

## ***Der Vorstand***



### **Geschäftsstelle Cuxhaven:**

Baudirektor-Hahn-Straße 20  
27472 Cuxhaven  
Tel.: 04721 – 66 77 243  
Fax: 04721 – 66 77 251  
E-Mail: info@wvwindkraft.de

### **Vorstand:**

Dr. Wolfgang von Geldern, *Vorsitzender*  
Lothar Schulze, *Stellvertreter*  
Nils Niescken, *Schatzmeister*  
Curtis Briggs  
Karl Detlef  
Fritz Laabs

**Stellungnahme des Wirtschaftsverbandes Windkraftwerke e. V. (WVV)  
zum Referentenentwurf „Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des  
Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften des  
Energiewirtschaftsrechts“, vorgelegt vom Bundesministerium für Wirtschaft und  
Energie am 04.03.2014**

### **I. Windenergie an Land**

#### **Allgemeine Aussagen:**

Der vorgelegte Referentenentwurf zum EEG (Stand: 04.03.2014) muss dringend geändert werden. Nach den Regelungen des Entwurfs wird ausgerechnet die günstigste der Erneuerbaren Energien, die schnell und effektiv ausbaubare Windenergie an Land in ihrem Ausbautempo massiv behindert, gedeckelt und reduziert. Die Ziele des Klimaschutzes und die im Entwurf selbst genannten Ausbauziele werden mit den geplanten Regelungen gefährdet, sie können so nicht erreicht werden. Aus Sicht des WVV sind deutliche Verbesserungen erforderlich.

Durch die Streichung der Boni und die Einführung der Direktvermarktungspflicht, deren Kosten zu Lasten der Betreiber gehen, sind starke Kürzungen über die bereits im EEG 2012 festgelegten Degressionen hinaus eingeführt worden. Hinzu kommt der Plan, die Dauer der Anfangsvergütung in einem Maße zu kürzen, die die Wirtschaftlichkeit von Windenergieprojekten in einem Bereich der Standortqualitäten von 80% bis 130% massiv beeinträchtigt. Es ist zu befürchten, dass wegen der auf deutlich unter 15 Jahre verkürzten Laufzeit der Anfangsvergütung keine Finanzierung der Projekte möglich ist. Für kürzer laufende Finanzierungen reicht der Cash-Flow nicht aus, für längere Finanzierungen fehlt es an der Höhe der Anfangsvergütung. Hier ist dringend nachzubessern.

Insgesamt verursachen die Regelungen zu den Vergütungssätzen zusätzlich eine extreme Anfälligkeit bezüglich jedweder Änderung von wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Rohstoffpreise, Zinsniveau).

Der Ausbau der Windenergie mit den damit verbundenen langen Zeiträumen der Projektentwicklung von mehreren Jahren wird durch die unsicheren Perspektiven stark gefährdet.

Die Unsicherheit wird zusätzlich durch den geplanten Übergang zu einem Ausschreibungssystem verstärkt. Die Vorteile des kostengünstigen Ausbaus der Windenergie werden ohne Not aufs Spiel gesetzt. Zusätzliche Risiken müssen von den Akteuren letztlich eingepreist werden, was zu höheren Stromerzeugungskosten führen muss. Die Erfahrungen in den europäischen Nachbarländern zeigen die negativen Wirkungen derartiger Systeme auf die Ausbaudynamik auf.

#### Zu einzelnen Regelungsbereichen:

1. Das geänderte Referenzertragsmodell macht windstarke Küstenstandorte unfinanzierbar. Das gilt auch für anstehende Repoweringmaßnahmen. Im Bereich von 100 – 130 %-Standorten wäre keine zukünftige Entwicklung mehr möglich. (Beispiel: 110 %-Standort läge bei einer Anfangsvergütung von nur noch 7 Jahren und 9 Monaten; 120 %: 6 Jahre 5 Monate; 130 %: 5 Jahre) Diese Zeiträume müssen, um einen Ausbaustopp zu vermeiden, dringend wieder verlängert werden.
2. Das geänderte Referenzertragsmodell bzgl. Dauer der Anfangsvergütung wird den Ausbau der Windenergie im windgünstigen Binnenland zum Stocken bringen:
  - Ruinöse Kürzung des Zeitraums der Anfangsvergütung an Standorten oberhalb von 77,5% des Referenzstandortes, insbesondere bei Standorten von 80 bis 100%. Nach den Planungen würde ein Standort mit einer Qualität von 80% des Referenzstandortes die Anfangsvergütung 18 Jahre und 6 Monate erhalten. Durch die starke Kürzung reduziert sich der Zeitraum der Anfangsvergütung bei einem Standort mit 90% auf 12 Jahre und 9 Monate, ist also knapp 6 Jahre kürzer! (Siehe Erläuterungsteil im Referentenentwurf, Tabelle auf Seite 168 „Zeitraum der Anfangsvergütung“).

