



## **Positionspapier zur Offshore-Windenergie in Deutschland vom August 2010**

### **Herausforderungen, Lösungsansätze und notwendige Maßnahmen**

Die sieben Organisationen unterstützen die Zielsetzung der Bundesregierung, bis 2025/2030 20 bis 25 GW Offshore Windenergieanlagen vor den deutschen Küsten zu installieren. Nach dem Nationalen Aktionsplan für Erneuerbare Energien (NAP), der im August 2010 bei der EU angemeldet wird, sollen bereits bis 2020 10 GW Offshore-Windenergie in Betrieb genommen werden. Dies entspricht einem Investitionsvolumen von über 30 Mrd. Euro innerhalb der nächsten zehn Jahre.

Die Entwicklung der neuen Offshore-Windenergie-technologien befindet sich in Deutschland jedoch erst im Anfangsstadium. Anders als in europäischen Nachbarländern ist die Offshore-Windenergienutzung hier erschwerenden Bedingungen ausgesetzt und muss zum überwiegenden Teil in großer Entfernung von der Küste (40-100 km) und in Wassertiefen von 30 bis 40 m verwirklicht werden. Auf die in Deutschland weitgehend ausgereifte Onshore-Windenergie-technik kann wegen der Besonderheit der Offshore-Technologie nicht ohne weitere intensive Forschungs- und Entwicklungsarbeit zurückgegriffen werden.

Die Offshore-Windenergie ist ein tragender Pfeiler in der Energie- und Klimaschutzpolitik der Bundesregierung. Mit 25.000 MW installierter Offshore Windenergie Leistung können 15% der Stromversorgung Deutschlands gesichert und bis zu 100 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub> vermieden werden. Sie kennzeichnet sich vor allem durch ihre Vernetzung mit der maritimen Wirtschaft - Schifffahrt, Häfen, Werften - und dem Potential, nachhaltiges Wachstum in diesen Branchen zu schaffen. An der Küste wurde bereits über ein halbe Milliarde Euro in Fertigungsstätten und Infrastruktur für den Ausbau der Offshore Windenergie investiert. Neben der regionalen Wirtschaft in den Küstenländern profitiert die Zuliefererindustrie in allen Bundesländern. Das energie- und industriepolitische Gewicht der Offshore-Windenergie-technologie ist daher von herausragender volkswirtschaftlicher Bedeutung.

Im Hinblick auf die massiven Anstrengungen in den europäischen Nachbarländern, insbesondere in Großbritannien, müssen die entscheidenden Weichen für den Offshore-Windenergiestandort Deutschland so schnell als möglich gestellt werden. Ähnlich wie beim Aufbau der Windenergienutzung an Land vor 15-20 Jahren benötigt auch die Offshore-Windindustrie gezielte Unterstützung in der Pionierphase, damit eine dynamische, selbsttragende Entwicklung in Gang gesetzt werden kann. Die Flankierung des Offshore Testfeldes durch das Bundesumweltministerium und einzelner Projekte durch die EU-Kommission waren dazu erste notwendige Schritte.

Nur wenn die Projektpipeline in Deutschland umgesetzt wird und sich ein substantieller Heimatmarkt entwickelt, kann die Verlagerung von Investitionen und Produktionsstätten auf andere Märkte vermieden werden. Investitionen in dreistelliger Millionenhöhe, die von Ländern und einzelnen Unternehmen bereits getätigt wurden und werden, dürfen nicht zu "stranded investment" werden.

Um die Offshore Windindustrie in Deutschland auszubauen, werden folgende Lösungsansätze aufgezeigt:

- Beseitigung von Hemmnissen, insbesondere bei der Finanzierung von Offshore Windparks, die vor allem durch die weltweite Wirtschafts- und Finanzkrise entstanden sind.
- Gezielte Unterstützung für bis zu 10 kommerzielle Offshore-Windenergieprojekte. Diese schaffen als Pioniervorhaben die notwendigen Erfahrungen und machen damit den Weg für eine stetige Entwicklung der Offshore-Windenergie frei. Dazu können befristete Bundesbürgschaften für die Bauphase- und die ersten Betriebsjahre gehören.
- Die Beseitigung der Schwierigkeiten, Offshore-Windparks rechtzeitig an das Netz anzuschließen. Die vom Gesetzgeber mit Einführung von § 17 Abs. 2 a EnWG gewollte Gleichzeitigkeit der Entwicklung von Netzinfrastruktur und Offshore-Windenergie kann nur durch Clusteranbindungen und ein modular ausgebautes Netz in der deutschen Nord- und Ostsee gewährleistet werden. Nach den Anschlüssen für die ersten drei Projekte sind jetzt weitere Netzanschlüsse in 2010 beauftragt. Aus den ersten Erfahrungen müssen jetzt die Leitlinien der BNetzA dahingehend angepasst werden, dass Vorhaltungskabel nach dem Stand der Technik realisiert werden, die die Anbindung möglichst vieler Offshore Windparks ermöglichen und damit einen Eingriff in das Wattenmeer so gering wie möglich halten.
- Wegen der Bedeutung dieser Maßnahmen für die heute anstehenden Investitionsentscheidungen für Offshore Windenergie Projekte, bis zu deren Inbetriebnahme 4 bis 5 Jahre vergehen, werden Bundesregierung und Deutscher Bundestag dringend gebeten, den Investoren bald möglichst durch eindeutige Entscheidungen Planungssicherheit zu geben.

Notwendige Schritte sind aus unserer Sicht daher:

1. Verlängerung der Sprinterprämie von 2ct/kWh durch deren Einbeziehung in die Anfangsvergütung. Eine eventuelle Absenkung der Anfangsvergütung von dann 15 ct/kWh sollte im Rahmen zukünftiger EEG-Anpassung erörtert werden.
2. Verschiebung des Zeitpunktes, ab dem auch für Offshore-Windenergieanlagen eine Degressionsregelung von 5 % vorgesehen ist, von 01.01.2015 auf den 01.01.2018.
3. Ergänzung des so modifizierten Offshore-Windenergievergütungssystems durch ein Stauchungsmodell, das wahlweise eine Konzentration der Vergütung auf mindestens zwei Drittel des Zeitraumes, für den die Anfangsvergütung besteht, ermöglicht.

