurz vorgestellt, um einen praxisnahen Überblick über das Prinzip des Net Metering zu geben.

Am 4. Juni 2010 trat in Dänemark bezüglich der Kleinwindenergienutzung eine Gesetzesänderung in Kraft, mit der eine Net Metering-Regelung eingeführt wurde.

Voraussetzungen für die Teilnahme am Net Metering sind, dass sich die eigenbetriebene Anlage am Verbrauchsort befindet und dass diese zu 100% zur Deckung des Eigenverbrauchs genutzt wird. Windenergieanlagen werden nur dann als Eigenerzeuger betrachtet, wenn diese netzgekoppelt sind. [Energinet.dk 2010]

Die dänische Institution Energinet.dk hat Leitlinien zur Umsetzung der Abrechnung bei Anwendung des Net Metering heraus gegeben. Energinet.dk organisiert zudem das Abrechnungsverfahren und nimmt Anträge der Betreiber für die Teilnahme entgegen. Zudem verwaltet Energinet.dk die Auszahlungen für die ins Netz eingespeiste Energie. [Energinet.dk 2010]

Der Netzbetreiber ist in Dänemark dafür verantwortlich, bei dem jeweiligen Eigenerzeuger die notwendigen Messeinrichtungen zu installieren und die zur Abrechnung notwendigen Zeitreihen an Energinet.dk zu übermitteln. Der Netzbetreiber rechnet zudem mit dem Energieerzeuger ab und kommuniziert die relevanten Energieermittlungen an die Eigenerzeuger. [Energinet.dk 2010]

Der Wechsel eines Betreibers ins Nettoabrechnungsverfahren muss einen Monat im Voraus durch den Betreiber angekündigt werden. Dieser ist zudem für den Rest des Kalenderjahres an das gewählte Abrechnungsmodell gebunden. [Energinet.dk 2010]

Da das Net Metering insbesondere für kleine Erzeugungsanlagen eine geeignete Option sein kann, wird im Folgenden lediglich auf die Ausführungen in den Leitlinien von Energinet.dk eingegangen, die sich auf die Gruppe der „Hausanlagen“ beziehen.

In diese Gruppe fallen Windenergieanlagen, die netzgekoppelt sind und in direkter Verbindung zu einer Privatwohnung oder einer nicht gewerblich genutzten Bebauung installiert sind. Die installierte Leistung muss  $\leq 6$  kW in privaten Haushalten oder  $\leq 6$  kW pro 100 m<sup>2</sup> in nicht-erwerbsmäßig genutzten Siedlungen betragen. [Energinet.dk 2010]

Windenergieanlagen mit einer Größe  $\leq 25$  kW, zu denen die Hausanlagen zählen, sind in Bezug auf ihre Eigenproduktion in Dänemark von der Zahlung der so genannten „PSO-Abgaben“ (öffentliche Komponente im Strompreis<sup>2</sup>) befreit, was einen weiteren Vorteil im Nettoabrechnungsverfahren darstellt. [Energinet.dk 2010]

Für die Gruppe der Hausanlagen ist die Abrechnungsgrundlage in der Regel eine auf Jahresbasis ermittelte Nettostromlieferung an das / aus

---

<sup>2</sup> Die PSO-Abgaben werden in Dänemark erhoben, um die Förderung für bspw. Erneuerbare Energien zu decken und werden in Verbindung mit einer Gebühr für den Elektrizitätstransport erhoben.

dem Netz. Hierbei wird die Nettostromlieferung an den bzw. von dem Verbrauchsort in dem gesamten Abrechnungszeitraum abgerechnet. Es ergibt sich in der Regel entweder eine positive oder negative Nettolieferung ans Netz oder vom Netz. Die sich ergebende Eigenproduktion ist hierbei definiert als Nettoproduktion abzüglich Nettolieferung ans Netz. [Energinet.dk 2010]

Die Eigenerzeugungsanlage verfügt zur Abrechnung über mindestens zwei Messpunkte. Ein Messpunkt misst die Lieferung an das allgemeine Energieversorgungsnetz (M2) und ein Messpunkt die Lieferung von dem allgemeinen Energieversorgungsnetz (M3). [Energinet.dk 2010]

Die Abrechnung erfolgt gemäß folgender Formeln: [Energinet.dk 2010]

- Nettolieferung vom Netz (NFN) =  $\max \{0, M3 - M2\}$
- Nettolieferung ans Netz (NTN) =  $- 1 * \min \{0, M3 - M2\}$
- Eigenproduktion = Nettoproduktion – NTN =  $M1 + \min \{0, M3 - M2\}$

Im Fall einer Überschussproduktion (Nettolieferung ans Netz) zahlt Energinet.dk den gesetzlich festgelegten Preiszuschlag für Erneuerbare Energie Anlagen aus. [Energinet.dk 2010]

Die Vergütung für Anlagen mit einer Leistung  $\leq 25$  kW (in Form eines Aufschlags auf den Marktpreis) beträgt 8, ct/kWh<sup>3</sup> (60 ore/kWh). [Danish Government 2008]

Abschließend lässt sich konstatieren, dass Erfahrungen in anderen Ländern (bspw. auch den USA) zeigen, dass die Kleinwindenergienutzung durch das Modell des Net Metering positiv befördert werden kann, ohne das dabei allzu hohe Kosten entstehen. In Dänemark wurde das Modell erst Mitte 2010 eingeführt, weshalb die Erfahrungen noch begrenzt sind, Experten sehen darin aber eine deutlich verbesserte Situation für die Kleinwindenergienutzung in Dänemark und erwarten einen anziehenden Ausbau.

---

<sup>3</sup> Entspricht 0,60 DKK/kWh, Wechselkurs vom 26.05.2011. URL: [www.bankenverband.de/waehrungsrechner](http://www.bankenverband.de/waehrungsrechner)



## **10 Ökologische Auswirkungen der Windenergienutzung – Windenergieanlagen und Natur und Landschaft**

### **10.1 Berücksichtigung ökologischer Konfliktfelder im EEG 2009**

Das EEG enthält für die Windenergienutzung an Land und auf See Regelungen, die einer Lösung ökologischer Konflikte dienen sollen.

Für die Windenergienutzung an Land werden in § 30 EEG 2009 Anreize zum Repowering gegeben, mit denen u. a. der Ersatz bestehender Anlagen außerhalb von Eignungsgebieten gefördert werden soll. Dies soll insbesondere den Rückbau von Altanlagen an problematischen Standorten fördern und mit einer ‚Flurbereinigung‘ der Windenergielandschaft dem Landschaftsbild dienen.

Für die Windenergienutzung auf See werden in § 31 EEG 2009 höhere Vergütungen mit steigender Wassertiefe und Küstenentfernung garantiert. Damit werden Anreize gegeben, Windparks auf See in möglichst großer Küstenentfernung und Wassertiefe zu bauen um so mögliche Auswirkungen auf den Vogelzug zu mindern. Weiterhin wird in § 31 EEG 2009 die Einspeisevergütung auf Bereiche außerhalb der Meeresschutzgebiete beschränkt, um weitere Planungen innerhalb der Schutzgebiete zu vermeiden.

### **10.2 Windenergienutzung an Land**

#### **10.2.1 Ökologische Auswirkungen von Windenergieanlagen an Land**

Die Windenergielandschaft, insbesondere der nördlichen und östlichen Bundesländer verändert sich anhaltend und im letzten Jahrzehnt ist im Zuge von Repoweringmaßnahmen oder Neuinstallationen von großen Windenergieanlagen ein neues Landschaftsbild entstanden. Als wesentliche Einflussfaktoren auf Ziele des Naturschutzes werden Kollisionen von Zugvögeln und Greifvögeln, sowie von Fledermäusen bewertet.

Kollisionsoffer an Vögeln und Fledermäusen werden in einer Liste von der Staatlichen Vogelschutzwarte bundesweit erfasst (Dürr briefl.). Bei Vögeln handelt es sich bei den Kollisionsoffern in Übereinstimmung mit früheren Auswertungen in der Regel um tagaktive Arten (vor allem Greife, Möwen, Schwalben und Segler), die den Luftraum oder die landwirtschaftlichen Nutzflächen des Windparks zur Nahrungssuche nutzen. Unter den häufigeren Arten (über zehn Funde) finden sich kaum solche des nächtlichen Vogelzugs.

Die relative Häufigkeit der Artengruppen der Funddatei hat sich mit ihrer Fortschreibung in den letzten Jahren – seit dem Erfahrungsbericht 2007 - nur sehr geringfügig verändert (Tab. 23).

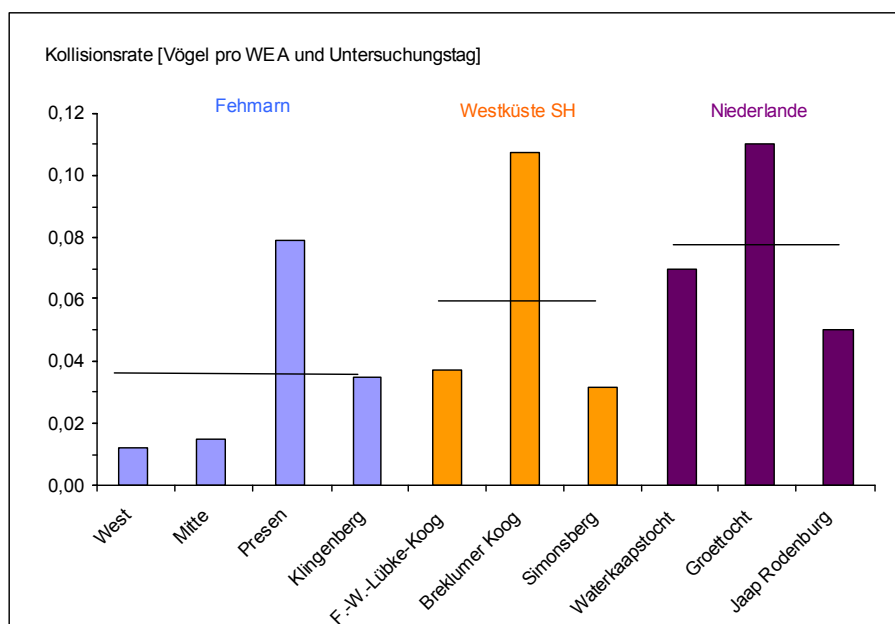
**Tab. 23: Relative Häufigkeit von Artengruppen als Kollisionsfund unter Windenergieanlagen.**

<b>Artengruppe</b>	<b>November 2006</b>	<b>März 2010</b>
Greifvögel	38%	38%
Singvögel	25%	27%
Andere Nichtsingvögel	15%	16%
Möwen	9%	11%
Wasservögel	10%	6%
Watvögel	3%	2%
	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Obwohl Drosseln zu den häufigsten Arten des nächtlichen Vogelzugs zählen und viele Millionen Exemplaren nachts über Deutschland ziehen, sind in der Datei bislang lediglich elf Drosselfunde enthalten. Dies ist auch in Übereinstimmung mit amerikanischen Untersuchungen, die bislang keine größeren Zahlen von kollidierten Kleinvögeln ergaben.

In einer systematischen Studie in mehreren Windparks auf der Insel Fehmarn während des Herbstzuges 2009 fanden BioConsult SH & ARSU ebenfalls kaum Opfer des nächtlichen Breitfrontenzuges, obwohl begleitende Radaruntersuchungen starken Zug nachgewiesen hatten. [BioConsult / ARSU 2010]

Mit systematischen Kontrollen wurden in drei Untersuchungen in Norddeutschland und den Niederlanden vergleichbare Häufigkeiten von Kollisionen ermittelt (Abb. 23). [Niederlande: Krijgsveld et al. 2009 / Westküste Schleswig-Holstein: Grünkorn et al. 2009 / Fehmarn: BioConsult / ARSU 2010] Die täglichen Kollisionsraten liegen demnach zwischen 0,04 und 0,08 Vögeln pro Anlage. Die Untersuchungen erfolgten speziell in der Zugzeit und in Phasen mit hohem Rastaufkommen, so dass sie nicht einfach aufs Jahr hochgerechnet werden können. Jährliche Kollisionsraten werden für die untersuchten Windparks auf 10 bis 20 Vögel pro Anlage geschätzt.



**Abb. 23: Häufigkeit von Vogelkollisionen mit Windenergieanlagen nach systematischen Studien. [Niederlande: Krijgsveld et al. 2009 / Westküste Schleswig-Holstein: Grünkorn et al. 2009 / Fehmarn: BioConsult / ARSU 2010]**

Die allgemeine Fundliste und die neueren systematischen Untersuchungen weisen einheitlich darauf hin, dass nur wenige Kollisionen nachziehender Vögel an Windenergieanlage auftreten. Eine Gefährdung des Vogelzuges – insbesondere des nächtlichen Breitfrontenzuges nordeuropäischer Vögel – besteht daher nicht. Auch auf Fehmarn, welches als Konzentrationspunkt im Vogelzug gilt („Vogelfluglinie“), konnte keine besondere Gefährdung des Vogelzuges erkannt werden.

### Greifvögel

Greifvögel gelten als empfindlich gegenüber Kollisionen mit Windenergieanlagen und müssen besonders betrachtet werden. Studien aus anderen Ländern (z. B. Kalifornien, Spanien, Norwegen) zeigen, dass Windparks an ungünstigen Standorten zu hohen Kollisionsraten und Gefährdungen der Population führen können. De Lucas et al. fanden keine eindeutige Abhängigkeit zwischen der Häufigkeit und der Kollisionsrate von Gänsegeiern bei Tarifa/Spanien. [De Lucas et al. 2008] Sie vermuten vielmehr ein artspezifisches Kollisionsrisiko, welches insbesondere bei geringem Auftrieb (geringe Thermik oder geringes Relief) bei gleichzeitig zahlreichen Windenergieanlagen, insbesondere auch auf Bergrücken erhöht ist. Hohe Kollisionsraten von Seeadlern und Störungen durch Wartungsarbeiten im Windpark auf der norwegischen Insel Smöla führten dort in einem sehr bedeutenden Konzentrationsgebiet zu einem Bestandsrückgang. [Bevanger et al. 2009]

Mit 130 Funden des Rotmilans und 48 Funden des Seeadlers (Stand Mai 2010) sind zwei im Bestand bedrohte und im Anhang 1 der EU-Vogelschutzrichtlinie geführte Arten besonders von Kollisionen betroffen.

Für die Wiesenweihe, eine weitere bedrohte Greifvogelart, besteht eine hohe Überdeckung des Lebensraums mit Windparks. Die Kollisionsraten in Deutschland lassen für diese Arten bislang keinen Einfluss auf den Erhaltungszustand oder die Bestandsentwicklung erkennen. Der Bestand des Seeadlers steigt weiterhin stark an und hat sich seit den achtziger Jahren, also parallel zum Ausbau der Windenergienutzung, in Deutschland etwa verzehnfacht. Der Bestand des Rotmilans ist stabil bis leicht rückläufig bei etwa 10-12.000 Paaren. Für die Wiesenweihe wird von einer Reduzierung des Konfliktpotenzials durch Installation größerer Anlagen im Rahmen des Repowerings ausgegangen.

## **Fledermäuse**

Die Gefährdung von lokalen und ziehenden Fledermäusen durch Kollisionen an Windenergieanlagen wurde erst in den letzten Jahren bekannt. Verschiedene Untersuchungen in Deutschland und anderen Ländern zeigten jedoch mittlerweile, dass Fledermäuse teilweise in bedeutenden Anzahlen mit Windenergieanlagen kollidieren können. Dabei sind meist bestimmte Arten zu definierten Zeiträumen, insbesondere während der Zugzeit im Spätsommer, betroffen. Der Umfang der Kollisionen von Fledermäusen und die möglichen Auswirkungen auf die Bestände dieser Arten sind bislang unzureichend bekannt. Da Fledermäuse eine geringe Reproduktionsrate haben, müssen die Bestände grundsätzlich als empfindlich gegenüber erhöhter Sterblichkeit gelten.

In einer Studie im Auftrag des BMU haben Brinkmann et al. (in Vorb.) ein Aktivitäts-Modell für einzelne Arten entwickelt, welches zeitlich differenzierte Vorhersagen zur Fledermausaktivität an den untersuchten Anlagen ermöglicht. Die Flugaktivität von Fledermäusen wird wesentlich durch die Windgeschwindigkeit bestimmt (Abb. 2). Die so vorhersagbaren Fledermausaktivitäten können in die Berechnung der resultierenden Anzahl getöteter Fledermäuse einfließen. Es ist dann möglich, basierend auf den gemessenen Einflussfaktoren Monat, Nachtzeit, Windgeschwindigkeit, Temperatur und Niederschlag für einzelne Zeitabschnitte einen Erwartungswert für die Zahl getöteter Fledermäuse anzugeben. „Fledermausfreundliche“ Betriebsalgorithmen ermöglichen dann eine zielgerichtete Abschaltung der Anlagen an gefährdeten Standorten. Hierzu liegen auch aus den USA bereits gute Erfahrungen vor, welche die Effektivität zielgerichteter Abschaltungen belegen. [Arnett et al. 2009]

„Fledermausfreundliche“ Betriebsalgorithmen ziehen gewisse Ertragseinbußen für den Betreiber der Windenergieanlagen nach sich. Von Vorteil ist hier jedoch, dass die Sommermonate mit einem Schwerpunkt der Fledermausaktivität häufig die windärmsten Monate des Jahres sind und dass in diesen Monaten die Nächte relativ kurz und die Nachtstunden ertragsärmer als die Tagesstunden sind. Ein positiver Faktor ist weiterhin, dass der Ertrag einer Windenergieanlage mit der dritten Potenz der Windgeschwindigkeit steigt. Zeiten mit niedrigen Windgeschwindigkeiten und damit höherer Fledermausaktivität haben dementsprechend einen verhältnismäßig geringen Anteil am

Gesamtertrag. „Fledermausfreundliche“ Betriebsalgorithmen versprechen daher eine hohe Effektivität im Schutz von Fledermäusen bei geringen Ertragseinbußen und sollten weiterentwickelt und konsequent angewendet werden, um kritische Standorte zu entschärfen.

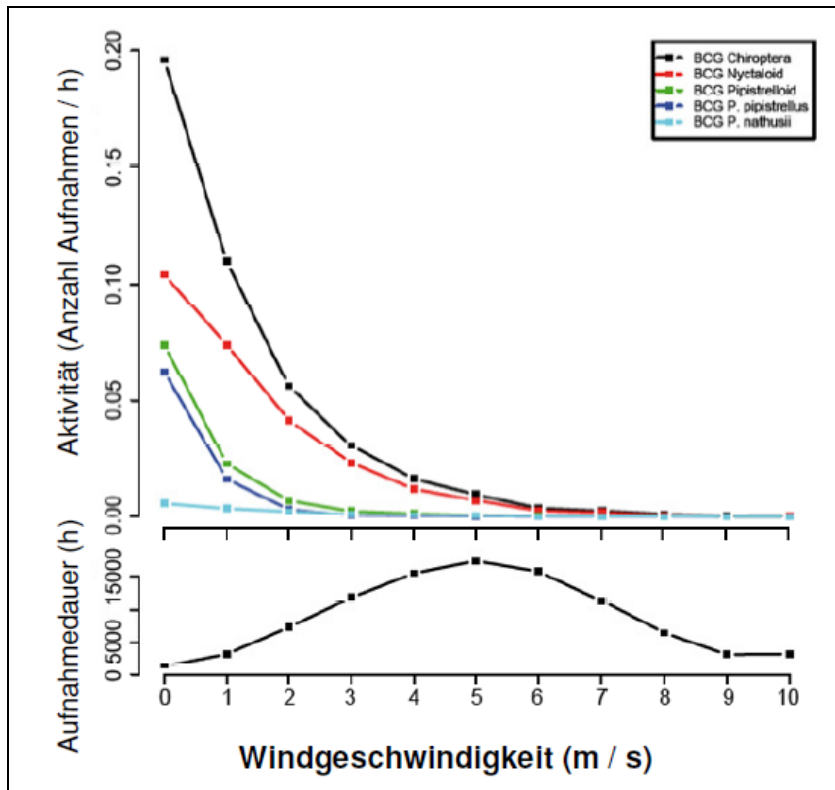


Abb. 24: Fledermausaktivität (als Anzahl Aufnahmen pro Stunde) für verschiedene Windgeschwindigkeitsklassen. Linien unterschiedlicher Farbe für verschiedene Arten(-gruppen). Darunter dargestellt die Verteilung der Erfassungsstunden auf die Windgeschwindigkeitsklassen. [Brinkmann et al. 2009]

## 10.2.2 Entwicklung der Windenergietechnik und Auswirkungen auf Natur und Landschaft

Die technische Entwicklung von Windenergieanlagen betrifft insbesondere folgende Bereiche:

- Vergrößerung von Anlagenhöhe und Rotordurchmesser mit höherer Stromproduktion
- Reduzierung der Anlagenzahl, der Schallemissionen und des Schattenwurfes
- Kennzeichnung von Anlagen über 100 m durch Befeuerung

Unter Berücksichtigung mehrerer Studien in Nordamerika konnten Barclay et al. zeigen, dass die Erhöhung des Rotordurchmessers allein keinen Einfluss auf die Kollisionswahrscheinlichkeit von Vögeln und Fledermäusen hatte. [Barclay et al. 2007] Während die Höhe der Anlagen ebenfalls keinen Effekt auf die Kollisionsrate von Vögeln hatte, stieg dagegen die Kollisionsrate bei Fledermäusen mit zunehmender Anlagenhöhe exponentiell an. Die Autoren vermuten, dass der Zug von Fledermäusen generell in niedrigerer Höhe als der Vogelzug stattfindet und dass die neueren Anlagen diese erreichen kann. Das Repowering reduziert zwar die Anzahl von Vogelkollisionen pro Megawatt, erhöht aber die Anzahl von kollidierten Fledermäusen.

Eine geringe Gefährdung des Vogelzuges konnte durch Höhenmessung mit Hilfe von vertikal orientierten Radargeräten mehrfach gezeigt werden. Ergebnisse zeigten, dass im Herbst 2009 auf Fehmarn insgesamt 97 % der Vögel oberhalb von 100 m und 89 % oberhalb von 200 m zogen. [BioConsult / ARSU 2010] Hier muss einschränkend angemerkt werden, dass die Flugintensität in den unteren 200 m unterschätzen können.

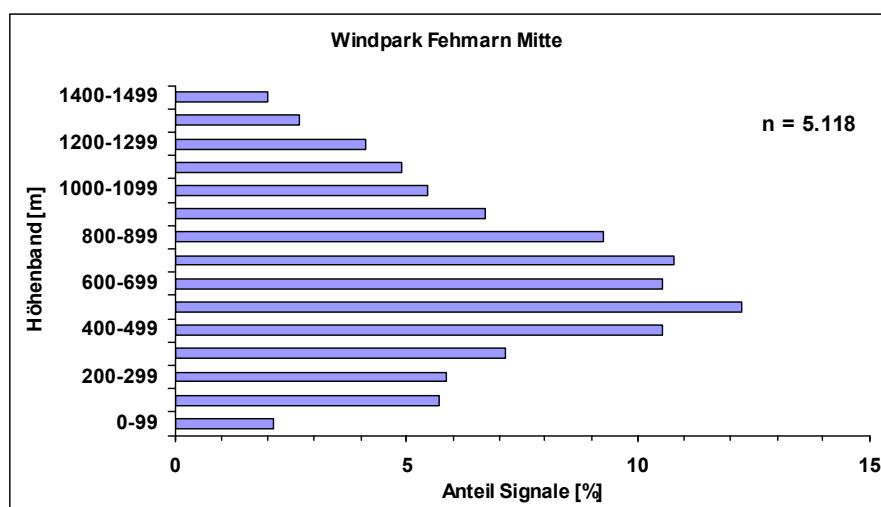


Abb. 25: Exemplarische Darstellung der Flughöhenverteilung von ziehenden Vögeln über dem Windpark Fehmarn Mitte im Herbst 2009 (BioConsult & ARSU 2010). Die häufigste Höhenklasse befand sich mit 500 bis 600 m deutlich über den Rotoren.

Höhere Anlagen bedeuten einerseits, dass die untere Grenze des vom Rotor bestrichenen Bereichs steigt. Für einige Arten (z. B. Wiesenweihe) bedeutet das, dass die meisten Flugaktivitäten unterhalb der Rotorenhöhen stattfinden und dass dadurch das Kollisionsrisiko erheblich reduziert ist. Für andere Arten wiederum bedeutet die Verschiebung der Rotorzone nach oben in den im Bereich von > 100 m über dem Boden eine Steigerung des Kollisionsrisikos. Ergebnisse von Untersuchungen bzgl. des Flugverkehrs [Scheller & Küsters 1999] weisen auf die Kollisionsgefahr insbesondere mit Thermikfliegern unter den Greifvögeln (Bussarde, Milane) hin.

Den höheren mit der Anlagengröße verbundenen Risiken steht eine steigende Leistung der Anlagen gegenüber. Eine Reihe von Beobachtungen und Modellrechnungen kommt zum Ergebnis, dass bei steigender Größe von Anlagen und der Windparks insgesamt das Kollisionsrisiko pro Megawatt erzeugter Energie sinkt [Hötker et al. 2006]. Auch eine verbesserte Konfiguration der Windparks, wie z. B. eine kompakte flächige Anordnung statt weit verstreuter Einzelanlagen, trägt dazu bei, das Kollisionsrisiko trotz steigender Stromproduktion gering zu halten. Dies gilt in gleichem Maße für die Neuerrichtung von Windparks sowie für das Repowering. Ein wesentlicher Faktor für die Höhe des Kollisionsrisikos ist die Beschaffenheit der Umgebung von Windpark. Die meisten Windkraftanlagen in Deutschland sind in den Nord- und Ostdeutschen Tiefebene konzentriert, was Probleme besonderer Standorte, die lokal sehr hohe Schlagopferzahlen an Windparks an Bergkämmen und -pässen oder Landengen vermeiden. Bei den von Brinkmann et al. (in Vorb.) untersuchten Standortparametern besitzt nach den bisherigen Auswertungen allein der Naturraum einen signifikanten Einfluss auf die Aktivität von Fledermäusen. Einfach ermittelte Abstandsmaße z. B. zu Wald oder zu Gewässern hatten dagegen keinen signifikanten Einfluss.

Über den Einfluss der Kennzeichnung von hohen Anlagen, insbesondere durch unterschiedliche Lichtfarben, liegen bisher wenige Ergebnisse von bestehenden Windparks vor. [Hill et al. 2008] Es ist zu vermuten, dass die Befeuerung vor allem ein Thema bei der Kennzeichnung von WEA auf See ist, da hier isolierte Lichtquellen in einen bislang unbeleuchteten Raum gebracht werden. In jüngerer Zeit wurden Experimente zur Wirkung unterschiedlicher Lichtfarben auf ziehende Vögel durchgeführt. [Poot et al. 2008, siehe 10.3.1, Evans et al. 2007]

## **10.3 Windenergienutzung auf See**

### **10.3.1 Ökologische Auswirkungen der Windenergie auf See**

#### **Auswirkungen auf Vögel und Marine Säugetiere**

Bislang existierten keine Offshore-Windparks in Deutschland, so dass sich die (deutsche) ökologische Begleitforschung auf die Windparks Nysted in der Ostsee und Horns Rev in der Nordsee in Dänemark beschränkte [Blew et al. 2008]. Diese Untersuchungen zeigten, dass der größte Teil des ermittelten Zugaufkommens in Höhen deutlich oberhalb der Windparks erfolgte. Von den im Bereich der Windparks ermittelten Arten zeigen insbesondere Meeresenten und weitere Seevogelarten eine deutliche Meidung der Windparks, so dass diese einem geringen Kollisionsrisiko ausgesetzt sind; tiefer fliegende Zugvogelschwärme dieser Arten änderten ihre Flugrichtung –, flogen manchmal aber auch in niedriger Höhe mittig durch die Korridore zwischen den Turbinen hindurch, womit sie zu den Turbinen einen Mindestabstand von etwa 100 m einhalten. Somit ist bei Zugbewegungen störungsempfindlicher Arten wie z. B. auch Seetauchern und Trauerenten [Garthe / Hüppop 2004] davon auszugehen, dass ein Großteil der Vögel den Windparkbereich großräumig umfliegt.

Andere Arten wie z. B. Kormoran oder Möwen zeigen nur eine geringe Meidung der Windparks. Singvögel durchqueren die Windparks sowohl am Tage als auch in der Nacht, so dass die Barrierewirkung für diese Arten gering sein sollte, damit aber ein Kollisionsrisiko besteht, welches allerdings derzeit aufgrund fehlender empirischer Daten nur theoretisch zu berechnen ist. [Bellebaum et al. 2010]

Untersuchungen an der Forschungsplattform FINO 1 wiesen auf mehr oder weniger regelmäßigen Vogelschlag an der Plattform hin. [Hüppop et al. 2009] Untersuchungen einzelner stärkerer Kollisionsereignisse zeigen, dass diese mit sich im Laufe von Zugnächten verschlechternden Wetterbedingungen zusammenhängen, so dass in größeren Höhen ziehende Vögel sowohl Gegenwind als auch schlechter Sicht ausgesetzt sind und in geringere Höhen gelangen, wo sie wahrscheinlich zusätzlich von Beleuchtung angezogen bzw. desorientiert werden. [Aumüller et al. 2011]. Die FINO 1 wird auf unterschiedlichen Ebenen recht stark beleuchtet und ist derzeit als isolierte Lichtquelle auf dem Meer daher nicht mit der Situation eines oder mehrerer Windparks vergleichbar.