Verhältnis der Ertragsqualität des Standortes im Vergleich zum Referenzstandort	Laufzeit der Anfangsvergütung in Monaten nach EEG 2012	Laufzeit der Anfangsvergütung in Jahren nach EEG 2012	Laufzeit der Anfangsvergütung in Monaten nach EEG 2014	Laufzeit der Anfangsvergütung in Jahren nach EEG 2014	Kürzung des Zeitraumes der Anfangsvergütung in Monaten	Kürzung des Zeitraumes der Anfangsvergütung in Jahren	Relative Kürzung des Zeitraumes der Anfangsvergütung
77,5 %	253	21,08	240	20	-13	1,08	-5 %
80,0 %	247	20,58	222	18,5	-25	2,08	-10 %
90,0 %	220	18,33	153	12,75	-67	5,58	-30 %
100,0 %	193	16,08	110	9,17	-83	6,92	-43 %
110,0 %	167	13,92	93	7,75	-74	6,17	-44 %
120,0 %	140	11,67	77	6,42	-63	5,25	-45 %
130,0 %	113	9,42	60	5	-53	4,42	-47 %

- Im Binnenland sind 15 Jahre Finanzierung Standard, eine kürzere Laufzeit der Anfangsvergütung führt dazu, dass nicht finanziert werden kann. Mindestens 16 Jahre Anfangsvergütung bei allen Standorten bis zu einer Standortqualität von 90% sind erforderlich, sonst ist keine Finanzierung möglich und der Ausbau der Windenergie im Binnenland kommt zum Erliegen.

### 3. Es ist eine Anhebung der Vergütung im windschwachen Binnenland erforderlich

- Unterhalb einer Standortqualität von 77,5% besteht kein Ausgleich für die geringer werdenden Energieerträge und die damit einhergehende geringere Wirtschaftlichkeit. Zudem ist das Risiko der Volatilität der Stromerträge durch unterdurchschnittliche Windverhältnisse im Binnenland größer. Daher ist eine Kompensation erforderlich, sofern das Ziel des Ausbaus der Windenergie auch in südlichen Bundesländern weiter verfolgt werden soll.

#### Vorschlag:

- Die rechnerische Verlängerung der Anfangsvergütung über 20 Jahre hinaus soll auf den Finanzierungszeitraum von 16 Jahren umgelegt werden und führt dann zu einer Erhöhung der Anfangsvergütung. Die Differenz zwischen 4,95 und 8,9 Cent/kWh, also ca. 4 Cent x Jahreserträge der rechnerischen Laufzeit oberhalb von 20 Jahren wird umgelegt auf 16 Jahre
- Alternativ-Vorschlag: Je 1% Unterschreitung von 80% des Referenzstandortes wird die Anfangsvergütung um 1% erhöht. Beispiel: 80% Standort 8,9 Cent/kWh, 70% Standort: 8,9 Cent/kWh plus 0,89 Cent/kWh Erhöhung = 9,79 Cent/kWh
- Ein Stauchungsmodell für das Binnenland unterhalb von 77,5% könnte sinnvoll sein. Dazu gab es bereits zur EEG-Novelle 2012 Vorschläge der betroffenen Bundesländer.