4. Wegfall der in § 118 Abs. 3 EnWG enthaltenen Befristung des Netzanbindungsanspruchs für OWP.
5. Entsprechende Anwendung von § 12 EEG für den Fall, dass eine Netzanbindung gemäß § 17 Abs. 2 a EnWG ohne Verschulden des Anlagenbetreibers nicht rechtzeitig hergestellt wird, mit dem Ziel, den Anlagenbetreiber so zu stellen, als wenn der Netzanschluss rechtzeitig bereit gestellt worden wäre.
6. Erweiterung des § 17 Abs. 2 a EnWG um die Rechtsgrundlage, in der AWZ der Nord- und Ostsee Clusteranbindungen zu ermöglichen und um den Auftrag, einen neuen Netzinfrastrukturmasterplan zu erarbeiten, den umzusetzen die ÜNB gegen Kostenerstattung (über die Netznutzungsentgelte) verpflichtet werden.
7. Klarstellende Regelung der standortdifferenzierten Vergütung in § 31 Abs. 2 S. 3 EEG in der Weise, dass das Bemessungsniveau für die Wassertiefe sich auf HAT (highest astronomical tide) bezieht.
8. Unplanmäßige (d. h. neben den üblichen Ausfallzeiten für planmäßige Wartung und Instandhaltung eintretende) Ausfallzeiten einzelner OWEA von mehr als 8 Tagen pro Jahr sind zu der Laufzeit der Anfangsvergütung hinzuzurechnen. Hierdurch wird das Risiko im Rahmen der Finanzierung deutlich gesenkt ohne zusätzliche Kosten zu erzeugen.
9. Das Ende des ersten Kalenderjahres nach vollständiger Inbetriebnahme des Kraftwerkes sollte als Zeitpunkt für den rechnerischen Beginn der Laufzeit der Anfangsvergütung festgelegt werden.
10. Ergänzung in § 60 EEG, um sicher zu stellen, dass trotz der Wahrnehmung der Möglichkeit einer temporären Direktvermarktung die Nutzungen im Küstenmeer und in der AWZ unentgeltlich bleiben.
11. Frühestmögliche Bereitstellung von Finanzierungshilfen durch die Bundesregierung für die ersten OWP-Vorhaben, die zum industriepolitischen Durchbruch der neuen Offshore-Windtechnologie führen. Erforderlich sind vor allem auf ca. fünf Jahre befristete Bundesbürgschaften, die auch ohne die Bereitstellung eines 50%-igen Anteils der Länder gewährt werden.
12. Änderung des BNatSchG zur Wiederherstellung der vollständigen Zuständigkeit für die Genehmigungsverfahren für OWP und Netzanbindungen in der AWZ beim BSH.

## 1. Ausgangssituation

In ihrem Positionspapier vom Juni 2007 haben sieben Organisationen als vorrangiges Ziel den Einstieg in die kommerzielle Errichtung von Offshore-Windparks (OWP) in deutschen Gewässern im Zeitraum zwischen 2008 und 2010 beschrieben. Der Einstieg ist zwar in dem genannten Zeitraum gelungen, hat sich aber um zwei bis drei Jahre verschoben und auf das Jahr 2010 konzentriert.

Nach der Inbetriebnahme des OWP-Testfeldes „alpha ventus“, wurde im Frühjahr 2010 mit dem Bau der ersten kommerziellen Offshore-Windparks Baltic 1 (EnBW) in der Ostsee und BARD Offshore 1 (Bard Holding GmbH) in der Nordsee begonnen. Beide OWP sollen bereits Ende 2010 den ersten Strom liefern. Nach Abschluss dieser Projekte im Jahr 2011 wird eine installierte Offshore Windenergie Leistung von ca. 510 MW ans deutsche Übertragungsnetz angeschlossen sein.

Für weitere Offshore-Windenergieprojekte mit einer installierten Leistung von ca. 2.500 MW befindet sich die Netzanbindung bereits in der Ausschreibungsphase, für drei Cluster (BORWIN, DOLWIN und HELWIN) wurden die Anschlüsse beauftragt. Andere Offshore-Projekte sind in ihrer Planung bereits weit fortgeschritten. Für alle derzeitigen Planungen - insbesondere für die projektfinanzierten OWP - gilt jedoch angesichts der sehr schwierigen Situation auf dem Finanzmarkt, dass die Umsetzung noch nicht gesichert ist.

Der derzeitige Entwicklungsstand wurde erreicht insbesondere durch die Anpassung der Vergütung für Strom aus Offshore-Windenergieanlagen auf 15 ct/kWh (einschließlich einer befristeten Sprinterprämie von 2 ct/kWh) ab Inkrafttreten der EEG-Novelle zum 01.01.2009 und die Regelung des § 17 Abs. 2a EnWG, der die OWP-Investoren von den Netzanschlusskosten entlastet. Allerdings hat es nach Inkrafttreten der EnWG-Änderung am 17.12.2006 fast drei Jahre gedauert, bis durch das Positionspapier der BNetzA „Spielregeln“ für die Umsetzung dieser Vorschrift entwickelt worden sind. Diese beiden wesentlichen Verbesserungen der finanziellen Rahmenbedingungen für den Bau von Offshore-Windenergieanlagen konnten sich somit erst auf in 2010 getroffene Investitionsentscheidungen auswirken.

Im Vertrauen auf die Offshore Windenergie Strategie der Bundesregierung und die Ausbauziele für erneuerbare Energien und die Bedeutung der Offshore-Windenergie innerhalb dieser Ziele, die sich auf einen parteiübergreifenden Konsens im Deutschen Bundestag stützen, sind gerade in den Küstenregionen erhebliche Investitionen in die Infra- und Suprastruktur der Häfen, in die Produktionsstätten für Offshore-Windenergieanlagen und -komponenten und in die Windenergieforschung vorgenommen worden. Diese Investitionen sind in der Anlage zu diesem Positionspapier dokumentiert und unterstreichen die positiven Aspekte einer sich im Aufbau befindlichen Offshore-Windenergieentwicklung.

Die weltweite Wirtschafts- und Finanzkrise, deren Auswirkungen auch heute noch nicht vollständig abzusehen sind, hat wesentlich zur Verzögerung der Realisierung von OWP-Projekten beigetragen. Akteure aus der Finanzbranche befinden sich weiter in Schwierigkeiten. Der Interbankenmarkt ist weiter gestört. Investoren zeigen weiterhin eine generelle Risikoaversion. Investitionen im Bereich der Offshore-Windenergie sind aufgrund der Projektvolumina besonders abhängig von Fremdkapital. Das Investitionsvolumen liegt bei den meisten Projekten im Bereich von einer Milliarde Euro und mehr, während es bei Windparks an Land in Deutschland um den Faktor 10 bis 100 darunter liegt.

## **2. Herausforderungen und Hemmnisse der Offshore-Windenergieentwicklung**

Die Ursachen für die gegenüber den Erwartungen in 2007 eingetretenen Verzögerungen der Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland von zwei bis drei Jahren werden in Folgendem skizziert. Die Hemmnisse müssen so schnell wie möglich beseitigt werden, damit die bereits kurz vor ihrer Verwirklichung stehenden Projekte realisiert werden können.

### **2.1 Wirtschaft- und Finanzkrise**

Aus den unter der Ziffer 1 genannten Gründen stellen Banken zunehmend höhere Anforderungen an die Eigenkapitalquote und an Gewährleistungen. Damit steigen die Kosten auch bei den bereits abgeschlossenen Verträgen mit der Folge, dass der geforderte Mittelüberschuss im Businessplan, der zur Bedienung der Zinsen und Tilgung für die Banken zur Verfügung stehen muss (ADSCR – Average Debt Service Cover Ratio) unter einen kritischen Wert absinkt und eine Anhebung der Eigenkapitalquote durch die Gesellschaft notwendig macht.

Insbesondere bei projektfinanzierten OWP-Vorhaben ist eine Vielzahl von Gesellschaftern z.T. mit kommunalem Hintergrund eingebunden. Es ist fraglich, ob eine weitere Erhöhung der bereits beschlossenen Eigenkapitalquote von beispielsweise ca. 35 % (z.T. wird eine noch höhere Quote gefordert) für die Projektpartner möglich ist. Hinzu kommt, dass die Beschaffung von Eigenkapital für OWP in Deutschland generell sehr schwierig ist, da die Renditeerwartung gemessen an den Herausforderungen und Risiken der noch jungen Technologie niedrig ist.