**Abb. 26: Prototyp einer 5-MW-Offshore- Windenergieanlage der Firma Bard Engineering GmbH (Emden) nahe Hooksiel, Niedersachsen, in der Abenddämmerung. An der Gondel rote Blinkbefeuerung zur Gewährleistung der Sicherheit im Flugverkehr, im Fußbereich dauerhafte Anstrahlung von Flächen sowie Hindernisbefeuerung zur Gewährleistung der Sicherheit im Seeverkehr. Im Offshore-Bereich werden beleuchtete Windenergieanlagen auf weiten Flächen die einzigen Lichtquellen darstellen (Foto Tobias Dittmann).**

Ergebnisse von Untersuchungen an drei Standorten in der Nordsee mit vertikalen Radargeräten zur Messung der Flughöhen durchgeführt wurden (FINO 1, Helgoland und Leuchtturm Alte Weser), belegen, dass über der Deutschen Bucht ganzjährig Vogelzug stattfindet, schwerpunktmäßig aber im Frühjahr und Herbst und zudem nachts meist stärker als tagsüber.

Zwischen den drei Standorten ergaben sich jeweils hochsignifikante Korrelationen der Zugintensitäten in allen untersuchten Höhenbereichen. Dies verdeutlicht, dass hinsichtlich der Zugintensität in der Deutschen Bucht großräumige Zusammenhänge bestehen und dieses Meeresgebiet synchron im Sinne eines Breitfrontzuges überquert wird.

Darüber hinaus konzentriert sich der Vogelzug auf wenige Tage bzw. Nächte je Zugperiode. Fasst man Ergebnisse des Vertikal-Radars zusammen, so wird zu allen Jahreszeiten die relativ höchste Zugintensität in den untersten 100 m gemessen, und damit in einer Höhe, in welcher die Vögel sich im Einflussbereich von Windenergieanlagen befinden. Differenziert man diese Aussage nach Jahreszeit und Tageszeit, so zeigt sich zum einen, dass vor allem in den zugarmen Zeiten wie z. B. im Sommer und während des Tagzugs größere Anteile der Signale in den unteren Höhen registriert werden; diese Signale werden im Wesentlichen Wasservögeln und hier wiederum nahrungssuchenden Möwen und Seeschwalben zuzuordnen sind. Zum anderen zeigt sich, dass während der Zugperioden und des nachts die Höhenverteilung der Signale deutlich nach oben verschoben ist; das sind die Zeiten, wenn der zahlenmäßig überwiegende Vogelzug statt findet. Aus weiteren Offshore-Studien in Nord- und Ostsee ist bekannt, dass während der intensiven Zugzeiten relativ mehr Signale deutlich oberhalb von 200 m gemessen werden als während der weniger intensiven Zugzeiten. [Blew et al. 2008] Diese

Aussage gilt grundsätzlich auch, wenn man die Probleme der Erfassung des niedrigen Vogelzugs berücksichtigt, wobei bei Untersuchungen in der Ostsee an Küstenstandorten wie z. B. Rügen auch 45% des Vogelzugs in den unteren 200 m registriert werden konnten. Eine Übertragung auf Offshore-Standorte ist nicht ohne Weiteres möglich und es ist darüber hinaus zu berücksichtigen, dass bedeutende Anteile des Vogelzugs auch oberhalb von 1500 m und damit außerhalb der Reichweite der eingesetzten Schiffsradare statt finden kann. [Bellebaum et al. 2010]

Mit der Inbetriebnahme von alpha ventus wurde die Konfliktfolgenabschätzung der Windenergie auf See auch in Deutschland begonnen. [BSH 2011b] Bisher liegen Ergebnisse zur Bauphase vor. Es konnte kein Einfluss des Baugeschehens auf Rastvögel (Basstölpel, Eissturmvogel, Trauerente, Raubmöwen, Larus-Möwen, Seeschwalben und Alkenvögel) festgestellt werden. [Piper 2010]

Der Bau des Windparks alpha ventus zeigte einen zeitlich begrenzten Effekt der Rammung bis etwa 20 km Entfernung auf das Vorkommen von Schweinswalen. [Diederichs 2010] Die aufgezeichneten Echolokalisationslaute zeigten klare Effekte der Rammarbeiten auf Schweinswalaktivität, die im Nahbereich bis zu 35 Stunden anhielten, aber mit zunehmender Entfernung abnahmen. Dabei konnten trotz des negativen Ramm-Effektes vereinzelt Schweinswale auch im Nahbereich der Baustelle nachgewiesen werden. Die Ergebnisse entsprechen im Wesentlichen den der Untersuchungen beim Bau der dänischen Offshore-Windparks Horns Rev 1 und 2. Bei alpha ventus konnte erstmalig ein Zusammenhang zwischen der Dauer der einzelnen Rammarbeiten und der Reaktionszeit der Schweinswale ermittelt werden.

## **10.4 Möglichkeiten zur Minimierung ökologischer Auswirkungen der Windenergienutzung auf See**

### **10.4.1 Steuerungsmöglichkeiten zur Minderung ökologischer Auswirkungen**

Für den Ausbau der Windenergienutzung auf See bestehen unterschiedliche Möglichkeiten der räumlichen und zeitlichen Steuerung, sowie der Regelung der technischen Ausgestaltung der Windparks. Ein Grundproblem des Ausbaus der Windenergienutzung auf See in Deutschland ist weiterhin, dass eine hohe Anzahl von Genehmigungen auf der Grundlage von Annahmen erteilt wurde, die erst dann überprüft werden können, wenn die ersten Windparks errichtet worden sind. Die Begleitforschung zum Windpark ‚alpha ventus‘ leistet hierzu bereits einen wichtigen Beitrag. Das BSH trägt in den Nebenbestimmungen der Genehmigungen Vorsorge, dass Ergebnisse neuerer Untersuchungen berücksichtigt werden.

Im Folgenden werden die verfügbaren Steuerungsmöglichkeiten im Bereich der räumlichen und zeitlichen Gestaltung der Ausbauvorgänge beschrieben.

- **Räumliche Steuerung:** Durch die Ausweisung der Meeresschutzgebiete und die Verordnung zur Raumordnung sind die wesentlichen Aspekte des Naturschutzes, die einer räumlichen Steuerung bedürfen, geregelt worden. Darüber hinaus besteht weiterhin die Möglichkeit im Rahmen der einzelnen Genehmigungsverfahren auf die Standortwahl Einfluss zu nehmen. Die vom BSH festgesetzten Untersuchungen gemäß Standarduntersuchungskonzept (STUK) sind umfangreich und gut geeignet, mögliche Konflikte zu beschreiben und zu bewerten.
- **Zeitliche Steuerung:** Hinsichtlich der kommenden Bautätigkeit in Nord- und Ostsee und möglicher Auswirkungen des Rammschalls auf marine Säugetiere wird diskutiert, ob negative Auswirkungen durch eine zeitliche Steuerung minimiert werden können. Dies kann in Bereichen mit einem ausgeprägten saisonalen Vorkommen grundsätzlich anwendbar sein, jedoch ist zu bedenken, dass eine saisonale Einschränkung der Bautätigkeit unweigerlich auch zu einer Verlängerung derselben führen wird und zu mehrjährigen Bauphasen führen kann.

#### **10.4.2 Technische Möglichkeiten zur Minderung ökologischer Auswirkungen**

Technische Möglichkeiten zur Vermeidung und Verminderung ökologischer Auswirkungen werden derzeit insbesondere hinsichtlich der Verminderung der Schallemissionen bei Rammarbeiten und der Entwicklung angepasster Beleuchtungskonzepte gesucht. Darüber hinaus bestehen eine Reihe weiterer Möglichkeiten die technischen Spezifikationen, von der Konfiguration der Parks, den Unterwasserkonstruktionen bis hin zum Wartungskonzept, so anzupassen, dass ökologische Auswirkungen minimiert werden. Hierzu liegen bislang kaum Ansätze vor.

#### **Schallminderung**

Rammarbeiten für Stahlfundamente führen zu hohen Schallemissionen und die bisherige Erfahrung und Berechnungen zeigen, dass der vom BSH vorgegebene Grenzwert von 160 dB SEL in 750 m Entfernung bei allen Vorhaben überschritten werden wird. Mit zunehmender Küstenentfernung und dadurch größerer Wassertiefe ist tendenziell mit höheren Emissionen zu rechnen, da diese eine Funktion der Dimension der Pfähle und der Einbindetiefe sind. Das Grundprinzip einer möglichen Schallminderung ist einfach, das Rammgut muss von einem Medium mit geringerer Dichte als Wasser umhüllt werden. Je höher der Dichteunterschied desto besser die Dämmung. Zur Schallminderung kann Luft als Blasenschleier in das Wasser gegeben werden; eine feste Umhüllung mit Schaumstoff erfüllt den gleichen Zweck. Für die Anwendung von Schallminderungsmaßnahmen bei Offshore-Rammarbeiten müssen jedoch erhebliche technische Anforderungen

überwunden werden und derzeit ist kein Stand der Technik verfügbar, der eine serienmäßige Anwendung von Schallminderungsmaßnahmen erlauben würde. Insbesondere die großen Wassertiefen und hohe Restströmung erschweren den Einsatz von Schallminderungsmaßnahmen [Nehls et al. 2007]. Auch wenn erste Erfahrungen bei der Forschungsplattform FINO 3 und Windpark ‚alpha ventus‘ gute Ergebnisse mit Blasenschleiern erbrachten, ist noch erheblicher Aufwand notwendig, um ein serienfähiges Verfahren zu entwickeln. Derzeit werden mehrere vom BMU geförderte Forschungsvorhaben zur Entwicklung und Erprobung von Schallminderungsmaßnahmen durchgeführt.

Neben Verfahren zur Schallminderung bei Rammarbeiten sind weiterhin Fundamente hervorzuheben, die ohne Rammung gegründet werden können. Schwerkraftfundamente sind bereits in Dänischen und Belgischen Offshore-Windparks eingesetzt worden. Weitere Verfahren, die in der Öl- und Gasindustrie eingesetzt werden, sind für die Anwendung in der Windenergie auf See in Entwicklung. Für alle Formen der Gründungen ist zu bedenken, dass neben den Schallemissionen weitere Eingriffe in Bau und Betrieb zu berücksichtigen sind.

### **Vergrämung**

Zur Vermeidung des Verletzungsrisikos von marinen Säugetieren, die sich im Nahbereich der Rammungen aufhalten könnten, werden standardmäßig Vergrämer, sog. Pinger und sealscarer, eingesetzt. Dies sind Geräte, die akustische Signale in teils hohen Lautstärken aussenden. In einem Deutsch-Dänischen Forschungsvorhaben über den Lofitech Sealscarer, der mit einem Quellpegel von 190 dB arbeitet, zeigte sich eine sehr gute Wirkung der Vergrämung. In einem Bereich bis 700 m bewirkt der Einsatz des Vergrämers eine nahezu vollständige Vertreibung und bis in eine Entfernung von 2,7 km ist eine signifikante Vergrämungswirkung nachweisbar. [Brandt et al. 2011] Die Vergrämung kann damit als sehr wirkungsvoll zur Vermeidung von Schädigungen bei Schweinswalen gelten.

### **Beleuchtung**

Windparks auf See werden als Hindernisse für die See- und Luftfahrt gekennzeichnet und dafür nachts beleuchtet werden. Die Offshore-Gewässer der Nord- und Ostsee sind bislang weitgehend frei von anthropogenen Lichtquellen. Von Bohrinseln, Forschungsplattformen und anderen Offshore-Installationen ist bekannt, dass Vögel von diesen isolierten Lichtquellen nachts stark angezogen werden können, was zu u.a. zu Kollisionen führen kann, aber auch zu Desorientierung und Erschöpfung. Erfahrungen von Leuchttürmen und die Ergebnisse verschiedener Forschungsvorhaben weisen demgegenüber darauf hin, dass die anziehende Wirkung der Beleuchtung auf Vögel erheblich von den Eigenschaften derselben, insbesondere dem Spektrum, der Lichtstärke, den Abstrahlungswinkeln und der Blinkfrequenz, beeinflusst wird. [Hill et al. 2008, Gehring et al. 2009] Poot et al. fanden in Experimenten heraus, dass während der Nacht ziehende Vögel durch

rotes und weißes Licht (mit sichtbarer Strahlung im langwelligem Bereich) desorientiert und angezogen wurden, während sie deutlich weniger auf blaues und grünes Licht (wenig oder keine sichtbare Strahlung im langwelligem Bereich) reagierten. [Poot et al. 2008] Dies galt insbesondere für bedeckte Nächte. Die Autoren vermuten, dass weißes und rotes Licht den Magnetkompass ziehender Vögel beeinflusst und schlagen daher den Einsatz grüner, „vogelfreundlicher Beleuchtung“ vor.

Auch wenn die vorliegenden Ergebnisse noch keine eindeutigen Handlungsanweisungen zulassen, lassen sie den Schluss zu, dass die Nachtkennzeichnung von Offshore-Windenergieanlagen so gestaltet werden kann, dass mögliche Auswirkungen auf Vögel reduziert werden. Hierzu laufen derzeit vom BMU geförderte Forschungsvorhaben, welche auch die technischen und rechtlichen Bedingungen einschließen, und Möglichkeiten untersuchen, die Kennzeichnung von Offshore-Windparks auch unter Naturschutzgesichtspunkten zu optimieren (EKKO – Entwicklung von Konzepten für die Kennzeichnung von Offshore-Windenergieanlagen).

### **10.4.3      Regelungsmaßnahmen           zur           Minimierung ökologischer Beeinträchtigungen im europäischen Ausland**

Die Entwicklung der Windenergienutzung auf See verläuft in den anderen EU-Ländern deutlich anders als in Deutschland. Vorherrschend ist eine Steuerung der Planungen durch Ausschreibungsverfahren, in denen sich Unternehmen auf zuvor strategisch bewertete Flächen bewerben. Die eigentliche Umweltverträglichkeitsprüfung für eine spezifische Planung ist danach von dem Unternehmen durchzuführen, das den Zuschlag erhalten hat.

#### **Großbritannien**

Großbritannien befindet sich derzeit in der sog. Dritten Runde der Entwicklung der Windenergienutzung auf See. Die Entwicklung erfolgt hier schrittweise, mit relativ kleinen Projekten in geringen Küstenentfernungen in den Runden 1 und 2 mit denen vor allem technische Erfahrung gesammelt wurde, an denen aber auch ökologische Begleituntersuchungen durchgeführt wurden. Runde 1 und 2 umfassen bereits zusammen 8 GW zu installierende Leistung und beinhalten erste Projekte außerhalb der Hoheitsgewässer. In der Runde 3 soll jetzt der Ausbau der Windenergienutzung auf See in großem Maßstab erfolgen und ein Ziel von 25 GW erreicht werden. [[www.thecrownestate.co.uk](http://www.thecrownestate.co.uk)]

Für jede Runde der Entwicklung der Windenergienutzung auf See wurde eine Strategische Umweltprüfung durchgeführt, für jedes Projekt danach eine individuelle Umweltverträglichkeitsstudie. In der Betrachtung der Umweltverträglichkeit werden in Großbritannien teilweise ähnliche Problemfelder wie in Deutschland hervorgehoben, wobei ein größerer Wert auf Einflüsse auf Fische gelegt wird. Im Zuge der Entwicklung der Windenergie auf See wurde mit COWRIE (Collaborative Offshore Wind

Research Into The Environment) eine Institution zur Förderung der Begleitforschung geschaffen, die zahlreiche Projekte zur Ermittlung von Eingriffen und zur Entwicklung von Methoden gefördert hat. [[www.offshorewindfarms.co.uk](http://www.offshorewindfarms.co.uk)]

Zu den auf Deutschland übertragbaren Konfliktfeldern zählen Rastvogelbestände von Meeressäugern und Seetauchern. Diese werden von den küstenfernen Projekten der Runde 3 kaum betroffen sein. Der Ausbau der Windenergienutzung in der Irischen See (Liverpool Bay) und der Themsemündung betrifft teilweise bedeutende Gebiete von Meeressäugern und Seetauchern, was zu ersten Einschränkungen bzw. Genehmigungsvorbehalten führte. Hinsichtlich der in Deutschland intensiv diskutierten Auswirkungen von Schallemissionen bei Rammarbeiten hat die englische Naturschutzbehörde JNCC die Anwendung von Schallminderungsmaßnahmen als nicht notwendig eingestuft. Artenschutzrechtliche Aspekte werden hierzu durch den Einsatz von Sichtbeobachtern (Marine Mammal Observer) berücksichtigt.

## **Niederlande**

In den Niederlanden wurden zunächst zwei küstennahe Projekte realisiert. Nach einem Ausschreibungsverfahren wurden in den Niederlanden 2009 14 Lizenzen zur Entwicklung von Windparks auf See in der Niederländischen AWZ erteilt. Die Vergabe der Lizenzen beruhte auf Umweltverträglichkeitsstudien und Natura 2000 Verträglichkeitsprüfungen. Teilweise werden deutliche Auflagen zum Schutz der Meeresumwelt erlassen. So wird die Bautätigkeit für Rammarbeiten zum Schutz von Meeressäugern, insbesondere Schweinswalen, auf die zweite Jahreshälfte beschränkt und es soll nicht mehr als ein Projekt zurzeit aktiv sein. In der Umweltverträglichkeitsprüfung wurde dem Schutz von Fischen und Fischlarven eine deutlich höhere Bedeutung als in Deutschland beigemessen. Für die Bewertung kumulativer Wirkungen in Bezug auf Natura 2000 Gebiete wurden feste Schwellenwerte gesetzt. Die Projektierer müssen die Umweltauswirkungen ihrer Projekte untersuchen und dokumentieren.

## **Dänemark**

In Dänemark sind derzeit 12 Windparks auf See realisiert und ein weiterer (Anholt, 400 MW) ist genehmigt. Auch in Dänemark werden Konzessionen nach einem Ausschreibungsverfahren erteilt. Ziel der Dänischen Regierung ist es, bis 2025 insgesamt 4,6 GW Offshore-Windenergieleistung zu installieren. Eine Vorauswahl möglicher Standorte wurde auf Grundlage einer Strategischen Umweltprüfung getroffen. In Dänemark erfolgt ein schrittweiser Ausbau der Offshore-Windenergienutzung, seit 1991 in Vindeby die ersten 11 Turbinen offshore errichtet wurden. Umfangreiche Untersuchungen an den ersten großen Offshore-Windparks Horns Rev, Nordsee und Nysted, Ostsee haben eine wichtige Grundlage für die Bewertung der ökologischen Auswirkungen der Offshore-Windenergienutzung in Europa gelegt. Die in Dänemark

untersuchten Konfliktpunkte entsprechen dabei denen in Deutschland, im Vordergrund stehen Meeressäugetiere, Zug- und Rastvögel.

## **11 Bewertung der Regelungen des EEG 2009 und Entwicklung von Handlungsempfehlungen für die EEG-Novelle 2012**

An dieser Stelle wird noch einmal ausdrücklich darauf hingewiesen, dass der zur Verfügung stehende Bewertungszeitraum in Bezug auf die Neuregelungen des EEG 2009 sehr gering ist. Seit Inkrafttreten der EEG-Novelle 2009 waren zum Bewertungszeitpunkt noch nicht einmal zwei Jahre vergangen.

Einige der im EEG 2009 eingeführten Regelungen greifen gemäß der bereits im Gesetz festgelegten Fristen zudem erst seit sehr kurzer Zeit (so besteht bspw. die Verpflichtung zur Einhaltung der Vorgaben in § 6 Nr. 1 EEG 2009 erst ab 1. Januar 2011 und die Frist für die Aufrüstung von Altanlagen gemäß SDLWindV lief erst Ende 2010 ab).

Dieser Hintergrund sollte bei der Einschätzung der im Folgenden vorgestellten Schlussfolgerungen beachtet werden. Bei der Entwicklung der Handlungsempfehlungen für die EEG-Novelle 2012 wurde hierbei stets das Ziel verfolgt, trotz des kurzen Bewertungszeitraums möglichst konkrete Empfehlungen und Bewertungen zu treffen, um den weiteren politischen Entscheidungsprozess zu stützen.

### **11.1 Übergeordnete Prinzipien der Vergütungsstruktur für die Windenergie**

#### **11.1.1 Vorrang Erneuerbarer Energien**

Die Verpflichtung der Netzbetreiber zur unverzüglichen vorrangigen Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus Erneuerbaren Energien gemäß § 8 EEG 2009 wird als zentrales Erfolgsinstrument des EEG bewertet. Der Vorrang Erneuerbarer Energien hat die Entwicklung der Stromerzeugung auf Basis von Erneuerbaren Energien in Deutschland erst ermöglicht und dazu geführt, dass heute ein relevanter Anteil des Strombedarfs auf Basis Erneuerbarer Energien gedeckt wird.

Auch für die Entwicklung der Windenergienutzung stellt das Vorrangprinzip die entscheidende Grundlage des Ausbaus dar. In der Vergangenheit war die Bereitschaft der Netzbetreiber zur Integration von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in ihr Versorgungsnetz begrenzt und musste zunächst verstärkt eingefordert werden. Dies war erfolgreich, so dass heute die Streitigkeiten zwischen Netzbetreibern und Anlagenbetreibern im Zuge eines Neuanschlusses einer Anlage tendenziell zurückgegangen sind. Die Regelungen in § 8 EEG 2009 stellen die Basis dieser Entwicklung dar. Sie gewinnen heute an Wichtigkeit, da die Netzkapazitäten in einigen Regionen knapper werden. Dort ist die Anschlussverpflichtung Voraussetzung für Aktivitäten



des Netzbetreibers zu einer Erweiterung der Netzkapazität und zu einer Fortführung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien in diesen Regionen.

**Empfehlung** Das Vorrangprinzip für Erneuerbare Energien sollte als wichtige Grundlage für den Ausbau ausdrücklich fortgeführt werden.

### 11.1.2 Verpflichtung zum Netzausbau

In § 9 EEG 2009 wird die Verpflichtung des Netzbetreibers zur Optimierung, Verstärkung und einem Ausbau des Netzes auf Verlangen des Einspeisewilligen zur Sicherstellung der Abnahme, Übertragung und Verteilung des Stroms aus Erneuerbaren Energien festgeschrieben.

Gleichzeitig wird ein Einspeisemanagement zur Reduzierung der Einspeiseleistung Erneuerbarer Energieerzeuger für die nächsten Jahre weiterhin als notwendige Maßnahme zur Sicherstellung der Systemstabilität erwartet.

Die Verpflichtung des Netzbetreibers zum Netzausbau in Verbindung mit der Härtefallregelung nach § 12 EEG 2009 wird in diesem Zusammenhang als Möglichkeit gesehen, eine langfristige Verbesserung der Situation zu erreichen. Kurzfristig werden hierbei die Belastungen für Betreiber von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien möglichst gering gehalten, um den weiteren Ausbau nicht zu gefährden.

Der Netzausbau wird insbesondere für den weiteren Windenergieausbau an Land und auf See als unerlässlich angesehen und stellt die wichtigste Aufgabe für die zukünftige Entwicklung des Ausbaus dar. Nur so können die nächsten Schritte hin zu einem übergeordneten Anteil an Stromerzeugern aus Erneuerbaren Energien getan werden.

**Empfehlung** Die Verpflichtung des Netzbetreibers zur Optimierung, Verstärkung sowie zum Ausbau seiner Netze im Hinblick auf die Gewährleistung des Anschlusses von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien sollte ausdrücklich fortgeführt werden.

**Die Regelung gewinnt aktuell zunehmend an Relevanz. Der Netzausbau ist von essentieller Bedeutung zur Bewältigung der derzeit größten Herausforderung auf dem Weg zu einer Stromversorgung auf Basis von Erneuerbaren Energien. Ohne den Ausbau der Netze würde die Entwicklung der Erneuerbaren Energien stark begrenzt.**

### **11.1.3 Zeitlich orientierte Vergütungsdauer**

Eine zeitlich orientierte Vergütungsstruktur wird grundsätzlich als positiv bewertet. Der maximale Vergütungszeitraum von 20 Jahren orientiert sich an der zu erwartenden Lebensdauer einer Windenergieanlage und gewährleistet somit einen Weiterbetrieb über die Lebensdauer und demnach eine möglichst nachhaltige Energieausbeute. Gleichzeitig erfolgt durch die standortdifferenzierte Vergütung grundsätzlich eine Berücksichtigung der Windhöffigkeit der einzelnen Standorte. Ein Investor kann im Rahmen der Projektplanung ermitteln, mit welchem Vergütungszeitraum er an dem jeweiligen Standort rechnen kann. Hierdurch wird eine hohe Planungssicherheit generiert, die für die Aufstellung der Finanzierung unerlässlich ist.

Insgesamt ist die zeitlich definierte Vergütungsstruktur demnach als erfolgreiches Modell zu bewerten.

Derzeit wird ein so genanntes Mengenmodell diskutiert. Hierbei geht es darum, die Vergütungsdauer nicht mehr zeitlich, sondern energiemengenorientiert auszulegen. Das heißt, die Vergütung wird solange gezahlt, bis die jeweilige Anlage eine definierte Anzahl an Kilowattstunden ins Netz eingespeist hat. Im Falle von Ausfallzeiten würde dementsprechend über einen längeren Zeitraum die Vergütung erfolgen, und zwar solange bis die Zielmarke der definierten Kilowattstunden erreicht wird. Das Modell wird vor allem im Zusammenhang mit der Entwicklung der Windenergie auf See diskutiert. Hier wird befürchtet, dass längere Stillstandszeiten und damit Vergütungsausfälle zu Schwierigkeiten mit der Finanzierung führen werden.

Im Falle einer Ausgestaltung einer energiemengenbezogenen Vergütung sollte für die Windenergie beachtet werden, dass die Vergütung weiterhin standortbezogen erfolgen sollte, um dieses Erfolgsmodell beizubehalten. Eine Übertragung des Modells der standortdifferenzierten Vergütung auf eine energiemengenbezogene Vergütungsstruktur wird hierbei als grundsätzlich möglich, aber komplex eingeschätzt.

Weiterhin müsste eine technologieunabhängige Vergütung weiterhin gewährleistet sein. Das heißt, die Vergütungsstrukturen sollten nicht dazu führen, dass bestimmte Anlagentechnologie bevorteilt werden.

Denkt man den Vorschlag eines mengenbezogenen Vergütungsmodells weiter, kommt schnell die These auf, dass bei diesem Modell die Härtefallregelung gemäß § 12 EEG 2009 nicht mehr notwendig wäre. Denn auch die aufgrund von Abregelungen von Anlagen entstandenen Ertragsverluste könnten bei Anwendung dieses Modells zu einem späteren Zeitpunkt nachgeholt werden. Dies trifft zwar in gewisser Weise zu, jedoch werden Einnahmen, die zu einem (deutlich) späteren Zeitpunkt generiert werden können, als merklich weniger attraktiv bewertet als Einnahmen zu einem früheren bzw. zum heutigen Zeitpunkt. Zudem ist zu befürchten, dass bei einem Wegfall der Härtefallregelung der Druck auf die Netzbetreiber zu einem möglichst zügigen Netzausbau deutlich sinken würde.

Bei der Bewertung des Mengenmodells sollte man in die Betrachtung einbeziehen, dass derzeit Ausfallzeiträume (aufgrund technischer Störungen) durch Betriebsunterbrechungsversicherungen abgedeckt werden. Auch bei Windparks auf See gibt es derartige Versicherungen. Üblicherweise beziehen sich diese allerdings nur auf technische Ausfälle der Windenergieanlagen. Insbesondere wenn zusätzlich auch Netzfehler abgedeckt werden sollen, sind diese Versicherungen jedoch derzeit aufgrund der fehlenden Erfahrungen noch sehr kostenintensiv.

Für das durch Netzausfälle generierte Risiko für die Betreiber von Windparks auf See zu minimieren und eine ausreichende Absicherung in Bezug auf Netzfehler zu erreichen, werden deshalb redundant ausgelegte Netze (Erfüllung des n-1-Kriteriums) benötigt. Die Probleme, die sich derzeit noch durch die fehlende n-1-Sicherheit ergeben, könnten auch durch Einführung des Mengenmodells nicht aufgehoben werden.

Insgesamt ergibt sich der Vorteil des Mengenmodells (Ausgleich von langen Stillstandszeiten durch späteres Nachholen der Einspeisung) nur im Falle einer kurzen Dauer des Zeitraums der erhöhten Anfangsvergütung. Bei Standorten, die nach derzeitiger Regelung im Bereich bis 80% Standortqualität liegen, wären die Effekte vernachlässigbar (wenn das Modell hinsichtlich der Standortdifferenzierung ähnlich ausgelegt wäre und an diesen Standorten die maximale Förderquote erreicht wird – heute 20 Jahre).

Würde aber beispielsweise das derzeit ebenfalls diskutierte Stauchungsmodell für die Windenergienutzung auf See eingeführt, so würden sich für die Windparks auf See, die dieses Modell nutzen, Vorteile durch die energiemengenbezogene Vergütungsregelung ergeben. Ausfallzeiten innerhalb eines kürzeren Vergütungszeitraums (der sich auch aus der definierten Energiemenge ergeben würde) haben in stärkerer Weise negative Auswirkungen für die Betreiber. Zudem können die in der Ausfallzeit verlorenen Einnahmen zu einem vergleichsweise früheren Zeitpunkt wieder generiert werden, als es bei einer längeren Anfangsvergütungsdauer der Fall wäre. Dieselben Effekte würden sich beispielsweise theoretisch auch an einem 150%-Standort an Land (Anfangsvergütungsdauer von nur 5 Jahren) ergeben. Allerdings kommen derart windstarke Standorte in Deutschland nicht vor.

Neben einer Umstellung auf eine energiemengenbezogene Vergütung könnten dieselben positiven Effekte auch erreicht werden, wenn die Ausfallzeiträume ab einer bestimmten Ausfall-Dauer auf den Zeitraum der Anfangsvergütung aufgerechnet werden würden. Dies wäre gegebenenfalls ebenfalls eine Möglichkeit zur Umgestaltung, wenn dies als essentiell für Projektumsetzungen in einzelnen Bereichen angesehen wird.

