

Mitglieder der AG Betreiber/Stiftung OFFSHORE Windenergie*:

BARD Engineering GmbH, Dong Energy, EWE AG,
EnBW Erneuerbare Energien GmbH, E.ON Climate and
Renewables GmbH, RWE Innogy GmbH, Stadtwerke München
GmbH, Trianel Windkraftwerk Borkum GmbH & Co. KG,
Vattenfall Europe Windkraft GmbH



Herrn Torsten Bischoff
Referat KI III 3 „Wasserkraft, Windenergie und Netzintegration
der Erneuerbaren Energien“
Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz
und Reaktorsicherheit
Alexanderstraße 3

10178 Berlin

vorab per E-Mail: torsten.bischoff@bmu.bund.de
in Kopie: thorsten.falk@bmu.bund.de

**Stellungnahme der Stiftung OFFSHORE Windenergie und
AG Betreiber zur Ausgestaltung des Stauchungsmodells
hier: EEG-RefE vom 17.05.2011**

Stiftung der Deutschen
Wirtschaft zur Nutzung und
Erforschung der Windenergie
auf See

Kontaktadressen:

für die Stiftung

Jörg Kuhbier
Tel. 040 3410690
e-mail: kuhbier@kuhbier.com

für die AG Betreiber

Dr. Jörg Buddenberg
EWE AG
Tel. 04488 5232100
e-mail: joerg.buddenberg@ewe.de

Hamburg, den 25.05.2011

Sehr geehrter Herr Bischoff, sehr geehrter Herr Falk,

bezugnehmend und ergänzend zur Stellungnahme der Offshore-Verbände vom 20.05.2011
möchten wir Ihnen mit vorliegendem Schreiben die Gründe für eine Verbesserung der
Ausgestaltung des Stauchungsmodells und damit zur Sicherung des kommerziellen Einstiegs
und Ausbau der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland bis 2020/2030 erläutern – im
Einzelnen

Mit der Einführung eines Stauchungsmodells wird die dringend benötigte Verbesserung der
Finanzierbarkeit von Offshore-Windparks erreicht, ohne - wie vom EEG-Erfahrungsbericht
festgestellt - die EEG-Umlage nachhaltig zu belasten. Das Stauchungsmodell kann je nach
Ausgestaltung sowohl eine Verkürzung der Amortisationszeiten als auch eine moderate
Verbesserung der Profitabilität bewirken. Beides ist dringend erforderlich, um angesichts der
schwierigen Ausgangssituation in Form vorhandener und noch unkalkulierbarer Risiken in der
deutschen Offshore-Windenergienutzung das für den Aufbau der Industrie- und
Infrastrukturkapazitäten erforderliche Investitionskapital zu binden.

1. Warum ist eine Änderung der Rahmenbedingungen erforderlich?

Die bisherigen Rahmenbedingungen in Deutschland und insbesondere die auf dieser Basis
prognostizierten Projektrenditen im Bereich Offshore-Windenergie haben bislang nicht
ausgereicht, um die gewünschte breite Entwicklung des Segments und die Mobilisierung des
erforderlichen Kapitals herbeizuführen. Eine Umkehr dieses Trends zeigt sich noch nicht.

Vorstand:
Jörg Kuhbier
Dr. Knud Rehfeldt
Jörgen Thiele

Geschäftsführer:
Andreas Wagner

Steuernummer : 70/220/01465

Oldenburgische Landesbank
Konto: 964 666 44 00
BLZ: 282 226 21

KPMG errechnete im vergangenen Frühjahr auf Basis aktueller Offshore-Projekte in Deutschland eine durchschnittliche Rendite von ca. 7 %. Dies liegt auf dem Niveau von Onshore-Projekten und berücksichtigt nicht die erheblichen Risiken, denen die bislang in Deutschland noch nicht etablierte Branche ausgesetzt ist. Der Offshore-Windenergiemarkt ist zudem eher international geprägt mit derzeit nur wenigen Anbietern für Windkraftturbinen, Gründungskonstruktionen, Kabel/Umspannwerk und Schiffslogistik, die einem starkem Wettbewerb auf der Seiten der Windparkinvestoren/-betreiber gegenüberstehen - erzielbare Renditen im europäischen Vergleich liegen bei 10 bis 12 %. Drittinvestoren verlangen Eigenkapitalrenditen von 15 % und mehr.