Somit muss festgestellt werden:

Es gibt kaum Projekte in der deutschen Nord- und Ostsee, die bereits im Wege einer Projektfinanzierung umgesetzt wurden. Referenzprojekte fehlen damit weitestgehend. Nationale und internationale Banken richten aufgrund von knappem Eigenkapital das Neugeschäft auf bekannte und risikoarme Projekte und Strukturen aus, Weltweit haben sich maximal 10 bis 12 Banken intensiv mit den Risikopotentialen von Offshore-Windparks - insbesondere mit denen in der Bauphase - auseinandergesetzt. Die Auswahl an Banken, die bereit und in der Lage sind, Offshore Windparks in Bau- und Betriebsphase zu finanzieren, ist überschaubar.

Auch bei Herstellern von Windenergieanlagen und Komponenten gibt es in Folge der Finanzkrise verstärkte Unsicherheiten in Bezug auf die Anforderungen des nationalen und internationalen Bankenmarktes an großvolumige Projektfinanzierungen (insbesondere, wenn junge Technologie zum Einsatz kommt). Da es bisher noch kaum Referenzprojekte für Offshore Projektfinanzierungen in Deutschland gibt, fehlen „Benchmarks“, an denen sich Banken, Investoren und die Industrie orientieren könnten. Banken fordern Garantien der Hersteller, die aber erst nach einer gewissen Erprobungszeit gegeben werden können. Bei neuen Anlagen in Projekten weit vor der Küste in tiefem Wasser sind diese Erfahrung jedoch begrenzt und müssen durch zusätzliche kostenintensive Absicherungen kompensiert werden.

Projektfinanzierte OWP-Vorhaben gelten als besonders gefährdet.

Ein klassisches OWP mit 400 MW und einem Investitionsvolumen von weit über 1 Mrd. €, das zu 2/3 fremdfinanziert werden muss, lässt sich derzeit kaum finanzieren, da insgesamt maximal 10-12 Banken weltweit zu einer Projektfinanzierung von je 30 - 50 Mio. € bereit sind. Bislang hat sich noch keine deutsche Bank bereitgefunden, eine solche Teilfinanzierung zu übernehmen.

Diese Zurückhaltung ist volkswirtschaftlich besonders kritisch, da der Bau von Offshore-Windenergieprojekten zu einem kraftvollem Wachstumsmotor für die Maritime Wirtschaft - Häfen, Schifffahrt, Werften<sup>1</sup> und Zuliefererindustrie - werden und einen entscheidenden Beitrag zur Behebung der Wirtschaftskrise zum Ausbau der Beschäftigung in den deutschen Küstenregionen und im Hinterland sowie zur Technologieführung der deutschen Industrie leisten kann<sup>2</sup>.

- Stärkung der regionalen Wirtschaft in den deutschen Küstenregionen, Schaffung zusätzlicher Arbeitskräfte,
- Anstoß innovativer Entwicklungen,
- Verbesserung der CO<sup>2</sup> Bilanz,
- Umweltfreundlicher Umbau unserer Energieerzeugerstruktur,
- Umsetzung eines bedeutenden Industripotentials, das die Zulieferer und Elektronikwirtschaft in ganz Deutschland erfasst wie
- die Schaffung neuer Exportmärkte.

Der Finanzierungsengpass muss daher mit gezielten Maßnahmen überwunden werden.

## 2.2 Netzanbindung

Weitere starke Verzögerungen der Entwicklung der Offshore-Windenergie in Deutschland gründen in den unzureichenden Regelungen der Netzanbindung. War die Bundesregierung in der Offshore Windenergie Strategie 2002 noch davon ausgegangen, dass die Anbindung der OWP an das landseitige Netz vom Markt geregelt wird, hat die Novellierung des EnWG mit der Einführung des § 17 Abs. 2a EnWG im Dezember 2006 einen Paradigmenwechsel vollzogen. OWP werden jetzt wie konventionelle Kraftwerke an Land behandelt und durch den Netzbetreiber angebinden. Das Ziel des Gesetzgebers, zeitgleich mit der Inbetriebnahme eines OWP auch den Netzanschluss zur Stromabführung zu sichern, konnte in der Praxis nicht bzw. nur unzureichend umgesetzt werden. Ein positives Signal wurde diesen Sommer mit der Beauftragung von drei Netzanschlüssen für drei Offshore Cluster durch den Netzbetreiber transpower gesetzt.

---

<sup>1</sup> Die durch die anhaltende Werftenkrise stark betroffenen Werften können und wollen hier neue Märkte erschließen, insbesondere im Spezialschiffbau und in der Fertigung von Kopf- und Konverterplattformen. Insgesamt kann bei stabilen Rahmenbedingungen der Offshore-Wind-Markt ganz wesentlich zur Rettung, Neuausrichtung und Stabilisierung der gesamten deutschen Maritimen Wirtschaft beitragen.

<sup>2</sup> Auf der 6. Nationalen Maritimen Konferenz am 29./30. März 2009 in Rostock ist eine stärkere Vernetzung der Maritimen Wirtschaft gefordert worden.

Auf gemeinsame Einladung des Bundeswirtschaftsministeriums und der Stiftung hat sich daher am 03. Mai 2010 unter der „Schirmherrschaft“ und im Beisein von Parl. StS Otto, dem Maritimen Koordinator der Bundesregierung, ein ständiger Arbeitskreis konstituiert, dessen Geschäftsführung der Stiftung anvertraut worden ist. In diesem Arbeitskreis wollen die Zuliefererindustrie (VDMA), die Schifffahrt (VDR), die Werftindustrie und Maritime Technik (VSM und GMT), die deutschen Seehäfen (ZDS) sowie die Offshore-Windenergiebranche (Stiftung) Instrumente und Informationsformen entwickeln, um die Potentiale der maritimen Wirtschaft zu optimieren. Erste Maßnahmen sind in Arbeit.

Allerdings werden erst seit Oktober 2009 werden mit dem Positionspapier der BNetzA dezierte Regeln zur § 17 Abs. 2a EnWG bei der Netzanbindung von OWP angewendet. Diese erfassen das Verhältnis zwischen Projektinvestor und Netzbetreiber. Weitgehend unberücksichtigt bleiben die Konditionen für Zulieferer, Kabelhersteller, Logistikdienstleister und Genehmigungsbehörden. Verzögerungen von bis zu drei Jahren können durch den Prozess von Ausschreibung, Auftragsvergabe und Verlegung des Kabels und/oder durch verspätetes Einleiten der Genehmigungsverfahren entstehen. Auch aus diesem Grund geraten OWP-Vorhaben in Deutschland gegenüber den europäischen Nachbarländern und insbesondere gegenüber den Ausbauaktivitäten in Großbritannien ins Hintertreffen.

Da mehrere deutsche OWP-Projekte aufgrund von Verzögerungen bei der Netzanbindung zu scheitern drohen, ist es dringend erforderlich, im Zuge der Novellierung des EEG auch eine Änderung des EnWG vorzunehmen, die eine strategische Netzplanung als Vorstufe für ein europäisches Offshore-Netz zulässt und den Übertragungsnetzbetreiber bei gleichzeitiger Absicherung seiner Kostenlast durch die Umlage auf das Netznutzungsentgelt zu vorgelagerten Investitionen veranlasst. Diese strategische Netzplanung darf jedoch in keinem Fall zu weiteren Verzögerungen bei den derzeit in Vorbereitung befindlichen Einzelanschlüssen führen.