#### **Empfehlung**

**Es wird empfohlen das bewährte Modell einer zeitlich orientierten Vergütungsstruktur beizubehalten. Für die Windenergie wird hierdurch die benötigte Planungssicherheit gewährleistet. Zudem kann das erfolgreiche Modell der standortdifferenzierten**

**Vergütung weiter angewendet werden und eine technologieunabhängige Vergütung wird erreicht.**

**Eine energiemengenbezogene Vergütung könnte für Projekte mit einer kurzen Dauer des Zeitraums der erhöhten Anfangsvergütung Vorteile haben. Im Bereich der Windenergie an Land wird die Einführung des Modells als nicht sinnvoll bewertet. Das heißt, eine Einführung käme in erster Linie für die Windenergie auf See in Betracht. Es wäre hierbei insbesondere für jene Projekte interessant, die (falls dies eingeführt werden sollte) das Stauchungsmodell nutzen. Die positiven Effekte, die eine mengenbezogene Vergütung auf diese Projekte haben könnte, wären jedoch auch erreichbar, wenn in dem bestehenden zeitlich orientierten System die Ausfallzeiträume auf den Zeitraum der Anfangsvergütung aufgerechnet werden würden. Dies sollte bei den Überlegungen berücksichtigt werden.**

**Über eine mögliche Einführung des Modells sollte in einer langfristigen Perspektive nachgedacht werden. Generell sollte die Beibehaltung einer standortdifferenzierten Vergütung sowie einer technologieunabhängigen Vergütung gewährleistet werden. Vor einer Einführung sollten die positiven und negativen Auswirkungen der Einführung eines solchen Modells sowie die möglicherweise bestehenden Alternativen hierzu sorgfältig geprüft werden.**

## 11.2 Windenergie an Land

### 11.2.1 Vergütungssätze

*Gemäß § 29 EEG 2009 beträgt die Anfangsvergütung für Windenergieanlagen an Land 9,2 Cent/kWh. Die Grundvergütung für die Windenergie an Land (2. Vergütungsstufe) beträgt 5,03 ct/kWh. [Vgl. EEG 2009]*

Für die Bewertung der Vergütungssätze für die Windenergie an Land muss die Höhe der Vergütungssätze zugrunde gelegt werden, die gemäß EEG 2009 im Jahr 2012 erreicht werden. Hierzu wird in Tab. 24 noch einmal die Entwicklung der Vergütungssätze gemäß EEG 2009 unter Einbeziehung der Degression von 1 % pro Jahr veranschaulicht.

**Tab. 24** Entwicklung der Vergütungssätze gemäß EEG 2009

<b>Jahr</b>	<b>Anfangsvergütung [ct/kWh]</b>	<b>Grundvergütung [ct/kWh]</b>
2009	9.20	5.02
2010	9.11	4.97
2011	9.02	4.92
2012	8.93	4.87

Demnach würde im Jahr 2012 die Anfangsvergütung für die Windenergie 8,93 ct/kWh betragen und die Grundvergütung 4,87 ct/kWh. In diesem Kapitel wird die Anfangsvergütung zunächst für sich genommen (das heißt ohne Berücksichtigung des SDL-Bonus) betrachtet.

Für eine Bewertung der Vergütungshöhe für Windenergieanlagen sind die Stromgestehungskosten maßgeblich. Diese wurden in Kapitel 8.1 dieses Berichtes analysiert und berechnet. An dieser Stelle wird noch einmal auf die grundlegenden Annahmen der Berechnungen verwiesen:

**Anlagenpreise bzw. Hauptinvestitionskosten:** Die Analyse der Anlagenkosten in Kapitel 6.2 hat gezeigt, dass die Kosten für die technische Ausrüstung zur Erreichung der notwendigen SDL-Fähigkeit der Windenergieanlagen mittlerweile in den Anlagenpreisen enthalten sind, so dass für Neuanlagen keine zusätzlichen Umrüstkosten mehr entstehen. Lediglich Kosten für die Begutachtung der SDL-Fähigkeit sowie Umrüstkosten am Netzanschlusspunkt fallen zusätzlich an. Trotz dieser technischen Verbesserung der Anlagentechnik sind in der aktuell meist genutzten Anlagenklasse von 2-3 MW Preissenkungen von bis zu ca. 8,5 % gegenüber der letzten Umfrage in 2007 erkennbar. Deutlich größere Preissenkungen wurden in der Anlagenklasse von 3,1-5 MW erzielt. Hier liegen die Preissenkungen zwischen 12 % und 15 %. Für die nähere Zukunft wird aufgrund der steigenden Rohstoffkosten sowie der steigenden Nachfrage nach Überwindung der internationalen Finanzkrise mit wieder steigenden Anlagenpreisen gerechnet.

**Nebeninvestitionskosten:** Die Analyse der Nebeninvestitionskosten in Kapitel 6.3 hat gezeigt, dass die Nebeninvestitionskosten gegenüber der letzten Umfrage in 2007 um etwa 20 % gestiegen sind. Kostensteigerungen werden insbesondere in den Bereichen Planungskosten (höherer Aufwand bei Umweltuntersuchungen und Verhandlungen mit Grundeigentümern), Netzanschlusskosten (Kosten für die Erfüllung der Anforderungen der SDLWindV, größere Windparks bedingen den

Bau von entsprechenden Umspannwerken) und Fundamentkosten (zunehmender Bedarf nach Tiefgründungen).

Stromgestehungskosten: Die Berechnung der Stromgestehungskosten erfolgte differenziert nach zwei unterschiedlichen Anlagenklassen sowie nach verschiedenen Standortqualitäten, um einen möglichst großen Realitätsbezug herzustellen.

Verzinsung: Für die Windenergienutzung an Land wurde von einem Eigenkapital-Anteil in Höhe von 25 % ausgegangen. Der Fremdkapitalzins wurde mit 5,5 % angesetzt, die Eigenkapitalverzinsung mit 12 % (und zwar an einem 100%-Standort). Die in den Berechnungen berücksichtigte Preissteigerung beträgt 2 %.

## **Stromgestehungskosten**

Im 1. wissenschaftlichen Bericht erfolgte die Berechnung der Stromgestehungskosten alternativ für einen Fremdkapitalzinssatz von 5 % und für einen Zinssatz von 5,5 %. Mittlerweile ist das Zinsniveau jedoch wieder angestiegen (die Europäische Zentralbank (EZB) hat Anfang April 2011 den Leitzins um 0,25 Prozentpunkte erhöht). Weitere Leitzinserhöhungen sind laut Experten zu erwarten. Bis Anfang 2012 könnte der Leitzins demnach auf bis zu 2 % steigen. [boerse.ARD 2011] Um diesen Bedingungen auf dem Fremdkapitalmarkt gerecht zu werden, wurde die Berechnung der Stromgestehungskosten im 2. wissenschaftlichen Bericht ausschließlich für einen Fremdkapitalzinssatz von 5,5 % durchgeführt. Dies ist aus heutiger Sicht der realistische Wert im Hinblick auf die EEG-Novelle 2012.

Die Berechnung der Stromgestehungskosten für die wirtschaftlichste Anlagenklasse zwischen 2-3 MW ergab für einen 100 %-Standort mittlere Stromgestehungskosten von 8,33 ct/kWh bei einer Eigenkapitalverzinsung von 12 %. Hieraus ergibt sich der Bedarf nach einem erhöhten Anfangsvergütungssatz von 9,16 ct/kWh, wenn der Grundvergütungssatz auf dem Niveau von 4,87 ct/kWh (der sich ergebende Wert in 2012 gemäß EEG 2009) gehalten wird. An windschwächeren Standorten ergeben sich dementsprechend merklich höhere Stromgestehungskosten, an windstärkeren Standorten geringere Stromgestehungskosten.

Die Ergebnisse zeigen, dass an einem 100%-Standort ein Anfangsvergütungssatz im Bereich der Vergütungshöhe gemäß EEG 2009 (9,2 ct/kWh) als angemessen zu bezeichnen ist, nicht aber der sich aufgrund der Degression ergebende Wert für 2012 (8,93 ct/kWh). Ein Vergütungssatz von 9,2 ct/kWh wäre für sich genommen ausreichend, das heißt zusätzliche Kosten, die sich durch die Einführung der SDLWindV ergeben, sind damit bereits gedeckt. Somit werden durchaus Kostensenkungen gegenüber der Situation in 2009 erzielt, und zwar in Höhe von 5,2 %.

## **Betrachtung der zu erwartenden Eigenkapitalrenditen**

Aufgrund der standortdifferenzierten Vergütung ergeben sich im Falle der Windenergie naturgemäß unterschiedliche Stromgestehungskosten für Projekte an Standorten mit verschiedenen Standortqualitäten. Um diesem Sachverhalt Rechnung zu tragen und eine Bewertung vornehmen zu können, wurden die Berechnungsergebnisse um eine Betrachtung der zu

erwartenden Eigenkapitalverzinsung an Standorten mit unterschiedlicher Windhöffigkeit ergänzt. Als Grundlage der Berechnung wurde hierbei die im Jahr 2012 geltende Vergütung gemäß EEG 2009 ohne SDL-Bonus zugrunde gelegt (8,93 ct/kWh).

Hierbei ergibt sich für die Anlagenklasse der 2-2,9 MW-Anlagen, dass selbst für diese – wirtschaftlichste – Anlagenklasse an einem 60%-Standort kein wirtschaftlicher Betrieb möglich ist, d.h., es wird keine positive Eigenkapitalverzinsung erzielt. An einem 80%-Standort ergibt sich für diese Anlagenklasse eine Eigenkapitalverzinsung von 7,5 %. An einem 100%-Standort liegt die Eigenkapitalverzinsung bei 10,3 %.

Für die neue Generation der Anlagen mit 3,1-4,9 MW ist ein wirtschaftlicher Betrieb an einem 60%-Standort ebenfalls nicht möglich. An einem 80%-Standort ergibt sich für diese Anlagenklassen eine Eigenkapitalverzinsung von 4,4 %, an einem 100%-Standort liegen diese bei 8,7 %.

Für beide betrachteten Anlagenklassen gilt, dass die Eigenkapitalverzinsung mit der Windhöffigkeit ansteigt, so dass ein Anreiz für einen Ausbau an möglichst windstarken Standorten besteht. Zu beachten ist hierbei, dass in die derzeit noch verfügbaren Standorte im „küstennahen Binnenland“ über eine Standortqualität zwischen 80 und 100 % verfügen. Im tieferen Binnenland liegt die Standortqualität aber in der Regel bei deutlich unter 80 % bis hin zu 60 %.

#### **Empfehlung**

**Die seit Mitte 2010 geänderten Rahmenbedingungen für die Windenergie an Land sollten bei der Entwicklung der EEG-Novelle 2012 berücksichtigt werden. Diese bestehen in den steigenden Fremdkapitalzinssätzen sowie in den wieder anziehenden Rohstoffpreisen.**

**Unter Berücksichtigung eines leicht gestiegenen Fremdkapitalzinssatzes ergibt die Ermittlung der Stromgestehungskosten sowie die Betrachtung der Eigenkapitalverzinsung an Standorten mit unterschiedlichen Windhöffigkeiten, dass selbst an einem windstarken 100 %-Standort die notwendigen Eigenkapitalrendite von 12 % nicht erreicht werden kann. Die Stromgestehungskosten, die für den 100 %-Standort ermittelt wurden, führen zu einer benötigten Anfangsvergütung in Höhe der Vergütung zum Zeitpunkt des Inkrafttretens des EEG 2009 (9,2 ct/kWh). Die zusätzlichen Kosten, die sich für Anlagenbetreiber aufgrund der Einführung der SDLWindV ergeben, sind damit bereits gedeckt.**

**Es wird demnach empfohlen, den Anfangsvergütungssatz auf 9,2 ct/kWh festzulegen. Der SDL-Bonus sollte nicht fortgeführt werden, sondern die durch die SDLWindV zusätzlich entstehenden Kosten durch die Anfangsvergütung gedeckt werden.**

**Die Grundvergütung kann auf einen Wert von 4,87 ct/kWh festgelegt werden, dies ist der Wert der sich gemäß EEG 2009 unter der Einbeziehung der Degression für das Jahr 2012 ergibt.**

**Insgesamt ergeben sich bei diesem Vorgehen dem Status der Technologieentwicklung angemessene Kostensenkungen für die Windenergie an Land (aufgrund des Wegfalls des SDL-Bonus sowie durch Fortsetzung des Grundvergütungsniveaus unter Einbeziehung der Degression).**

**Windschwächere Standorte benötigen darüber hinaus eine zusätzliche Förderung, um wirtschaftlich zu sein. Diese Thematik kann über das Referenzertragsmodell geregelt werden (siehe Kapitel 11.2.3).**

## **11.2.2 Degression**

*Gemäß § 29 EEG 2009 beträgt der Degressionsfaktor 1 % pro Jahr. [Vgl. EEG 2009]*

Die Degressionsrate wurde auf den Wert von 1 % festgesetzt, weil die Windenergienutzung mittlerweile einen hohen technologischen Entwicklungsgrad erreicht hat und die Kostensenkungspotentiale dementsprechend kleiner werden bzw. schwerer zu erzielen sind. Diese Situation ist für den Bereich der Windenergie konstant und weiterhin werden keine schneller zu erzielenden Kostensenkungspotentiale in der Branche gesehen.

Zudem steigen die Rohstoffpreise, die einen deutlichen Einfluss auf die Kosten der Windenergienutzung nehmen, derzeit konstant an. Auch in diesem Bereich sind demnach keine Kostensenkungen zu erwarten, sondern es ist vielmehr mit spürbaren Preissteigerungen zu rechnen.

Als ein weiterer Aspekt ist es zu beachten, dass neben der Degressionsrate auch die Inflation in Höhe von rund 2 % pro Jahr (laut EZB-Zielen) durch Kostensenkungen im Herstellungsprozess aufgefangen werden muss. Dementsprechend ist der real auf die Projekte ausgewirkte Kostendruck höher als der in der Degression abgebildete Wert.

### **Empfehlung**

**Auf Basis der genannten Sachverhalte wird empfohlen, die Degression in Höhe von 1 % beizubehalten.**

**Weiterhin wird empfohlen, zu prüfen, ob die Entwicklung der Inflationshöhe in Bezug auf die Entwicklung der Vergütungshöhe berücksichtigt werden sollte. Hierdurch könnten Risiken, die sich für Projektplanungen aus der Inflationsrate ergeben, vermieden werden.**



### **11.2.3 Referenzertragsmodell und standortdifferenzierte Vergütung**

*Gemäß § 29 Abs. 2 EEG 2009 erfolgt für die Windenergie eine standortdifferenzierte Vergütung. Das bedeutet, an sehr ertragsreichen Standorten wird nach fünf Jahren die Vergütung auf den Grundvergütungssatz abgesenkt, an windschwächeren Standorten wird dagegen die Zahlung des erhöhten Vergütungssatzes verlängert. Hierbei erfolgt eine Verlängerung um zwei Monate für jede 0,75 % des Referenzertrags, um die der reale Ertrag nach fünf Jahren 150 % des Referenzertrags unterschreitet. Weiterhin ist der Netzbetreiber gemäß § 29 Abs. 3 EEG 2009 nicht verpflichtet, Strom aus Anlagen zu vergüten, für die der Betreiber nicht vor der Inbetriebnahme nachgewiesen hat, dass diese an dem geplanten Standort mindestens 60 % des Referenzertrages erzielen können. [EEG 2009]*

#### **60%-Regelung**

Das Referenzertragsmodell schreibt eine minimale Standortqualität für die Windenergienutzung vor. Hierdurch will der Gesetzgeber vermeiden, dass ein Windenergieausbau an Standorten erfolgt, die aus volkswirtschaftlicher Sicht nicht effizient genutzt werden können.

Standorte im Bereich einer Standortqualität zwischen 60 und etwa 75 % sind heute ohnehin nicht wirtschaftlich bebaubar. Dadurch wird bedingt, dass sich der Windenergieausbau noch immer stark auf die nördlichen Bundesländer (Küste und „küstennahes Binnenland“) konzentriert.

Es ist festzustellen, dass der Windenergieausbau im tieferen Binnenland eine zunehmend wichtige Rolle für die Erreichung der Ausbauziele der Bundesregierung spielt. Hierbei sind auch in den tieferen Binnenlandregionen erhebliche Potentiale vorhanden und das Interesse der jeweiligen Bundesländer steigt, die Windenergienutzung voran zu treiben. So haben einige Bundesländer bereits konkrete Ziele für die Windenergieentwicklung entwickelt (bspw. Baden-Württemberg: 10 % der Stromversorgung bis 2020, Nordrhein-Westfalen: 15 % der Stromversorgung bis 2020).

Die Technologieentwicklung ermöglicht mittlerweile eine Nutzung von den in diesen Bundesländern verfügbaren Schwachwindstandorten. Die 60%-Regelung führt nun dazu, dass teilweise Standorte nicht mehr bebaut werden können, die ohne diese Beschränkung durchaus genutzt werden und zur Erreichung der Ausbauziele beitragen könnten.

#### **Standortdifferenzierte Vergütung**

Die attraktivsten Standorte für die Nutzung der Windenergie finden sich in den Küstengebieten. Dort begann der Windenergieausbau und wurde in der Vergangenheit relativ stark vorangetrieben. Dementsprechend wurden die an den Küsten verfügbaren Standorte zunehmend knapper. Um die Windenergienutzung auch im Binnenland zu ermöglichen und den Druck auf die Küstengebiete zu verringern, wurde im EEG 2000 das Modell der standortdifferenzierten Vergütung eingeführt.

Das Modell der standortdifferenzierten Vergütung ermöglicht eine verlängerte Anfangsvergütungsdauer in Abhängigkeit von der

Standortqualität. Hierbei erhalten Standorte mit einer Standortqualität zwischen 60 und 82,5 % die erhöhte Vergütung über 20 Jahre, bei besseren Standortqualitäten nimmt die Länge des Vergütungszeitraums entsprechend ab. Das Modell ist hierbei so ausgelegt, dass an windstarken Standorten weiterhin die höchste Eigenkapitalverzinsung generiert werden kann (siehe Kapitel 8.1). Letzteres sichert weiterhin Anreize, den Windenergieausbau an möglichst ertragreichen Standorten voranzutreiben.

Aus den Ergebnissen der Berechnung der Stromgestehungskosten ergibt sich, dass aktuell in erster Linie Flächen mit einer Standortqualitäten zwischen 80 und 100 % des Referenzertrages wirtschaftlich nutzbar für die Windenergienutzung sind. Standorte mit einer Standortqualität < 80 % sind jedoch zu einem Großteil der Fälle nicht wirtschaftlich bebaubar.

Zwar ist das Referenzertragsmodell ein Mittel, um eine Standortdifferenzierung vorzunehmen und damit den Ausbau auch an windschwächeren Standorten zu ermöglichen, aber ab einer Standortqualität von 82,5 Jahren wird die maximale Dauer der erhöhten Anfangsvergütung (20 Jahre) erreicht. Das bedeutet, dass ab diesem Punkt keine zusätzliche Standortdifferenzierte Förderung erfolgt, sondern dass alle Standorte mit einer Standortqualität < 82,5 % die erhöhte Vergütung über 20 Jahre erhalten.

Die beschriebene Auslegung des Referenzertragsmodells führt dazu, dass die Fördersituation für Standorte mit Standortqualitäten unter 80 %, wie sie im tieferen Binnenland vorherrschen, nicht ausreichend ist. In der Vergangenheit war dies akzeptabel, weil zum einen zunächst die windstärkeren Standorte genutzt werden sollten und auch noch in ausreichender Zahl vorhanden waren und weil zum anderen im tieferen Binnenland die Windenergienutzung wenig akzeptiert war.

Heute besteht jedoch ein zunehmendes Bewusstsein darüber, welche großen zusätzlichen Potentiale für die Windenergie auch im tieferen Binnenland vorhanden sind. Die entsprechenden Bundesländer zeigen ein steigendes Interesse an der Erschließung dieser Potentiale und haben teilweise bereits konkrete Zielsetzungen entwickelt (siehe oben). Diese durch einzelne Bundesländer bereits entwickelten Ziele für den Windenergieausbau sind jedoch auf Basis der derzeitigen wirtschaftlichen Rahmenbedingungen faktisch nicht erreichbar. Aus diesem Grund besteht ein neuer Bedarf für die Förderung windschwächerer Standorte.

Für eine entsprechende Anpassung des Referenzertragsmodells werden folgende drei Möglichkeiten gesehen:

- Ausweitung des Referenzertragsmodells auf einen Zeitraum > 20 Jahre
- Einführung eines höheren Anfangsvergütungssatzes in Verbindung mit einem verkleinerten Verlängerungsfaktor in Bezug auf die Anfangsvergütungsdauer
- Einführung eines „Binnenlandausgleichs“ in Form eines Zuschusses auf die Anfangsvergütung in Abhängigkeit von der Standortqualität.

## **Standortdifferenzierte Verlängerung des Zeitraums der erhöhten Anfangsvergütung**

Mit der voran schreitenden Entwicklung der Windenergie hat sich der Regelungsbedarf und auch der Umfang des EEG für den Bereich Windenergie vergrößert und es wurden neue Mechanismen, wie das Einspeisemanagements und die Direktvermarktung integriert, zukünftig treten ggf. Effekte des Marktprämienmodells hinzu.

In Verbindung mit diesen Mechanismen ergibt sich, dass das Referenzertragsmodell im Hinblick auf das Vorgehen zur Ermittlung des Zeitraums der erhöhten Vergütungsdauer zu optimieren ist. Denn es ergeben sich folgende Faktoren, die zu Hemmnissen im Hinblick auf die angestrebte erfolgreiche Umsetzung des Modells werden können: Effekte des Einspeisemanagements und der Direktvermarktung (verminderte Erträge, die eine EEG-Einspeisevergütung erhalten) werden nicht bei der Berechnung des verlängerten Anfangszeitraums berücksichtigt. Dadurch können sich unberechtigte Verlängerungen im Hinblick auf den Zeitraum der erhöhten Anfangsvergütung ergeben. Ein weiterer Aspekt ist, dass an sehr guten Standorten ggf. eine Manipulation der Erträge durchgeführt werden könnte, um den erhöhten Anfangsvergütungszeitraum künstlich zu verlängern.

### **Empfehlung**

**Es wird empfohlen, das Referenzertragsmodell und das Modell der standortdifferenzierten Vergütung in seinen Grundsätzen beizubehalten, aber in folgenden Bereichen zu optimieren:**

**Die 60%-Regelung sollte abgeschafft werden. Die Regelung gilt als überholt und regelt einen Bereich, der ebenso durch den Markt geregelt werden kann. Eine Bebauung volkswirtschaftlich gänzlich ineffizienter Standorte ist weiterhin nicht gegeben, da sehr windschwache Standorte durch die Ausgestaltung der EEG-Vergütung per se nicht wirtschaftlich bebaubar sind. Zudem bedingt ein Ausbau im tieferen Binnenland, dass ggf. auch einige Standorte mit einer Standortqualität unter 60 % genutzt werden sollten, wenn dies aufgrund lokal günstiger Rahmenbedingungen (z.B. niedrige Nebeninvestitionskosten) wirtschaftlich darstellbar ist.**

**Standorte im tieferen Binnenland werden durch das derzeitige Referenzertragsmodell nicht ausreichend gefördert, um eine Erschließung der dort bestehenden Potentiale zu erreichen. Das Modell sollte in behutsamer Form dahingehend angepasst bzw. ergänzt werden, dass windschwache Standorte eine angemessene Vergütung erhalten, um einen wirtschaftlichen Betrieb zu erreichen. Drei mögliche Optionen zur Erreichung dieses Ziels wurden oben bereits aufgeführt. Diese sollten näher geprüft und**

**werden, um eine optimale Weiterentwicklung zu gewährleisten.**

**Das Nachweisverfahren zur Berechnung der standortdifferenzierten Verlängerung der Anfangsvergütung sollte optimiert werden. Ertragsausfälle im Rahmen des Einspeisemanagements und der Direktvermarktung sowie ggf. Effekte des Marktprämienmodells sollten in der Berechnung berücksichtigt werden.**

**Es wird empfohlen, dass die Fördergesellschaft Windenergie (FGW) mit einer entsprechenden Weiterentwicklung des Berechnungsverfahrens beauftragt wird.<sup>4</sup> Im Anhang 5 des EEG kann ein Hinweis auf die Richtlinie der FGW erfolgen, um den Gesetzestext selbst schlank zu halten und zudem bei Bedarf zügig auf geänderten Rahmenbedingungen reagieren zu können.**

**Weiterhin wird empfohlen, dass die Durchführung des Berechnungsverfahrens nur akkreditierte Gutachter-Institutionen vornehmen dürfen. Eine alleinige Unterzeichnung durch einen Wirtschaftsprüfer, wie es heute der Fall ist, erscheint unter Berücksichtigung der beschriebenen technischen Aspekte, nicht mehr als ausreichend. Zur Definition der zulässigen Gutachter sollte dieselbe Formulierung gewählt werden, wie in der aktuellen Version des Anhang 5 EEG 2009 in Bezug auf die Vermessung der Leistungskennlinie und die Bestimmung des Referenzertrags von Anlagentypen. Demnach sind jene „Institutionen berechtigt, die entsprechend der technischen Richtlinie Allgemeine Anforderungen an die Kompetenz von Prüf- und Kalibrierlaboratorien (DIN EN ISO/IEC 17025), Ausgabe April 2000 von einer staatlich anerkannten oder unter Beteiligung staatlicher Stellen evaluierten Akkreditierungsstelle akkreditiert sind.“**

## **11.2.4 Systemdienstleistungsbonus**

### **Systemdienstleistungsbonus für Neuanlagen**

*Gemäß § 29 Abs. 2 EEG 2009 erhöht sich für Strom aus Windenergieanlagen, die vor dem 1. Januar 2014 in Betrieb genommen worden sind, die Anfangsvergütung um 0,5 ct/kWh, wenn sie ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme die Anforderungen der SDLWindV nachweislich erfüllen.*

---

<sup>4</sup> Die FGW stellt bereits im heutigen Verfahren auf ihren Internetseiten „Technische Richtlinien für Windenergieanlagen“ heraus. Hierbei bezieht sich „Teil 5: Bestimmung und Anwendung des Referenzertrages“ auf die Berechnung des verlängerten Anfangsvergütungszeitraums.

Laut § 6 Abs. 2 EEG 2009 sind alle Betreiber verpflichtet, ihre Anlagen gemäß der SDL-Verordnung auszurüsten, ansonsten entfällt ihr Vergütungsanspruch. Windenergieanlagen, die nach dem 31. Dezember 2008 und vor dem 31. März 2011 errichtet wurden, können den Bonus jedoch zunächst ohne den entsprechenden Nachweis nach SDLWindV erhalten. Wenn der Nachweis nachträglich bis zum 30. September 2011 erbracht wird, gelten die Anforderungen als mit der Inbetriebnahme der Anlage erfüllt. Windenergieanlagen, die nach dem 31. März 2011 in Betrieb gehen, müssen die Anforderungen der §§ 2-4 SDLWindV direkt zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme erfüllen. [vgl. EEG 2009, SDLWindV 2009 sowie SDLWindV Änd. 2010]

Im Falle einer Fortführung der im EEG 2009 getroffenen Bestimmungen würde der Systemdienstleistungsbonus für Neuanlagen Ende 2013 auslaufen. Bei einer Bewertung des Bonus muss die Erreichung der ursprünglichen Intention geprüft werden. Diese war es, die Kosten auszugleichen, die durch zusätzlich notwendige technische Ausstattung der Neuanlagen entstehen. Hierdurch wurde vermieden, dass den Anlagenbetreibern durch weitergehende Verpflichtungen zu starke finanzielle Einbußen entstehen.

Kritisch ist anzumerken, dass der Systemdienstleistungsbonus mit einer Pflichtsetzung verbunden wurde, die zudem Auswirkungen darauf hat, ob überhaupt ein Vergütungsanspruch geltend gemacht werden kann. Dies stellt einen Widerspruch dar. Denn der Bonus wird nicht für eine bestimmte Zusatzleistung gegeben, sondern muss per Pflichtsetzung durch alle Anlagen erreicht werden. Dies kann in eine kritische Situation für Betreiber münden, wenn bspw. zeitliche und technische Probleme dazu führen, dass ihr Vergütungsanspruch insgesamt gefährdet wird, insbesondere für Finanzierungsplanungen stellt diese Situation ein Hindernis dar. Es ergeben sich demnach neue Unsicherheiten und Risiken für Betreiber.

Der Erfolg des Systemdienstleistungsbonus für Neuanlagen kann dennoch als sehr positiv bewertet werden. Zwar kam es zu zeitlichen Verzögerungen aufgrund der zeitlich verschobenen Verabschiedung der SDLWindV und zugehöriger technischer Richtlinien. Die Anlagenhersteller benötigten zudem einen gewissen Reaktionszeitraum, um die entsprechende technische Ausrüstung der Anlagen gewährleisten zu können. Weiterhin mussten zunächst die zugehörigen Nachweisverfahren entwickelt und Sachverständige definiert werden. Durch die Fristverlängerung bezüglich der Nachweiserbringung (verlängert bis zum 30. September 2011) wurden diese Start-Schwierigkeiten jedoch berücksichtigt und es werden im Falle von Neuanlagen keine größeren Probleme mehr erwartet.