### 4. Die wesentlichen Regelungen zur Vorrangstellung der Erneuerbaren Energien und zum Einspeisemanagement/Härtefallregelung sind unklar:

- Teil 2, §§ 5 - 15 sind nicht ausgeführt, für uns aber hinsichtlich Vorrangstellung der EE, Einspeisemanagement, Schadensersatz und Härtefallregelung sowie Pflicht zum Netzausbau bzw. –anschluss essentiell. Diese Regelungen und vor allem die vorrangige Einspeisung und die Verlässlichkeit der Einspeisevergütung sind für Betreiber von Windenergieanlagen von entscheidender Bedeutung

5. Direktvermarktungspflicht ist ein Risiko für Betreiber von EE - Anlagen, aber kein Beitrag zur Lösung der EEG-Umlage
  - Direktvermarktungspflicht verändert nichts am derzeitigen ungeeigneten Vermarktungsweg (Verramschung zu Niedrigstpreisen ohne wirtschaftliche Interessen der Akteure, Vernichtung der Qualitätseigenschaft "Strom aus Erneuerbaren Energien" bei gleichzeitiger eigendynamischer Erhöhung der EEG - Umlage)
  - Der WVV hat hierzu in Zusammenarbeit mit der Kanzlei Becker Büttner Held ein Marktmodell zur Energiewende erarbeitet (hier zu finden → <http://www.wvwindkraft.de/infos-fakten/downloads/> )

Das Marktmodell Energiewende zeigt einen Weg, Strom aus Erneuerbaren Energien im gleitenden Übergang in einen Strommarkt der Energiewende zu integrieren. Ziel ist es dabei, eine preisgünstige und umweltgerechte Stromversorgung mit zügig steigenden Anteilen EE-Strom zu sichern.

  - Energieversorgungsunternehmen die Strom aus Erneuerbaren Energien selber produzieren oder auf dem freien Markt außerhalb des EEG einkaufen, sollten das Recht haben, sich von der EEG-Umlage befreien zu lassen, wenn die Befreiung für das EEG-Konto kostenneutral erfolgt.
6. Die Regelungen zur EEG - Umlage und zum bundesweiten Ausgleich (Teil 4) liegen noch nicht vor. Diese sind für eine Beurteilung des EEG – Entwurfs aber von zentraler Bedeutung, da die Höhe der EEG - Umlage für die Akzeptanz der erneuerbaren Energien wesentlich ist. Bisher sind keine wirksamen Maßnahmen beschrieben bzw. angekündigt worden
7. Der Ausbaukorridor wird derzeit als Brutto-Zubau bezeichnet. Um die Ziele der Energiewende und des Klimaschutzes sowie die im Gesetzentwurf genannten Ziele zu erreichen, muss der Korridor zu einem Netto-Zubaukorridor werden, sonst werden die Ziele nicht erreicht. Repowering spielt zunehmend eine Rolle.
8. Die so genannte "atmende Degression" ist als Steuerungselement uneffektiv, führt aber zu einer zusätzlichen Unsicherheit für die Projektentwickler von Windenergieprojekten.
9. Wir sehen eine wesentliche Beeinträchtigungsfahr in der „Länderöffnungsklausel“ im Baugesetzbuch. Bundesländer, die der Windkraft ablehnend gegenüber stehen (Beispiel Bayern) können z.B. durch unangemessene Abstandsregelungen (2 km zur nächsten Wohnbebauung) einen 90 % Ausbaustopp erwirken.
10. Die im EnWG geplante entschädigungslose 5 % Abregelung würde ansonsten finanzierbare Projekte zu Fall bringen, weil das darin liegende erhebliche Risiko entsprechend bewertet werden würde.

Eine Anlage sollte noch unter die Regelungen des EEG 2012 fallen, wenn zum Tag des Inkrafttretens des EEG 2014 für ein Projekt alle Unterlagen zur vollständigen Antragsstellung gemäß des Anlagenspiegels der jeweiligen Landesgesetzgebung bei der Genehmigungsbehörde vorlagen und die Anlage bis zum 31.12.2015 in Betrieb genommen ist. Dies ist ein Gebot des Vertrauensschutzes wegen der nachweislich investierten Projektentwicklungskosten zu diesem Zeitpunkt.

