



## **Stellungnahme zum Referentenentwurf eines EEG 2012 (Stand des Entwurfs: 17. Mai 2011)**

Die unterzeichnenden Verbände und Institutionen der Offshore-Windenergiebranche begrüßen die Vorlage des Referentenentwurfs eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, dessen wesentlicher Inhalt eine Novellierung des EEG ist.

Wegen der Kürze der Zeit, der für eine Stellungnahme zur Verfügung gestellt wurde, können im Folgenden nur Ausführungen zu Punkten erfolgen, die sich unmittelbar auf die Offshore-Windenergienutzung beziehen.

### **I. Ergänzung der Definition „Offshore-Anlage“ (§ 3 Nr. 9 EEG-RefE)**

Wir begrüßen die im EEG-RefE vorgesehene Ergänzung der Definition des Begriffs „Offshore-Anlage“. Hierdurch wird einem Fehlverständnis, dass eine Offshore-Anlage auch eine auf einer Insel in der angegebenen Entfernung stehende Anlage eine Offshore-Anlage wäre und damit die Küstenlinie einer Insel die Bemessungsgrundlage für die Küstenentfernung sein müsste, die Grundlage entzogen.

### **II. Degression (§ 20 Abs. 2 Nr. 6 lit. a) EEG-RefE)**

Die unterzeichnenden Verbände begrüßen die Verschiebung des Zeitpunkts, zu dem die Degression einsetzen soll. Da der Einstieg in die kommerzielle Nutzung der Offshore-Windenergie noch nicht gelungen ist und noch keine Skalierungseffekte vorliegen, ist dies im Rahmen des Degressionssystems des EEG der konsequente Schritt.

Es wird sich allerdings erst im Laufe der nächsten Jahre erweisen können, ob eine Degression von 7% ab 2018 wirklich sachgerecht ist. Gegebenenfalls wäre die Höhe wieder anzupassen; dies hängt von der tatsächlichen Markt- und Technologieentwicklung und der Lernrate ab.

### III. Integration des „Sprinterbonus“ in die Anfangsvergütung (§ 31 Abs. 2 S. 1 EEG-RefE)

Ebenfalls ausdrücklich begrüßt wird die Integration des Sprinter-Bonus in die Anfangsvergütung. Diese Stärkung der Investitionssicherheit ist dringend erforderlich, um dem Anreizsystem des EEG auch bei der Offshore-Windenergie Durchschlagskraft zu verleihen.

### IV. Optionale Einführung eines Stauchungsmodells (§ 31 Abs. 3 EEG-RefE)

Grundsätzlich zu begrüßen ist auch die Einführung des optionalen Stauchungsmodells; dies nimmt eine wichtige Anregung der Offshore-Windenergiebranche auf und erweitert wegen der Wahlmöglichkeit die Handlungsspielräume der Investoren.

Die unterzeichnenden Verbände haben allerdings erhebliche Zweifel, dass mit der vorgeschlagenen Modellausgestaltung eine hinreichende Verbesserung der ökonomischen Rahmenbedingungen für Offshore-Windenergie bewirkt werden kann. Das Stauchungsmodell könnte ein zentrales Element des Förderregimes werden, berücksichtigt aber mit diesen Parametern nicht die mit der Stauchung auch einhergehenden Risiken bzw. reduziert die angestrebten Vorteile und kann so letztlich sogar zu einer Verschlechterung der Profitabilität eines Offshore-Windparks führen. Der Vorschlag, der seitens der Offshore-Windenergiebranche im Positionspapier vom August 2010 unterbreitet und in einer Studie der KPMG<sup>1</sup> bestätigt wurde, ist hiermit nicht hinreichend umgesetzt.