Wichtigstes Erfolgskriterium muss es jedoch sein, ob die technische Umsetzung der dem Bonus zugrunde liegenden Anforderungen erreicht wurde. Dies ist eindeutig positiv zu beantworten: Die Einführung des Bonus hat sehr viel bewirkt, alle Anlagenhersteller haben entsprechend reagiert und ihre Anlagen gemäß den Anforderungen der SDLWindV technisch optimiert. Das bedeutet, dass heute ein stetig steigender Anteil an Windenergieanlagen über eine bessere Netzverträglichkeit verfügt und damit ein weiterer Schritt zur Umstrukturierung des

Elektrizitätssystems erreicht wurde. Weiterhin wurde erreicht, dass die Kosten für die zusätzliche technische Ausrüstung bereits fest in die Anlagenpreise für Neuanlagen integriert wurden. Dies bedeutet, die Kosten sind bereits eingepreist.

Gestiegene Kosten aufgrund der Anforderungen der SDLWindV wurden insbesondere bei den Nebeninvestitionskosten im Bereich der Netzanschlusskosten festgestellt.

#### **Empfehlung**

**Die technischen Anforderungen der SDLWindV bedeuten einen zusätzlichen Aufwand im Bereich der Anlagenauslegung sowie im Bereich des Netzanschlusses. Die Erfüllung dieser Anforderungen ist jedoch heute und zukünftig ein allgemein geforderter Standard. Das bedeutet, die Erfüllung dieses Standards sollte durch die Anfangsvergütung für die Windenergie gedeckt werden und nicht über einen Bonus.**

**Es wird deshalb empfohlen, den SDL-Bonus als Vergütungskomponente abzuschaffen. Hierbei ist die Anfangsvergütung ausdrücklich so anzupassen, dass diese die Stromgestehungskosten inkl. der Kosten zur Deckung der Anforderungen der SDLWindV deckt (siehe Empfehlung in Kapitel 11.2.1).**

**Sollten zukünftig über die SDLWindV hinaus gehende Anforderungen zur Netzverträglichkeit von Windenergieanlagen gestellt werden, wird ein befristeter Anreiz über einen Bonus weiterhin als ein wirksames Mittel bewertet. Allerdings sollte die Erfüllung der angereizten technischen Verbesserung nicht verpflichtend gestaltet sein, um die oben geschilderten Probleme, die sich hieraus für Betreiber ergeben, zu vermeiden. Vielmehr sollte der Bonus an sich ausreichende Anreize bieten, um eine breite Umsetzung der neuen Anforderungen zu gewährleisten.**

#### **Systemdienstleistungsbonus für Bestandsanlagen**

Gemäß § 66 Abs. 5 EEG 2009 können auch Bestandsanlagen den Systemdienstleistungsbonus erhalten, wenn diese entsprechend aufgerüstet werden. Dies gilt für Anlagen, die nach dem 31. Dezember 2001 und vor dem 1. Januar 2009 in Betrieb gegangen sind. Für Bestandsanlagen beträgt der SDL-Bonus laut § 66 Abs. 5 EEG 2009 0,7 ct/kWh und wird für fünf Jahre gezahlt. Wichtig ist, dass die entsprechende Nachrüstung vor dem 1. Januar 2011 erfolgen muss. [vgl. EEG 2009]

Der Systemdienstleistungsbonus für Bestandsanlagen wurde ebenfalls zeitlich begrenzt. Laut dem EEG 2009 muss die Aufrüstung der Anlagen durch den Betreiber vor dem 1. Januar 2011 vorgenommen werden, um Anspruch auf den Bonus zu haben.

Bei der Bewertung des Erfolgs dieses Bonus muss zunächst auf Umsetzungsschwierigkeiten hingewiesen werden, die zu zeitlichen Verzögerungen führten. Zunächst kam es zu Verzögerungen bei dem Abschluss der SDLWindV und entsprechender technischer Richtlinien. In der Folge waren Unklarheiten bezüglich des Nachweisverfahrens für Altanlagen aufgetreten, die aktuell noch immer nicht ausgeräumt wurden. Zudem dauerte es gerade im Bereich der Aufrüstung von Bestandsanlagen einige Zeit, bis die Anlagenhersteller entsprechende Aufrüstungspakete anbieten konnten, je nach Anlagentyp waren die Zeiträume hierbei sehr unterschiedlich.

Im Falle der Bestandsanlagen wurde durch den Gesetzgeber keine Verlängerung des Nachweiszeitraums gewährt.

Es ist zu konstatieren, dass Betreiber von Bestandsanlagen Probleme haben, die Frist zur Aufrüstung ihrer Anlagen einzuhalten. Möglicherweise wird eine Aufrüstung allein aufgrund der Fristsetzung in einigen Fällen gar nicht in Erwägung gezogen. Und im Falle einer Entscheidung für eine Aufrüstung sind die Betreiber abhängig von den – begrenzten – Kapazitäten der Hersteller zum Einbau der entsprechenden technischen Einrichtungen. Das heißt, es muss davon ausgegangen werden, dass ein erheblicher Teil an potentiell aufrüstbaren Bestandsanlagen nicht aufgerüstet wird, da die Fristen zu knapp gesetzt wurden.

Um diesen Sachverhalt zu bewerten, wurde in Kapitel 2.3.3 eine Abschätzung des Potentials bezüglich einer Umrüstung von Altanlagen vorgenommen. Demnach liegt das Potential für eine Umrüstung von Altanlagen und damit die Erreichung einer deutlich besseren Netzverträglichkeit bei diesen Anlagen bei einer Gesamtleistung von etwa 9.500 MW. Derzeit zeichnet sich jedoch ab, dass dieses Potential nicht annähernd auf den neuen SDL-Standard umgerüstet werden wird – und dies beruht vor allem auf zeitlichen Restriktionen.

#### **Empfehlung**

**Es wird empfohlen, die Aufrüstung von Altanlagen erneut für einen Zeitraum von drei bis vier Jahren über einen Bonus anzureizen, um das ermittelte Potential (rund 9.500 MW installierter Gesamtleistung) nicht ungenutzt zu lassen.**

**Die bisherige Regelung sollte inhaltlich sowie hinsichtlich der Bonushöhe beibehalten werden, damit Entscheidungen, die bereits auf Basis der jetzigen Regelungen getroffen wurden nicht gefährdet werden und zudem eine Gleichbehandlung der Altanlagenbetreiber gewährleistet wird. Kostenreduktionen wurden im Bereich der Nachrüstung von Anlagen noch nicht erreicht, da die Technologieentwicklung zur Erfüllung der in der**

**SDLWindV an Altanlagen gesetzten Anforderungen aktuell gerade erst abgeschlossen wurde.**

**Der Zeitraum, in dem erneut eine Umrüstung von Altanlagen und damit die Erreichung einer Bonus-Zahlung möglich ist, sollte so gesetzt werden, dass dieser mit der nächsten EEG-Novelle (voraussichtlich 2015) endet. Eine Fristsetzung im Gesetzestext erscheint als sinnvoll, um eine möglichst zügige Umrüstung von Altanlagen anzureizen und Planungssicherheit für die Altbetreiber herzustellen.**

**Im Falle eines Verzichts auf eine Neuauflage des Bonus ist davon auszugehen, dass der Großteil des genannten Potentials für die Umrüstung von Altanlagen nicht erschlossen wird.**

### **11.2.5 Repoweringbonus**

*Gemäß § 30 EEG 2009 erhöht sich die Anfangsvergütung für Repowering-Anlagen um 0,5 Cent/kWh. Anspruch auf den Repoweringbonus haben Anlagen, die Windenergieanlagen im selben oder angrenzenden LK ersetzen, mindestens zehn Jahre nach den Altanlagen in Betrieb gehen und die mindestens die zwei- und maximal die fünffache Leistung der Altanlagen aufweisen. [vgl. EEG 2009].*

Der Repoweringbonus dient dazu, Repoweringprojekte zu einem frühzeitigeren Zeitpunkt anzureizen und nicht erst am Ende der Nutzungsdauer der Altanlagen. Durch ein möglichst frühzeitiges Repowering könnte die installierte Gesamtleistung bereits in den kommenden Jahren deutlich erhöht werden, was eine erhebliche Mehreinstellung CO<sub>2</sub>-neutralen Stroms aus Erneuerbaren Energien nach sich ziehen würde. Das Repowering bietet zudem Chancen im Bereich der städtebaulichen Planung (Überplanung der Gemeindeflächen) und zur Verbesserungen des Landschaftsbildes (i.d.R. Reduzierung der Anlagenzahl).

Seit der Einführung des Repoweringbonus in der EEG-Novelle 2009 sind die Aktivitäten im Bereich des Repowering weiterhin zurückhaltend geblieben. Die Erfahrungen der letzten Jahre zeigen, dass ein Repowering von Altanlagen, die an verstreuten Einzelstandorten liegen und im Rahmen der Aktivitäten „eingesammelt“ werden könnten, quasi nicht stattfindet. Eine Veränderung dieser Situation ist auch nicht mehr zu erwarten – der Planungsaufwand und die vielfältigen Hindernisse sind bei derartigen Projekten zu groß. Für Altprojekte, die vor 1996 installiert wurden und innerhalb von Eignungsgebieten für die Windenergienutzung liegen, wird das Potenzial für ein Repowering allerdings als sehr groß eingeschätzt. Eine grobe Abschätzung ergab, dass etwa 85 % der rund 8.500 Windenergieanlagen, die derzeit älter als zehn Jahre sind, theoretisch für ein Repowering in Betracht kommen.



Insgesamt wird der Zeitraum von 1,5 Jahren seit Einführung des Repoweringbonus als zu gering erachtet, um die Entwicklung fundiert zu bewerten, da keine ausreichenden Erfahrungen vorliegen. Es muss beachtet werden, dass die Planungszeiten für Repoweringprojekte durchschnittlich drei bis fünf Jahre betragen – im Falle ungünstiger Rahmenbedingungen kann der Planungszeitraum sogar noch länger sein. Die langen Planungszeiten bedingen, dass die Wirkung des Bonus erst nach einigen Jahren sichtbar – und damit auch evaluierbar – werden wird.

Abschließend ist zu konstatieren, dass sich Repoweringprojekte, die aufgrund des neuen Bonus angereizt wurden, erst in ein bis drei Jahren in den tatsächlichen Installationszahlen widerspiegeln werden. Der Umfang der durch den Bonus angereizten Projekte, die ein frühzeitigeres Repowering planen, ist derzeit nicht abschätzbar.

Bei der im Rahmen dieses Gutachtens durchgeführten Datenerhebung war festzustellen, dass die Betreiber von zwei Dritteln der in der Erhebung enthaltenen Windparks den Repoweringbonus als positiv ansehen. Der Bonus wird als Voraussetzung für den Beginn von Aktivitäten in diesem Bereich gesehen und als notwendig für die Realisierung der hinsichtlich Planungsaufwand und Kosten im Vergleich aufwendigeren Repoweringprojekte bewertet.

Wenn der Repoweringbonus intentionsgemäß zur Aufnahme von Projektplanungen geführt hat, die ein vergleichsweise frühzeitigeres Repowering vorsehen, so werden durchaus Projekte darunter sein, die dennoch erst nach 2011 realisiert werden. Das heißt, diese Projekte benötigen eine langfristige Zusicherung des Bonus, um die Planungen für ein frühzeitiges Repowering aufrechtzuerhalten.

Um die Mechanismen des Repoweringbonus zu verstehen und zu bewerten, sollen an dieser Stelle noch einmal die grundlegenden Entscheidungskriterien bei Repoweringprojekten aufgezeigt werden. Das Neuprojekt wird im Falle eines Repowerings vor Ablauf der Lebensdauer des Altprojektes nur dann als rentabel betrachtet, wenn es nicht nur als eigenständiges Projekt wirtschaftlich ist, sondern zusätzlich auch die Einnahmen kompensieren kann, die in den letzten Betriebsjahren des Altprojektes erwirtschaftet worden wären. Die letzten Betriebsjahre werden durch den Betreiber generell als attraktiv bewertet, da die Kredite in dieser Zeit in der Regel bereits abgezahlt sind und das Projekt Einnahmen generiert. Dies bedeutet erhöhte Anforderungen an die Einnahmenseite von Repoweringprojekten, die durch einen Bonus zu einem früheren Zeitpunkt erfüllt werden können.

Ohne einen entsprechenden Anreiz zu einem frühzeitigeren Repowering ist aus den beschriebenen Gründen davon auszugehen, dass viele Windenergieprojekte erst nach Ablauf der Lebensdauer oder bei einem anstehenden Tausch von Großkomponenten repowert werden. Dies wäre entgegen der ursprünglichen Intention des Repoweringbonus.

### **Empfehlung**

**Der Repoweringbonus sollte beibehalten werden, um sicher zu stellen, dass ein Repowering möglichst frühzeitig und nicht erst nach Ablauf der längst möglichen Betriebszeit der Altanlagen stattfindet,**

**Allerdings wird empfohlen, dass Alter der Altanlagen zu begrenzen. Es ist zu vermeiden, dass auch Projekte, die sich ohnehin am Ende ihrer Nutzungsdauer befinden, einen Bonus erhalten (dies wäre entgegen dem Förderziel eines frühzeitigeren Repowerings).**

**In der näheren Ausgestaltung könnte dies bedeuten, dass der Bonus für Repoweringprojekte gezahlt wird, bei denen Altanlagen mit einem Alter von maximal 17 Jahren ersetzt werden.**

**Altanlagen außerhalb von Eignungsgebieten sollten von dieser Einschränkung ausgenommen zu werden, da es aus raumplanerischer Sicht sowie aus Gründen des Landschaftsbildes wünschenswert ist, dass diese – zumeist verstreuten – Einzelanlagen „eingesammelt“ werden und ein Repowering in Konzentrationszonen erfolgt.**

**Es sollte weiterhin keine untere Altersgrenze für die Altanlagen festgelegt werden, da ein Repowering für die Betreiber ohnehin erst ab einem bestimmten Alter der Anlagen und in der Regel erst nach Ablauf des Finanzierungszeitraums wirtschaftlich wird. Das heißt, in diesem Bereich besteht kein Regulierungsbedarf.**

## **11.2.6 Berücksichtigung der Kleinwindenergienutzung im EEG**

Seit einigen Jahren ist zu beobachten, dass sich ein Markt für Kleinwindenergieanlagen herausbildet. Dieser entwickelt sich parallel zum florierenden Großanlagenmarkt und verzeichnet aktuell ein zunehmendes Interesse in der öffentlichen Wahrnehmung sowie stetig steigende Aktivitäten im Bereich der Anbieter von Kleinwindenergieanlagen.

In der heutigen Situation können die Kleinwindenergieanlagen nicht über das EEG 2009 vergütet werden. Die Technologie kann die im Bereich der Großwindenergieanlagen für eine Vergütung vorausgesetzten Netzverträglichkeitsanforderungen nicht erfüllen.

Hemmnisse im Bereich der Kleinwindenergie sind neben fehlenden finanziellen Anreizen die vielfach schwierige Genehmigungssituation sowie bisher fehlende verbindliche Qualitätsstandards, die eine Bewertung der Anlagentechnik für Verbraucher erschweren.

Wenn auf politischer Seite eine breitere Markteinführung von Kleinwindenergieanlagen gewünscht wird und sie einen relevanten

Baustein im Rahmen der Stromversorgung durch Erneuerbare Energien stellen sollen, erscheint die Schaffung von Anreizen zu ihrer Markteinführung sehr wichtig. Hierbei ist zu beachten, dass die Technologie im Bereich der Stromgestehungskosten nicht vergleichbar mit herkömmlichen Großwindenergieanlagen ist.

Da die Nutzung von Kleinwindenergieanlagen insbesondere als Eigenverbrauchstechnologie interessant ist – und zwar im Hinblick auf die Ergänzung anderer Erneuerbarer Energien im Energiemix der Zukunft wird es als sinnvoll erachtet, die Technologie gerade in diesem Bereich voran zu bringen.

#### **Empfehlung**

**Um eine relativ einfache und transparente Lösung zu erreichen, wird vorgeschlagen, den durch Kleinwindenergieanlagen erzeugten Strom grundsätzlich vordergründig für den Eigenverbrauch vorzusehen. Der Betreiber der Kleinwindenergieanlage würde dementsprechend Einsparungen in Höhe des hierdurch vermiedenen Strombezugs (dieser ist abhängig vom jeweils geltenden Verbraucher-Strompreis). Diese Gegenrechnung von Strombezug und Stromproduktion entspricht in seinen Grundsätzen dem so genannten Net Metering, das auch in anderen Ländern bereits erfolgreich im Bereich der Kleinwindenergie angewendet wird.**

**Wird durch die Anlage zeitweise mehr Strom erzeugt, als der Betreiber selbst verbraucht, so sollte dieser zu einem definierten Satz vergütet werden. Es wird vorgeschlagen, dass dieser Strom mit dem EEG-Anfangsvergütungssatz für Großwindenergieanlagen vergütet wird. Wird weniger Strom produziert als verbraucht, so muss der Betreiber nach herkömmlicher Weise Strom aus dem Netz beziehen. Eine Verrechnung der produzierten und verbrauchten Leistung mit dem Strombezug des Betreibers sollte zur Minimierung des administrativen Aufwands jährlich mit der Stromrechnung erfolgen.**

**Die Möglichkeiten Produktion und Verbrauch zeitgleich zu gestalten, werden im Falle der Kleinwindenergie als sehr begrenzt angesehen. Deshalb sollte dies nicht zur Auflage gemacht werden, sondern eine mengenbezogene Gegenrechnung der Energiemengen am Jahressende gewählt werden.**

**Das skizzierte Vorgehen hätte den Vorteil, dass für an einem Betrieb von Kleinwindenergieanlagen Interessierte verbesserte Bedingungen in Bezug auf die Wirtschaftlichkeit einer solchen Nutzung erreicht würden. Gleichzeitig ist die Lösung technisch relativ einfach durchzuführen und führt lediglich zu geringfügig höheren EEG-Differenzkosten.**

**Als wichtig wird es angesehen, gewisse Voraussetzungen für den Erhalt einer Vergütung durch Kleinwindenergieanlagen zu definieren. Beispielsweise sollte als Minimalbedingung eine Vermessung der Anlage hinsichtlich Schall und Leistung durch zertifizierte Sachverständige auf Basis der Norm IEC 61400-2:006 („design requirements for small wind turbines“) vorausgesetzt werden.**

**Ergänzend wird empfohlen, die Größe der Kleinwindenergieanlagen, die Anspruch auf eine Vergütung gemäß EEG erheben können, auf einen bestimmten Leistungsbereich zu begrenzen. Auf diese Weise kann der Gesetzgeber Steuerungsmöglichkeiten in Bezug auf die Ausgestaltung der Kleinwindenergienutzung geltend machen (beispielsweise Erreichung einer bestimmten Effizienz, Begrenzung der Größe von Anlagen in Wohngebieten).**

**Hemmnisse, die sich weitgehend außerhalb einer möglichen Regelung im EEG bewegen (Genehmigungsprozesse, Qualitätsstandards) sollten ergänzend zu obigen Ausführungen angegangen und ausgeräumt werden. Nur so kann die Entwicklung der Kleinwindenergie tatsächlich stärker angereizt werden.**

## **11.3 Windenergie auf See**

### **11.3.1 Vergütungssätze**

*Gemäß § 31 EEG 2009 beträgt die Anfangsvergütung für Offshore-Windenergieanlagen in den ersten 12 Jahren ab Inbetriebnahme 13 Cent/kWh. Die Grundvergütung für die Windenergie auf See (2. Vergütungsstufe) beträgt 3,5 ct/kWh. [vgl. EEG 2009]*

Die Anfangsvergütung für die Windenergienutzung auf See wurde im EEG 2009 deutlich angehoben. Die zugrunde liegende Intention war die Schaffung von Rahmenbedingungen, die eine bessere Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten auf See ermöglichen. Insbesondere im Vergleich mit den Investitionsbedingungen in anderen EU-Ländern, wie vor allem Großbritannien, wurde eine Anhebung der Anfangsvergütung unerlässlich, um überhaupt Investitionsaktivitäten privatwirtschaftlicher Akteure auszulösen. Das heißt, eine Erfolgsbewertung der Vergütungsstrukturen muss auf einer Bewertung der seit der EEG-Novelle ausgelösten Planungs- und vor allem Investitionsaktivitäten beruhen.

Hier ist zunächst festzustellen, dass sich trotz der höheren Anfangsvergütung der Ausbau der Windenergienutzung auf See im Jahr 2009 weiter verzögert hat. Zwar wurde der Bau des Offshore-Testfeldes alpha ventus abgeschlossen und aktuell mit den Bauvorgängen an den

beiden ersten kommerziellen deutschen Offshore-Projekten, BARD Offshore 1 und Baltic I begonnen. Insgesamt bleiben die Aktivitäten – sogar unter Einbeziehung der zu erwartenden Aktivitäten in den kommenden zwei bis drei Jahren – aber hinter den Erwartungen zurück.

Die weiteren Verzögerungen beruhen vor allem in der ab 2008 wirkenden internationalen Finanzmarktkrise, die innerhalb der Windenergiebranche speziell im Offshore-Windenergiesektor zu Problemen geführt hatte. So können derzeit nur Großunternehmen oder große Energieversorger ihre Offshore-Projekte relativ zügig vorantreiben. Für Investorengruppen, die ihre Projekte auf Basis von Projektfinanzierungen (wie bei der Windenergie an Land üblich) durchführen, ist die Situation weiterhin sehr angespannt. Die Banken stellen die benötigten Kreditmittel derzeit nicht zur Verfügung. Da bei Projektfinanzierungen die Finanzierung auf den zukünftigen Einnahmen des Projektes aufbaut und lediglich das Projekt selbst als Sicherheit gegenüber der Bank geltend gemacht werden kann. Die Prognose der zukünftigen Einnahmen ist jedoch im Offshore-Bereich aufgrund der geringen Erfahrungen mit wesentlich größeren Unsicherheiten behaftet als an Land. Dementsprechend fällt die Risikobewertung der Banken aus und mündet in sehr zögerlichen, vorsichtigen Aktivitäten.

Dennoch ist zu berücksichtigen, dass die Planungen für die Windenergieprojekte auf See auch in den letzten Jahren durch die Entwicklungsunternehmen voran getrieben wurden. Für einige Projekte wurden Investitionsentscheidungen getroffen und Lieferverträge vereinbart, in anderen Fällen stehen bereits die Finanzierungskonzepte. Diese vorangeschrittenen Entwicklungen bedingen, dass die tatsächlichen Kosten der Windenergienutzung auf See heute deutlich besser eingeschätzt werden können als noch vor einigen Jahren. Die Kostensituation der Windenergie auf See konnte im Vergleich zum Zeitpunkt der Vorbereitung der EEG-Novelle 2009 dementsprechend genauer ermittelt werden.

Da derzeit die Fremdkapitalzinssätze wieder steigen und weiterhin keine Einführung von Bürgschaftsprogrammen für die Windenergie auf See geplant ist, erfolgte die Berechnung der Stromgestehungskosten ausschließlich für den derzeit als realistisch anzusehenden Fremdkapitalzinssatz von 7 %. [Im 1. wissenschaftlichen Bericht waren Bürgschaftsprogramme als mögliches Mittel zur Senkung der Fremdkapitalzinsen berücksichtigt worden und aus diesem Grund alternativ zum Marktzins zusätzlich mit einem Fremdkapitalzins von 4 % gerechnet worden. Dies erscheint aus heutiger Sicht nicht mehr notwendig, da seitens der Bundesregierung keine Bürgschaftsprogramme geplant sind.]

### **Basismodell**

Die Berechnungen zu den derzeitigen Stromgestehungskosten der Windenergienutzung auf See haben ergeben, dass die Projekte mit den gemäß EEG 2009 geltenden Vergütungsbedingungen (13 ct/kWh Anfangsvergütung plus 2 ct/kWh Sprinterbonus bis Ende 2015 und 3,5 ct/kWh Grundvergütung) an den Grenzen der Wirtschaftlichkeit liegen bzw. dass sich mittlerweile aufgrund weiterer Kostensteigerungen in den

letzten zwölf Monaten keine positiven Investitionsentscheidungen treffen lassen. Bei der Bewertung der Situation sind vor allem die hohen Risiken der Projekte zu beachten sowie die begrenzten Erfahrungen und die erschwerten Finanzierungsbedingungen.

Bezüglich der Grundvergütung ist die Aussage zu treffen, dass diese nicht ausreicht, um den Weiterbetrieb eines Windparks auf See nach Auslaufen der Anfangsvergütung zu gewährleisten. Für einen über den Zeitraum der erhöhten Anfangsvergütung hinaus gehenden Betrieb wird es deshalb unerlässlich sein, dass der Strompreis bis dahin auf einen Wert im Bereich von etwa 5,5 ct/kWh ansteigt. Dies gilt es bei den Überlegungen zur Grundvergütung stets zu berücksichtigen.

Die benötigte Anfangsvergütung wurde neben dem derzeitigen Modell (12 Jahre Laufzeit der Anfangsvergütung) zusätzlich für zwei alternative Basismodelle berechnet, die sich durch die Dauer des Anfangsvergütungszeitraums unterscheiden (13 und 14 Jahre – jeweils plus standortdifferenzierte Vergütung). Die Berechnungsergebnisse wiesen für einen Anfangsvergütungszeitraum von 12 Jahren den Bedarf eines erhöhten Anfangsvergütungssatzes zwischen 16,2 und 17,3 ct/kWh aus, für einen Anfangsvergütungszeitraum von 13 Jahren wird ein erhöhter Anfangsvergütungssatz zwischen 15,7 und 16,8 ct/kWh benötigt und für einen Anfangsvergütungszeitraum von 14 Jahren ein Anfangsvergütungssatz zwischen 15,3 und 16,5 ct/kWh.

Bei der derzeit zu beobachtenden Investitionskostensteigerung (im Rahmen der Berechnungen bemessen auf 2 % Kostensteigerung) erhöht sich der benötigte Anfangsvergütungssatz in allen betrachteten Fällen um 0,2 – 0,3 ct/kWh, beträgt also im Maximum (12 Jahre Anfangsvergütung) zwischen 16,5 und 17,5 ct/kWh.

Ergänzend ist zu erwähnen, dass Projekte in weiteren Küstenentfernungen und größeren Wassertiefen (bspw. in der AWZ) in den Basismodellen durch höhere Stromgestehungskosten gekennzeichnet sind als Projekte innerhalb der 12-Seemeilenzone.

### **Stauchungsmodell**

Es ist geplant, im Bereich der Windenergienutzung auf See ein Stauchungsmodell einzuführen. Hierbei soll die Anfangsvergütung über einen kürzeren Zeitraum und mit entsprechend erhöhten Beträgen gezahlt werden. Der Zeitraum der abgesenkten Vergütung verlängert sich hierbei entsprechend.

Die Akteure auf dem Offshore-Windenergiemarkt signalisierten in den vergangenen Monaten großes Interesse an einem solchen Stauchungsmodell. Die große Mehrheit der Entwickler möchte ein solches Modell nutzen, unabhängig davon ob sie ihre Planung auf Basis von Projekt- oder Unternehmensfinanzierungen voran treiben.

Im Stauchungsmodell fallen die Projekte allerdings zu einem wesentlich früheren Zeitpunkt in die Grundvergütung ab. Dies kann eine Chance bedeuten, wenn der Strompreis bis dahin entsprechend attraktive Bedingungen generiert. Gleichzeitig kann es zu Problemen kommen, wenn der Strompreis bis zu diesem Zeitpunkt wieder Erwartungen nicht

entsprechend hoch gestiegen ist, um einen weiteren Betrieb der betreffenden Windparks auf See gewährleisten zu können.

Im Bereich des Stauchungsmodells wurde die Berechnung der Stromgestehungskosten für zwei mögliche Modelle vorgenommen, nämlich dem Fall eines erhöhten Anfangsvergütungszeitraums von 8 Jahren sowie alternativ von 9 Jahren.

Die Ergebnisse ergaben, dass bei einem Stauchungsmodell mit einem Anfangsvergütungszeitraum von 8 Jahren ein Anfangsvergütungssatz zwischen 19,7 und 20 ct/kWh benötigt wird. Bei einem Stauchungsmodell mit einem Anfangsvergütungszeitraum von 9 Jahren wird ein Anfangsvergütungssatz zwischen 18,7 und 18,8 ct/kWh benötigt. Unter Zugrundelegung der in den letzten Monaten aufgrund der Rahmenbedingungen leicht gestiegenen Investitionskosten ergibt sich für ein Stauchungsmodell mit einem Anfangsvergütungszeitraum von 8 Jahren ein benötigter Anfangsvergütungssatz zwischen 20,3 und 20,6 ct/kWh und im Modell mit 9 Jahren Anfangsvergütungszeitraum ein benötigter Anfangsvergütungssatz von 19,1 ct/kWh.

Ergänzend ist zu erwähnen, dass im Stauchungsmodell die Stromgestehungskosten der beiden betrachteten Modellfälle deutlich weniger voneinander abweichen als im Basismodell.