Im etablierten kommerziellen Projektgeschäft werden diese Anforderungen durch die Einbeziehung von preiswertem Fremdkapital erzeugt (Leverage). Aufgrund der speziellen deutschen Risiko- und Pioniersituation gelingt dies im Offshore-Bereich bislang noch nicht. Die Erfahrungen mit den ersten Offshore-Windparkprojekten (BARD Offshore 1, Baltic 1) und die Vorbereitung weiterer Vorhaben mit Investitionsentscheidungen seit verganginem Jahr haben außerdem neue Erkenntnisse über die Auswirkungen der aktuellen Projektrisiken und Markthemmnisse beim kommerziellen Einstieg in die Offshore-Windenergienutzung gebracht. Ggü. den Erhebungszeiträumen der KPMG Offshore-Studie 2010 sowie den Gutachten zum EEG-Erfahrungsbericht, aber auch noch im Laufe des letzten Jahres bis heute und noch nach bereits getätigten Investitionsentscheidungen, haben sich v.a. folgende Kostengrößen und Risikoaufschläge verändert:

- Die Stahlpreise sind seit 2010 spürbar angestiegen und belasten genehmigte Projektbudgets.
- In den Phasen der Bauvorbereitung, Realisierung und Inbetriebnahme auftretende, unvorhersehbare Verzögerungen (z.B. durch verspäteten Netzanschluss oder Schlechtwetter) ziehen i.d.R. Vertragsstrafen nach sich und führen zu erheblichem Mehrkosten. Erst im Zuge der Verwirklichung weiterer Offshore-Windparkprojekte seit 2010/2011 wurde die Größe des Risikos erkennbar: Die Netzanbindung kann sich um bis zu einem Jahr verzögern (diese beträgt nach gegenwärtigem Stand ausnahmslos bei allen Offshore-Windparks mit unbedingter Netzanbindungszusage bei 36 Monaten). Diese Zusatzkosten liegen bei bis zu 10 % des Investitionsvolumens für den Erhaltungsbetrieb und das Aufbringen von Zwischenfinanzierungskosten.
- Neue technische Designanforderungen an die Belastungsfähigkeit der Anlagen (Stichwort: Zyklik) führen zu zusätzlichen Kosten im Bereich von 2 bis 5 % des Investitionsvolumens.
- Anforderungen an den Umweltschutz und hier insbesondere Maßnahmen zur Dämpfung der Geräuschemissionen bei der Errichtung der Gründungskonstruktionen ohne Rückgriffmöglichkeit auf Stand von Wissenschaft und Technik oder marktgängige Lösungen (Blasenschleier) sowie drohende Bauausschlussfenster. Die Umsetzung der Schallschutzanforderungen führt zu einer deutlichen Kostensteigerung für die Anwendung der Schallschutzsysteme und wegen der Auswirkungen auf die Errichtungsabläufe zu einer Erhöhung des Wetterrisikos.
- Erforderlichkeit der Anpassung von Schutz- und Sicherheitsanforderungen im laufenden Realisierungsprozess (Auflagen BSH/SchuSiKo, erhöhte Anforderungen der Wasser- und Schifffahrtsverwaltung) ziehen Mehrkosten nach sich.

- Fremdkapitalzinsen für Offshore-Windparkprojekte sind um 50 Basispunkte gestiegen und steigen weiter. Gleichzeitig liegt die Forderung der Eigenkapitalquote bei teilweise über 40%, so dass für projektfinanzierte Projekte kein sogenannter Leverage-Effekt auf die Eigenkapitalverzinsung entsteht.
- Anforderungen an den Versicherungsschutz sind deutlich höher als projiziert und führen zu relevant gestiegenen laufenden Kosten.

Vor diesem Hintergrund sind die Beibehaltung der EEG-Vergütungshöhe für die Offshore-Windenergie i.H.v. 15 ct/kWh und die zeitliche Verschiebung der Degression lt. EEG-RefE ausdrücklich zu begrüßen.

Aus den oben genannten Gründen ist aus Sicht der AG Betreiber / Stiftung aber auch eine optimale Ausgestaltung des Stauchungsmodells notwendig. Damit sollen für die nächsten Jahre eine spürbare Anreizwirkung für den weiteren und zügigen Ausbau der Offshore-Windenergienutzung in Deutschland entfaltet und Projektrenditen ermöglicht werden, die dem beschriebenen Risikoprofil zumindest in Ansätzen gerecht werden. Dazu ist unserer Meinung nach entweder eine Verlängerung der derzeit vorgeschlagenen Stauchungsperiode und/oder sowie eine Erhöhung des gestauchten Tarifs notwendig. Erforderlich ist angesichts der langjährigen und komplexen Planungsvorläufe (von Genehmigungsbescheid bis Investitionsentscheidung über Bauvorbereitung und Realisierung bis zur vollständigen Inbetriebnahme) auch eine Verlängerung der Befristung auf mindestens bis Ende 2017. Zudem ist - wie im Eckpunktepapier der Bundesregierung vom 04.05.2011 angekündigt - eine Regelung zur vollständigen Entfristung der Bereitstellung der Netzanbindung in der EnWG-Novelle bzw. dem NABeG einzufügen.