## **II. Windenergie auf See**

### **Windenergie auf See**

Der Wirtschaftsverband Windkraftwerke nimmt in einem gemeinsamen Papier zusammen mit den übrigen Verbänden der Offshore-Branche Stellung zum EEG-Referentenentwurf. Wir erachten es allerdings als zielführend, ergänzend zu der gemeinsamen Verbändestellungnahme nachfolgend noch zu einzelnen Punkten folgende, weitergehende Ausführungen zu machen:

Grundsätzlich ist zu betonen, dass es auch bezogen auf die noch junge Technologie der Windenergie auf See einer deutlichen Korrektur des Referentenentwurfs bedarf. Anderenfalls droht der für das Gelingen der Energiewende unverzichtbaren Offshore-Branche in Deutschland mit ihren inzwischen 18.000 hochqualifizierten Arbeitsplätzen, einer eigens ausgebauten Offshore-Infrastruktur und einem großen Potential in der maritimen Industrie, im Maschinen- und Stahlbau sowie im Bereich Forschung und Entwicklung mittelfristig und langfristig ein signifikanter Einbruch, der zum Teil bereits heute spürbar ist. Gesetzlich angestrebte Mindestausbauziele über die derzeit im Bau befindlichen Projekte hinaus wären dann faktisch nicht realisierbar.

Im Mittelpunkt der Kritik stehen folgende drei Punkte:

#### **1. Verbindlicher Ausbaupfad („Mengensteuerung“) für die Errichtung der Windenergie auf See**

Der EEG-Referentenentwurf sieht in § 1 b Nummer 2 EEG einen Ausbaupfad in Höhe von 6.500 Megawatt (MW) installierter Leistung aus Windenergieanlagen auf See im Jahr 2020 und 15.000 MW im Jahr 2030 vor. Dementsprechend sollen bis zum 31. Dezember 2020 nach § 17d Absatz 3 Energiewirtschaftsgesetz (EnWG Entwurfs-Fassung) im Sinne einer angestrebten gedeckelten Mengensteuerung Netzanschlusskapazitäten für Windenergieanlagen auf See nur in einer Gesamthöhe von bis zu 6.500 MW (verbindlicher Zielkorridor) zugewiesen werden. Ab dem 01. Januar 2021 erfolgt dann jeweils eine jährliche Zuweisung von weiteren 800 MW.

Diese geplante Einführung einer verbindlichen Mengensteuerung steht in diametralem Gegensatz zu den bisherigen konsensuellen Planungsgrundlagen der letzten Jahre für alle Beteiligten in der Gestalt von Mindestausbauzielen (!) in der Höhe von 25.000 MW bis 2030.

Die zusätzliche Nennung einer Zwischenzielvorgabe in Höhe von 10.000 MW bis 2020 hatte einen ausschließlich europapolitischen Hintergrund.

Die nun vorgesehene massive Reduzierung der Mindestziele um über 10.000 MW bis 2030 verbunden mit der Einführung einer starren Mengensteuerung muss mit Nachdruck zurückgewiesen werden. Sie entspricht weder den Möglichkeiten der Offshore-Branche noch ist sie energie- und wirtschaftspolitisch zielführend.

Verbindliche Ausbaudeckel in Höhe von 6.500 MW beziehungsweise 15.000 MW wären ein verheerendes politisches Signal an die gesamte Offshore-Branche und deren Investoren und sind unter sachlichen Gesichtspunkten in keiner Weise vertretbar oder nachvollziehbar. Selbst im Koalitionsvertrag (dort auf Seite 39) wurde noch ein unverbindlicher Ausbaupfad in Höhe von 6.500 MW als weitere mittelfristige Planungsgrundlage („Orientierungsgröße“) angenommen, da es sich hierbei um die mutmaßlich realistischen Ausbaumöglichkeiten bis 2020 handeln sollte.

Wer jetzt kurzfristig einen für die Windenergie auf See existenzbedrohenden gravierenden Einschnitt bei dem zuvor in Aussicht gestellten Ausbaupfad fordert, unterschlägt die mittel- und langfristige Bedeutung der Windenergie auf See als ein unstreitig notwendiges, zentrales und volkswirtschaftlich kostengünstiges Element der Energiewende in Deutschland. Die Wertigkeit der Windenergie auf See und deren Potentiale – „grundlastnahe Energieversorgung an mehr als 90 Prozent der Tage im Jahr“; „Ersatz für die abgeschalteten Atomkraftwerke“ – werden verkannt bzw. ignoriert; vgl. zuletzt Studie des Fraunhofer-Instituts für Windenergie und Energiesystemtechnik „Energiewirtschaftliche Bedeutung der Offshore-Windenergie für die Energiewende“ (November 2013).