#### **Empfehlung**

**Auf Basis der Ergebnisse der Berechnung der Stromgestehungskosten ist zu empfehlen, dass im Basismodell die Anfangsvergütungshöhe auf 16 ct/kWh angehoben und der Zeitraum der erhöhten Anfangsvergütung auf 13 Jahre verlängert werden sollte, um die Stromgestehungskosten zu decken und ausreichende Investitionsanreize zu setzen. Der jetzige Sprinterbonus als zeitlich begrenzte Zusatzkomponente sollte als Instrument weg fallen. Die sich durch die Anhebung sowie Ausdehnung der Anfangsvergütung ergebenden Zusatzkosten werden als begrenzt angesehen, da aufgrund des derzeit noch begrenzten Akteurskreises innerhalb der nächsten drei bis vier Jahre weiterhin relativ moderate Zubauzahlen im Offshore-Windenergiebereich zu erwarten sind.**

**Um auf einem weiteren Wege Verbesserungen in Bezug auf die Finanzierung von Windenergieprojekten auf See zu erreichen, wird zudem empfohlen, als eine optionale Möglichkeit ein Stauchungsmodell einzuführen.**

**Für die Ausgestaltung dieses Modells haben die Untersuchungen im Rahmen dieses Berichtes ergeben, dass eine Laufzeit der Anfangsvergütung von neun Jahren bei einem Anfangsvergütungssatz von 19 ct/kWh als angemessen bewertet wird.**

**Das Stauchungsmodell würde kurzfristig zu einer Erhöhung der EEG-Differenzkosten führen (da die**

**Vergütungssätze für Offshore-Windenergieanlagen in den Anfangsjahren deutlich höher sind als im herkömmlichen Modell). Das Modell eröffnet jedoch im Gegenzug die Möglichkeit, zügigeren Ausbau auf See zu generieren und zudem einen schnelleren Markteintritt der Windenergieprojekte auf See zu erreichen (nach Ablauf des Anfangsvergütungszeitraums werden diese aller Voraussicht nach die Direktvermarktung nutzen).**

**Bei der Entwicklung dieser Empfehlungen wurde darauf geachtet, dass das Basismodell und das Stauchungsmodell als optionale Möglichkeiten in das EEG integriert werden können. Das bedeutet, dass beide Modelle so ausgestaltet sind, dass eine Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten auf See erreicht werden kann. Weiterhin wurden die in den letzten zwölf Monaten zu beobachtenden leichten Kostensteigerungen bei der Bemessung der Vergütungshöhe berücksichtigt.**

**Um die zusätzlichen Kosten zu begrenzen, sollte die Option Stauchungsmodell mit einem zeitlichen Anreiz verknüpft werden. Es wird empfohlen, eine zeitliche Begrenzung des Modells auf Projekte, die bis Ende 2018 realisiert werden, vorzunehmen. Hierdurch würde ein starker Anreiz zu einem schnelleren Ausbau gesetzt und für die nächsten Jahre Planungssicherheit für die Akteure hergestellt. Von einer darüber hinaus gehenden noch stärkeren Eingrenzung der Frist wird abgeraten, da aufgrund der langen Planungs- und Umsetzungszeiten von Windparks auf See die Investitionsentscheidung bereits vier Jahre vor Inbetriebnahme getroffen werden muss. Das heißt, um durch das Modell überhaupt eine nennenswerte Anzahl neuer Investitionsentscheidungen anzureizen, sollte deshalb die Frist nicht zu knapp gesetzt werden.**

**In Bezug auf die Grundvergütung ist zu entscheiden, ob diese angehoben werden kann, um einen Weiterbetrieb der Windparks auf See über den Zeitraum der Anfangsvergütung hinaus zu gewährleisten. Gemäß Kapitel 8.2 wäre hierfür eine Grundvergütungshöhe von 4,5 bis 5,5 ct/kWh notwendig.**

**Alternativ könnte weiterhin von einem ausreichend hohen Strompreis zum Zeitpunkt des Eintretens der ersten Parks in die Grundvergütung ausgegangen werden (dies ist jedoch insbesondere in Bezug auf das Stauchungsmodell eine neu zu bewertende Frage).**



### **11.3.2 Degression**

*Gemäß § 20 Abs. 7 EEG 2009 beträgt die Degression der Vergütungen für Strom aus Offshore-Windenergieanlagen 5 %. Das Einsetzen der Degression soll hierbei im Jahr 2015 beginnen.*

#### **Zeitliche Ausgestaltung der Degression**

In den ersten Jahren der Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland wurde die Degression ausgesetzt. Grundgedanke hierzu war es, zwischen 2009 und 2015 zunächst den Bau einer Reihe von Projekten auszulösen, um erste Erfahrungen zu sammeln. Hierbei sollten die Vergütungsstrukturen aufgrund der zu erwartenden Unwägbarkeiten in den ersten Jahren der Offshore-Windenergieentwicklung erst einmal auf einer gleich bleibenden Höhe gehalten werden. Dieser Grundgedanke wird ausdrücklich befürwortet.

Gemäß dem Basisszenario 2010 wird bis zum Jahr 2014 eine installierte Leistung auf See von rund 2 GW erwartet. [Nitsch 2010] Der Wert wurde gegenüber früheren Prognosen (2,7 GW im Leitszenario 2008) um mehr als 25 % nach unten korrigiert. Dies bedeutet, dass deutlich weniger Projekte bis zum Zeitpunkt des Einsetzens der Degression errichtet werden. Im Umkehrschluss werden weniger Erfahrungen zur Verfügung stehen und es könnte dazu kommen, dass die Anreize zu einem weiteren Ausbau auf See bereits ab 2015 nicht mehr ausreichen, da die Projekte mit der jetzigen Vergütung ohnehin hinsichtlich ihrer Wirtschaftlichkeit an Grenzen gelangen.

#### **Höhe der Degression**

Die Degressionsrate von 5 % wird als ambitioniert bewertet. Zwar handelt es sich bei der Windenergie auf See um eine neue Technologie, die im Gegensatz zur Windenergie an Land noch deutliche Kostensenkungspotentiale hat, gleichzeitig kann diese jedoch nur schrittweise erschlossen werden, wobei zudem Inflationseffekte noch zusätzlich ausgeglichen werden müssen.

Im Zeithorizont bis 2015 wird eine relativ geringe Anzahl an Windenergieprojekten auf See umgesetzt werden. Das bedeutet auch, dass bis dahin Kostensenkungspotentiale kaum bzw. nur in geringer Weise erschlossen werden können. Legt man den empfohlenen Zeithorizont bis 2018 zugrunde, lässt sich zum jetzigen Zeitpunkt schwer prognostizieren, wie weit die Entwicklung bis dahin voran geschritten sein wird (dies wird u.a. abhängig sein von den Erfahrungen im Rahmen der ersten Projekte und den weiteren Rahmenbedingungen). Wenn zudem auch die Empfehlung zur Befristung des Stauchungsmodells auf 2018 befolgt wird, bedeutet dies, dass gleichzeitig mit dem Auslaufen des – durch die Entwickler aus heutiger Sicht bevorzugten – Stauchungsmodells das Einsetzen der Degression erfolgt. Hieraus ergibt sich ein potenziertes Kostendruck auf die Projekte.

Aus diesem Grund sollte man die Degression auf dem geplanten Wert von 5 % belassen (eine Veränderung nach oben oder unten wäre wissenschaftlich nicht begründbar) und zum Zeitpunkt der nächsten EEG-

Novelle überprüfen, ob der Wert ggf. vor dem Hintergrund der bis dahin gewonnenen Erfahrungen noch einmal anzupassen ist.

#### **Empfehlung**

**Auf Basis der beschriebenen Entwicklungsverläufe wird empfohlen, die Degressionshöhe für die Windenergie auf See bei 5 % zu belassen und den Beginn der Degression auf das Jahr 2018 zu verschieben. Nur so können ausreichende Investitionsanreize für nennenswerte Aktivitäten in deutschen Gewässern gewährleistet werden. Da der Ausbau der Windenergie auf See einen sehr wichtigen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung leisten soll, wird diese Maßnahme mit einer hohen Priorität bewertet.**

**Die Degressionshöhe sollte im Rahmen der nächsten EEG-Novelle erneut überprüft und an die tatsächlich zu beobachtenden Kostensenkungspotentiale angepasst werden.**

### **11.3.3 Struktur der standortdifferenzierten Vergütung**

*Gemäß § 31 EEG 2009 erfolgt auch im Falle der Offshore-Windenergie eine standortdifferenzierte Vergütung. Demnach verlängert sich die erhöhte Anfangsvergütung für Offshore-Windenergieanlagen, die in einer Entfernung von mindestens 12 Seemeilen und einer Wassertiefe von mindestens 20 m errichtet worden sind, um 0,5 Monate je weitere volle Seemeile Entfernung und um 1,7 Monate je zusätzlichen vollen Meter Wassertiefe. [vgl. EEG 2009]*

Die standortdifferenzierte Vergütung für Windparks auf See wird als notwendig erachtet, um Projekte auch in weiteren Küstenentfernungen zu ermöglichen. Da in Deutschland bereits aus Gründen von raumplanerischen Aspekten die meisten Projekte nur in relativ großen Küstenentfernungen und Wassertiefen errichtet werden können, müssen entsprechende Anreize für Investoren gesetzt werden, um diese Standorte dennoch attraktiv für die Aufnahme von Planungen werden zu lassen. Die standortdifferenzierte Vergütung wird somit als gute Möglichkeit bewertet, um gute Rahmenbedingungen für Planungen mit unterschiedlichen Ausgangsparametern bezüglich Küstenentfernungen und Wassertiefe zu ermöglichen.

Auf Basis der Ergebnisse für die innerhalb dieses Berichtes betrachteten Modellfälle für ein Projekt innerhalb der 12-Seemeilenzone (Modellfall I) und ein Projekt in der AWZ (Modellfall II) lässt sich feststellen, dass die Projekte in weiteren Küstenentfernungen und größeren Wassertiefen durch höhere Stromgestehungskosten gekennzeichnet sind als die Projekte innerhalb der 12-Seemeilenzone. Bei Planungen in der AWZ wird trotz der standortdifferenzierten Vergütung die zu erzielende Eigenkapitalverzinsung geringer ausfallen. Dies würde jedoch dem Ziel eines Ausbaus zu den volkswirtschaftlich geringsten Kosten entsprechen,

da hierdurch verstärkt Projekte in weniger großen Entfernungen und Wassertiefen, also leichter zu erschließenden Standorten angereizt werden. [wohl wissen, dass dies im Widerspruch dazu steht, dass Standorte in Küstennähe Standorte nur in stark begrenzter Anzahl verfügbar sind (Schutzzone)].

#### **Empfehlung**

**Es wird empfohlen, die standortdifferenzierte Vergütung in ihrer grundsätzlichen Ausgestaltung beizubehalten.**

Eine Optimierung der Formulierung wird hierbei als sinnvoll erachtet. Denn in der im EEG 2009 gebrauchten Formulierung heißt es: „Der Zeitraum der Anfangsvergütung (...) verlängert sich für Strom aus Anlagen, die in einer Entfernung von mindestens zwölf Seemeilen *und* einer Wassertiefe von mindestens 20 Metern errichtet worden sind, (...)“. Das heißt, die Formulierung der Voraussetzungen zur Erlangung einer standortdifferenzierte Verlängerung der Vergütung sieht vor, dass beide genannten Kriterien (minimale Küstenentfernung und minimale Wassertiefe für eine Verlängerung) erfüllt sein müssen, um eine Verlängerung zu erlangen. Die Vergütungsverlängerung wird im Folgenden jedoch für beide Faktoren einzeln errechnet, demnach erfolgt eine Verlängerung „für jede über zwölf Seemeilen hinausgehende volle Seemeile Entfernung um 0,5 Monate und für jeden zusätzlichen vollen Meter Wassertiefe um 1,7 Monate“.

Aus den geschilderten Zusammenhängen ergibt sich die Empfehlung, die Formulierung für die Voraussetzungen zur Erlangung einer standortdifferenzierte Verlängerung so zu modifizieren, dass bereits das Vorliegen eines Mindestkriteriums (Küstenentfernung von über 12 Seemeilen oder Wassertiefe von mehr als 20 m) dazu führt, dass die entsprechende darauf bezogene Verlängerungskomponente auf den Zeitraum der Anfangsvergütung aufgerechnet wird.

Auf diese Weise könnten auch Projekte, die sich beispielsweise innerhalb der 12-Seemeilenzone, aber in einer Wassertiefe von > 20 m befinden, eine Vergütungsverlängerung erlangen, die sich dann natürlich nur auf Basis der Wassertiefe errechnet. Hierdurch würde eine Gleichbehandlung aller Projekte gewährleistet. Die dadurch entstehenden Zusatzkosten sind als sehr gering zu bewerten, da es nur wenige Fälle geben wird, bei denen nur eins der beiden Kriterien in Bezug auf eine standortdifferenzierte Vergütungsverlängerung greift.

**In Bezug auf die Dauer der standortdifferenzierten Verlängerung der Anfangsvergütung im Stauchungsmodell wird empfohlen, diese gemäß der jetzigen Formel zu ermitteln und diese dann zum herkömmlichen Vergütungssatz (außerhalb des Stauchungsmodells) zu vergüten. Demnach würde im Stauchungsmodell eine dreistufige Vergütung gewählt (Anfangsvergütung im Stauchungsmodell → normale Anfangsvergütung für den ggf. bestehenden Anspruch auf Verlängerungszeitraum → Grundvergütung).**

### 11.3.4 Sprinterbonus Offshore

*Gemäß § 31 EEG 2009 erhalten Offshore-Windenergieanlagen, die bis Ende 2015 in Betrieb gehen, einen so genannten Sprinterbonus in Höhe von 2 Cent/kWh auf die Anfangsvergütung. [vgl. EEG 2009]*

Die Berechnung der Stromgestehungskosten der Windenergie auf See in Kapitel 8.2 hat ergeben, dass derzeit die Höhe der Anfangsvergütung plus die Sprinterprämie nicht ausreichend ist, um eine Deckung der Stromgestehungskosten zu gewährleisten. Auf absehbare Zeit werden die Stromgestehungskosten nicht auf die Höhe der derzeitigen Anfangsvergütung ohne Sprinterbonus (13 ct/kWh) gesenkt werden können. Das heißt, derzeit und in den nächsten Jahren (über 2015 hinaus) wird eine Vergütungshöhe von mindestens 15 ct/kWh als notwendig angesehen, um die Stromgestehungskosten im Offshore-Bereich zu decken und ausreichende Investitionsanreize für einen verstärkten Ausbau auf See zu setzen.

Die Begrenzung der Sprinterprämie auf das Jahr 2015 bewirkt zudem zusätzliche Unsicherheiten für Investoren. Wenn das geplante Baujahr bspw. in 2014/15 liegt, erfolgt eine deutlich kritischere Risikoeinschätzung der Banken, da sie eine Verschiebung des Baubeginns bzw. der Bautätigkeiten ins Jahr 2016 befürchten, was die Einnahmensituation der Projekte komplett verändern würde.

Weiterhin ist zu beachten, dass der Bonus bisher kaum in Anspruch genommen wurde (bisher lediglich von dem Projekt alpha ventus). Die kommenden Projekte benötigen jedoch weiterhin eine Vergütung in einer Höhe, die der jetzigen Anfangsvergütung + Sprinterbonus entspricht. Dies liegt sowohl in den hohen Investitionskosten als auch in den weiterhin bestehenden Hemmnissen im Bereich der Finanzierung von Windparks auf See begründet.

Der Effekt des Bonus erscheint sehr begrenzt und es wäre eine transparentere Lösung – die zudem dem Vorgehen bei anderen Erneuerbaren Energieformen entspricht – wenn die Anfangsvergütung die Stromgestehungskosten der Windenergie auf See decken kann. Ein Anreiz für einen beschleunigten Ausbau sollte besser auf alternativen Wegen gegeben werden – beispielsweise durch eine zeitliche Befristung der Möglichkeit, das Stauchungsmodell als Vergütung zu nutzen.

**Empfehlung**

**Es wird empfohlen, den Sprinterbonus abzuschaffen und vielmehr eine Anfangsvergütung für die Windenergie auf See zu gewährleisten, die die Stromgestehungskosten deckt. So kann eine ausreichende Investitionssicherheit herzustellen werden und eine höhere Transparenz erreicht werden.**

**Eine Prüfung der Vergütungshöhe und ggf. eine zukünftige Absenkung kann im Rahmen der zukünftigen EEG-Novellierungen erfolgen. Auf diese Weise könnte die Komplexität des EEG durch eine Vereinfachung der Regelungen vermindert werden.**

## 11.4 Einspeisemanagement

Das EEG 2009 schreibt die Verpflichtung der Netzbetreiber zum Netzausbau fest, ermöglicht aber ein Einspeisemanagement als temporäres Vorgehen der Netzbetreiber zur Erhaltung der Systemsicherheit. Hierbei werden durch den Netzbetreiber vorrangig diejenigen Anlagen abgeregelt, deren Regelung den größten Effekt verspricht – dies sind häufig Windparks.

Positiv ist zu sehen, dass die Möglichkeiten der Netzbetreiber zur Abregelung von Anlagen an bestimmte Bedingungen und Informationspflichten gekoppelt sind, was die Transparenz der Vorgänge insgesamt erhöht hat. Dennoch besteht auch hier ein Bedarf nach Optimierungen. So bieten Netzbetreiber beispielsweise zur Ankündigung von Maßnahmen im Rahmen des Einspeisemanagements in der Regel lediglich eine Angabe dazu, in welchen Netzregionen die Gefahr eines Einspeisemanagements besteht. Es erfolgt keine spezifische Ankündigung der Maßnahmen.

Die Verpflichtungen für Anlagenbetreiber im Bereich der technischen Ausrüstung der Anlagen zur Ermöglichung eines Einspeisemanagements sind gestiegen. In diesem Bereich wird problematisiert, dass alle Anlagen ab einer Leistung von 100 kW mit einer entsprechenden Einrichtung auszustatten sind, und zwar unabhängig von der regionalen Netzsituation am Anlagenstandort. Gleichzeitig ist die Installation einer Einrichtung zum Einspeisemanagement Voraussetzung für den generellen Vergütungsanspruch. Dies hat für die Betreiber kleinerer Anlagen zu Problemen und Ängsten geführt. In diesem Bereich besteht Lösungsbedarf.

Die monetäre Entschädigung für bei den Betreibern entstandene Ertragsausfälle wird als sehr positiv bewertet. Hierdurch werden die Risiken, die sich für Betreiber aus einem gehäuften Aufkommen des Einspeisemanagements ergeben, abgedeckt und hohe finanzielle Verluste werden vermieden.

Die Praxis hat gezeigt, dass im Bereich der Ausrüstung der Anlagen mit einer Einrichtung zum Einspeisemanagement sowie bei der Berechnung von Entschädigungszahlungen offene Fragen bestehen. Die teilweise durch die Netzbetreiber entwickelten Richtlinien schaffen zwar Orientierung, sind jedoch rechtlich nicht verbindlich und differieren zudem untereinander stark. Insgesamt ist keine ausreichende Transparenz und Einheitlichkeit bzw. Gleichbehandlung der Betreiber gewährleistet. Kostenreduktionen durch Skaleneffekte werden erschwert.

Die Netzbetreiber können allerdings die ihnen durch die Entschädigungszahlungen entstehenden Kosten bei der Ermittlung der Netzentgelte in Ansatz bringen, sofern sie belegen können, dass die Maßnahme erforderlich war. Eine Überprüfung bzw. Bewertung der für die Umlegung auf die Netzentgelte maßgeblichen Voraussetzung, nämlich dass der Netzbetreiber die Abregelung nicht selbst zu vertreten hat, wird in der Praxis vielfach schwierig sein. Es ergibt sich das Problem, dass der Druck zu einem zügigen Netzausbau durch die Berechtigung zur

Durchführung eines Einspeisemanagements sowie die Möglichkeit zur Umlegung der Entschädigungskosten auf die Netzentgelte verringert wird.

In Bezug auf direkt vermarktende Betreiber können sich im Zuge des Einspeisemanagements verstärkt Probleme ergeben. Wenn die Betreiber Strommengen auf dem Strommarkt anbieten, die sie aufgrund der Abregelung ihrer Anlagen nicht einhalten können, müssen sie Strom auf dem Spotmarkt zukaufen. Entschädigt werden dann zwar die nicht erhaltenen Erlöse, nicht aber die zusätzlichen finanziellen Aufwendungen durch den Stromzukauf. Dies kann zu größeren Verlusten für die Betreiber führen. Es ergeben sich zusätzliche Unsicherheiten, die ein Betreiber bei seiner Entscheidung für die Vermarktungsoption der Direktvermarktung einkalkulieren muss.

Es ist heraus zu stellen, dass seit Inkrafttreten der EEG-Novelle 2009 ein sehr begrenzter Erfahrungszeitraum in Bezug auf das Einspeisemanagement zur Verfügung steht. Es muss beachtet werden, dass die Ausstattung der Anlagen mit einer entsprechenden Einrichtung zum Einspeisemanagement erst ab dem 1. Januar 2011 zur Verpflichtung wird. Somit konnte zum Zeitpunkt dieses Berichtes auf keine Erfahrungen mit einem technisch flächendeckend möglichen Einspeisemanagement zurückgegriffen werden.

#### **Empfehlung**

**Bezüglich der laut § 6 EEG 2009 bestehenden Pflicht zur Ausrüstung von Anlagen mit entsprechenden Einrichtungen zur Durchführung eines Einspeisemanagements sollte eine technologiespezifische Differenzierung nach Erneuerbaren Energieträgern erfolgen. Im Falle der Windenergie wird eine Einrichtung zum Einspeisemanagement bei Anlagen mit einer Leistung im Bereich bis 500 kW technisch als nicht sinnvoll bewertet. Diese Grenze sollte somit für die Windenergie zumindest für Bestandsanlagen auf 500 kW angehoben werden.**

**Es sollten einheitliche Regelungen sowohl im Bereich der technischen oder betrieblichen Einrichtungen (inkl. klarer Definitionen der möglichen Lösungen) als auch in Bezug auf die Nachweisführung und Berechnung der Entschädigungszahlungen entwickelt werden. Für die Berechnung der Entschädigungshöhe ist möglichst einfache und transparente sowie möglichst genaue Berechnungsmöglichkeit festzulegen. Für eine bindende Wirkung wäre eine Regelung dieser Punkte im Rahmen einer ergänzenden Verordnung zum EEG eine angemessene und transparente Möglichkeit. Eine Gleichbehandlung der Betreiber wird so erreicht.**

**Das Verhältnis zwischen § 13 EnWG und § 11 EEG 2009 ist durch entsprechende Formulierungen in den Gesetzestexten zu klären. Hierbei sollte der Vorrang Erneuerbarer Energien**

**eindeutig festgeschrieben werden, diese sollten demnach nachrangig abgeregelt werden,**

**Der Informationsumfang der Berichte der Netzbetreiber im Nachgang von Einspeisemanagement-Maßnahmen sollten um eine Angabe zur insgesamt von der Abregelung betroffenen installierten Leistung ergänzt werden. Es sollte eine Aufschlüsselung nach Technologien und eine Angabe von Gründen für die Maßnahme erfolgen. Insgesamt wäre eine Standardisierung und Vereinheitlichung des Nachweisverfahrens wünschenswert. Die Berichte sollten generell in diesem Umfang verpflichtend sein, nicht nur auf Anfrage zu erstellen. Hierdurch wird die Transparenz der Vorgänge erhöht und ein besserer Überblick über die Netzsituation in den von einem Einspeisemanagement betroffenen Regionen erlangt. Es wird als sinnvoll erachtet, die Art der Nachweisverfahren ebenfalls in die empfohlene, das Einspeisemanagement betreffende Ergänzungsverordnung zum EEG aufzunehmen.**

**Die Möglichkeiten der Netzbetreiber zur Umlegung der Entschädigungskosten auf die Netzentgelte sollten stark eingeschränkt werden, um den Druck zu einem zügigen Netzausbau zu erhöhen.**

**Die zusätzlichen Unsicherheiten, die einem direkt vermarktenden Betreiber durch das Einspeisemanagement entstehen (ggf. notwendiger Stromzukauf aufgrund der durch ein Einspeisemanagement bewirkten Ertragsverluste), sollten bei der Ausgestaltung der Härtefallregelung berücksichtigt werden, wenn eine zukünftige Steigerung des direkt vermarkteten Windstroms durch die Politik angestrebt wird.**



## **11.5 Direktvermarktung von Windstrom**

Die in Kapitel 2.5.1 beschriebenen verbesserten Wind-Prognosesysteme und die ersten Pooling-Angebote für einzelne Windenergieanbieter haben die Voraussetzungen für eine Direktvermarktung von Windstrom verbessert. Es sind verschiedenste Aktivitäten der Marktakteure zu beobachten, die auf eine Direktvermarktung von Windstrom hinarbeiten. Bisher liegen diese Aktivitäten allerdings eher im Bereich der Vorbereitung. Auf Basis der Regelungen in § 17 EEG 2009 ergibt sich, dass eine Direktvermarktung nur wirtschaftlich ist, wenn der Strompreis über der für die Anlage geltenden EEG-Vergütung liegt. Dies ist heute für Anlagen, die sich im Zeitraum der Anfangsvergütung befinden, in der Regel nicht der Fall. Aus diesem Grund kann die Direktvermarktung derzeit nur für Anlagen, die sich in der 2. Vergütungsstufe befinden, interessant sein.

Die Akteure warteten auf die in § 64 EEG 2009 angekündigte Verordnung zur Direktvermarktung, auf deren Basis sie sich eine Erweiterung der Regelungen erhofften. Aktuell wird nun die EEG-Novelle 2012 erwartet. Wird darin die Direktvermarktung so gestaltet, dass sie für eine größere Anzahl an Anlagen interessant wird, ist mit zügig anziehenden Aktivitäten in diesem Bereich zu rechnen.

Neben den Interessen der Betreiber an einer Direktvermarktung ist derzeit seitens der Kommunen zu beobachten, dass diese die Anforderung stellen, den in ihrem Gebiet erzeugten Windstrom direkt nutzen zu wollen. Es wäre zu prüfen, inwiefern dies mit dem Modell der Direktvermarktung machbar ist.

Die vordergründig diskutierte Option für die zukünftige Ausgestaltung der Direktvermarktung ist das gleitende Prämienmodell. Bei diesem Modell muss für die Windenergie als fluktuierendem Energieträger berücksichtigt werden, dass das eigentliche Ziel des gleitenden Prämienmodells, nämlich eine bedarfsgerechtere Einspeisung, im Grunde nicht erreicht werden kann. Der Grund ist, dass die Produktion von den jeweiligen meteorologischen Bedingungen abhängig ist.

Die voraussichtlichen Auswirkungen hinsichtlich einer besseren Abstimmung zwischen Angebot und Nachfrage werden deshalb im Bereich der Windenergie allerdings als gering eingeschätzt. Was auch im Falle der Windenergie erreicht werden könnte, wäre der Aufbau neuer Vermarktungsstrukturen und neuer Gewinnpotentiale. Für eine Optimierung des teilweise bestehenden Missverhältnisses zwischen Angebot und Nachfrage werden im Falle der Windenergie aber vielmehr stärkere Bemühungen im Bereich Lastmanagement und dem Einsatz von Speichern als Möglichkeiten für Optimierungen gesehen. Diese werden durch das Prämienmodell nicht (ausreichend) angeregt.

Oberstes Ziel muss es sein, den Gesamtmarkt an die zunehmende Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, und somit größtenteils fluktuierenden Energiequellen, anzupassen. Hierfür müssen neue Strukturen geschaffen werden (Speicher, virtuelle Kraftwerke etc.) und auch der konventionelle Kraftwerkspark flexibilisiert werden. Das heißt, es sind entsprechende Anreize notwendig. In Bezug auf diesen

umfassenden Systemumbau kann das gleitende Prämienmodell keine ausreichende Antwort sein. Insbesondere ist das Problem negativer Strompreise zu nennen, die zu einer Unwirtschaftlichkeit der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien führen. Dieses Problem wird im bisherigen Modell nicht berücksichtigt, ist aber für alle Überlegungen im Bereich der Direktvermarktung ein wichtiges Thema.

Das Marktprämienmodell wird somit als eine von mehreren Optionen, um im Bereich der Marktintegration von Erneuerbaren Energien neue Aktivitäten anzureizen, bewertet. Es sollte jedoch nicht als alleinige bzw. ausreichende Option gesehen werden. Denn das Marktprämienmodell ist zum einen für unterschiedliche Energieträger unterschiedlich gut geeignet (Problem der fluktuierenden Energieerzeuger) und zum anderen kann es nicht allen Herausforderungen, die sich aus dem weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien für die Strommärkte ergeben, gerecht werden. Weitere Optionen im Bereich der Marktintegration von Erneuerbaren Energien sollten ebenso geprüft werden.

#### **Empfehlung**

**Die Direktvermarktung von Erneuerbaren Energien sollte Schritt für Schritt stärker angereizt werden. Bisher sind in erster Linie vorbereitende Aktivitäten erfolgt, auf denen nun aufgebaut werden sollte. Die Akteure benötigen weitere Regelungen in diesem Bereich.**

**Eine Möglichkeit ist hier die Einführung eines gleitenden Prämienmodells. Da in Bezug auf dieses Modell und seine Auswirkungen auf den Markt noch offene Fragen gesehen werden, sollte dieses zunächst intensiv geprüft werden. Auf Basis der Ergebnisse kann das Modell weiter ausgestaltet werden. Im Falle einer Einführung wird grundsätzlich empfohlen, dies in Form eines optional angebotenen Modells zu tun, um die Risiken möglichst gering zu halten und eine schrittweise Einführung der neuen Vermarktungsmöglichkeiten zu erreichen. Die durch das Modell bewirkten Effekte sowie die Ausgestaltung der einzelnen Vergütungskomponenten (Problem der Abwägung zwischen ausreichenden Anreizen und Vermeidung einer Überförderung) sollten einer regelmäßigen Prüfung durch begleitende Studien unterliegen.**

**Das gleitende Prämienmodell sollte hierbei nicht als alleinige bzw. ausreichende Option für die weitere Ausgestaltung der Direktvermarktung gesehen werden. Themen wie Lastmanagement, Speicher und virtuelle Kraftwerke sollten darüber hinaus durch weitere Instrumente angegangen werden. Die Beauftragung entsprechender Forschungsprojekte und Studien wird empfohlen.**

**Bezüglich der derzeitigen konkreten Regelungen im EEG, die Bezug auf das Thema Direktvermarktung nehmen, wird eine Optimierung des § 60 EEG empfohlen. Die darin enthaltenen Regelungen bezüglich der unentgeltlichen Nutzung von Seewasserstraßen durch Betreiber von Windparks auf See sollten auf Offshore-Windparks, die ihren Strom direkt vermarkten ausgeweitet werden. Dies könnte zukünftig für die Windpark-Betreiber von Relevanz sein.**

## 11.6 Themen außerhalb des EEG

### 11.6.1 Planerische Aspekte

#### **Flächenverfügbarkeit, Abstandsempfehlungen und Höhenbegrenzungen**

In Kapitel 9.1.1 wurde gezeigt, dass die für die Windenergienutzung zur Verfügung stehenden Flächen knapper werden. In vielen Bundesländern existieren pauschale Abstandsempfehlungen für Windenergieanlagen, obwohl die bspw. die Einhaltung der TA Lärm bereits die Einhaltung (im Einzelfall in Abhängigkeit von den Belastungen bestimmter) Abstände gewährleistet. Häufig wird durch die Gemeinden zusätzlich eine Beschränkung der Gesamthöhe von Windenergieanlagen auf 100 m vorgenommen bzw. besteht aufgrund Beschlüssen der Vergangenheit fort.