2. Lässt sich die Vergütung für Strom aus Offshore-Windenergie absehbar signifikant senken?

Sobald die Pionierphase und damit der kommerzielle Einstieg überwunden, die Netzinfrastruktur errichtet ist und ein breites Anbieterfeld existiert, können die Stromgestehungskosten aus Offshore-Windparks dem Marktniveau nahekommen. Eine aktuelle Studie von Deloitte für den dänischen Offshore-Windenergiemarkt prognostiziert sinkende spezifische Gesamtinvestitionskosten bis 2020 von etwa 20 bis 30% – für den Aufbau einer neuen Industrie ein überschaubarer Zeitraum. Nur so lange ist die oben beschriebene Anreizwirkung des Stauchungsmodells erforderlich. Konkret können folgende Verbesserungen erreicht werden:

- Verringerung der Investitionskosten bei Windkraftturbinen und anderen wesentlichen Komponenten durch höhere Anbieteranzahl, neue Technologiekonzepte (z.B. Schwerkraftfundamente) und sinkende Risikoaufschläge aufgrund von Lerneffekten in der Projektdurchführung,
- Verringerung der Kosten für Installationslogistik durch eine größere Anzahl von Spezialschiffen, geschulten Fachkräften und Logistikunternehmen sowie eine schnellere Errichtung von Offshore-Windparks aufgrund von Lerneffekten sowie durch den Ausbau der deutschen Hafeninfrastruktur,
- Verringerung von Stillstandszeiten durch schnellere Netzanbindung, Sammelanbindung und Vermaschung der Offshore-Umspannwerke auf Basis des Masterplans Offshore,

- Optimierung des Anlagenbetriebs durch Lerneffekte und durch Nutzung von Synergien zwischen den verschiedenen Offshore-Windparks,
- Standardisierung und Beschleunigung der Genehmigungsprozesse,
- Verringerung der Finanzierungskosten durch Reduzierung der Risikoaufschläge mit zunehmender Etablierung der Offshore-Technologie.

Erste Kostensenkungsschritte sind in rund 5 Jahren zu erwarten. Bis dahin kann sich eine Offshore-Windturbinentechnik etablieren und die Zahl der Anbieter für die wesentlichen Komponenten (Windkraftturbinen, Fundamente, Umspannwerke, Kabel) und für die Schiffslogistik deutlich erhöhen. In den nächsten 5 Jahren können auch wesentliche Schritte des Masterplans Offshore umgesetzt sein. Bei Projektrealisierungszeiten von derzeit 3 bis 4 Jahren ab Auftragsvergabe können sich diese verbesserten Rahmenbedingungen bei gegebener Kosten-, Markt- und Netzinfrastruktur mit Inbetriebnahmen ab 2017 positiv auswirken. Die EEG-Förderkonditionen für Windenergie Offshore ließen sich zeitgleich (spät. ab Novellierung, Erfahrungsbericht ca. 2016) anpassen. Dabei verhindert das Stauchungsmodell übermäßige „Hypothesen“ auf die Zukunft: Die Zahl der Vergütungsjahre wird damit verkürzt, das zukünftige EEG-Gesamtaufkommen lässt sich somit besser steuern.

Wir hoffen, mit unseren Ausführungen Verständnis und Nachvollziehbarkeit für die schwierigen Herausforderungen im Bundesumweltministerium erzeugt zu haben und sehen der Zielerreichung 10 GW bis 2020 entgegen. Wir würden eine Anpassung der im EEG-Referentenentwurf vorgeschlagenen Vergütungskonditionen begrüßen. Für Rückfragen und weitergehende Erläuterungen stehen wir Ihnen jederzeit gern zur Verfügung.

Mit freundlichen Grüßen



Jörg Kuhbier
Vorstand Stiftung Offshore Windenergie

gez. Stephan Bormann
Bard Engineering GmbH

gez. Robert Helms
Dong Energy

gez. Dr. Jörg Buddenberg
EWE AG

gez. Stefan Thiele
EnBW Eneuerbare Energien GmbH

gez. Sven Utermöhlen
E.on Climate and Renewables GmbH

gez. Prof. Dr. Martin Skiba
RWE Innogy GmbH

gez. Christian Vogt
Stadtwerke München GmbH

gez. Klaus Horstick, Trianel
Windkraftwerk Borkum GmbH&Co. KG

gez. Georg Friedrichs
Vattenfall Europe Windkraft GmbH



* Die **“AG Betreiber“** ist eine Arbeitsgruppe der Stiftung Offshore Windenergie und vereint die Unternehmen organisiert, die dauerhaft Offshore-Windparks in Deutschland betreiben wollen und entsprechende Investitionsentscheidungen getroffen haben. Die vertretenen Unternehmen verfügen über detaillierte Einsicht in die aktuellen Entwicklungen der Offshore-Branche und betreiben gemeinsam heute einen Großteil der weltweit installierten Offshore-Windkraftkapazitäten.

Vorstand:
Jörg Kuhbier
Dr. Knud Rehfeldt
Jörgen Thiele

Geschäftsführer:
Andreas Wagner

Steuernummer : 70/220/01465

Oldenburgische Landesbank
Konto: 964 666 44 00
BLZ: 282 226 21