#### **Mindestens erforderlich ist eine Stauchung auf neun Jahre bei einer Vergütung von 19,5Ct/kWh.**

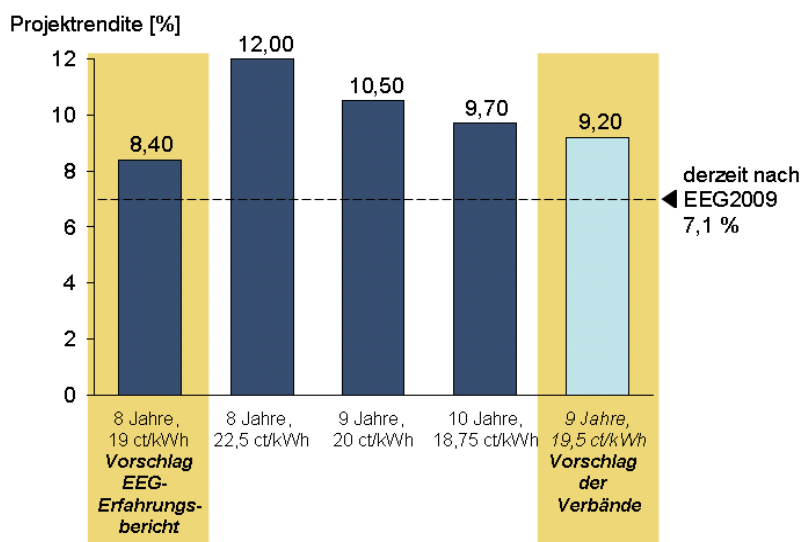
Die KPMG-Studie stellt fest, dass die Projektrendite für Offshore-Windparks nach dem EEG 2009 nicht attraktiv ist; sie liegt - nach Steuern bei einer hundertprozentigen Eigenkapitalfinanzierung - bei 7,1% und damit unter den Renditen von Projekten mit deutlich niedrigerem Risikoprofil und unter der Rendite von Projekten in Großbritannien. Die in der KPMG-Studie vorgeschlagenen Stauchungsmodelle kommen zu erzielbaren Projektrenditen von

- 9,7% bei Stauchung auf zehn Jahre bei 18,75 Ct,
- 10,5% bei Stauchung auf neun Jahre bei 20 Ct,
- 12% bei Stauchung auf acht Jahre bei 22,5 Ct.

Die im Referentenentwurf vorgeschlagene Stauchung auf acht Jahre bei 19 Ct. führt zu einer Rendite von 8,4%. Dies ist gegenüber der bisherigen Regelung zwar eine leichte, aber insgesamt unzureichende Verbesserung der Profitabilität von Offshore-Projekten. Sie liegt deutlich unterhalb dessen, was die KPMG als das am wenigsten attraktive Modell errechnet hat (Stauchung auf zehn Jahre). Die von den unterzeichnenden Verbänden vorgeschlagene Stauchung auf neun Jahre bei 19,5Ct/kWh läuft auf eine Rendite von 9,2% hinaus und bleibt damit ebenfalls unterhalb der KPMG-Szenarien:

---

<sup>1</sup> Offshore-Windparks in Europa, Marktstudie 2010



**Abbildung 1: Übersicht über Projektrenditen nach verschiedenen Stauchungsmodellparametern, Quelle: KPMG (12%, 10,5%, 10,5%),<sup>2</sup> Einzelbetreiber (8,4%; 9,2%);<sup>3</sup> Grafik: WAB**

Diese Berechnung beruht auf den folgenden, von der KPMG zur Verfügung gestellten gemittelten Annahmen:

- Entwicklungskosten: € 35 Mio. pro Projekt (Durchschnitt).
- Spezifische Investitionskosten je kW: € 3,7 Mio. (dies beinhaltet eine zehnpromtente Kostenreserve; ohne Netzanschluss; es ergibt sich kein signifikanter Unterschied bei Verwendung von 5 MW oder 3,6 MW-Anlagen).
- Investitionskosten und Einnahmen während der Bau- und Inbetriebnahmephase: Auszahlungsplan für die Investitionskosten unterstellt 30% im Jahr 1, 50% im Jahr 2 und 20% im Jahr 3.
- Angenommen wird hierfür eine Staffelung der Inbetriebnahme von 0% der Anlagen im Jahr 1 (Anzahlungen), 50% der Anlagen im Jahr 2 und 100% der Anlagen im Jahr 3.
- Es wurde ein Windertragsszenario von P50 zugrundegelegt.
- Die Annahme für Betriebskosten beträgt € 25,5/MWh auf der Preisbasis von 2010, inflationiert mit 2% p.a.
- Es wurde darüber hinaus ein einmaliger Anstieg der Betriebskosten nach typischem Auslaufen des O&M-Vertrags nach fünf Jahren um 11% unterstellt.
- Es wurde bezüglich des Energieertrags ein Nettokapazitätsfaktor von 44% unterstellt, was ca. 3.850 Vollaststunden entspricht (nach Berücksichtigung von technischer Verfügbarkeit, Abschattungseffekten, Eigenstromverbrauch und Stromübertragungsverlusten).
- Nach Auslaufen der Anfangsvergütung wurde eine Direktvermarktung unterstellt, mit Marktpreisen auf Basis von EEX-Futures 2011-14 (Stand: 9. Juli 2010), danach Indexierung mit 2% p.a. Es wurde kein Abschlag für Volatilität der Strompreise bzw. Kosten der Direktvermarktung vorgenommen.
- Die Betriebsdauer wurde auf 20 Jahre gesetzt.