### **2.3 Genehmigungsrechtliche Fragen**

Weiter ist festzustellen, dass durch die am 01.03.2010 in Kraft getretene BNatSchG-Novelle das Bundesnaturschutzrecht auch in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) gilt und dadurch das Genehmigungsverfahren sowohl für Kabelverlegungen als auch für OWP in der AWZ der Ost- und Nordsee erschwert wird; künftig sind zwei Behörden, nämlich das Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) und das Bundesamt für Naturschutz (BfN), statt wie bisher nur eine - das BSH - zuständig.

Der aktuelle Zustand kann durch die verteilten Verantwortlichkeiten zu unkalkulierbaren Verzögerungen der mit hohen Investitionen verbundenen Planungen von deutschen Offshore Windenergie- und Netzanbindungsprojekten führen. Zudem sind durch die Entscheidungskompetenzen des BfN nicht nur die beschriebenen Verzögerungen, sondern weitere Verschärfungen des Standarduntersuchungskonzepts (StUK) des BSH und der Genehmigungsauflagen zu erwarten, was die Entwicklungszeiten, die Kosten, die internationale Wettbewerbsfähigkeit und damit die Chancen deutscher Projekte zusätzlich negativ beeinflussen kann.

Daher ist die alleinige Zuständigkeit für das Genehmigungsverfahren nach SeeAnIV und ggf. erforderliche Entscheidungen nach BNatSchG beim BSH wiederherzustellen. Gleichzeitig ist eine bessere Personalausstattung beim BSH geboten, da in Zukunft erhebliche Ressourcen durch den Projektvollzug gebunden sein werden.

### **3. Einschätzung der Marktentwicklung**

Die Entwicklung der Offshore-Windenergie muss sich an den Empfehlungen der sechsten Nationalen Maritimen Konferenz sowie an der Offshore Windenergie Strategie der Bundesregierung insgesamt messen. Auch nach dem Regierungswechsel im September 2009 gilt hinsichtlich ihrer Energie- und Klimaschutzpolitik weiter der dritte IPCC Klimaschutzbericht und die Einigung der EU Länder auf die Zielsetzung, mindestens 20 % der Energieversorgung bis zum Jahr 2020 mit erneuerbaren Energien leisten zu wollen. Entsprechend dem EEG 2009 ist es das erklärte Ziel der Bundesregierung, bis zum Jahr 2020 den Anteil der Erneuerbaren Energien an der Stromproduktion auf mindestens 30 % zu steigern (§ 1 Abs. 2 EEG). Dieses Ziel ist ohne einen bedeutenden Beitrag der Offshore-Windenergie nicht zu erreichen. Nach

dem Langfristszenario des BMU von 2009<sup>3</sup> soll der Anteil der Windenergie an der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bis 2030 größer als 50 % (51,5 %) sein (heute 44,1 %). Davon soll allein der Anteil der Offshore-Windenergie bis zum Jahr 2030 ca. 28 % ausmachen mit dann 25.000 MW an installierter Leistung. Das heißt, die Offshore Windenergie kann mehr als ein Viertel zum Erreichen des Ziels beitragen. Generell gilt es nach diesem Langfristszenario, den Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien von 17,8 % auf 58,7 % in 2030 und auf 84 % in 2050 zu steigern.

Gleichwohl muss angesichts der eingetretenen Verzögerungen von zwei bis drei Jahren die 2007 von den sieben Organisationen vorgenommene Einschätzung der Marktentwicklung angepasst werden:

- Der Einstieg in die kommerzielle Errichtung von Offshore-Windparks in deutschen Gewässern ist 2010 gelungen.
- Bis zum Ende des Jahres 2013 kann neben Alpha Ventus und den heute bereits im Bau befindlichen OWP zumindest mit dem Bau einer installierten Leistung von ca. 1.200 MW begonnen werden. Für diese OWP sind bereits Investitionsentscheidungen getroffen worden bzw. es liegt eine unbedingte Netzzusage vor. Diese Zielgröße leitet sich auch ab aus verschiedenen für das BMU ausgeführten Untersuchungen und Gutachten, nach denen die Installation dieser Leistung als technisch und logistisch in den nächsten 3-4 Jahren realistisch eingeschätzt wird, sowie aus dem tatsächlichen Entwicklungsstand der OWP-Projekte.
- Die weitere Phase bis 2015/2016 ist für die Entwicklung von Offshore-Windenergie in Deutschland von besonderer Bedeutung. Denn ab 2015/2016 sind alle Planungen in Großbritannien auf die Realisierung großer Offshore-Windenergieleistungen bis zu 33.000 MW bis zum Jahr 2030 ausgerichtet, mit entsprechenden industriepolitischen Folgen<sup>4</sup> Die britischen Ausbaupläne fordern daher in den nächsten 5 Jahren massiv die Entwicklung der deutschen Offshore-Windenergiebranche heraus. Wenn es nicht gelingt, in dem nächsten halben Jahrzehnt deutsche OWP-Projekte soweit voranzutreiben, dass sie am Heimmarkt entsprechende Nachfrage generieren, werden Produktionskapazitäten auf andere Märkte verlagert. Die Ankündigung von Siemens und GE, Produktionsstätten für Offshore WEA in England bauen zu wollen, ist ein erster ernstzunehmender Warnschuss. In nächster Zukunft wird sich daher auch industriepolitisch entscheiden, ob die erwarteten Erfolge in der hiesigen Offshore-Wirtschaft eintreten oder Deutschland gegenüber den europäischen Nachbarn ins Hintertreffen gerät.
- Um das zu vermeiden, müssen bis zum Ende des Jahres 2015 die eingetretenen Verspätungen aufgeholt und insgesamt mindestens 7 – 8 Projekte mit ca. 3.000 MW großteils installiert, mindestens mit deren Bau begonnen werden. Nur so wird es gelingen, mit weiteren gesicherten Aufträgen einen nachhaltigen Ausbau von Fertigungskapazitäten in Deutschland zu stabilisieren.
- Auf Basis der mit dem Nationalen Aktionsplan Erneuerbare Energien (NAP) gegenüber der EU bekräftigten Zielsetzung der Bundesregierung, bis zum Jahr 2020 eine installierte Offshore-Windenergieleistung von 10.000 MW zu

---

<sup>3</sup> Langfristszenario und Strategien für den Ausbau erneuerbare Energien in Deutschland (Leitszenario)

<sup>4</sup> Die von Großbritannien offiziell deklarierte Ausbauleistung summiert sich in Round I, II und III auf 33.000 MW, nimmt man Schottland noch dazu, auf 40.000 MW.

erreichen, halten auch die Verbände und Netzwerke der Offshore Windenergie-Branche an diesem optimistischen Ziel fest. Es sichert die Marktperspektive, auf deren Basis die Industrie entsprechende Fertigungskapazitäten errichten kann und die in den Küstenregionen bereits getätigten Investitionen abgesichert werden können. Nur mit diesem ambitionierten Ausbauziel für die Offshore-Windenergie wird Deutschland seinen Anteil am EU-Ziel der Deckung von 20 % der Energiebereitstellung durch erneuerbare Energien bis 2020 erreichen können.

