

## **Stellungnahme des Bundesverbandes WindEnergie e.V. (BWE) zur Öffentlichen Anhörung im Umweltausschuss des Deutschen Bundestages „Ausbau der Erneuerbaren Energien / Energiewende“ am 8. Juni 2011**

- 1. Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht 2011),**
- 2. Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP: Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien BT-Drucksache 17/ 6071**
- 3. Antrag der Fraktion der SPD: Energiewende jetzt BT-Drucksache 17/5182**
- 4. Antrag der Abgeordneten Rolf Hempelmann, Dirk Becker, Hubertus Heil (Peine), weiterer Abgeordneter und der Fraktion der SPD: Programm für eine nachhaltige, bezahlbare und sichere Energieversorgung, BT Drucksache 17/5481**
- 5. Antrag der Abgeordneten Bärbel Höhn, Hans-Josef Fell, Sylvia Kotting Uhl, weiterer Abgeordneter und der Fraktion der Bündnis90/DIE GRÜNEN: Atomzeitalter beenden – Energiewende jetzt, BT-Drucksache 17/5202**

Berlin, 7. Juni 2011

### **Vorwort**

Die Bundesregierung will Konsequenzen aus der tragischen Reaktorkatastrophe in Japan ziehen. Ihr Ziel ist es, schneller aus der Atomenergie aus- und auf 100% Erneuerbare Energien umzusteigen. Es bestehen jedoch ernsthafte Zweifel am Willen der Bundesregierung, das Ziel einer Energieversorgung aus Erneuerbaren Energien wirklich erreichen zu wollen. Sowohl der Prozess als auch der Inhalt der für eine zügige Transformation des Energiesystems notwendigen gesetzlichen Maßnahmen sind unzureichend.

### *Unzureichender Beteiligungsprozess*

Für den Ausbau der Erneuerbaren Energien ist das seit über 10 Jahren erfolgreiche (Erneuerbaren Energien Gesetz) EEG der Motor. Dieses wurde überarbeitet und den Verbänden am 19. Mai 2011 als Referentenentwurf vorgelegt. Mit dem Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EEG-Novelle) möchte die Bundesregierung die Energiewende voranbringen. Das Tempo, mit dem sie die Gesetzgebung vollzieht, kann allerdings zu keinem guten Ergebnis führen. Zur Stellungnahme zum Kabinettsbeschluss des Entwurfs des EEG-Erfahrungsberichtes und zum Entwurf des Gesetzes zu Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien wurde den Sachverständigen gerade einmal 2 Werktag Zeit gegeben. Dies ist insbesondere problematisch, da zwischen dem Entwurf der Ministerien und dem im Kabinett am 6. Juni 2011 verabschiedeten Entwurf noch kurzfristig Änderungen vorgenommen wurden. Eine gleich kurze Frist hatte zuvor eine ausführliche Prüfung der Entwürfe durch die Verbände bereits unmöglich gemacht.

Eine sorgfältige Gesetzgebung erfordert ebenso ihre Zeit, wie die Kommentierung der Vorlagen durch die betroffenen Branchen und die intensiven Beratungen im parlamentarischen Verfahren. Die erteilten Fristen für die Kommentierung der jeweiligen Versionen eines umfassenden Gesetzentwurfes wird den Aussagen der Bundesregierung, eine Energiewende im Konsens mit der Gesellschaft zu vollziehen, nicht gerecht. Das Verfahren wird von uns abgelehnt und lässt vermuten, dass die Bundesregierung an einer Beteiligung der Branche nicht interessiert ist. Aus den Übergangsvorschriften ergibt sich, dass die Novelle erst am 1.1.2012 in Kraft treten soll. Auch vor diesem Hintergrund ist die wiederholte Missachtung der Branchenbeteiligung nicht nachvollziehbar.

Mit der Verkürzung der Periode des EEG auf drei Jahre im Koalitionsvertrag der Regierungsparteien, zeichnete sich bereits ab, dass es zum jetzigen Zeitpunkt noch keine belastbaren Erfahrungen aus dem EEG 2009 geben würde. Dies hat sich nun bestätigt. Falschannahmen im EEG-Erfahrungsbericht 2011 führen zu verkehrten Schlüssen und Gesetzesformulierungen. Obwohl die sogenannten Begleitgutachten, die vom Bundesumweltministerium in Auftrag gegeben wurden, um die Erstellung des Erfahrungsberichtes wissenschaftlich zu fundieren, in eine andere Richtung weisen.

### *Unzureichende gesetzliche Maßnahmen*

Die unzureichende Beteiligung relevanter Akteure im Rahmen der Novelle bestätigt sich auch bei der inhaltlichen Auseinandersetzung mit dem Entwurf der EEG-Novelle. Hier zeigt sich, dass diese keine beschleunigende Wirkung für den Ausbau Erneuerbarer Energien entfalten wird. Durch die umfangreichen Vergütungskürzungen, wird die Windenergie an Land als ständig postulierte Säule der Energiewende ausgebremst und um die Ausschöpfung ihrer

Potentiale gebracht. **Der ohnehin zu schwache Ausbau der Windenergie an Land wird gänzlich zum Erliegen kommen.** Da im EEG auch keine andere Säule der zukünftigen Energieversorgung mit Erneuerbaren Energien aufgebaut wird, ist das angebliche Ziel auf 100 % Erneuerbare Energien umzusteigen unerreichbar.