Auch ist bereits heute abzusehen, dass im Falle einer beschränkten Vergabe von nur 6.500 MW Netzanschlusskapazitäten bis 2020 selbst dieses stark reduzierte Ausbauziel von einer realisierten Windenergieleistung auf See in Höhe von 6.500 MW eindeutig verfehlt werden wird, da Investoren und Projektierer Ihre Investitionen in den Standort Deutschland schon heute deutlich reduzieren und andere Märkte bevorzugen. Die Errichtung weiterer Offshore-Windparks in der deutschen AWZ ist damit grundsätzlich gefährdet. Gleichfalls ist zu befürchten, dass die Umsetzung der nächsten Netzanbindungssysteme (konkret: BorWin3 und BorWin4) – obgleich im Widerspruch zu dem auch nach der EEG-Novelle weiterhin geltenden Offshore-Netzanbindungsregime gemäß Offshore-Netzentwicklungsplan und Bundesfachplan Offshore – gestoppt wird. Über mehrere Jahre hinweg werden dann in der Konsequenz keine neuen Netzanbindungssysteme realisiert werden. Das in den letzten Jahren in Deutschland im Vertrauen auf die Ausbauziele der Bundesregierung aufgebaute Know-how wandert ab bzw. wird abgebaut oder in andere Märkte umgelenkt. Es droht konkret ein Fadenriss mit all seinen Auswirkungen auf die heimische Industrie / Wertschöpfungskette. Windparkprojekte, welche derzeit noch nicht über eine verbindliche Netzanbindungszusage verfügen, können bei Inkrafttreten des Referentenentwurfs in den nächsten Jahren bis auf weiteres nur auf noch vorhandene und ggf. entstehende Kapazitätslücken bestehender Netzanbindungen setzen. Dabei stehen sie ggf. in unmittelbarer Konkurrenz zu anderen Windparks um das knappe Gut „Netzanschlusskapazität“.

Eine solch unsichere Perspektive, insbesondere die direkte Abhängigkeit von anderen Windparkvorhaben (frei werdende Kapazitäten durch Entzug bei fehlendem Realisierungsfortschritt) bietet kaum eine auskömmliche Grundlage für weitergehende und hierbei kostenintensive Windparkplanungen auf See.

Auch ist abzusehen, dass längst nicht alle Windparkvorhaben, welche heute über unbedingte Netzanbindungszusagen (gemäß dem alten Netzanbindungsregime) verfügen, auch bis Ende 2020 gebaut sein werden und ins Netz einspeisen. Weiterentwicklungen und Kostensenkungspotentiale, die nicht zuletzt durch eine konkurrierende Marktwirtschaft entstehen, gehen vor dem Hintergrund einer somit realisierten Planwirtschaft verloren oder bleiben aus.

Es war das – anfänglich sehr umstrittene – Kernstück des 2013 umgesetzten „Systemwechsels“ im Netzanschlussregime für Windenergie auf See, dass zukünftig der Ausbau der Windparks dem Zubau der Netzanschlussysteme folgen wird. Entsprechend müssen im Ergebnis für angedachte Zeiträume mehr Anschlusskapazitäten durch die Bundesnetzagentur vergeben und durch die zuständigen Übertragungsnetzbetreiber bereitgestellt werden als letztlich als Zwischenausbauziele für Windparks auf See angestrebt werden. Anderenfalls werden die erhofften Ausbaupfade deutlich unterschritten. So bedarf es unseres Erachtens beispielsweise für das sichere Erreichen eines Ausbaupfads von 6.500 MW bis 2020 einer Vergabe und Bereitstellung von Netzanschlusskapazitäten im selben Zeitraum in Höhe von circa 8.500 MW unter Berücksichtigung der vorhandenen unbedingten Netzanbindungszusagen.