#### **4. Staatlicher Gestaltungsrahmen für die Förderung der Offshore-Windenergie in Deutschland**

Die Erfahrungen in den letzten drei Jahren, die wesentlich von der weltweiten Wirtschafts- und Finanzkrise geprägt waren, haben gezeigt, dass das EEG allein nicht ausreicht, um die Finanzierung kommerzieller Offshore Windenergie Projekte zu sichern. Neben der Anpassung des EEG für Strom aus Offshore-Windenergie (4.1) sind daher für die ersten Vorhaben spezifische Unterstützungsmaßnahmen der Bundesregierung erforderlich. Diese sollten zeitlich befristet und bedarfsgerecht sein und könnten in Form von Bürgschaften, Zuschüssen oder Krediten bereitgestellt werden (4.2). Bei Bedarf sollten auch Hersteller von Offshore-WEA und die Lieferfirmen von Komponenten in solche Finanzierungshilfen einbezogen werden. Daneben ist die Lösung der unzureichend geregelten Netzanbindung anzustreben, ohne die weit vorgeschrittene OWP-Projekte zu scheitern drohen (4.3).

##### **4.1 Notwendige Anpassungen im Rahmen des EEG**

Die Entwicklung der Offshore-Windenergie hat sich u.a. als Folge der weltweiten Wirtschafts- und Finanzkrise, aber auch wegen der technischen Komplexität, auf hoher See Stromerzeugungsanlagen zu errichten, gegenüber den früheren Erwartungen nicht nur in Deutschland, sondern europa- und weltweit verlangsamt. Waren Ende 2006 weltweit knapp 1.000 MW Offshore-Leistung am Netz, so sind in den letzten 3 Jahren (bis Ende 2009) nur 1.000 MW dazu gebaut worden, 577 davon in 2009. Im ersten Halbjahr 2010 wurden immerhin weitere 333 MW ans Netz angeschlossen. 440 MW bereits installierte Offshore-Windenergieanlagen werden derzeit ans Netz angeschlossen. Nur 10 MW davon wurden in Deutschland errichtet. Für 2010 rechnen BWE und VDMA Power Systems mit 150 MW Neuinstallationen, so dass Ende des Jahres insgesamt über 200 MW vor der deutschen Küste errichtet sein könnten. Im kommenden Jahr können bei Vervollständigung der Projekte dann insgesamt über 500 MW installiert sein. Die weitere Entwicklung ist stark abhängig von schnellen Anpassungen im Rahmen des EEG.

##### **4.1.1 Notwendige Korrekturen von Fristen**

Die geplante EEG-Novelle 2012 muss dieser Verlangsamung der Entwicklung Rechnung tragen und – gemeinsam mit dem EnWG – entsprechend angepasst werden:

- a) die ab dem 01.01.2015 geltende Degression von 5 % für Offshore-Windenergieanlagen (§ 20 Abs. 2 Nr. 7 Buchst. a) EEG) muss um 3 Jahre auf den 01.01.2018 verschoben werden,
- b) die ab 01.01.2016 entfallende Sprinterprämie von 2ct/kWh ist ohne Befristung zu verlängern, d.h. in die Anfangsvergütung zu integrieren. Schon heute werden alle Projekte auf der Basis von 15 ct/kWh kalkuliert und geplant. Eine spätere Absenkung sollte vom Gesetzgeber im Rahmen der periodischen EEG-Anpassungen dann vorgenommen werden, wenn das durch entsprechende Betriebserfahrungen gerechtfertigt erscheint,

- c) die bis zum 31.12.2015 befristete Netzanschlussverpflichtung (§ 118 Abs. 3 EnWG) ist in eine dauerhafte Netzanschlussverpflichtung umzuwandeln.

Zu a)

Das Instrument der Degression im EEG hat sich grundsätzlich bewährt, um bereits am Markt etablierte erneuerbare Energieformen unter Wirtschaftlichkeitsgesichtspunkten zu entwickeln. Ohne konkrete Markterfahrungen ist es jedoch verfrüht, im EEG bereits jetzt eine Degression für Offshore-Windstrom zu definieren. Auch weltweit sind bislang erst knapp 2.500 Megawatt Offshore-Windleistung installiert worden, und dies zunächst in Zeiten stark steigender Rohstoffpreise und dann in einer weltweiten Wirtschafts- und Finanzkrise. Es ist daher sinnvoll, erst nach mehrjährigen Markterfahrungen eine Überprüfung der Degression im Rahmen einer der nächsten Novellierungen des EEG vorzunehmen.

Zu b)

In der „Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See“ von 2002 und im NAP hat die Bundesregierung klare quantitative Zielvorstellungen zur langfristigen Entwicklung des Offshore-Windmarktes definiert, um die Potentiale für eine nachhaltige Energieversorgung in Deutschland zu sichern. Mit der im EEG enthaltenen Befristung der Sprinterprämie sollten ebenso wie mit der Befristung der Netzanschlussverpflichtung Investitionsentscheidungen beschleunigt werden. Die Befristungen haben sich aber als weitgehend wirkungslos erwiesen. Denn kein Investor wird eine Bauentscheidung im Hinblick auf diese „Anreize“ treffen, wenn andere wesentliche Rahmenbedingungen nicht stimmen. Die Sprinterprämie hat im derzeitigen Marktentwicklungsstadium aufgrund der sehr langen Vorlaufzeiten der Offshore-Projekte eher eine kontraproduktive Wirkung. Sie verunsichert potentielle Investoren für Offshore-Windparks, Logistik und Fertigungskapazitäten. Wie bei der Degression bietet die nächste EEG-Novellierung – bei befriedigender Marktentwicklung – ausreichend Korrekturmöglichkeiten. Auch im Hinblick auf eine Vereinfachung der EEG-Vorschriften sollte die Sprinterprämie daher aufgelöst und die 2 ct/kWh in die Anfangsvergütung integriert werden. Eine etwaige Absenkung bleibt dem Gesetzgeber bei einer der nächsten EEG-Anpassungen vorbehalten.

Zu c)

Ähnlich der Befristung der Sprinterprämie und der Degression im EEG verunsichert die Befristung der Netzanbindungsregelung potentielle OWP-Investoren und erschwert somit eine Verstetigung des sich erst langsam entwickelnden Offshore-Markts in Deutschland. Darüber hinaus kann durch diese Befristung kein systematisches Vorgehen beim Aufbau eines Offshore-Netzes erreicht werden. Die durch die Bundesregierung gewünschte Bündelung von Trassen und gemeinsame Nutzung von Übertragungskapazitäten durch Windparkbetreiber - und somit die hervorragenden ordnungspolitischen Möglichkeiten des Gesetzes - werden durch diese Befristung zumindest stark eingeschränkt. Sie sollte - auch im Hinblick auf rechtsstaatliche Gründe der Gleichbehandlung - ersatzlos gestrichen werden. Das entspricht auch der jüngsten Erklärung der Bundesregierung im Rahmen der North Sea Grid Initiative, aktiv an der Schaffung eines europäischen Offshore Netzes mitzuarbeiten.

Sollten die angesprochenen Regelungen dagegen beibehalten werden, könnten fest eingeplante Vorhaben, die im Hinblick auf die langen Projektvorlaufzeiten schon heute mit erheblichem Mitteleinsatz vorangetrieben werden, nicht mehr wirtschaftlich dargestellt werden und müssten ihre Arbeiten einstellen.

Die unter Abschnitt 2 dargestellten Verzögerungen in der OWP-Entwicklung in Deutschland machen eine Korrektur der drei Befristungen dringend erforderlich. Um die bei den langen Vorlaufzeiten erforderliche Planungssicherheit für die gefährdeten Projekte zu schaffen, ist es notwendig, dass Bundesregierung und Gesetzgeber die genannten Fristen sobald als möglich korrigieren bzw. aufheben.