Der BWE möchte dennoch zu den für ihn wichtigsten Punkten des Gesetzentwurfes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (BT-Drucksache 17/6071) Stellung nehmen. Aufgrund des Verfahrens können leider nur einzelne Punkte aufgegriffen werden. Themen, wie z.B. die konkrete Ausgestaltung der Direktvermarktung, die Förderung von Speichern (Flexibilitätsprämie) und andere wichtige und zukunftsweisende Punkte, müssen gezwungenermaßen zunächst im Detail außen vor bleiben. Eine genaue Prüfung und Stellungnahme war wegen der kurzen Frist zur Kommentierung der verschiedenen Gesetzesentwürfe leider nicht möglich.

## I. Zusammenfassende Bewertung

### 1. Artikel 1: Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

#### a) Vergütung

##### **§ 20 Absenkung von Vergütungen und Boni**

Keine Erhöhung der Degression für Windenergieanlagen.

##### **§ 29 Windenergie**

Kein vorzeitiger Wegfall des Systemdienstleistungs-Bonus für Neuanlagen.

##### **§ 30 Windenergie Repowering**

Keine Einschränkung des Repoweringbonus.

##### **§ 31 Windenergie Offshore**

Befürwortung der vorgeschlagenen Änderungen.

#### b) Einspeisevorrang und Einspeisemanagement

##### **§ 8 Abnahme, Übertragung und Verteilung**

Vorrang für Erneuerbare Energien muss erhalten bleiben.

##### **§ 6 Technische Vorgaben**

Bestandsschutz für bereits bestehende betriebliche Einrichtungen.

##### **§ 11 Einspeisemanagement**

Deutliche Herausstellung des Grundsatzes, dass erst konventionelle Kraftwerke und dann EE-Anlagen geregelt werden.

##### **§ 12 Härtefallregelung**

Befürwortung der Aufnahme der Einspeisereduzierungen nach §§ 13 und 14 EnWG in die Entschädigungsregeln des § 12 Abs.1 EEG (neu), bei Beibehaltung des aktuellen Maßstabs der „entgangenen Vergütung“. Eine Reduzierung der Entschädigung auf 95% ist nicht akzeptabel.

##### **§ 64 f Weitere Verordnungsermächtigungen**

Wesentliche Regelungen müssen in das Gesetz

**c) Marktprämie und Verringerung der EEG-Umlage**

**§ 33g Marktprämie**

Marktprämie nur bei Kostenneutralität.

**§ 39 Verringerung der EEG-Umlage**

Keine de facto Abschaffung des Grünstromprivilegs durch gleichzeitige Einführung quantitativer und qualitativer Anforderungen.

**2. Artikel 4: Änderung der Systemdienstleistungsverordnung**

**§ 6 Zertifikate, Sachverständigengutachten und Prototypen**

Klarstellung der Fristen der Zertifizierung von Prototypen.

## II. Nähere Erläuterungen

### 1. Artikel 1: Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

#### a) Vergütung

#### § 20 Absenkung von Vergütungen und Boni

Der BWE spricht sich gegen die Erhöhung der Degression für Windenergieanlagen von 1% auf 1,5% an Land ab dem 01. Januar 2013 aus.

Projektierer und Betreiber werden diese Vergütungskürzung nicht durch sinkende Anlagenpreise abfedern können. Eine Anlagenpreissenkung von 20% gegenüber 2007/2008, wie im EEG-Erfahrungsbericht 2011 angenommen, entspricht nicht der Realität (*an dieser Stelle wird auf eine ausführliche Beschreibung des Sachverhalts unter § 29 verwiesen*).

Hinzu kommt, dass die **Preise für Stahl und Kupfer**, die einen Anteil von bis zu 87% am Gesamtgewicht einer Windenergieanlage ausmachen, inzwischen das Vorfinanzrisikoniveau überschritten haben und damit höher liegen als zum Zeitpunkt der letzten EEG-Novelle. Die Anlagenhersteller werden zukünftig ihre Preise an das Kostenumfeld anpassen müssen. Andernfalls wird die fehlende Wirtschaftlichkeit dazu führen, dass Anlagenhersteller, in erhebliche finanzielle Schwierigkeiten geraten und ihre Produktionsstätten ins Ausland verlagern.

Beim **Netzanschluss ist insgesamt eine Teuerung** zu beobachten. Hier sind i.d.R. weitere Komponenten erforderlich, wie Windparkregler für Mischparks, weitere Schutz- und Kompensationskomponenten (durch die Anforderungen der SDL-WindV) und ein deutlich erhöhter gutachterlicher Aufwand und Zertifizierungsaufwand zu erbringen.