Aufgrund der genannten Vorgaben ist eine deutliche Reduzierung des Flächenpotentials für die Windenergienutzung festzustellen. Diese Entwicklung nimmt insbesondere in Zeiten, in denen das Thema Repowering an Bedeutung zunimmt, kritische Ausmaße an. Es ist zu betonen, dass moderne, leistungsstarke Windenergieanlagen nur installiert werden können, wenn pauschale Abstandsvorgaben und insbesondere Höhenbegrenzungen aufgehoben werden. Im Sinne einer effizienten Ausnutzung von Flächen und der maximalen Ausschöpfung von Möglichkeiten zur Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung wird diese Situation als sehr kritisch bewertet.

#### **Empfehlung**

**Pauschale Abstandsvorgaben und insbesondere Höhenbegrenzungen in Flächennutzungs- und Bebauungsplänen sollten im Sinne einer möglichst effizienten Flächennutzung aufgehoben werden. Nur so werden weiterhin nennenswerte Zuwächse hinsichtlich der gesamt installierten Leistung aus Windenergie erreicht werden können.**

**Als harte Kriterien für die Gewährleistung ausreichender Abstände von Windenergieanlagen zu anderen Nutzungen wirken die TA Lärm und die Schattenwurfrichtlinie, die stets einzuhalten sind.**

**Insbesondere ist eine Aufhebung der genannten Beschränkungen hinsichtlich des Ziels einer Steigerung der Repowering-Aktivitäten relevant. Diese können häufig aufgrund bestehender Vorgaben für die jeweiligen Flächen nicht wirtschaftlich umgesetzt werden.**

## **Konflikte mit der Luftraumüberwachung der Bundeswehr**

In der jüngeren Vergangenheit nahmen die Konflikte zwischen Windenergieanlagen und der Luftraumüberwachung durch Radarsysteme der Bundeswehr zu. Mittlerweile wird ein relevantes Leistungspotential von Windenergieanlagen durch Einsprüche aus dem Bereich der Wehrbereichsverwaltungen der Bundeswehr nicht erschlossen.

Im Rahmen verschiedener Forschungsprojekte wurde ermittelt, dass eine Ausräumung des Konfliktes auf Basis bereits verfügbarer Technologien möglich ist. Dennoch ist eine Umsetzung aufgrund der Kosten und dem gesehenen weiteren Forschungsbedarf bisher schwierig und nicht erfolgt. Mit den sich verstärkenden Bemühungen zur Durchführung von Repoweringprojekten verstärken sich die Probleme, weil Flächen durch die Bundeswehr aufgrund der in der Regel für die Neuanlagen geplanten höheren Anlagenhöhen neu bewertet werden. Häufig fällt diese Neubewertung zu Ungunsten der Windenergieprojekte aus.

Es ist unstrittig, dass die Gewährleistung der Flugsicherheit und der Landesverteidigung einzuhalten ist. Dennoch haben mehrere Gerichtsverfahren gezeigt, dass die Einsprüche der Wehrbereichsverwaltungen häufig in ihrer Form bzw. Begründung unzulässig waren. Eine Klärung erfolgt bisher aber immer nur einzelfallbezogen und auf dem gerichtlichen Weg.

### **Empfehlung**

**Die verfügbaren technischen Lösungen zur Ausräumung des Konfliktes zwischen Windenergieanlagen und Radarsystemen der Bundeswehr sollten weiterentwickelt und schnellstmöglich angewendet werden.**

**Bis eine flächendeckende Anwendung gewährleistet ist, sollten Verfahren entwickelt werden, die eine einzelfallbezogene Konfliktlösung außerhalb von Gerichtsverfahren ermöglichen. Für beide Seiten befriedigende Lösungswege sollten generiert werden. Konfliktlösungen, die in Einzelfällen entstehen, sollten transparent aufbereitet werden. Das Informationsangebot für beide Seiten sollte verbessert werden. Für die Einlegung von Einsprüchen durch Wehrbereichsverwaltungen sollten bestimmte Vorgaben und Bewertungskriterien entwickelt werden.**

## **Abschreibungsmodalitäten für die Windenergie**

Die Abschreibungsmöglichkeiten für die Windenergie an Land werden sich ab Januar 2011 dahingehend verändern, dass ab diesem Zeitpunkt nur noch die lineare Abschreibung für die Projekte möglich sein wird. Zuvor war befristet auf die Jahre 2009 und 2010 noch einmal die Möglichkeit einer degressiven Abschreibung eingeführt worden.

In der Regel wird die degressive Abschreibung durch Projektentwickler tendenziell bevorzugt, da diese höhere Abschreibungen in den Anfangsjahren des Projektes ermöglicht. Aus Sicht der Gemeinden hat dagegen die lineare Abschreibung Vorteile, da diese dazu führt, dass bereits zu einem früheren Zeitpunkt der Projektlaufzeit Gewerbesteuern anfallen.

Für die Windenergie auf See gelten dieselben Abschreibungsmodalitäten wie für die Windenergie an Land. Das heißt, auch für die Projekte auf See beträgt der Abschreibungszeitraum für die Windenergieanlagen 16 Jahre und ab 2011 wird nur noch eine lineare Abschreibung möglich sein.

### **Empfehlung**

**Im Bereich der Windenergie an Land wird kein Handlungsbedarf in Bezug auf die Abschreibungsmodalitäten gesehen. Die ab 2011 grundsätzlich anzuwendende lineare Abschreibung führt zu einem früheren Eintreten der Projekte in die Gewinnzone und damit zu einem früheren Eintreten in die Gewerbesteuerpflicht. Dies kann zu einer Akzeptanzverbesserung auf Seiten der Gemeinden führen. Diese Vorteile sollten den Gemeinden aktiv kommuniziert und bewusst gemacht werden.**

**Im Bereich der Windenergie auf See als neuer Technologie sollte geprüft werden, ob die in der Vergangenheit für die Windenergie an Land festgelegten Abschreibungsmodalitäten exakt adaptiert werden sollten.**

**Es könnte sich beispielsweise auf Basis einer Prüfung ergeben, dass für Offshore-Windenergieanlagen kürzere Abschreibungszeiträume angemessen wären. Auch in der Vergangenheit wurde für die Anreizung der Entwicklung neuer, mit höheren Risiken behafteter Technologien häufig die Möglichkeit genutzt, die Abschreibungszeiträume kürzer zu halten (bspw. bei der Windenergie an Land). Wenn sich die Verlässlichkeit der Technologie entwickelt hat, können die Abschreibungszeiten entsprechend angeglichen werden.**

**Denn der Anfangsvergütungszeitraum beträgt im Falle der Windenergie auf See zwölf Jahre (bei Berücksichtigung der Empfehlungen in Kapitel 11.3.1 ggf. 13 Jahre) und bei Einführung eines Stauchungsmodells würde dieser sogar noch weiter**

**reduziert werden. Das heißt, der Abschreibungszeitraum wird in der Regel länger sein als der Zeitraum der erhöhten Anfangsvergütung. Das führt dazu, dass in den Zeiten vergleichsweise höherer Einnahmen (auf Basis der Anfangsvergütung) die Investitionskosten noch nicht vollständig geltend gemacht werden können, was zur Ausweisung höherer Gewinne und hohen Steuerzahlungen führt.**

**Neben einer Verkürzung des Abschreibungszeitraums könnte auch die Ermöglichung einer degressiven Abschreibung für die Windenergie auf See geprüft werden. Auf Basis dieser Option könnten die steuerlichen Belastungen für die Projekte zumindest für einen definierten Zeitraum (denn die Entwicklung der Windenergie auf See steht noch am Beginn) reduziert werden.**

### **Gewerbsteuerzahlungen durch die Windenergie**

Die Neuregelungen des Jahressteuergesetzes 2009, die eine 70% zu 30%-Aufteilung der Gewerbesteuern aus Windenergieprojekten zugunsten der Standortgemeinden vorsehen, wird als sehr positiv bewertet. Die Regelung verbessert die Akzeptanz für die Windenergie auf Gemeindeseite und im Zuge dessen die Bereitschaft und die Anreize für die Ausweisung weiterer Windeignungsgebiete.

Da zudem durch die Installation möglichst moderner, großer Windenergieanlagen höhere Energieerträge generiert werden und damit auch höhere Gewerbesteuerzahlungen zu erwarten sind, steigt zudem die Bereitschaft der Gemeinden zu einer Durchführung und Anregung von Repoweringprojekten.

Die Gewerbesteuer für Windparks in der AWZ wird gemäß Entscheidung der zuständigen Landesregierungen in Niedersachsen ans Land gezahlt, während in Schleswig-Holstein die Zahlungen an die Gemeinde Helgoland gehen. Dies führt dazu, dass in verschiedenen Teilen der deutschen Gewässer deutlich unterschiedliche Gewerbesteuerhebesätze gelten.

#### **Empfehlung**

**Die im Jahressteuergesetz 2009 getroffene Regelung hinsichtlich einer Aufteilung der Gewerbesteuerzahlungen durch Windenergieprojekte in Höhe von 70 % auf die Standortgemeinden und 30 % auf die Gemeinde, in der sich der Gesellschaftssitz des Windparks befindet, sollte beibehalten werden. Die Auswirkungen hinsichtlich des zukünftigen Ausbaupotentials sind positiv.**

**Bezüglich der Gewerbesteuerregelungen für Windenergieprojekte auf See sollten rechtsverbindliche Regelungen auch für die AWZ kurzfristig entwickelt werden, um eine ausreichende Planungssicherheit für Entwickler zu gewährleisten.**

## **Raumordnung uns SeeAnIV im Bereich der Windenergie auf See**

Die Verabschiedung einer Raumordnung für die deutsche Nord- und Ostsee Ende 2009 wird grundsätzlich als positiv bewertet, da diese die Nutzungsansprüche unterschiedlicher Akteure berücksichtigt und Rechte sowie Beschränkungen die einzelnen Nutzungen regelt. Für die Windenergienutzung auf See wurden drei Vorranggebiete in der Nordsee und zwei Vorranggebiete in der Ostsee festgelegt.

Die Festlegung definierter Vorranggebiete wird grundsätzlich als positiv bewertet, da in diesen Gebieten die Komplexität der Planungen und des Genehmigungsverfahrens etwas reduziert wird. Allerdings wurde im Verhältnis zu den insgesamt bereits genehmigten Flächen für Windparks auf See eine verhältnismäßig geringe Fläche als Eignungsgebiete ausgewiesen. Aus diesem Grund ist es als sehr wichtig zu bewerten, dass außerhalb der ausgewiesenen Eignungsgebiete keine Ausschlusswirkung für Windparks auf See besteht. Hierdurch wurde Rechtssicherheit für bereits bestehende Planungen erlangt und auch weiterhin die Beantragung von Flächen außerhalb der Eignungsgebiete grundsätzlich ermöglicht. Nur auf dieser Basis können auch die durch die Bundesregierung angestrebten Zielvorgaben für den Ausbau der Windenergie auf See erreicht werden.

Insgesamt wurde in der Ausgestaltung der Raumordnung die bisherige Genehmigungspraxis für Windparks auf See bestätigt. So wurden Vorranggebiete ausschließlich an Stellen ausgewiesen, wo sich bereits genehmigte Projekte befinden. Auch zukünftig ist zu erwarten, dass nur Räume für die Windenergienutzung auf See erschlossen werden, die alle Belange mit einbeziehen und dies wird bereits im Rahmen des Genehmigungsverfahrens gewährleistet.

Die Ausgestaltung der Seeanlagenverordnung wird immer wieder diskutiert. Die Frage nach einer möglichen Anpassung hin zu einem Ausschreibungssystem wird in diesem Zuge immer wieder aufgeworfen. Ein solches Vorgehen würde einen deutlichen Systembruch bezüglich der Genehmigungsvorgänge bedeuten. Ein solches System würde im Gegensatz zu bereits erteilten Genehmigungen stehen. Das heißt, es käme nur für Flächen in Frage, die noch nicht mit Genehmigungen belegt sind, oder aber im Falle einer Entziehung von Genehmigungen mangels Projektfortschritten. Bei Projektentwicklungen, die bereits viel Aufwand in das derzeitige Verfahren gesetzt haben, wären jedoch insgesamt weitreichende finanzielle und zeitliche Einbußen zu befürchten.

Das 10-Punkte-Sofortprogramm zum Energiekonzept der Bundesregierung sieht eine Anpassung der Seeanlagenverordnung vor, durch die Vorratshaltungen von Offshore-Windparkgenehmigungen verhindert werden. Eine Verlängerung der Genehmigung erfolgt dann nur noch bei Nachweis von konkreten Realisierungsschritten. Kann dieser Nachweis nicht erbracht werden, wird die Genehmigung an einen anderen Akteur übergeben. Dieses Verfahren wird grundsätzlich als gute Möglichkeit gesehen, die derzeitige Verfahrenspraxis beizubehalten und die Planungsvorgänge gleichzeitig noch stärker zu beschleunigen sowie ins Leere gehende Planungen zu verhindern.



### **Empfehlung**

**Hinsichtlich der 2009 verabschiedeten Raumordnungspläne für die deutsche Nord- und Ostsee wird wenig Handlungsbedarf gesehen. Hinsichtlich der Erreichung der Ausbauziele der Bundesregierung wird es als wichtig erachtet, dass die Ausweisung von Vorranggebieten für die Windenergienutzung auf See weiterhin zu keiner Ausschlusswirkung in Bezug auf andere Gebiete führt.**

**In Bezug auf die Seeanlagenverordnung wird es als wichtig erachtet, dass das derzeitig praktizierte Genehmigungsverfahren nicht zu stark verändert wird, um die bisherigen Planungen nicht zu gefährden und keine unnötigen zusätzlichen Kosten zu bewirken. Ein Ausschreibungssystem würde einen deutlichen Systembruch darstellen und käme höchstens für Flächen in Frage, die noch nicht mit Genehmigungen belegt sind sowie im Falle einer Neuvergabe von Genehmigungen. Die im 10-Punkte-Sofortprogramm zum Energiekonzept angestrebte Verschärfung der Bedingungen zur Erlangung einer Genehmigungsverlängerung werden befürwortet.**

**Der administrative Aufwand während des Genehmigungsprozesses von Windparks auf See ist auch für die Genehmigungsbehörde erheblich. Auch auf dieser Seite sollte eine möglichst schnelle Bearbeitung der Unterlagen und Anfragen erfolgen. Es sollte geprüft werden, ob auch in dieser Hinsicht Handlungsbedarf besteht und gegebenenfalls eine Aufstockung des Personals vorgenommen werden kann.**

### **Genehmigungsverfahren im Bereich der Windenergie auf See**

Das Genehmigungsverfahren für Windparks auf See bedeutet nicht nur für die Entwickler von Windenergieprojekten auf See, sondern auch auf Behördenseite einen erheblichen Aufwand.

Die ersten Erfahrungen und Lerneffekte bei der Umsetzung von Windenergieprojekten auf See führen dazu, dass im Bereich der Standardsetzung und in Bezug auf die Anforderungskataloge des BSH Nachbesserungen erfolgen. Hierdurch kann es zu Kostensteigerungen für die Projekte kommen, wenn neue, bisher nicht berücksichtigende Anforderungen an die Projekte gestellt werden.

Derzeit ist zu beobachten, dass die Erteilung von Genehmigungen für Windenergieprojekte auf See ins Stocken geraten ist. Dies lässt sich vor allem durch die seit Frühjahr 2010 geänderten Strukturen im Genehmigungsverfahren begründen. Denn die im März 2010 in Kraft getretene Novelle des Bundesnaturschutzgesetzes (BNatSchG) legt fest, dass das Bundesnaturschutzrecht auch in der Ausschließlichen

Wirtschaftszone (AWZ) gilt und somit. nun zwei Behörden (das BSH und das BfN) für die Erteilung von Genehmigungen von Windparks auf See zuständig sind. Zudem sind weitere Verschärfungen des Standarduntersuchungskonzepts (StUK) des BSH und der Genehmigungsaufgaben zu erwarten.

#### **Empfehlung**

**Der administrative Aufwand während des Genehmigungsprozesses von Windparks auf See ist auch für die Genehmigungsbehörde erheblich. Auch auf dieser Seite sollte eine möglichst schnelle Bearbeitung der Unterlagen und Anfragen erfolgen. In dieser Hinsicht besteht Handlungsbedarf und eine Aufstockung des Personals zur administrativen Abwicklung des Genehmigungsverfahrens seitens der genehmigenden Behörde sollte vorgenommen werden.**

**Eine stetige Weiterentwicklung und Optimierung des Genehmigungsverfahrens und der im Rahmen des Verfahrens geltenden Standards ist unerlässlich. Die dadurch für Projektentwickler entstehenden Belastungen hinsichtlich Aufwand und Kosten schlagen sich letztlich in den Stromgestehungskosten nieder und sollten langfristig in die EEG-Vergütung eingepreist bzw. auf anderen Wegen aufgefangen werden (beispielsweise durch Unterstützung in Form von Forschungsgeldern zur Generierung von Lösungen für bestimmte Konfliktfelder, um die Anforderungen und Kosten in einem akzeptablen Rahmen zu halten).**

**Es sollte schnellstmöglich eine Lösung für die optimale Abwicklung des Genehmigungsverfahrens entwickelt werden. Das heißt, die behördlichen Zuständigkeiten müssen definiert werden. Möglichst sollte nur das BSH als genehmigende Behörde auftreten. Die Abwicklung des Verfahrens über nur eine Behörde – die dann entsprechend alle weiteren zu befragenden Behörden einbindet – hat sich im Bereich der Windenergie an Land als Erfolgsmodell erwiesen. Nur so kann eine schlanke Abwicklung des Verfahrens gewährleistet und ein unangemessener Mehraufwand sowie Verzögerungen vermieden werden.**

## 11.6.2 Technische Aspekte

### Schallemissionen von Windenergieanlagen

Windenergieanlagen müssen die Schallgrenzwerte der TA Lärm einhalten. Hierdurch ist ein Mindestschutz für die Anwohner von Windparks gegeben – die gesetzlichen Grenzwerte müssen an allen relevanten Emissionsaufpunkten in der Umgebung eingehalten werden.

Teilweise werden Anlagen zur Einhaltung der Grenzwerte nachts leistungsreduziert betrieben, um einen schallreduzierten Betrieb zu erreichen und so die Grenzwerte einzuhalten. Hierdurch gehen zum Teil relevante Energieerträge verloren. Die Entwicklung von Systemen, die ähnlich von Schattenwurfmodulen eine Leistungsreduzierung nach aktuellem Bedarf vorsehen wird als positiv betrachtet.

Bei Repoweringprojekten können die Schallemissionen der Anlagen schnell zu einem begrenzenden Faktor für das Projekt werden. Dies ergibt sich insbesondere, wenn zum Installationszeitpunkt der Altanlagen noch nach der Vorgängerempfehlung zur Bestimmung der Schallemissionen der Anlagen vorgegangen wurde. Hierdurch wird vielfach die bebaubare Flächengröße erheblich reduziert, schlimmstenfalls ist die Umsetzung des Neuprojektes gar nicht möglich.

#### **Empfehlung**

**Im Bereich der Technologieentwicklung von Windenergieanlagen sollten weiterhin Bemühungen betrieben werden, um die Schallemissionen der Anlagen zu reduzieren. Dies bestimmt maßgeblich die Bebaubarkeit zur Verfügung stehender Flächen.**

**Die Vorgaben der TA Lärm werden als ausreichendes Instrument zur Beschränkung der zulässigen Schallemissionen von Windenergieanlagen und damit der Belastungen der Anwohner bewertet. Pauschale Abstandsvorgaben werden in diesem Zuge nicht mehr als notwendig erachtet, da sich ausreichende Mindestabstände auf Basis der Norm automatisch ergeben.**

### Schattenwurf von Windenergieanlagen

Aufgrund der in der Vergangenheit stetig gestiegenen Größe von Windenergieanlagen ist das Thema Schattenwurf heute bei einem Großteil von Projektplanungen relevant. Ein beschränkender oder gefährdender Faktor ist der Schattenwurf von Windenergieanlagen allerdings nicht. Durch Einbau von Schattenwurfmodulen kann die Schattenwurfdauer auf ein festgelegtes Höchstmaß (laut der Hinweise des Länderausschusses Emissionsschutz maximal 30 Stunden pro Jahr und nicht mehr als 30 Minuten pro Tag) begrenzt werden. Bei Überschreitung der Grenzwerte wird die Anlage abgeschaltet. Der Einbau von Schattenwurfmodulen wird im Rahmen der Erteilung der Genehmigung

durch die Gemeinden behandelt bzw. verlangt. Die Belastung der Anwohner wird hierdurch in einem verträglichen Rahmen gehalten und die generierten Ertragsverluste sind in der Regel vernachlässigbar.

#### **Empfehlung**

**Es sollte geprüft werden, ob die bestehenden Empfehlungen des Länderausschusses für Immissionsschutz, Arbeitsgruppe Schatten zum Thema Schattenwurf als verbindliche Anforderung ausgestaltet werden könnten. Allerdings sollten die derzeitigen Regelungen grundsätzlich in ihren Inhalten beibehalten werden, da diese bereits zu einer allgemein anerkannten Praxis geführt haben.**

**Im Rahmen der Genehmigung sollte sichergestellt werden, dass der in der Richtlinie bezeichnete Immissionsrichtwert von 30 Stunden pro Kalenderjahr nicht überschritten wird. Bei Überschreitungen des Richtwerts sollten geeignete Maßnahmen (gezielte Anlagenabschaltung, Abschaltautomatik) durch die Genehmigungsbehörde eingefordert werden, um die Einhaltung der Immissionsschutzanforderungen zu gewährleisten. Bei Einsatz einer Abschaltautomatik ist das Modul so auszurichten, dass eine Begrenzung auf die tatsächliche Beschattungsdauer von 8 Stunden erfolgt.**

### **Kennzeichnung von Windenergieanlagen**

Zur Verminderung der negativen Auswirkungen der Befeuerung von Windenergieanlagen können verschiedene Maßnahmen im technischen und planerischen Bereich ergriffen werden. Die Umsetzung dieser Möglichkeiten wird als äußerst sinnvoll bewertet. Im Folgenden wird ein Überblick über diese Möglichkeiten gegeben.

Technische Aspekte:

- Berücksichtigung der Empfehlungen des BWE (Austausch alter Befeuerungssysteme, Feuer W, rot und sichtweitenabhängige Befeuerung, Start der Taktfolge zur Synchronisation bei 00.00.00 Sekunde gemäß UTC)
- Zusammenfassung mehrerer Anlagen zu einem „Block“ und Kennzeichnung nur der äußeren Anlagen
- Weitere Forschung im Bereich bedarfsgerechter Befeuerung (Transponder und Primärradar)

Regulierungsmöglichkeiten:

- Festlegung von Höchstwerten für Leuchtstärken und Abstrahlwinkel
- Entwicklung von Synchronisationsstandards
- Empfehlung bestimmter Farbgebungen (Hintergrund, regionale Spezifika)
- Festlegung eines Befeuerungsdesigns für unterschiedliche Anlagentypen

- Entwicklung von Regelwerken zur Kennzeichnung von Offshore-Windenergieanlagen, Erfahrungsaustausch hierzu auch auf europäischer Ebene (bisher keine ausreichenden verbindlichen Vorgaben für Offshore-Windenergieanlagen vorhanden)

#### Planerische Aspekte:

- Befolgung des Grundsatzes, stets das Systems mit den verträglichsten Auswirkungen zu wählen
- Einbeziehung von Anwohnern in die Entscheidung, so weit möglich
- Einbindung von Vorgaben zur Kennzeichnung in Genehmigungsvorschriften
- Aufnahme einer Nebenbestimmung in die Genehmigung, die es ermöglicht, eine spätere Anbringung von weniger belastenden Kennzeichnungen nach Stand der Technik vorzunehmen

Derzeit wird im Rahmen verschiedener Forschungsprojekte an Möglichkeiten zur Minimierung der Belastungen durch die Kennzeichnung von Windenergieanlagen gearbeitet. Dies wird als sehr positiv bewertet. Die untersuchten Möglichkeiten liegen in der Nutzung der Transponder-Technik sowie im Bereich Primärradar. Für die Möglichkeit der Nutzung von Primärradar wird allerdings die zu erwartende elektromagnetische Strahlung im Windpark-Umfeld als Nachteil gewertet. Die Transponder-Technik wird deshalb als präferierte Möglichkeit identifiziert.

Abschließend wird konstatiert, dass als wichtigstes Ziel zur Weiterentwicklung der Kennzeichnung von Windenergieanlagen der flächendeckende Einsatz der Transponder-Technik identifiziert wird. Laut Studien werden Windenergieanlagen den Großteil der Zeit befeuert, ohne dass es unter Sicherheitsaspekten erforderlich ist. Die Transponder-Technik eröffnet Möglichkeiten zu einer bedarfsorientierten Befeuerung und damit zu einer signifikanten Reduzierung der Befeuerungsvorgänge. Dies würde erhebliche Verbesserungen für die Anwohner in Sichtweite bedeuten. Daneben sind positive Effekte in Bezug auf die allgemeine Akzeptanz der Windenergienutzung zu erwarten.

#### **Empfehlung**

**Als wichtigstes Ziel im Bereich der Kennzeichnung von Windenergieanlagen wurde der flächendeckende Einsatz der Transponder-Technik identifiziert. Es wird empfohlen, diese Technik weiter zu entwickeln und alle notwendigen Vorkehrungen zu treffen, damit diese langfristig gesehen flächendeckend eingeführt werden kann.**

**Generell wird es empfohlen, stets die für die Anwohner verträglichste verfügbare Kennzeichnungsoption zu wählen und im Falle neuer technologischer Möglichkeiten einen Austausch alter Befeuerungssysteme durchzuführen. Derzeit wird der Einsatz des Feuer W, rot und einer**

**sichtweitenabhängigen Befeuerung als beste technische Möglichkeit identifiziert.**

**Weiterhin sollte ein allgemein gültiger Synchronisationsstandard eingeführt werden. Ebenso wird die Einführung von zulässigen Höchstwerten für Leuchtstärken und Abstrahlwinkel empfohlen. Entsprechende Hinweise sollten in die Genehmigungstexte für Windenergieanlagen aufgenommen werden. Eine gute Option wäre es weiterhin, spezifische Befeuerungsdesigns für die einzelnen Anlagentypen zu entwickeln.**

**Für den Offshore-Bereich wird empfohlen, einheitliche, allgemein gültige und rechtsverbindliche Vorschriften zu entwickeln. Bei der Entwicklung der Anforderungen an die Kennzeichnung von Offshore-Windenergieanlagen sollten die Auswirkungen der Kennzeichnung auf Vögel berücksichtigt werden und eine Kennzeichnungsform entwickelt bzw. gewählt werden, die die Kollisionswahrscheinlichkeit minimiert.**

### **Netzintegration von Windenergieanlagen**

Laut § 5 Abs. 1 EEG 2009 ist der Netzbetreiber verpflichtet ist, Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien an dem Netzverknüpfungspunkt anzuschließen, der hinsichtlich der Spannungsebene geeignet ist und die kürzeste Entfernung zum Anlagenstandort aufweist. Diese Regelung wird als positiv bewertet. Für Betreiber wurde eine höhere Rechtssicherheit geschaffen und die Rechtsstreitigkeiten zwischen Anlagen- und Netzbetreibern bezüglich des Netzanschlusses von Windenergieanlagen wurden hierdurch reduziert.

Durch die Einführung des Systemdienstleistungsbonus wurde die Netzverträglichkeit von Windenergieanlagen deutlich erhöht und die Möglichkeiten zur Netzintegration erleichtert. Dies wird als sehr positiv bewertet (siehe Kapitel 11.2.4) Zukünftige Chancen liegen nun in einer schrittweise erfolgenden Weiterentwicklung hin zur Erschließung von Möglichkeiten für weitere Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen.

Im Bereich der Windenergie auf See wird die Regelung des § 17 Abs. 2a EnWG als wichtiger Meilenstein für die Entwicklung der Windenergie auf See gewertet. Die Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber zum rechtzeitigen Netzanschluss von Windparks auf See war die Voraussetzung für den Start relevanter Entwicklungsaktivitäten im Offshore-Bereich.

Eine große Schwierigkeit für die Entwicklung der Windenergienutzung auf See wird allerdings in § 118 Abs. 3 EnWG gesehen. Die darin enthaltene zeitliche Begrenzung der Netzanschlussverpflichtung auf Ende 2015 wird sich negativ auf die Entwicklung der Windenergienutzung auf See auswirken und stellt eine Gefährdung der Erreichung der

Klimaschutzziele der Bundesregierung dar, für die ein zügiger Ausbau der Windenergie auf See eine Voraussetzung ist.