#### 4.1.2 Beibehaltung der Struktur der EEG-Einspeisevergütung für Offshore-Windenergiestrom und Ergänzung durch ein optionales Stauchungsmodell

Grundsätzlich hat sich die ab 01.01.2009 geltende Anfangsvergütung von 15 ct/kWh als geeignet erwiesen, um erste Investitionen in der Offshore Windenergiebranche in einer Größenordnung von ca. 1.700 MW auszulösen. Unter Berücksichtigung der unter Ziffer 4.1.1 aufgeführten Korrekturwünsche befürworten die Verbände und Initiativen - auch im Hinblick auf die Planungssicherheit - eine Beibehaltung der bisherigen Struktur des EEG.

Ergänzend zu der bisherigen Vergütungsstruktur setzen sich die Verbände für die Einführung eines **Stauchungsmodells** ein, das an Stelle der bisherigen Regelung gewählt werden kann. Ein solches optionales Vergütungsmodell würde – ohne insgesamt zu einer Vergütungsanhebung zu führen - den Anspruch auf die Anfangsvergütung auf einen kürzeren Zeitraum konzentrieren. Es würde den Banken ermöglichen, die Rückzahlungen besser zu strukturieren und das Risiko, insbesondere in den ersten Betriebsjahren, reduzieren. Gleichzeitig wäre der notwendige ADSCR sicher einzuhalten. Damit würde die Zustimmung bei den Banken zur Finanzierung sowohl von fremd- als auch von unternehmensfinanzierten Projekten deutlich steigen.

Das grundsätzlich kostenneutrale Stauchungsmodell soll wie folgt geregelt werden:

*„<sup>1</sup>Die Vergütung beträgt für die Dauer von zwölf Jahren ab dem Ende des Kalenderjahres<sup>5</sup> der Inbetriebnahme der Anlage [unter Berücksichtigung einer erfolgten Integration der Sprinterprämie] 15 ct/kWh (Anfangsvergütung).<sup>2</sup>Dieser Zeitraum verlängert sich für Strom aus Anlagen, die in einer Entfernung von mindestens zwölf Seemeilen und in einer Wassertiefe von mindestens 20 Metern errichtet worden sind, für jede über zwölf Seemeilen hinausgehende volle Seemeile Entfernung um 0,5 Monate und für jeden zusätzlichen vollen Meter Wassertiefe um 1,7 Monate. <sup>3</sup>Der Anlagenbetreiber kann das Produkt, das sich aus der Vergütungshöhe und dem sich aus dem aus Satz 1 und Satz 2 ergebenden Zeitraum ergibt, auch über einen kürzeren Zeitraum, der aber mindestens zwei Drittel dieses Berechtigungszeitraums betragen muss, beanspruchen; die Vergütungshöhe pro kWh ist der Quotient aus dem Produkt und dem gewählten Berechtigungszeitraum. <sup>4</sup>Wenn der Anlagenbetreiber von der Option in Satz 3 Gebrauch macht, hat er dies dem ÜNB mindestens drei Monate vor Inbetriebnahme der Anlage anzuzeigen; eine spätere Änderung ist nicht möglich.“*

Das Stauchungsmodell sollte zunächst weder zeitlich befristet noch auf eine bestimmte Leistung begrenzt werden. Die Verbände und Netzwerke sind jedoch der Meinung, dass es mit den kommenden EEG-Anpassungen auf seine Wirksamkeit und seinen Bedarf hin überprüft werden sollte und damit nicht als dauerhafte Einrichtung intendiert ist.

In der weiteren Diskussion über die Novelle des EEG ist aber darüber nachzudenken, ob es bei einer Grundvergütung von 3,5 ct/kWh bleiben kann oder diese auf 6,5 ct/kWh angehoben werden sollte. Nach den heute entwickelten Konzepten ist davon auszugehen, dass Offshore-Windparks höhere Betriebs- und Wartungskosten (O&M-Kosten) als Onshore-Windenergieprojekte verursachen und eine Grundvergütung von 3,5 ct/kWh den dauerhaften Betrieb von Offshore-Windparks nicht ermöglichen wird. Das gilt insbesondere dann, wenn Betreiber überwiegend durchgehend bemannte Unterbringungs- und Serviceeinheiten in den weit vor der Küste installierten

<sup>5</sup> siehe unter Ziffer 9 (Seite 3) und unter Ziffer 4.1.3 c)

OWP einrichten. Auch die Anforderungen an OWP und Serviceeinheiten bezüglich des Schutzes und der Sicherheit (Helikopter, DP 2-Vessel, OWP-Ausrüstung, Leitzentrale) steigen ständig. Diese kostenintensive Entwicklung war nicht automatisch und zum Zeitpunkt der Verabschiedung des heute geltenden EEG nicht absehbar. Investoren, die nicht gleichzeitig Stromhändler sind, wie Finanzinvestoren, Mittelständler und teilweise auch Stadtwerke, werden voraussichtlich nur entsprechende Sicherheiten erhalten, wenn sie ihren Finanzierungsmodellen eine Grundvergütung von 6,5 ct/kWh zu Grunde legen können, ohne auf die Strommarktentwicklung abstellen zu müssen.

Nach allen Prognosen wird der Wert einer auf 6,5 ct/kWh angehobenen Grundvergütung jedoch unter dem in 10 – 12 Jahren zu erwartenden Marktpreis liegen, so dass durch eine etwaige Anhebung keine zusätzlichen Differenzkosten zulasten des Verbrauchers erzeugt werden. Entscheidend ist daher, ob die Banken annehmbare Finanzierungsbedingungen für Offshore-Windparks von einer Verbesserung der Grundvergütung auf 6,5 ct/kWh abhängig machen oder auch ohne diese auf die Strompreisentwicklung vertrauen. Daher sollte diese Frage, die voraussichtlich eher psychologische Art ist, mit den einschlägigen Bankinstituten erörtert und unter Berücksichtigung von deren Einschätzung beantwortet werden.

#### **4.1.3 Notwendige Korrekturen im Rahmen der standortdifferenzierten Vergütung**

##### **a) Klarstellungen der Rahmenbedingung**

Die in § 31 Abs. 2 S. 3 EEG vorgenommene standortdifferenzierte Vergütung bedarf einer Klarstellung. Derzeit ist nach dieser Vorschrift vorgesehen, dass pro vollen Meter Wassertiefe über 20 m die erhöhte Anfangsvergütung für 1,7 Monate länger gezahlt wird. Dabei ist das Bemessungsniveau für die Wassertiefe das denkbar ungünstigste, nämlich LAT (lowest astronomical tide). Dies sollte umgestellt werden auf HAT (highest astronomical tide). Denn das Design des Fundaments hat natürlich den höheren und nicht den niedrigsten Wasserstand zur Grundlage. Das führt zu den höheren Kosten und begründet damit die Verlängerung der erhöhten Anfangsvergütung. Dies gilt nur für die Nordsee mit Tidenhub; in der Ostsee stimmen LAT und Mittlerer Wasserstand überein.