<sup>2</sup> Berechnet auf der Grundlage einer standortbedingten Verlängerung um ca. 1,5 Jahre.

<sup>3</sup> Berechnet auf der Grundlage der KPMG-Studie und unter der Annahme, dass standortbedingt für weitere zwei Jahre eine erhöhte Vergütung von 15 Ct/kWh gezahlt wird.

- Die Rückstellung (über zwanzig Jahre) wurde auf der Grundlage von Rückbaukosten iHv € 200,- pro MW angesetzt.
- Zur EK/FK-Quote wurden zwei Modellvarianten aufgesetzt, nämlich eine mit einer hundertprozentigen Eigenkapitalfinanzierung und eine mit angenommener Projektfinanzierung. Bei der Projektfinanzierung wiederum wurden 35% Eigenkapital, 65% Fremdkapital (davon € 200 Mio. EIB mit 2,5% Marge (Basiszinssatz 3,0% (inzwischen höher) und Rest Geschäftsbanken mit 3,5% Marge) angenommen.

Eine angestrebte Eigenkapitalrendite vor Steuern ist in die Modellberechnung nicht eingeflossen, da sie Ergebnis, nicht input eines solchen Modells darstellt.

Es ist beabsichtigt, dass weitere detaillierte Angaben von Einzelunternehmen zur Verfügung gestellt und gegebenenfalls in einem Gespräch näher erläutert werden.

Die Stauchung hat den Vorteil einer Verbesserung der Amortisationszeiten. Sie hat aber den Nachteil, dass das Ausfallrisiko in Bezug auf die Windenergieanlagen während der Stauchungsjahre steil ansteigt. Für Ausfälle/Fehler der Netzanbindung ist in § 31 Abs. 4 EEG-RefE eine deutliche Risikominderung (s.u. V.) vorgesehen, doch verbleibt bezüglich der Windenergieanlagen das Risiko beim OWP-Betreiber. Dieser Risikoaufschlag mindert den Stauchungseffekt - dem muss bei der Bemessung der Vergütungshöhe begegnet werden. Andernfalls liefe der Vorteil, der zur Investitionsentscheidung anreizen soll, leer.

Im Erfahrungsbericht, auf dem dieser Gesetzesentwurf basiert, wurden diese besonderen Herausforderungen prinzipiell anerkannt und es wurde festgestellt, dass insbesondere mit den ersten Offshore-Windparks Erfahrungen gesammelt werden müssen, um einen Prozess der Kostendegression in Gang zu setzen. Diese Erfahrungen können allerdings nur bei ausreichenden wirtschaftlichen Rahmenbedingungen gesammelt werden, damit eine entsprechende Ausbaudynamik auch bei der Windenergie auf See in Gang gesetzt werden kann.

Es wäre fatal, wenn in einem ohnehin schwierigen Umfeld die Gelegenheit verpasst würde, einen wirksamen Anreiz für die Investition zu setzen und die gerade beginnende Startphase zu lähmen. Entscheidend ist, dass im Mittel die Attraktivität so verbessert wird, dass der erforderliche Boom ausgelöst wird; dies muss die Messlatte sein. Die im Erfahrungsbericht angesprochenen Herausforderungen bei der Finanzierung von Offshore-Windparks, der internationale Wettbewerb sowie die noch bestehenden Risiken dieser jungen Technologie und der noch nicht vollends belastbaren Branche müssen gerade in dieser frühen Phase der Markteinführung im Gesetz ausreichend berücksichtigt werden, ebenso wie die besonderen Bedingungen deutscher Offshore-Windparks (Wassertiefe, Küstenentfernung, Genehmigungsaufgaben etwa im Bereich Schallschutz).