Weiterhin ist anzumerken, dass ein Ausbaupfad ab 2021 in Höhe von 800 MW pro Jahr sich nicht mit den realen, technischen Entwicklungen decken würde. Der Koalitionsvertrag (dort auf Seite 39) und somit der Referentenentwurf gehen von zwei Parks mit jeweils 80 Windenergieanlagen mit der Leistungsklasse von 5 MW aus ( $2 \times 80 \times 5 \text{ MW} = 800 \text{ MW}$ ). Tatsächlich werden zukünftig allerdings bereits 6 MW Anlagen Standard sein. Gemäß den verbindlichen standardisierten Technikvorgaben des Bundesfachplans Offshore Nordsee 2012 (BFO-N 2012) des Bundesamtes für Seeschifffahrt und Hydrographie (BSH) sind Konverterplattformen mit einer Standardleistung in Höhe von 900 MW (und gerade nicht 800 MW) zukünftig vorgesehen. Das Delta in Höhe von 100 MW steht im Widerspruch zur angestrebten geordneten und effizienten Nutzung und Auslastung der Offshore-Anbindungsleitungen. Auch hier muss mit Nachdruck darauf hingewiesen werden, dass zur Erreichung eines Ausbauziels von 15.000 MW bis 2030 deutlich mehr als 800 MW pro Jahr an Kapazitäten zugewiesen werden müssen, damit die Ziele aufgrund von Ausfällen von Windparkprojekten am Ende überhaupt erreicht werden können.

## **2. Finanzielle Förderung von Windenergie auf See nach § 31 EEG-Entwurf**

Der Referentenentwurf folgt hier grundsätzlich begrüßenswert dem Einwand der Offshore-Branche, dass sich die Verzögerungen im Netzausbau der letzten Jahre in einer Verlängerung des Stauchungsmodells widerspiegeln müssen.

Allerdings weicht der Referentenentwurf durch die vorgeschlagene Degression ab bereits 2018 (!) vom Koalitionsvertrag (dort auf Seite 39) ab. Es ist zu befürchten, dass hierdurch die mit dem Koalitionsvertrag eigentlich beabsichtigte positive Wirkung auf das Investitionsklima für Windenergie auf See nachträglich wieder nachhaltig konterkariert wird.

Der Vorschlag der Offshore-Branche, für planbare Investitionsbedingungen als entscheidenden Zeitpunkt der finanziellen Förderung von Windenergie auf See nicht mehr auf den im Offshore-Bereich oftmals sehr unsicheren Zeitpunkt der Inbetriebnahme abzustellen, sondern auf den Zeitpunkt der verbindlichen Zuweisung von Anbindungskapazitäten durch die Bundesnetzagentur, wird bisher leider nicht aufgegriffen. Es bliebe folglich bei den vorhandenen Unsicherheiten auf Seiten der investierenden Unternehmen, da der genaue Zeitpunkt der Inbetriebnahme von Windenergieanlagen auf See aufgrund langer Vorlaufzeiten und Unwägbarkeiten verschiedenster Art in der Realisierungsphase (z.B. Schlechtwetterperioden) nur schwer zu bestimmen ist. Eine Korrektur des Gesetzesentwurfs sollte vorgenommen werden.

Zusätzlich plädieren wir dafür, darüber nachzudenken, die finanziellen Förderungen und deren Degression nach § 31 EEG-Entwurf von der bisherigen zeitlichen Komponente eventuell zu entkoppeln und an den mengenmäßigen Zubau von Windenergie auf See zu binden. Kostensenkungspotentiale, insbesondere im Offshore-Bereich, ergeben sich durch einen entsprechenden Zubau und sind nur in einem sehr geringen Umfang von einem rein zeitlichen Faktor abhängig; vgl. zuletzt die Studie von Prognos/Fichtner „Kostensenkungspotentiale der Offshore-Windenergie in Deutschland“ (August 2013). Folglich könnte es unseres Erachtens ein gangbarer Weg sein, das Stauchungsmodell in Höhe von 19,40 Cent pro Kilowattstunde von einem Errichtungszeitpunkt bis Ende 2019 zu lösen und – beispielsweise – unter die Mengengrenzung von 6.500 MW zugewiesener Netzanschlusskapazität zu stellen. Aufgrund der beim Ausbau zu erwartenden Lernkurven könnten anschließend festzulegende Mengenkontingentstufen (gleichfalls losgelöst von zeitlichen Vorgaben) jeweils mit einer realistischen Absenkung (Degression) der finanziellen Förderung verbunden werden. Hierdurch könnte über das Jahr 2019 hinaus eine für alle Seiten planbare und transparente Fördergrundlage für Windenergie auf See geschaffen werden, welche automatisch einer etwaigen Stromkostendynamik im Offshore-Bereich systemimmanent entgegenwirken würde.