##### **b) Anrechnung von Ausfallzeiten auf die Dauer der Anfangsvergütung**

Bei der Offshore-Windenergienutzung handelt es sich um eine neue Technologie, bei der noch mit höheren unplanmäßigen (d. h. neben den üblichen Ausfallzeiten für planmäßige Wartung und Instandhaltung eintretenden) Ausfallzeiten einzelner OWEA gerechnet werden muss. Insbesondere vor dem Hintergrund der Finanzierung ist es daher notwendig, Ausfallzeiten bei der Bemessung der Dauer der Anfangsvergütung zu berücksichtigen. D.h., sollten Ausfallzeiten einzelner OWEA von mehr als 8 Tagen pro Jahr auftreten, so sollte die Laufzeit der Anfangsvergütung um diese Ausfallzeiten verlängert werden. Hierdurch würde das Risiko im Rahmen der Finanzierung deutlich reduziert, ohne das zusätzliche Kosten entstehen.

##### **c) Dauer der Anfangsvergütung ohne Berücksichtigung des Inbetriebnahmejahres**

Aufgrund der sich naturgemäß bei der Einführung einer neuartigen Technologie ergebenden Schwierigkeiten in der Anlaufphase eines Offshoreprojektes wird es für erforderlich erachtet, das Ende des Kalenderjahres nach der vollständigen Inbetriebnahme als Zeitpunkt für den rechnerischen Beginn der Laufzeit der Anfangsvergütung festzulegen (analog § 21 Abs. 2 EEG). Unabhängig davon muss

sowohl die Stromabnahmeverpflichtung als auch die Anfangsvergütung ebenfalls für das Inbetriebnahmejahr gelten.

#### **4.1.4 Eine zeitweilige Direktvermarktung darf keine Nachteile bringen**

Eine weitere Klarstellung ist im § 60 EEG erforderlich.

Gemäß dieser Vorschrift (Nutzung von Seewasserstraßen) i.V. mit § 16 EEG (Vergütungsanspruch) stellt der Bund das Küstenmeer und die AWZ für die Dauer der Geltendmachung des Vergütungsanspruchs durch den Anlagenbetreiber für maximal 21 Jahre unentgeltlich zur Verfügung.

Bei den Vertragsverhandlungen über die Inanspruchnahme bundeseigener Flächen im Küstenmeer der Ost- oder Nordsee wurde von der Wasserschifffahrtsverwaltung die Auffassung vertreten, diese Privilegierung gelte nicht für den Zeitraum, in dem der Anlagenbetreiber gemäß § 17 EEG während einer zeitweiligen Vermarktung auf die Geltendmachung des Vergütungsanspruches verzichte.

Das steht jedoch im Widerspruch zu dem Willen des Gesetzgebers, der auch seinen Niederschlag in der einhelligen Kommentierung zu § 60 EEG erfahren hat.

Um die entstandenen Verunsicherungen in der Offshore-Windenergiebranche auszuräumen, ist trotz des zwischenzeitlich erfolgten Einvernehmens zwischen BMVBS und BMU über die Auslegung dieser Vorschrift eine Klarstellung durch die Aufnahme des folgenden Satzes erforderlich:

*„Dies gilt auch dann, wenn Anlagenbetreiberinnen oder -betreiber in dem Zeitraum ihrer Anspruchsberechtigung gemäß § 21 Abs. 2 die Möglichkeit einer Direktvermarktung im Sinne von § 17 wahrnehmen.“*

## **4.2 Notwendige Anpassungen im Rahmen der Finanzierung**

Um bei gegenwärtig sehr schwierigen Finanzierungsbedingungen Offshore-Windparks umzusetzen, sind allgemeine Maßnahmen (4.2.1), aber auch spezifische Finanzierungshilfen (4.2.2) erforderlich.

### **4.2.1 Anpassung der Finanzierungsinstrumente**

Generell gilt:

- Das KfW-Sonderprogramm Projektfinanzierung, Programmnummer 085, steht bekanntlich nur Projektgesellschaften zur Verfügung, die sich mehrheitlich in Privatbesitz befinden. Deutsche Stadtwerke gehören derzeit und sicherlich auch perspektivisch zu den wichtigsten Investorengruppen bei deutschen OWP. Eine Öffnung des KfW-Sonderprogramms Projektfinanzierung für Offshore-Windparks für Projektgesellschaften, die sich mehrheitlich in öffentlichem Besitz befinden, wäre ein zentraler und kurzfristig wirksamer Beitrag zur Verbesserung der Finanzierungsbedingungen im derzeitigen Kapitalmarktumfeld. Ein Beibehalten des gegenwärtigen Ausschlusskriteriums stellt eine ungerechtfertigte und nicht nachvollziehbare Diskriminierung dieser wichtigen Investorengruppe dar.
- Das Konjunkturprogramm II muss für Offshore-Windparkprojekte über das Jahr 2010 hinaus verlängert werden. Falls erforderlich, sind dafür schon heute die Zustimmungen der EU einzuholen.

- OWP in der deutschen Nord- und Ostsee sind - insbesondere in der Bauphase - von erheblichen Risiken geprägt. Diese Risiken konnten bei OWP Vorhaben - anders als beispielsweise bei traditionellen Kraftwerkprojekten – bislang aufgrund von mangelnden Erfahrungen nicht von Generalunternehmern vertraglich mit einem Festpreis und einem festen Fertigstellungstermin übernommen werden. Die für Banken vertretbare Absicherung der Bauphase ist deshalb eine der zentralen Forderungen bei allen Finanzierungsvorhaben für deutsche OWP. Durch öffentliche Bürgschaften können die Risiken von Bauzeit- und Baukostenüberschreitungen reduziert werden. Die Bürgschaften könnten begrenzt werden für die Bauphase und die erste Betriebsphase, z.B. bis 36 Monate nach Fertigstellung. Diese Bürgschaften könnten damit aufgrund ihrer kürzeren Laufzeit rollierend für die Bauphase eingesetzt werden, bis genügend Offshore-Parks als Referenzprojekte umgesetzt sind. Die klaren Äußerungen von Bundesumweltminister Dr. Röttgen Ende Juli 2010, sich für solche Bürgschaften einzusetzen, damit bis Ende 2011 feste Investitionsentscheidungen für bis zu 10 Windparks in der Nord- und Ostsee erreicht werden können, werden daher sehr begrüßt. Denkbar ist auch eine Ausweitung der Hermesbürgschaften, die bisher nur für Exportfinanzierung zur Verfügung steht, auf die AWZ.
- Die aus anderen Zusammenhängen entwickelte Regelung, dass Bundesbürgschaften grundsätzlich nur gewährt werden, wenn in gleicher Höhe Landesbürgschaften zur Verfügung gestellt werden, lässt sich auf OWP-Projekte nicht anwenden. Es handelt sich hier nicht um Vorhaben, die einem bestimmten Bundesland zuzuordnen wären.

#### **4.2.2 Bedarfsbezogene Finanzierungshilfen für Pilotvorhaben**

Allgemeine Programme gehen oft an der tatsächlichen Bedarfssituation einzelner Vorhaben vorbei. Bisher gibt es etwa keine OWP in der deutschen Nord- und Ostsee, die bereits im Wege einer Projektfinanzierung realisiert worden sind. Gebraucht werden daher Pilotprojekte, um damit sukzessive mehr Banken mit Offshore Wind in der deutschen Nord- und Ostsee vertraut zu machen. Solche Pilotprojekte müssen individuell entwickelt werden.