Der kommerzielle Einstieg in die Windenergienutzung auf See muss mit **dieser** EEG-Novelle gelingen. Sie fällt zusammen mit dem Moment, in dem die wegweisenden Investitionsentscheidungen getroffen werden, die für die nächste Projektgeneration den Auftakt bilden müssen, sollen bis 2020 10.000MW installierte Leistung offshore errichtet sein. Während in der Vergangenheit wegen der ausgesprochen langen Vorlaufzeiten die Planungen trotz eines unzureichenden Anreizes fortgeführt werden konnten, geht es nun darum, diese Planungen ins Werk zu setzen und Offshore Windparks zu verwirklichen. Es wäre falsch, sich zu diesem Zeitpunkt in Details der Berechnungsgrundlagen zu verlieren. Entscheidend ist, dass die deutsche Offshore-Windenergiebranche sich im scharfen internationalen Konkurrenzkampf behauptet und dass ein starkes Signal gesetzt wird, die Investoren beim Aufbau dieser als zentral erkannten Stromerzeugungsart zu unterstützen und ihre Vorreiterrolle und die damit notwendig verbundenen Risiken zu honorieren und diese Technologie ernsthaft und wirksam zu fördern. Gelingt dies mit dieser Novelle nicht, wird die deutsche Offshore-Entwicklung trotz der *sonstigen* umfassenden Anstrengungen ihre im internationalen Vergleich zur Zeit überaus nachrangig Rolle dauerhaft behalten.

## **V. Verlängerung des Anfangsvergütungszeitraums im Falle von Netzunterbrechungen (§ 31 Abs. 4 EEG-RefE)**

Die Abfederung des Risikos, dass eine bereits errichtete Netzanbindung ohne Zutun des OWP-Betreibers unterbrochen wird und er auch vom Netzbetreiber keinen Schadensersatz erhalten kann, ist ausgesprochen hilfreich. Hierdurch wird ein großer Unsicherheitsfaktor vermindert, der immer wieder Fragen aufgeworfen hat.

## **VI. Nutzung von Seewasserstraßen**

Wir begrüßen weiterhin die vorgesehene Klarstellung in § 60 EEG, dass die AWZ bzw. das Küstenmeer auch in Zeiträumen der Direktvermarktung nach § 17 EEG unentgeltlich für den Betrieb der Offshore-Windenergieanlagen genutzt werden können.

## **VII. Entwicklungen außerhalb des EEG**

Weitere Gesichtspunkte haben die unterzeichnenden Verbände in ihrer Stellungnahme vom 17. Mai 2011 zum Entwurf des EEG-Erfahrungsberichts vom 3. Mai 2011 aufgeführt; sie haben Bestand. Von besonderer Dringlichkeit sind

- die Verabschiedung des seit einem Dreivierteljahr angekündigten KfW-Programms,
- Fortentwicklungen im Bereich der Netzintegration sowie
- eine Konzentrationswirkung der Anlagengenehmigung für Offshore-Windparks.

**20. Mai 2011,**

gez. *Jörg Kuhbier*, Vorstandsvorsitzender der Stiftung Offshore Windenergie

gez. *Dr. Ursula Prall*, Geschäftsführerin des Offshore Forums Windenergie GbR

gez. *Ronny Meyer*, Geschäftsführer der Windenergie-Agentur Bremerhaven/Bremen e.V.

gez. *Thorsten Herdan*, Geschäftsführer VDMA Power Systems

gez. *Andree Iffländer*, Vereinsvorsitzender Wind Energy Network Rostock e.V.

gez. *Dr. Wolfgang von Geldern*, Vorsitzender des Wirtschaftsverbands Windkraftwerke e.V.

gez. *Matthias Volmari*, Vorstandsvorsitzender windcomm schleswig-holstein e.V.

gez. *Michael Westhagemann*, 1. Vorsitzender des Vereins zur Förderung des Clusters Erneuerbare Energien Hamburg e.V.