Auch weisen wir darauf hin, dass Verordnungsermächtigungen im EEG-Referentenentwurf auf das notwendige Maß begrenzt bleiben müssen. Die Kernregelungen eines jeden EEG, insbesondere die Strukturen der finanziellen Förderung, und somit die parlamentarischen Steuerungsmöglichkeiten der weiteren Entwicklung der Energiewende dürfen nicht dadurch unterwandert und ausgehöhlt werden, dass entscheidende Regelungsmöglichkeiten zukünftig der Exekutive übertragen werden.

### **3. Verpflichtende Ausschreibungsmodelle**

Bis spätestens 2017 soll gemäß § 1 a Absatz 5 EEG-Entwurf die Höhe der finanziellen Förderung für die erneuerbaren Energien durch Ausschreibungen ermittelt werden.



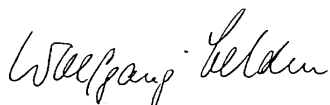
Im Koalitionsvertrag (dort auf Seite 39) wurde noch festgehalten, dass ab 2018 die Förderhöhen über Ausschreibungen ermittelt werden, sofern bis dahin in einem Pilotprojekt nachgewiesen werden kann, dass die Ziele der Energiewende auf diesem Wege kostengünstiger erreicht werden können.

Unseres Erachtens stellen Ausschreibungsmodelle derzeit keine belastbare Grundlage für perspektivische Förderungen von Windenergie auf See nach 2019 dar. Eine solche Perspektive ist allerdings zwingend notwendig, wenn auch die mittel- und langfristig notwendigen, allerdings auch kostenintensiven Planungen weiterer Windparks auf See nicht jetzt ausgebremst werden sollen. Die im EEG-Entwurf angelegte Einführung eines – wie auch immer gearteten – Ausschreibungsmodells ab 2017 für Windenergie auf See wäre definitiv verfrüht und führt bereits heute aufgrund der langen Vorlaufzeiten bei Offshore-Windparkprojekten zu Verunsicherungen der Offshore-Branche.

Außerdem darf bezweifelt werden, ob Ausschreibungsmodelle kostengünstige Alternativen darstellen können. Positive Erfahrungen mit Ausschreibungsmodellen für Windenergie auf See sind uns bisher nicht bekannt. Es ist auch mehr als fraglich, ob Windenergie auf See überhaupt für ein Ausschreibungsmodell aufgrund der technologiespezifischen und ökonomischen Gegebenheiten geeignet ist. Lange Planungs- und Genehmigungszeiträume mit vergleichsweise hohen spezifischen Investitionen im Planungsprozess sprechen eher dagegen. Es besteht das konkrete Risiko, dass unrealistische Angebote abgegeben werden (müssen) und am Ende die Windparks nicht gebaut werden. Auch ist ein hohes Maß an staatlicher Planung (Bürokratieaufwand!) mit einem Ausschreibungssystem zwingend verbunden. Die bisherige Vielfalt von Akteuren im Offshore-Bereich könnte durch ein Ausschreibungsmodell zugunsten weniger, finanzstarker großer Unternehmen negativ beeinflusst werden. Nicht vernachlässigt werden darf die Tatsache, dass Ausschreibungen im Offshore-Bereich zwingend mit hohen, verlorenen Planungskosten derjenigen Bieter verbunden sein werden, die am Ende nicht in den Genuss des Zuschlages gekommen sind. Letztlich bleibt völlig unklar, wie sich die bisherige finanzielle Förderung zu einem Ausschreibungsmodell – zumindest nach dem Wortlaut des EEG-Entwurfs ab 2017 theoretisch einschlägig – verhalten würde. Hierdurch besteht bereits jetzt bei anstehenden Offshore-Vorhaben eine enorme Verunsicherung.

Entscheidend und essentiell für das Gelingen des Ausbaus der Windenergie auf See bleibt es, dass für die langjährigen Vorhaben Planungssicherheit gewährleistet wird. Hierfür bedarf es finanzieller Fördersysteme, wie sie oben unter 2. beschrieben sind. Ausschreibungsmodelle gehören hingegen nicht dazu.

Cuxhaven, 12.03.2014



für den Vorstand  
Dr. Wolfgang von Geldern  
**-Vorsitzender des Vorstandes-**