Die sieben Organisationen halten daher Gespräche der Bundesregierung mit den Verantwortlichen der ersten OWP-Vorhaben für erforderlich, die Pioniercharakter haben und bedarfsbezogen gefördert werden sollten. Dies sollte in enger Absprache mit den potentiellen Banken sowie der KfW und der EIB erfolgen. Denkbar sind Bürgschaften für Bankenkonsortien, die die Finanzierung eines Windparks übernehmen, Überbrückungshilfen, Kredite und staatliche Garantien für die Hersteller von Offshore-Windenergie, Gründungsstrukturen und Komponenten. Wichtig erscheint es vor allem, die kritische Bau- und die ersten Jahre der Betriebsphase zu unterstützen. Dadurch wird das Baurisiko reduziert und die Fremdfinanzierung erleichtert. Dabei sollten solche Hilfen grundsätzlich befristet sein.

### **4.3 Notwendige Anpassungen im Rahmen des Netzanschlusses**

#### **4.3.1 Rechtzeitige Bereitstellung des Netzanschlusses**

Das Thema Netzanschluss stellt ungeachtet erhöhter Transparenz durch das jüngste Positionspapier der Bundesnetzagentur eine zentrale Herausforderung für die Projektierergesellschaften auf der Zeitschiene dar (siehe hierzu Ziffer 2.2). Der in dem Positionspapier genannte Maximalzeitraum zur Realisierung des Netzanschlusses innerhalb von 30 Monaten nach Auftragsvergabe kann bereits heute von dem für die Nordsee zuständigen Netzbetreiber in den meisten Fällen nicht eingehalten werden. Die Investitions- und Planungssicherheit ist daher in erheblichem Maße beeinträchtigt.

tigt. Dies insbesondere auch deswegen, weil zur Erfüllung des Kriterienkatalogs zur Erlangung einer unbedingten Netzeinspeisetzusage möglichst verbindliche Verträge mit Zulieferern der Hauptkomponenten eines Offshore-Windparks abgeschlossen werden sollen und dies im Vertrauen darauf geschehen muss, dass der Netzananschluss rechtzeitig realisiert wird. In der Folge werden möglicherweise Windenergieanlagen auf hoher See errichtet, die wegen fehlendem Netzan schlusses nicht in Betrieb genommen werden können. Neben Ausfall von Erträgen drohen hier Schäden an den Anlagen. Zwar muss gemäß § 17 Abs. 2 a EnWG der Netzan schluss rechtzeitig bereitgestellt werden, dennoch bietet der sich hieraus ergebene Schadenser satzanspruch derzeit keinen ausreichenden Investitionsschutz. Daher ist es notwendig, diese Lücke durch eine entsprechende Gesetzesänderung im EEG oder durch Ergänzung des § 17 Abs. 2 a EnWG zu schließen. Die Härtefallregelung des § 12 EEG bietet hierfür einen Ansatzpunkt und sollte als Regelung für den oben beschriebenen Fall, dass der Netzan schluss vom Netzbetreiber nicht rechtzeitig hergestellt werden kann, durch einen entsprechenden gesetzlichen Verweis zur Anwendung gelangen.

#### **4.3.2 Strategische Netzinfrastruktur**

Es ist notwendig, das derzeitige System der Einzelanbindung von OWP weiter zu entwickeln. Hierzu ist eine strategische Netzplanung notwendig, die sofort beginnen muss. Nur so kann eine rechtzeitige Netzanbindung von OWP zukünftig gewährleistet werden unter Minimierung der notwendigen Kabeltrassen sowie der volkswirtschaftlichen Kosten für die Netzanbindung. Eine strategische Netzplanung, die als nationale Infrastrukturmaßnahme betrachtet werden muss, ist die Grundlage um die politischen Zielvorstellungen zur Offshore-Windenergie der Bundesregierung umzusetzen. Das im Positionspapier der BNetzA genannte System der Sammelanbindung bildet hierfür nur einen ersten Ansatz. Wie auch an Land muss das n-1 Kriterium zukünftig auch im Offshore-Bereich Anwendung finden. Die technischen Lösungen zur Verknüpfung der derzeit geplant bzw. bereits gebauten Kopfstationen stehen nunmehr zur Verfügung.

Entsprechend der gesetzlichen Grundlage (§ 17 Abs. 2a EnWG) muss sichergestellt sein, dass bei Inbetriebnahme eines Offshore-Windparks der Netzan schluss garantiert ist. Dies ist die Voraussetzung für die Finanzierung des Windparks.

Eine strategische Netzplanung ist perspektivisch auch im europäischen Kontext (vgl. "Nordsee-Netz-Initiative") zu betrachten. Sie bildet die Vorstufe für den Aufbau eines europäischen Offshore-Netzes, durch das sowohl ökologische als auch ökonomische Synergieeffekte (d. h. eine geringere finanzielle Belastung der Stromkunden) erreicht werden. Aktuell werden die Kraftwerksanschlüsse durch die Kraftwerke mit 4.000 Volllaststunden genutzt. Über 3.600 weitere Stunden freie Übertragungskapazität stehen für Übertragungsaufgaben außerhalb des Kraftwerkbetriebes zur Verfügung und können volkswirtschaftlich genutzt werden.

Es muss daher ein Netzinfrastruktur-Masterplan in der AWZ der deutschen Nord- und Ostsee erarbeitet werden, der mit den landesraumordnerischen Festlegungen für Sammelkabeltrassen im Küstenmeer durch die zuständigen Länder abgestimmt wird.


(Das Engagement der Bundesregierung im Rahmen der Nordsee-Netz-Initiative, in der die Nordseerainerstaaten zum Aufbau einer Netzinfrastruktur in der Nordsee zusammenarbeiten wollen, wird daher unterstützt. Das gilt auch für die vom BMU ins Leben gerufene Arbeitsgruppe „Netzanbindungen von Offshore-Windparks“ innerhalb der ständigen Gesprächsplattform „Zukunftsfähige Netze und System-sicherheit“.)


§ 17 Abs. 2a EnWG ist daher um den Auftrag bzw. die Ermächtigung zur Erarbeitung eines solchen Masterplanes zu ergänzen, zu dessen Umsetzung die in der Nord- und Ostsee zuständigen Netzbetreiber verpflichtet werden. Gleichzeitig muss für diese der Anspruch auf Umlegung ihrer Investitionen plus Nebenkosten über das Netznutzungsentgelt geschaffen werden. Die Aufstellung eines solchen Netzinfrastuktur-Masterplans indiziert die bereits angesprochene Streichung der in § 118 Abs. 3 EnWG enthaltenen Befristungsregelung.


Gleichzeitig würde mit einem geordneten Bau der Netzinfrastuktur auch der Vorgabe des ab 01.03.2010 in der AWZ geltenden Bundesnaturschutzrechts Rechnung getragen, das Eingriffe in den Meeresboden generell nur zulässt, wenn sie unvermeidbar sind. Mit dem Masterplan würde daher auch dem Gebot der Eingriffsminimierung entsprochen.

  
Andree Pfänder  
Vereinsvorsitzender  
Wind Energy Network Rostock e. V.

  
Jörg Kuhbier  
Vorstandsvorsitzender der  
Stiftung Offshore Windenergie

  
Dr. Wolfgang von Geldern  
Vorsitzender des Wirtschaftsverbandes  
Windkraftwerke e.V.

  
Hermann Albers  
Präsident  
Bundesverband WindEnergie (BWE)

  
Matthias Volmari  
Vorstandsvorsitzender  
windcomm schleswig-holstein e. V.

  
Dr. Ursula Prall  
Geschäftsführerin der  
Offshore Forum Windenergie GbR

  
Ronny Meyer  
Geschäftsführer Windenergie-Agentur  
Bremerhaven/Bremen e.V.