Benötigt wird weiterhin eine übergeordnete strategische Planung für die Entwicklung eines Netzes auf See, das auch den europäischen Stromhandel erleichtern könnte. Die Netzanbindung der Windparks auf See sollte unter möglichst geringen negativen Auswirkungen auf die Meeresumwelt und wirtschaftlich effizient erfolgen. Das heißt, Clusteranbindungen sind unbedingt erforderlich. Im 10-Punkte-Sofortprogramm des Energiekonzeptes der Bundesregierung wird das Ziel einer Erweiterung des § 17 EnWg um die Möglichkeit der Clusteranbindung genannt. Dies wird als positiv gewertet.

Die Netzanbindung der Windparks auf See wird aufgrund der sehr hohen Kosten bisher nicht unter Einhaltung des „n-1-Kriteriums“ (Standard im Landnetz) gewährleistet. Bei der Konzipierung von Clusteranbindungen sollte dieses Kriterium aber ausdrücklich eingehalten werden, um den Verlust großer Strommenge im Falle des Ausfalls eines Kabels zu verhindern.

#### **Empfehlung**

**Es wird empfohlen, § 5 Abs. 1 EEG 2009 in seinen Regelungen beizubehalten und somit die Verpflichtung des Netzbetreibers zum Anschluss Erneuerbarer Energien Anlagen am nächstgelegenen Anschlusspunkt befürwortet.**

**Nach der erfolgreichen Einführung von definierten Anforderungen an die Netzverträglichkeit von Windenergieanlagen mit Einführung des Systemdienstleistungsbonus sollte geprüft werden, welche Möglichkeiten für eine schrittweise erfolgende Weiterentwicklung der Anforderungen und Optionen hinsichtlich weiterer Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen bestehen.**

**Bezüglich des Netzanschlusses von Windparks auf See wird mit hoher Priorität empfohlen, die Regelungen des § 17 Abs. 2a EnWG in unbefristeter Form wirken zu lassen. § 118 Abs. 3 EnWG sollte dementsprechend aufgehoben werden.**

**Eine strategische Planung des elektrischen Netzes auf See sollte entwickelt werden, wobei die Clusteranbindung von Windparks auf See eine zentrale Rolle spielen sollte. Die Entwicklung von Clusteranbindungen sollte stark voran getrieben werden. Hierbei sollte eine Koordinierung zwischen den europäischen Ausbauzielen erfolgen. Das heißt, die Netzausbauplanungen der anderen europäischen Länder sollten berücksichtigt werden und Synergien erschlossen werden. An den europäischen Gesamtplanungen orientiert sollte länderübergreifend eine Normung für die Netzausgestaltung entwickelt werden.**



**Die Clusteranbindungen für Windparks auf See sollten so ausgelegt werden, dass das „n-1- Kriterium“ erfüllt wird. Hierfür sind entsprechende Regelungen zu treffen.**

### **11.6.3 Finanzmarktkrise**

Die Finanzmarktkrise hat auch in der Windenergiebranche zu Schwierigkeiten geführt, die insbesondere in Schwierigkeiten bei der Durchführung von Projektfinanzierungen und der Verzögerung von Projekten bestanden. Am stärksten betroffen ist hierbei der Bereich der Windenergie auf See. Die großen Investitionsvolumina und langen Finanzierungszeiten bei gleichzeitig hoher Risikobewertung führen zu sehr zögerlichen Aktivitäten bei den Banken. Das Vertrauen zwischen den Kreditinstituten ist noch immer nicht umfassend wieder hergestellt, weshalb die Konzipierung von Finanzierungen in Bankenverbänden (im Offshore-Bereich in der Regel notwendig) noch immer schwierig ist.

Da das Konjunkturprogramm 2 der Bundesregierung aufgrund der zeitlichen Verzögerungen beim Ausbau bisher kaum durch Windparks auf See genutzt werden konnte, wird eine Verlängerung dieses Programms über 2010 hinaus empfohlen. Es ist zu erwarten, dass auch nach 2010 für die Windenergieprojekte auf See ein großer Bedarf hinsichtlich für sie nutzbarer kfw-Programme bestehen wird.

Das 10-Punkte-Sofortprogramm des Energiekonzeptes stellt die Auflegung eines kfw-Sonderprogramms „Offshore-Windenergie“ mit einem Kreditvolumen von insgesamt 5 Mrd. Euro in Aussicht. Dies ist als positiv zu bewerten und wird für die ersten Windenergieprojekte auf See Verbesserungen für ihre Finanzierungssituation bewirken.

Für die Bewertung von Windenergieprojekten auf See durch Banken ist vor allem die Risikoeinschätzung ein zentrales Kriterium. Die Hauptrisiken der Projekte werden in der Bauzeit und im ersten Betriebsjahr gesehen. Bürgschaftsinstrumente werden als eine geeignete und vielversprechende Möglichkeit bewertet, um die genannten Risiken zu minimieren. Hierdurch könnte erreicht werden, dass die Banken zu positiven Finanzierungsentscheidungen gelangen bzw. geringere Fremdkapitalzinsen verlangt werden.

**Empfehlung** Auch nach 2010 sollten für die Offshore-Windenergieentwickler nutzbare kfw-Programme zur Verfügung gestellt werden. Das heißt, es sollten Kreditmöglichkeiten auch für Großunternehmen bestehen. Die festgelegten Zinsbindungszeiten sollten hierbei eine ausreichende Planungssicherheit beinhalten. Eine Programmverlängerung wird insbesondere für das kfw-Sonderprogramm Projektfinanzierung (Programm Nr. 085) als sinnvoll erachtet.



**Die Einführung des kfw-Sonderprogramms „Offshore-Windenergie“ wird positiv gewertet. Das Programm sollte allerdings nun sehr schnell umgesetzt werden, da die Branche dringend darauf wartet. Im weiteren Zeitverlauf sollte geprüft werden, ob das Sonderprogramm nach Ausschöpfung des Kreditvolumens von insgesamt 5 Mrd. Euro auslaufen kann oder noch einmal aufgestockt werden sollte, um eine stabile Ausbauentwicklung zu gewährleisten.**

**Die öffentliche Hand sollte bei Finanzierungsprogrammen im Bereich der Windenergie auf See zukünftig nicht mehr von einer Nutzung der Programme ausgeschlossen werden. Es engagiert sich eine relevante Anzahl an Stadtwerken im Offshore-Bereich, die ebenso wie andere Akteure auf verbesserte Rahmenbedingungen angewiesen ist.**

**Es wird ein akuter Bedarf für die Einführung von Bürgschaftsinstrumenten für die Windenergie auf See gesehen. Hierdurch könnte die Risikoeinschätzung der Banken positiv beeinflusst werden und für eine größere Anzahl von Projekten eine Finanzierungszusage erreicht werden. Wenn keine Bürgschaftsprogramme geplant sind, kann keine nachhaltige Reduzierung von Projektrisiken und eine Senkung der Fremdkapitalzinssätze erfolgen. Dementsprechend müssten in diesem Fall die EEG-Vergütungsstrukturen in ausreichender Weise wirken, um die sehr hohen Risiken auf Basis von Renditeerwartungen auszugleichen.**

**Weiterhin ist zu empfehlen, dass die Nutzung von kfw-Mitteln mit einer Informationsverpflichtung gekoppelt werden sollte. Hierdurch können Erfahrungen, die sich im Zuge der ersten deutschen Offshore-Projekte ergeben, für Folgeplanungen transparent gemacht werden. Hierdurch kann die Entscheidungsgrundlage für nachfolgende Projekte verbessert werden und auch das Risikoempfinden der Banken gesenkt werden.**

## **11.7 Ökologische Auswirkungen – Windenergie und Natur und Landschaft**

### **11.7.1 Windenergie an Land**

#### **Bewertung des Regelungsbedarfs**

Aus der Situationsbeschreibung in Kapitel 10 folgt, dass im Falle der Windenergienutzung an Land im Wesentlichen für folgende Aspekte Regelungsbedarf zur Minderung der ökologischen Auswirkungen besteht:

- Anlagengrößen: Steuerung der Planungen größerer Anlagen mit weiträumigerer Wirkung auf das Landschaftsbild
- Repowering: Konzentration der Windenergienutzung im Rahmen des Repowerings auf Eignungsgebiete
- Regionalplanerische Aspekte: Festlegung von Eignungsgebieten bei gleichzeitiger Identifikation und Meidung ökologisch sensibler Bereiche

Planung und Errichtung von Windenergieanlagen werden auf Ebene der Länder und der Kommunen planerisch gesteuert. Der Bau von Windenergieanlagen kann sowohl in der Bauleitplanung auf kommunaler Ebene als auch in der Raumordnungsplanung insbesondere durch Regionalpläne und Landesentwicklungspläne auf höherer Ebene gesteuert werden. Dabei sind die Bauleitpläne den Zielen der Raumordnung anzupassen. Die Raumordnung beinhaltet verbindliche Vorgaben in Form von abschließend abgewogenen Festlegungen.

#### **Anlagengrößen**

Die Entwicklung der Windenergienutzung ist derzeit vor allem durch den Trend zu größeren Anlagengeprägt, wogegen der Bestrebung, größere Windparks zu bauen, durch zahlreiche weitere Ansprüche an die Landschaft Grenzen gesetzt sind. Aus dem Trend in die Höhe folgt eine größere Fernwirkung auf das Landschaftsbild und größere Wirkradien auf Naturgüter. Eine Steuerung des Ausbaus der Windenergienutzung auf der Ebene der Regionalpläne oder der Landesentwicklungspläne kommt daher wachsende Bedeutung zu. Diese bieten durch den Umweltbericht in der Strategischen Umweltprüfung die Möglichkeit, überregionale Aspekte des Natur- und Landschaftsschutzes zu beschreiben und zu bewerten und bei der Festlegung von Eignungsgebieten zu berücksichtigen. Naturschutzkriterien für die Planung von Eignungsgebieten bzw. Windparks sind in den vergangenen Jahren vor allem in der Form von Abstandskriterien zu geschützten Landschaftsteilen und Brutgebieten geschützter Vogelarten formuliert worden. Diese bieten teilweise gute Anhaltspunkte für die Prüfung der Eignung einer Fläche, sind aber als feste Vorgaben nicht uneingeschränkt geeignet, da etwa die Lage der Brutgebiete geschützter Arten in vielen Fällen durchaus flexibel ist. Bei steigenden Beständen geschützter Arten, wie etwa Seeadler, oder starken Bestandsverlagerungen, wie bei der Wiesenweihe, sind feste

Abstandsregelungen von mehreren Kilometern nicht sinnvoll zu handhaben und sollten daher als Prüfkriterien genutzt werden. Empfehlungen zur Durchführung der Umweltuntersuchungen, wie etwa in Schleswig-Holstein formuliert (LANU 2009), bieten eine Grundlage für standardisierte Untersuchungen und Eingriffsbewertungen. Für eine Steuerung der Windenergienutzung auf regionaler und überregionaler Ebene sind somit ausreichende Instrumente vorhanden.

### **Repowering und Regionalplanerische Aspekte**

Zielsetzung von § 30 EEG ist es, durch Repowering die Windenergienutzung an problematischen Standorten außerhalb von Eignungsgebieten durch Anlagen an konfliktarmen Standorten zu ersetzen. Dies ist vor allem in den nördlichen Bundesländern, insbesondere Schleswig-Holstein, von Belang, da sich hier noch ein relativ hoher Anteil der Altanlagen außerhalb von Eignungsgebieten befindet. Im Rahmen des Repowerings lässt sich die Zahl der Standorte reduzieren. Gleichzeitig soll eine Verbesserung des Landschaftsbilds erfolgen, in dem die Windenergie auf weniger Standorte mit einheitlicherer Anlagenstruktur reduziert wird. Dieser Zielsetzung sind eine Reihe von Vorhaben auf regionaler Ebene gefolgt [Möhring 2010], jedoch sind Beispiele auf überregionaler Ebene bislang selten. Dies dürfte daran liegen, dass die Anreize zu gering sind, dass bei Repoweringmaßnahmen auf kommunaler Ebene Kontingente aus anderen Windparks aufgenommen werden. Die Zielsetzung des EEG wird daher bislang nur teilweise erreicht.

In Schleswig-Holstein bemüht man sich daher künftig darum, die Zielsetzung problematische Standorte zu ersetzen, auch durch ein Repowering außerhalb von Eignungsgebiete zu erreichen (Tasch 2010). Einzelne landesplanerische Rahmenbedingungen stehen hier bislang den Zielen des Repowerings außerhalb von Eignungsgebieten entgegen. Hier gilt noch die Begrenzung der Leistungserhöhung (1,5-fach), welche eine Zusatzvergütung nach § 30 EEG (mindestens Verdopplung) verhindert. Damit fehlt ein wesentlicher Anreiz für ein Repowering.

In dem LEP-Entwurf von Schleswig-Holstein soll daher das Repowering künftig außerhalb der Eignungsgebiete durch folgende Rahmenbedingungen gefördert werden:

- Repowering weitgehend unabhängig vom Altstandort,
- keine Leistungsbegrenzung ,
- deutliche Reduzierung der Anlagenzahl (mind. 50 %),
- nur noch Zustimmung der Gemeinde erforderlich,
- kein Repowering in Ausschlussgebieten.

### **Empfehlung**

**Auf kommunaler und auf Landesebene bestehen insgesamt ausreichend Planungsinstrumente zur Steuerung der Windenergienutzung. Diese sollten in Bezug auf die obigen Ausführungen weiter entwickelt werden.**

**Im Bereich der Regelung durch das EEG wird weiterhin eine Anreizsetzung für das Repowering befürwortet, und zwar mit dem Ziel, Anlagen in problematischen Bereichen zu ersetzen.**

## **11.7.2 Windenergie auf See**

### **11.7.2.1 Bewertung vorhandener Regelungsmechanismen außerhalb des EEG**

Seit Vorlage des EEG-Erfahrungsberichts 2007 sind mit der Rechtsetzung der Meeresschutzgebiete nach FFH-Richtlinie im Januar 2008, durch den Raumordnungsbeschluss für die Deutsche AWZ vom September 2009, sowie der letzten Novellierung des Bundesnaturschutzgesetzes vom März 2010 mit gleichzeitiger Änderung der Seeanlagenverordnung mehrere wichtige Regelungsmechanismen weiterentwickelt worden. Diese werden im Folgenden kurz bewertet.

#### **Meeresschutzgebiete**

Die acht FFH-Gebiete in der Deutschen AWZ der Nord- und Ostsee sind von der EU als Gebiete gemeinschaftlicher Bedeutung 2007 anerkannt worden, was ab 2008 rechtskräftig ist. Deutschland hat insgesamt fast 20.000 km<sup>2</sup> marine Gebiete mit gemeinschaftlicher Bedeutung zum Netz Natura 2000 gemeldet, hinzu kommen die bereits früher gemeldeten EU-Vogelschutzgebiete und der Vorgang der Gebietsmeldungen wird von der EU als nahezu vollständig bewertet. Anders als beim Aufbau des Netz Natura 2000 an Land erfolgte im marinen Bereich eine rasche und umfangreiche Umsetzung. Durch den Beschluss zur Raumordnung sind die Schutzgebiete von der Nutzung der Windenergienutzung auf See ausgenommen. Durch die großräumige Ausweisung der Schutzgebiete sind insbesondere Konflikte mit Rastvögeln weitgehend gelöst worden, Einzelfallprüfungen bleiben jedoch vorbehalten.

Zusätzlich zu den Meeresschutzgebieten wurde in einem Positionspapier des BMU in der Nordsee westlich Schleswig-Holsteins ein Seetaucher-Schwerpunktgebiet benannt, in dem keine weiteren Genehmigungen für Windparks auf See erteilt werden sollen.

#### **Raumordnung**

Die Verordnungen für die Raumordnung in der Deutschen AWZ der Nordsee und der Ostsee wurden im September bzw. Dezember 2009 in Kraft gesetzt. Der Beschluss zur Raumordnung hat im Fall der Meeresschutzgebiete und der Festlegung der Schifffahrtswege eine bindende Wirkung für den Ausbau der Windenergienutzung auf See. Die

Regelungen gehen über den derzeitigen Stand kaum hinaus, schaffen jedoch Klarheit über die betroffenen Bereiche. In der Nordsee wurden zwei neue Vorranggebiete für die Windenergienutzung ausgewiesen, ein weiteres Vorranggebiet, das Gebiet Nördlich Borkum, war zuvor bereits als Eignungsgebiet ausgewiesen worden. Da der Ausweisung von Vorranggebieten für die Windenergienutzung keine bindende Wirkung zukommt, ermöglicht die Raumordnung darüber hinaus kaum eine Steuerung des Ausbaus der Windenergienutzung auf See. Es ist bemerkenswert, dass zahlreiche bestehende Genehmigungen für Windparks auf See nicht als Vorranggebiet erklärt wurden.

### **Novellierung des Bundesnaturschutzgesetzes**

Mit der Novellierung des Bundesnaturschutzgesetzes wurde die Anwendbarkeit des Naturschutzrechts auf die AWZ ausgedehnt, so dass bei einer Übergangsfrist bis 2017 auch die Regelungen von Eingriff und Ausgleich hier anzuwenden sind. Für Windparks auf See und die stromabführenden Kabelsysteme steht gemäß Leitsätzen des BSH (2010) das Vermeidungsgebot im Vordergrund.

#### **11.7.2.2 Bewertung der Regelungsmechanismen des EEG**

Im EEG ist ein so genannter Entfernungs- und Tiefenwasserbonus (§ 31) enthalten, mit dem der Ausbau der Windenergienutzung auf See in großen Entfernungen zur Küste besonders gefördert werden soll. Dies soll den Zielen des Naturschutzes dienen. Im EEG-Erfahrungsbericht 2007 wird dies wie folgt bewertet:

*„Nach dem derzeitigen Kenntnisstand sind Windenergieanlagen um so naturverträglicher einzustufen, je weiter entfernt sie von der Küste errichtet werden. Dies liegt an der Schutzwürdigkeit des Küstenmeers und an der Abnahme des Vogelzugs mit wachsender Entfernung von der deutschen Bucht. Gemäß dem Entfernungs- und Tiefenwasserbonus des EEG erhöht sich die Vergütung in Abhängigkeit von der Entfernung zur 12 Seemeilen-Grenze und zur Wassertiefe der Standorte. Dass mehrere Offshore-Windparks weit in der AWZ genehmigt wurden, kann sicherlich auch auf diese Bestimmungen zurückgeführt werden. Daher wird der Entfernungs- und Tiefenwasserbonus als wirksam bewertet.“*

Aus Sicht des Naturschutzes ist anzumerken, dass die mit Wassertiefen und Küstenentfernungen steigenden technischen Anforderungen auch in höheren Eingriffen auswirken. Dies ist insbesondere bei der Fundamentierung der Anlagen und der daraus resultierenden Schallemissionen der Fall, die mit Größe und Einbindetiefe von Stahlfundamenten ansteigen. Diese werden artenschutzrechtlich besonders im Hinblick auf Schweinswale vielfach kritisch bewertet. Die Schallemissionen der Rammung großer Fundamente übersteigen Werte, bei denen mit derzeit verfügbaren Mitteln eine Schallminderung auf das Niveau des Vorsorgewerts von 160 dB SEL möglich ist. In welchem Maße die postulierte Abnahme des Vogelzugs mit zunehmender Küstenentfernung die Maßnahme rechtfertigt, bleibt zu untersuchen. Hierzu sollten bei den ersten realisierten Projekten entsprechende Begleituntersuchungen durchgeführt werden. Der Tiefenwasserbonus ist

aus Naturschutzsicht vor diesem Hintergrund zu hinterfragen auch wenn es den Ausbauzielen der Windenergienutzung auf See vermutlich zuträglich ist.

Die derzeitige Situation zum bevorstehenden Ausbau der Windenergienutzung auf See ist grundsätzlich so zu bewerten, dass Küstengewässer und die besonders schutzwürdigen Bereiche der AWZ in Nord- und Ostsee nicht bebaut werden und so die wichtigsten potenziellen Konflikte zwischen Windenergienutzung auf See und Naturschutz, die einer räumlichen Regelung bedürfen, als weitgehend gelöst bezeichnet werden können. Im Rahmen der Genehmigungsverfahren lassen sich ggfs. weitere räumliche Regelungen treffen, wie dies mit der Versagung von Genehmigungen in schutzwürdigen Bereichen der Ostsee auch vor Rechtsetzung der Meeresschutzgebiete erfolgt ist.

Für die weitere Entwicklung erscheinen vor allem die Betrachtung kumulativer Wirkungen und die Entwicklung technischer Lösungen zur Vermeidung und Minderung von Eingriffen in die Meeresumwelt von Bedeutung.

#### **Empfehlung**

**Die bestehenden Instrumente zur Steuerung des Ausbaus der Windenergienutzung auf See werden grundsätzlich als ausreichend bewertet.**

**Im Hinblick auf kumulative Wirkungen, die sich aufgrund unzureichenden Erfahrungen mit den wenigen bestehenden Windparks nicht abschließend bewerten lassen, kann der sich aus der Seeanlagenverordnung bestehende Anspruch eines Antragstellers auf Erteilung einer Genehmigung (gebundene Genehmigung) trotz bestehender Regelungsmöglichkeiten durch die Umweltverträglichkeitsprüfung als hinderlich für die Steuerung des Ausbaus erweisen. In Anbetracht bestehender Unsicherheiten und Wissenslücken erscheint es als bedeutsam, dass die Erteilung von Genehmigungen der Entwicklung des Wissensstands nicht zu weit voraus läuft. Hier kann gegebenenfalls auch in den Nebenbestimmungen der Genehmigungen Vorsorge getroffen werden, dass insbesondere Maßnahmen zur Vermeidung und Minderung von Eingriffen nach dem jeweiligen Stand der Technik angewendet werden.**

**Innerhalb des EEG wird derzeit wenig Bedarf für eine Steuerung des Ausbaus der Windenergienutzung auf See gesehen, da die planerischen Instrumente ausreichen und effektiver sind.**

**Für den weiteren Ausbau der Windenergienutzung auf See erscheint es zur Vermeidung und Minderung von Eingriffen zunächst als sehr wichtig, dass in den in den kommenden Jahren zu errichtenden Windparks die Auswirkungen auf die verschiedenen Schutzgüter**

**detailliert untersucht und beschrieben werden, um so auch für den ökologischen Bereich eine möglichst steile Lernkurve zu erzielen.**

**Gleichzeitig gilt es für wichtige Fragen wie der Schallminderung und den Beleuchtungskonzepten möglichst rasch technische Lösungen zu entwickeln.**

## Quellenverzeichnis:

- [AK Kennz. 2010] Sitzung des Arbeitskreises Kennzeichnung des Bundesverband Windenergie (BWE) am 17.2.2010 in Halle (Saale).
- [Arnett et al. 2009] Arnett, E. B., M. Schirmacher, M. M. P. Huso, and J. P. Hayes: Effectiveness of changing wind turbine cut-in speed to reduce bat fatalities at wind facilities. An annual report submitted to the Bats and Wind Energy Cooperative. Bat Conservation International. Austin, Texas, USA 2009.
- [AU 2008] Allgemeiner Umdruck Nr. 51 (AU 51): "Schutzbereiche von Funkstellen". Vom 14. März 2002. Letzte Änderung am 23. Mai 2008.
- [Aumüller et al. 2011] Aumüller R, K. Boos, S. Freienstein, K. Hill & R. Hill: Beschreibung eines Vogelschlagereignisses und seiner Ursachen an einer Forschungsplattform in der Deutschen Bucht. Vogelwarte 49, 2011: 9 – 16. 2011.
- [Aurubis 2011] Aurubis: Kupermail Nr. 85. 16. Mai 2011. URL: <http://www.aurubis.com/de/geschaeftsfelder/kupfer/dermarkt/kupfermail-nr-85/>, letzter Zugriff: 25.05.2011.
- [AVV 2007] Allgemeine Verwaltungsvorschrift zur Kennzeichnung von Luftfahrthindernissen. Vom 2. September 2004, geändert am 24. April 2007.
- [AWZ Nordsee-ROV 2009] Anlageband zum Bundesgesetzblatt Teil I Nr. 61 vom 25. September 2009: Anlage zur Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Nordsee (AWZ Nordsee-ROV) vom 21. September 2009.
- [AWZ Ostsee-ROV 2009] Anlageband zum Bundesgesetzblatt Teil I Nr. 78 vom 18. Dezember 2009: Anlage zur Verordnung über die Raumordnung in der deutschen ausschließlichen Wirtschaftszone in der Ostsee (AWZ Ostsee-ROV) vom 10. Dezember 2009.
- [Barclay et al. 2007] Barclay, R.M.R., E. F. Baerwald, J. C. Gruver: Variation in bat and bird fatalities at wind energy facilities: assessing the effects of rotor size and tower height. Canadian Journal of Zoology 85: 381–387. 2007.
- [BARD 2011] Information zum Baufortschritt auf den Internetseiten der BARD Gruppe, URL: <http://www.bard-offshore.de/>, letzter Zugriff 04.05.2011.
- [bdew 2009] Bundesverband der Wasser- und Energiewirtschaft (bdew): Informationen zur Direktvermarktung nach § 17 EEG 2009. Stand



- 10.11.2009. URL: [http://www.eeg-kwk.net/de/file/20091110\\_Angaben-zur-Direktvermarktung.pdf](http://www.eeg-kwk.net/de/file/20091110_Angaben-zur-Direktvermarktung.pdf)
- [bdew 2010] Bundesverband der Wasser- und Energiewirtschaft (bdew): Informationen zur Direktvermarktung nach § 17 EEG 2009. Stand 23.09.2010. URL: [http://www.eeg-kwk.net/de/file/Direktvermarktung2010\\_Stand20101122.pdf](http://www.eeg-kwk.net/de/file/Direktvermarktung2010_Stand20101122.pdf)
- [bdew 2011] Bundesverband der Wasser- und Energiewirtschaft (bdew): Informationen zur Direktvermarktung nach § 17 EEG 2009. Stand 21.04.2011. URL: [http://www.eeg-kwk.net/de/file/Direktvermarktung2011\\_Stand20110421.pdf](http://www.eeg-kwk.net/de/file/Direktvermarktung2011_Stand20110421.pdf)
- [Bd.-Reg. 2002] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland: Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See im Rahmen der Nachhaltigkeitsstrategie der Bundesregierung. Januar 2002.
- [Bd.-Reg. 2010] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland: 10-Punkte-Sofortprogramm. Monitoring und Zwischenbericht der Bundesregierung. September 2010.
- [Bellebaum et al. 2010] Bellebaum, J., C. Grieger, R. Klein, U. Köppen, J. Kube, R. Neumann, A. Schulz, H. Sordyl, H. Wendeln (2010): Ermittlung artbezogener Erheblichkeitsschwellen von Zugvögeln für das Seegebiet der südwestlichen Ostsee bezüglich der Gefährdung des Vogelzuges im Zusammenhang mit dem Kollisionsrisiko an Windenergieanlagen. Abschlussbericht. Forschungsvorhaben des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (FKZ 0329948). Neu Broderstorf. 363 p.
- [Betriebsberater 2009] Betriebsberater. Zeitschrift für Recht, Steuern und Wirtschaft. 64. Jahrgang // 2.11.2009.
- [BioConsult/ARSU 2010] BioConsult SH & ARSU: Zum Einfluss von Windenergieanlagen auf den Vogelzug auf der Insel Fehmarn. Gutachten im Auftrag der Fehmarn Netz GmbH & Co OHG. \*pdf bei „[www.bioconsult-sh.de](http://www.bioconsult-sh.de). 2010.
- [Blew et al. 2008] Blew, J., M. Hoffmann, G. Nehls & V. Hennig: Investigation of the bird collision risk and the reponses of harbour porpoises in the offshore wind farms Horns Rev, Northsea, and Nysted, Baltic Sea, in Denmark. Part I: Birds. Report for the German Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety. 2008.
- [BMF 2010] Bundesministerium der Finanzen: AfA-Tabellen, URL: [http://www.bundesfinanzministerium.de/nn\\_96040/DE/Wirtschaft\\_und\\_Verwaltung/Steuern/Veroeffentlichungen\\_zu\\_Steuerarten/Betriebspruefung/AfA-Tabellen/005.html](http://www.bundesfinanzministerium.de/nn_96040/DE/Wirtschaft_und_Verwaltung/Steuern/Veroeffentlichungen_zu_Steuerarten/Betriebspruefung/AfA-Tabellen/005.html), letzter Zugriff: 20.10.2010.

- [BMU 2009] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Auswirkungen der Finanz- und Wirtschaftskrise auf die Branche der Erneuerbaren Energien (EE). Schlussfolgerungen aus dem Treffen der Arbeitsgruppen „Nationale Wertschöpfung und internationale Marktentwicklung“ sowie „Wind-Offshore“ am 29. Januar 2009 unter Leitung von Staatssekretär Machnig, BMU.
- [BMU 2010a] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2009. Grafiken und Tabellen Stand: Juli 2010. Unter Verwendung aktueller Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat).
- [BMU 2010b] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Rechtsquellen erneuerbare Energien. URL: <http://www.res-legal.de/glossar.html#N> (letzter Zugriff 23.12.2010)
- [BMVg 2009] Bundesministerium der Verteidigung: Bundesministerium der Verteidigung richtet Arbeitsgruppe „Bundeswehr und Windenergieanlagen“ ein. Pressemitteilung vom 7.12.2009.
- [BNetzA 2009] Bundesnetzagentur: Positionspapier zur Netzanbindungsverpflichtung gemäß § 17 Abs. 2a EnWG. Oktober 2009.
- [BNetzA 2010] Bundesnetzagentur: Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement. Konsultationsfassung. Juli 2010.
- [boerse.ARD 2011] boerse.ARD.de: EZB verkündet Zinswende. Artikel vom 07.04.2011. URL: [http://boerse.ard.de/content.jsp?key=dokument\\_527684](http://boerse.ard.de/content.jsp?key=dokument_527684), letzter Zugriff: 25.5.2011.
- [Brandt et al. 2011] Brandt, M. J., C. Höschle, A. Diederichs, K. Betke, R. Matuschek, S. Witte, G. Nehls: Effectiveness of a sealscarer in deterring harbour porpoises (*Phocoena phocoena*) and its application as a mitigation measure during offshore pile driving. Forschungsbericht (FKZ: 0325141), Husum 2011.
- [Bruderer 1997] Bruderer, B.: The study of bird migration by radar. 2. Major achievements. *Naturwissenschaften* 84: 45-54. 1997.
- [BSH 2008] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH): Verordnung über Anlagen seewärts der Begrenzung des deutschen Küstenmeeres Seeanlagenverordnung – SeeAnIV). Novellierte Fassung von 15. Juli 2008.
- [BSH 2010] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH): Raumordnung in der AWZ. URL: [http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Raumordnung\\_in\\_der\\_AWZ/index.jsp](http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Raumordnung_in_der_AWZ/index.jsp), letzter Zugriff: 22.10.2010.

- [BSH 2011a] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH): Genehmigung von Offshore Windenergieparks. URL: <http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/index.jsp>, letzter Zugriff 04.05.2011.
- [BSH 2011b] Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH): Ökologische Begleituntersuchungen Testfeld, URL: [http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/Oekologische\\_Begleituntersuchungen\\_Testfeld.jsp](http://www.bsh.de/de/Meeresnutzung/Wirtschaft/Windparks/Oekologische_Begleituntersuchungen_Testfeld.jsp), letzter Zugriff: 26.05.2011.
- [BTM 2010] BTM Consult: World Market Update 2009. 2010.
- [BTM 2011] BTM Consult: BTM Consult releases new wind report: World Market Update 2010. Pressemitteilung mit zentralen Ergebnissen. 2011.
- [BVKW 2010] Information des Bundesverbandes Kleinwindenergie (BVKW) im persönlichen Gespräch am 23.03.2010.
- [BWE 2007] Bundesverband Windenergie (BWE): Handlungsempfehlung für die Kennzeichnung von Windenergieanlagen. November 2007.
- [BWE 2008] Bundesverband Windenergie (BWE) (Auftraggeber): HiWUS. Entwicklung eines Hindernisbefeuerngskonzeptes zur Minimierung der Lichtemissionen an On- und Offshore-Windenergieparks und –anlagen unter besonderer Berücksichtigung der Vereinbarkeit der Aspekte Umweltverträglichkeit sowie Sicherheit des Luft- und Seeverkehrs. September 2008.
- [BWE 2006] Bundesverband Windenergie (BWE): Hintergrundinformation – Prognos-Studie „Windenergie und Gewerbesteuer in Norddeutschland. August 2006.
- [BWE 2009] Bundesverband Windenergie e.V.: Windindustrie trotz Wirtschaftskrise. Pressemitteilung vom 23.Juli 2009, URL: <http://www.wind-energie.de/de/presse-service/einzelanzeige/article/windindustrie-trotzt-wirtschaftskrise/138/browser/1230764400/31535999/1/category/4%2C6/>, letzter Zugriff 22.10.09.
- [BWE 2010a] Bundesverband Windenergie (BWE): Positionspapier des Bundesverbandes Windenergie e.V. (BWE e.V.) zur Umsetzung des § 6 im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2009, Berlin, 18.3.2010.
- [BWE 2010b] Bundesverband Windenergie (BWE): Zerlegung der Gewerbesteuer bei Windenergieanlagen. Bundestag erhöht Akzeptanz der Windenergie vor Ort, URL: <http://www.wind-energie.de/de/windenergie-in-der-region/regionale-impulse/>, letzter Zugriff: 20.10.2010.

- [BVKW 2010] Information des Bundesverbandes Kleinwindenergie (BVKW) im persönlichen Gespräch am 23.03.2010.
- [CanWEA 2010] Canadian Wind Energy Association (CanWEA): Net Metering. URL: [www.smallwindenergy.ca](http://www.smallwindenergy.ca). 2010.
- [Consentec 2010] Consentec GmbH, R2B Energy Consulting GMBH: Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Köln/Aachen, 23.06.2010.
- [Danish Government 2008] Danish Government: Promotion of the Renewable Energy Act. Act. No. 1392 of 27 December 2008. English Translation.
- [DEWI 2002] Ender, C., DEWI GmbH – Deutsches Windenergie-Institut: Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland – Stand 31.12.2002. DEWI Magazin Nr. 22, Febr. 2003.
- [DEWI 2003] Ender, C., DEWI GmbH – Deutsches Windenergie-Institut: Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland – Stand 31.12.2003. DEWI Magazin Nr. 24, Febr. 2004.
- [DEWI 2004] Ender, C., DEWI GmbH – Deutsches Windenergie-Institut: Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland – Stand 31.12.2004. DEWI Magazin Nr. 26, Febr. 2005.
- [DEWI 2005] Ender, C., DEWI GmbH – Deutsches Windenergie-Institut: Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland – Stand 31.12.2005. DEWI Magazin Nr. 28, Febr. 2006.
- [DEWI 2006] Ender, C., DEWI GmbH – Deutsches Windenergie-Institut: Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland – Stand 31.12.2006. DEWI Magazin Nr. 30, Febr. 2007.
- [DEWI 2007] Ender, C., DEWI GmbH – Deutsches Windenergie-Institut: Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland – Stand 31.12.2007. DEWI Magazin Nr. 32, Febr. 2008.
- [DEWI 2008a] Ender, C., DEWI GmbH – Deutsches Windenergie-Institut: Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland – Stand 31.12.2008. DEWI Magazin Nr. 34, Febr. 2009.
- [DEWI 2008b] DEWI GmbH – Deutsches Windenergie-Institut: WindEnergy-Studie 2008. Markteinschätzung der Windenergiebranche bis zum Jahr 2017. Zusammenfassung. 2008.
- [DEWI 2009a] Ender, C., DEWI GmbH: Windenergienutzung in der Bundesrepublik Deutschland – Stand 31.12.2009. DEWI Magazin Nr. 36, Febr. 2010.

- [DEWI 2009b] DEWI GmbH – Deutsches Windenergie-Institut: Windindustrie trotz Wirtschaftskrise. Berlin, 23.07.2009.
- [DEWI 2010a] Neddermann, B., DEWI GmbH – Deutsches Windenergie-Institut: Status der Windenergienutzung in Deutschland. Stand 31.12.2010.
- [DEWI 2010b] DEWI GmbH – Deutsches Windenergie-Institut: Jahresbilanz Windenergie 2009: Inlandsmarkt zieht trotz Finanzkrise wieder an – Weltmarkt expandiert. Berlin, 27. Januar 2010.
- [Dena 2010] Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena), URL: <http://www.offshore-wind.de>, letzter Zugriff: 27.08.2010.
- [De Lucas et al. 2008] De Lucas, M., G. E. F. Janss, D. P. Whitfield & M. Ferrer.: Collision fatality of raptors in wind farms does not depend on raptor abundance. *J. of Appl. Ecol.* 45:1695-1703. 2008.
- [Diederichs 2010] Diederichs, A.: StUKplus-Untersuchungen zu marinen Säugertieren in der Bauphase. BSH Internet „Ökologische Begleituntersuchungen bei alpha ventus“, 10.05.2010.
- [DOTI 2009] Deutsche Offshore-Testfeld und Infrastruktur-GmbH & Co. KG (DOTI): Fact Sheet alpha ventus, Stand Dezember 2009.
- [DStGB 2009] Deutscher Städte- und Gemeindebund (DStGB) (Hrsg): Repowering von Windenergieanlagen – Kommunale Handlungsmöglichkeiten. Ersetzen von Altanlagen durch moderne Windenergieanlagen als Chance für die gemeindliche Entwicklung. Dokumentation Nr. 94. Juli 2009.
- [Dt. Börse 2009] Deutsche Börse: Deutsche Börse führt Informationsprodukt Energy Facts ein. Pressemitteilung vom 16. Juni 2009. URL: [http://deutsche-boerse.com/dbag/dispatch/de/notescontent/gdb\\_navigation/press/10\\_Latest\\_Press\\_Releases/10\\_All/INTEGRATE/mr\\_pressreleases?notesDoc=A20A9AE11EABEAE3C12575D70045B70D](http://deutsche-boerse.com/dbag/dispatch/de/notescontent/gdb_navigation/press/10_Latest_Press_Releases/10_All/INTEGRATE/mr_pressreleases?notesDoc=A20A9AE11EABEAE3C12575D70045B70D), letzter Zugriff 26.10.2010.
- [Dt. Bundestag 2008] Deutscher Bundestag. Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG 2009). *Bundesgesetzblatt, I* (49): 2074–2100, 31 Oktober 2008.
- [Dt. Bundestag 2010] Deutscher Bundestag, 17. Wahlperiode, Drucksache 17/1357 vom 12.04.2010: Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Krischer, Fell, Höhn, weiterer Abgeordneter und der Fraktion Bündnis 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 17/1177 – Konflikt zwischen Radaranlagen der Bundeswehr und Windenergieanlagen.

- [DWD 2010] Deutscher Wetterdienst: Windkraftnutzungseignung gemäß Referenzertragskriterium nach EEG in 80 m über Grund. 2010.
- [EADS 2008] EADS Defence & Security: „Verbesserung der Verträglichkeit von Windenergieanlagen bezüglich Radaranlagen der Flugsicherung und Landesverteidigung“. Jahresbericht 2008.
- [EC 2010] Europäische Kommission (EC): 380 Millionen Euro für deutsche Energieprojekte. Pressemitteilung vom 09.12.2009. URL: [http://ec.europa.eu/deutschland/press/pr\\_releases/8914\\_de.htm](http://ec.europa.eu/deutschland/press/pr_releases/8914_de.htm), letzter Zugriff: 05.10.2010.
- [EEG 2000] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien. Vom 29.03.2000, BGBl I 2000.
- [EEG 2004] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland: Gesetz zur Neuregelung der des Rechts der Erneuerbarer Energien im Strombereich. Vom 21.07.2004., BGBl I 2004.
- [EEG 2009] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland: Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). Ausfertigungsdatum: 25.10.2008 Zuletzt geändert durch G v. 11.8.2010 I 1170.
- [EnBW 2011] Bautagebuch und Pressemitteilung auf den Internetseiten der EnBW AG, URL: <http://www.enbw.com/content/de/presse/pressemitteilungen/2011/05/index.jsp> / [http://www.enbw.com/content/de/windkraft\\_offshore/baltic1/bautagebuch/index.jsp](http://www.enbw.com/content/de/windkraft_offshore/baltic1/bautagebuch/index.jsp), letzter Zugriff 03.05.2011.
- [Enercon 2010] Enercon: Pressemitteilung. URL: <http://www.enercon.de>, Pressebereich, letzter Zugriff 06.08.2010.
- [EnWG 2005] Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz - EnWG) Ausfertigungsdatum: 07.07.2005. Zuletzt geändert durch Art. 2 G v. 21.8.2009.
- [E.ON NETZ 2010] E.ON NETZ GmbH: Berechnungsdateien für Abrechnungsjahr 2010. Wind. URL: [http://www.eon-netz.com/pages/ehn\\_de/EEG\\_KWK-G/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Einspeisemanagement/Vorgaben\\_zur\\_Rechnungsstellung\\_nach\\_12\\_EEG\\_und\\_Berechnungsdateien/index.htm](http://www.eon-netz.com/pages/ehn_de/EEG_KWK-G/Erneuerbare-Energien-Gesetz/Einspeisemanagement/Vorgaben_zur_Rechnungsstellung_nach_12_EEG_und_Berechnungsdateien/index.htm) (letzter Zugriff: 24.8.2010).
- [EStG 2009] Einkommensteuergesetz (EStG). Neugefasst durch Bek. v. 8.10.2009 I 3366, 3862; zuletzt geändert durch Art. 1 G v. 8.4.2010 I 386.
- [Evans et al. 2007] Evans, W. R., Y. Akashi, N. S. Altman, A. M. Manville (2007): Response of night-migrating songbirds in cloud to colored and flashing light. North American Birds , 60 (4): 476-488.

- [EWEA 2009] European Wind Energy Association (EWEA): Wind Energy – The Facts. Chapter 6: Small Wind Turbines. 2009.
- [EWEA 2011] European Wind Energy Association (EWEA): Powering the energy debate. The European Wind Energy Association. Annual Report 2010. 2011.
- [FDP Emden 2010] FDP Emden News, 15.09.2010. Erich Bolinius, FDP-Kreisverband Emden - Gewerbesteuer für Windparks auf See.
- [FG NS 2008] Finanzgericht Niedersachsen, Urteil vom 16. September 2008, 2 K 495/05, 2 K 496/05, 2 K 495-496/05, LEXinform Nr. 5009237.
- [FG SH 2009] Schleswig-Holsteinisches Finanzgericht, Urteil vom 30. September 2009, 2 K 134/08, LEXinform Nr. 5009174.
- [Garthe/Hüppop 2004] Garthe, S., O. Hüppop: Scaling possible adverse effects of marine wind farms on seabirds: developing and applying a vulnerability index. Journal of Applied Ecology, 41: 724-734. 2004.
- [Gaßner 2009] Gaßner, Groth, Siederer & Coll.: Energie Newsletter Oktober 2009. Berlin.
- [Gehring et al. 2009] Gehring, J., P. Kerlinger, A. M. Manville (2009): Communication towers, lights, and birds: successful methods of reducing the frequency of avian collisions. Ecological Applications, 19 (2): 505-514.
- [GENI 2010] Gesellschaft für Netzintegration e.V. (GENI): Kurzpräsentation. URL: <http://www.geni.ag/dload/GENI-Kurzpraesentation.pdf>, letzter Zugriff: 28.09.2010.
- [Gerdes 2007] Gerdes, G., Deutsche WindGuard GmbH: Hindernisse für eine optimale und kosteneffiziente Planung. Fachtagung Windenergie in Deutschland – Beitrag zu Klimaschutz und Versorgungssicherheit. Vortrag am 11.09.2007.
- [Gipe 2009] Paul Gipe: Wind energy basics- A guide to home- and community-scale wind energy systems. 2009.
- [GWEC 2008] Global Wind Energie Council (GWEC): Global Wind Energy Outlook 2008.
- [GewStG 2010] Gewerbesteuergesetz (GewStG), Ausfertigungsdatum: 01.12.1936. Neugefasst durch Bek. v. 15.10.2002; zuletzt geändert durch Art. 3 G v. 8.4.2010.
- [Green 2010] Greenhome: „Viel Wind um nichts“. Artikel. Ausgabe Mai/Juni 2010.
- [Grünkorn et al. 2005] Grünkorn, T., A. Diederichs, D. Poszig, B. Diederichs & G. Nehls: Entwicklung einer Methode zur Abschätzung des Kollisionsrisikos von Vögeln an Windenergieanlagen.

- Untersuchungen im Auftrag des Landesamtes für Naturschutz des Landes Schleswig-Holstein. \*pdf bei [www.bioconsult-sh.de](http://www.bioconsult-sh.de). 2005.
- [Grünkorn et al. 2009] Grünkorn, T. , A. Diederichs, D. Poszig, B. Diederichs & G. Nehls: Wie viele Vögel kollidieren mit Windenergieanlagen? Natur und Landschaft 7: 309-314. 2009.
- [HA 2010] Hannoversche Allgemeine: Röttgen: Offshore-Windparks mit Bundesbürgschaften absichern. dpa. 26.07.2010.
- [HG NS 2009] Gesetz über die Feststellung des Haushaltsplans für das Haushaltsjahr 2009 (Haushaltsgesetz 2009 - HG 2009) Vom 18. Dezember 2008 (Nds.GVBl. Nr.28/2008 S.421), URL: <http://www.schure.de/64000/hg2009.htm>, letzter Zugriff: 20.10.2010.
- [Heidorn 2009] Heidorn, Rainer, Rechtsanwalt: Besteuerung von Windparks. In: Rundbrief zum Recht der Erneuerbaren Energien. Rechtsanwälte Blanke Meier Evers. Ausgabe 22 / Oktober 2009.
- [Hill et al. 2008] Hill, K., Ballasus, H., Hüppop, O. & Wendeln, H. (2008): Anliegen Naturschutz, Zugvögel, Fledermäuse. In: Bundesverband WindEnergie e.V.: Entwicklung eines Hindernisbefeuereungskonzeptes zur Minimierung der Lichtemissionen an On- und Offshore- Windenergieparks und -anlagen unter besonderer Berücksichtigung der Vereinbarkeit der Aspekte Umweltverträglichkeit sowie Sicherheit des Luft- und Seeverkehrs, Abschlussbericht zum HIWUS-Projekt September 2008 : 126-172.
- [Hill 2010] Hill, R.: Ergebnisse der Untersuchungen zum Vogelzug nach StUK3. BSH Internet „Ökologische Begleituntersuchungen bei alpha ventus“, 10.05.2010.
- [Hübner 2009] Hübner, PH Dr. G. / Pohl, Dr. J.: Akzeptanz und Umweltverträglichkeit der Hinderniskennzeichnung von Windenergieanlagen. April 2009.
- [Hüppop et al. 2009] Hüppop, O., R. Hill, K. Hüppop, F. Jachmann (2009): Auswirkungen auf den Vogelzug - Begleitforschung im Offshore-Bereich auf Forschungsplattformen in der Nordsee (FINOBIRD). Abschlussbericht, Institut für Vogelforschung, Helgoland. 278 S.
- [ICAO 2004] International Civil Aviation Organization (ICAO): Anhang 14 zum Abkommen über die Internationale Zivilluftfahrt (ICAO-Anhang 14 Band I Kapitel 6), Ausgabe 4, Juli 2004.
- [IHK SH 2010] IHK Schleswig-Holstein: Realsteuerhebesätze, Gewerbe- und Grundsteuer B in ausgewählten Städten und Gemeinden des Landes Schleswig-Holstein. Realsteueratlas 2010. URL: <http://www.ihk-schleswig->



holstein.de/produktmarken/recht/steuern/gewerbe\_grundsteuer/2010-08\_Realsteueratlas\_2010\_nachCD\_endg31692.pdf, letzter Zugriff: 20.10.2010.

- [Innovationsreport 2010] Innovationsreport: Radar ortet Windenergie. Artikel vom 01.06.2004, URL: <http://www.innovationsreport.de/html/berichte/unternehmensmeldung/bericht-59382.html>, letzter Zugriff: 22.10.2010.
- [IWES 2011] Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Abteilung Energiewirtschaft und Netzbetrieb: Studie zum Potenzial der Windenergienutzung an Land – Kurzfassung. Im Auftrag des Bundesverband Windenergie (BWE). Kassel, 2011.
- [IWR 2010] IWR Pressedienst, Information vom 24.2.2010.
- [Kiwitz 2009] Kiwitz, Dipl -Ing André: Repowering von Windenergieanlagen. Vortrag am 21. April 2009 im Rahmen des Repowering-Dialogverfahrens der Windenergieagentur Bremerhaven/Bremen.
- [Krijgsveld et al. 2009] Krijgsveld K.L., K. Akershoek, F. Schenk, F. Dijk & S. Dirksen: Collision risk of birds with modern large wind turbines. *Ardea* 97(3): 357–366. 2009.
- [LAI 2002] Länderausschuss für Immissionsschutz (LAI), Arbeitsgruppe Schatten: Empfehlungen bezüglich des Schattenwurfs von Windenergieanlagen. 2002.
- [LEE NRW 2011] Landesarbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energie NRW e.V.: Branche begrüßt grundsätzliche Zielsetzung. Artikel vom 11.02.2011.
- [LME 2011] LME (London Metal Exchange): LME Free Data Service, Price graphs. URL: [https://secure.lme.com/Data/community/Dataprices\\_PriceGraphs.aspx](https://secure.lme.com/Data/community/Dataprices_PriceGraphs.aspx), letzter Zugriff: 25.05.2011.
- [Luecke 2009] Luecke, Andreas, Ernst & Young AG: Vertragswesen, Besteuerung und Fallstricke der Prospektierung von New Energy-Investments. Präsentation vom 29. April 2009.
- [Lucke 2010] Lucke, K.: StUKplus: ergänzende Untersuchungen zum Effektmonitoring mariner Säugetiere. BSH Internet „Ökologische Begleituntersuchungen bei alpha ventus“, 10.05.2010.
- [ML 2004] Niedersächsisches Ministerium für den ländlichen Raum, Ernährung, Landwirtschaft und Verbraucherschutz (2004): Empfehlungen zur Festlegung von Vorrang- oder Eignungsgebieten für die Windenergienutzung. Bezug: RdErl. d. MI vom 11.07.1996, Az. 39.1-32346/8.4. Vom 26.01.2004 [http://www.zgb.de/barrierefrei/misc/rechtsgundlagen/rechtsgrundlagen\\_r/Windenergieerlass.pdf](http://www.zgb.de/barrierefrei/misc/rechtsgundlagen/rechtsgrundlagen_r/Windenergieerlass.pdf), letzter Zugriff: 13.10.2010.

- [MLUR 2003] Innenministerium, Ministerium für Umwelt, Naturschutz und Landwirtschaft und Ministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr Schleswig-Holstein (2003): Grundsätze zur Planung von Windkraftanlagen (Ergänzung des Gemeinsamen Runderlasses vom 4. Juli 1995). Gl.-Nr.: 2320.5. Fundstelle: Amtsbl. Schl.-H. 2003 S. 893. Gemeinsamer Runderlass des Innenministeriums, des Ministeriums für Umwelt, Naturschutz und Landwirtschaft und des Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr. Vom 25. November 2003 – IV 933, URL: [http://www.schleswig-holstein.de/cae/servlet/contentblob/826358/publicationFile/Grundsätze\\_Planung\\_WEA.pdf](http://www.schleswig-holstein.de/cae/servlet/contentblob/826358/publicationFile/Grundsätze_Planung_WEA.pdf), letzter Zugriff: 13.10.2010.
- [Möhring 2010] Möhring, T.: Leitfaden Repowering - Handlungsempfehlungen und Strategien für die Entwicklung von Windenergiestandorten. Berlin 2010.
- [Nitsch 2010] Dr.-Ing. Joachim Nitsch, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR): Basisszenario 2010 (Werte zur Verfügung gestellt durch Vorhaben I zur Vorbereitung und Begleitung der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 65 EEG 2009).
- [OCD 2010] Offshore Center Denmark: Offshore Wind Farms. URL: <http://www.offshorecenter.dk/offshorewindfarms.asp>, letzter Zugriff: 27.08.2010.
- [OFW] Offshore Forum Windenergie: Stellungnahme des Offshore Forums Windenergie zum Entwurf einer Verordnung zur Änderung seeanlagenrechtlicher Vorschriften.
- [OFW et al. 2010] Offshore Forum Windenergie, Windenergieagentur Bremerhaven/Bremen, Bundesverband Windenergie, wind.comm schleswig-holstein, Stiftung Offshore Windenergie, Wirtschaftsverband Windkraftwerke, WindEnergy Network Rostock: Positionspapier zur Offshore-Windenergie in Deutschland vom August 2010.
- [Orlin 2008] Orlin Alexandrov: Projektfinanzierung vs. Traditionelle Finanzierungsformen – eine Analyse. 2008.
- [Piper 2010] Piper, W.: Ergebnisse der StUK 3-Untersuchungen zu Rastvögeln. BSH Internet „Ökologische Begleituntersuchungen bei alpha ventus“, 10.05.2010.
- [Poot et al. 2008] Poot, H., B. J. Ens, H. de Vries, M. A. H. Donners, M. R. Wernand & J. M. Marquenie: Green light for nocturnally migrating birds. *Ecology and Society* 13(2): 47. 2008.
- [PWC 2006] PriceWaterhouseCoopers, Ondraczek / Stohlmeyer / Küver: Finanzierung der Offshore-Windenergie in Deutschland – Probleme und Lösungsansätze. 2006.

- [PWC 2009a] PriceWaterhouseCoopers: Gewerbesteuer bei Windkraftanlagen. Artikel vom 24.08.2009.
- [PWC 2009b] PriceWaterhouseCoopers: Investitionen in erneuerbare Energien sind weiterhin vielversprechend – Stand 19.11.2009.
- [Ragwitz/Sensfuß 2009] Ragwitz, M./Sensfuß, F.: Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung. 6. Internationale Energiewirtschaftstagung (IEWT) an der TU Wien, 2009.
- [Rauch 2010] Rauch, J. Geschäftsführer der FGW e.V.: Einspeisemanagement aus Sicht der in der FGW vertretenen Gutachter und Sachverständigen. Vortrag im Rahmen des Workshops der ARGE Netz GmbH & Co.KG zu den Themen § 6 und § 12 EEG - SDL+ Härtefallregelung im Rahmen der Husum WindEnergy 2010. Husum 21.09.2010.
- [Rehfeldt 2009] Rehfeldt, Dr. Knud: Technische Grundlagen und Stand der Technik von Windenergieanlagen. Vortrag am 21. April 2009 im Rahmen des Repowering-Dialogverfahrens der Windenergieagentur Bremerhaven/Bremen.
- [Rehfeldt/Geile 2009] Rehfeldt, Dr. Knud, Geile, Anna-Kathrin, Deutsche WindGuard GmbH: Fallsammlung erfolgreich abgeschlossener Repoweringprojekte. 2009.
- [Research Concepts Ltd. 2011] Research Concepts Ltd.: Entwicklung Stahlpreis für 2011: Produzenten fordern höhere Preise. In: Preisentwicklung.eu. Artikel vom 22. Januar 2011. URL: <http://www.preisentwicklung.eu/2011/01/entwicklung-stahlpreis-fuer-2011.html>, letzter Zugriff: 25.05.2011.
- [Schneller et al. 1999] Scheller, W. & E. Küsters, E.: Flughöhen von Greifvögeln und Vogelschläge in Deutschland. Vogel und Luftverkehr 2: 76-96. 1999.
- [SDLWindV 2009] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland: Verordnung zu Systemdienstleistungen durch Windenergieanlagen. (Systemdienstleistungsverordnung – SDLWindV) Ausfertigungsdatum: 03.07.2009.
- [SDLWindV Änd. 2010] Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland: Verordnung zur Änderung der Systemdienstleistungsverordnung. Vom 25.06.2010.
- [SWW 2011] Sonne, Wind und Wärme: Baden-Württemberg will 10% Windstrom in 2020. Artikel vom 28.04.2011.
- [SOW 2009] Stiftung Offshore Windenergie: Finanzierung von Offshore-Windparks. Workshop am 9. Dezember 2009.

- [Stenkjaer/Lindholt 2010] Nicolaj Stenkjaer, Soeren Lindholt (Nordic Folkecenter): Household Wind Turbines in Denmark. May 2010.
- [StrEG 1990] Stromeinspeisegesetz. Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz) Vom 7. Dezember 1990 (BGBl I S. 2633) (BGBl III 754-9) zuletzt geändert durch Gesetz zur Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts vom 24. April 1998 (BGBl I S. 730, 734).
- [Tasch 2010] Tasch, U.: Landesplanerische Rahmenbedingungen für das Repowering außerhalb der Windeignungsgebiete. Präsentation. 2010. URL: [http://www.repowering-kommunal.de/fileadmin/user\\_upload/upload/schleswig\\_vortraege/Praesentation\\_Tasch.pdf](http://www.repowering-kommunal.de/fileadmin/user_upload/upload/schleswig_vortraege/Praesentation_Tasch.pdf), letzter Zugriff 28.9.2010.
- [TenneT 2010] TenneT TSO GmbH: Wie schließt man einen Windpark auf See ans Netz an? URL: [http://www.tennetso.de/pages/tennetso\\_de/Aufgaben/Offshore/Unsere\\_Projekte/index.htm](http://www.tennetso.de/pages/tennetso_de/Aufgaben/Offshore/Unsere_Projekte/index.htm), letzter Zugriff: 22.10.2010.
- [UNEP 2009] United Nations Environment Programme (UNEP), Frankfurt School of Finance and Management, New Energy Finance: Die weltweite Finanzkrise und ihre Auswirkungen auf die Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Vorhaben. Forschungsstudie im Auftrag der Division of Technology, Industry and Economics (DTIE) des Umweltprogramms der Vereinten Nationen (UNEP) im Rahmen der Initiative "Sustainable Energy Finance", April 2009.
- [UNEP 2005] United Nations Environment Programme (UNEP): Public Finance Mechanisms to Catalize Sustainable Energy Sector Growth. 2005.
- [wab 2009] Windenergieagentur Bremerhaven / Bremen Repowering Dialog. Dialogverfahren Repowering von Windenergieanlagen in der Metropolregion Bremen-Oldenburg. URL: [http://www.windenergieagentur.de/deutsch/projekte/Repowering\\_Dialog.html?navId=25](http://www.windenergieagentur.de/deutsch/projekte/Repowering_Dialog.html?navId=25), letzter Zugriff: 25.10.2010.
- [VG Aachen 2008] Verwaltungsgericht Aachen: Urteil vom 15.07.2008. 6 K 1367/07. Windenergieanlagen und militärisches Radar. In: ZNER 2008, Heft 3.
- [VG Minden 2010] Verwaltungsgericht Minden: Urteil vom 13.01.2010, 11 K 352/09.
- [50Hertz 2010] 50Hertz Offshore GmbH: Projekte. URL: [http://www.50hertz-offshore.net/cps/rde/xchg/trm\\_vebog/hs.xsl/projekte.htm](http://www.50hertz-offshore.net/cps/rde/xchg/trm_vebog/hs.xsl/projekte.htm), letzter Zugriff: 22.10.2010.