Die seit geraumer Zeit zu beobachtenden Steigerungen bei den **Planungs- und Finanzierungskosten** erhöhen den finanziellen Druck auf Projektierer und Betreiber zusätzlich. Die Folge ist eine ebenfalls bereits zu spürende Verlangsamung des Ausbaus der Windenergie an Land (im Jahr 2010 wurden lediglich 1.500 MW installiert, das entspricht 19% weniger als 2009). Insbesondere Projekte an den unentbehrlichen Binnenlandstandorten sind durch die geplante Anhebung der Degression gefährdet.

Seit der letzten EEG-Novelle haben die Anforderungen der **Genehmigungsverfahren** für Windenergieprojekte stark zugenommen. Die zahlenmäßig zunehmenden und inhaltlich aufwändigeren Gutachten, die für die Verfahren beizubringen sind, und der Mangel an

hierfür qualifiziertem Personal führen zu deutlich verlängerten Projektplanungszeiträumen und einem starken Planungskostenanstieg<sup>1</sup>.

Darüber hinaus ist das Zinsniveau auf langfristige Durchschnittswerte, wie sie im Zeitraum der letzten EEG-Novelle vorherrschten, zurückgekehrt. In Verbindung mit zinserhöhenden Effekten aus regulativen Veränderungen, wie Basel III und einer schwächeren Bonitätsbeurteilung des gesamten Windenergiesegments, ist ein **Anstieg der Kapitalkosten** insgesamt zu erwarten. Angesichts der Kapitalintensität von Windprojekten wird dies deren Wirtschaftlichkeit stark beeinflussen.

Die Kostensteigerungen bestätigt auch das vom BMU Anfang Juni im Entwurf veröffentlichte **Begleitgutachten** (Vorhaben IIe: Windenergie). Darin wird gezeigt, dass unter Berücksichtigung eines leicht gestiegenen Fremdkapitalzinssatzes, die Ermittlung der Stromgestehungskosten sowie die Betrachtung der Eigenkapitalverzinsung an Standorten mit unterschiedlichen Windhöffigkeiten ergibt, dass selbst an einem windstarken 100 %-Standort die notwendigen Eigenkapitalrendite von 12 % nicht erreicht werden kann. Daher wird folgende Empfehlung ausgesprochen, die der Empfehlung des EEG-Erfahrungsbericht diametral entgegensteht<sup>2</sup>: **„Auf Basis der genannten Sachverhalte wird empfohlen, die Degression in Höhe von 1 % beizubehalten.“**<sup>3</sup>

Die deutsche Windindustrie bekennt sich zu einer kontinuierlichen Kostenreduktion. Eine drastische Vergütungssenkung für Windenergie an Land, die sich aus der Erhöhung der Degression in Verbindung mit dem geplanten Wegfall des Systemdienstleistungs (SDL)-Bonus und bei zahlreichen Projekten auch des Repowering-Bonus ergibt, ist jedoch wirtschaftlich nicht darstellbar. Vor dem Hintergrund, dass Windprojekte für die Jahre 2012 und 2013 bereits überwiegend geplant und beauftragt worden sind, stehen die drastischen Vergütungseinschnitte einem von der Bundesregierung gewünschten beschleunigten Ausbau der Windenergie an Land diametral entgegen. Beispielsweise lösen Degression, Inflation und die Veränderungen der Zinssätze aktuell eine nötige Effizienzsteigerung in den Projekten von 5-7% aus.

Der BWE fordert daher die Beibehaltung des derzeit geltenden Degressionsatzes von 1%. Der § 20 Abs. 2 Nr. 6 b) (neu) muss daher wie folgt geändert werden:

---

<sup>1</sup> Beispielsweise haben sich die Kosten für die nach Bundesnaturschutzgesetz zu erbringenden Gutachten sowie Turbulenz- und signaturtechnische Gutachten, die einen Anteil von etwa zwei Dritteln der Gesamtplanungskosten einnehmen, mehr als verdoppelt und seit Inkrafttreten der Novelle des Bundesnaturschutzgesetzes im März 2010, sind die erforderlichen Kompensationszahlungen bei Windprojekten bis um das Zehnfache gestiegen.

<sup>2</sup> [http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg\\_eb\\_2011\\_windenergie.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_eb_2011_windenergie.pdf), S.158ff..

<sup>3</sup> Ebenda, S. 159.

Vorschlag

- (2) Die Vergütungen und Boni verringern sich jährlich zum 1. Januar für Strom aus  
6. Windenergie  
b) aus sonstigen Anlagen (§ 29) ab dem Jahr 2013: um 1,0 Prozent.

## § 29 Windenergie

Der BWE spricht sich gegen den Wegfall des SDL-Bonus für Neuanlagen ab dem 01. Januar 2012 aus und somit gegen den Wegfall durch die SDLWindV entstehender zusätzlicher Kosten.

Nach §29 Abs. 2 EEG 2009 erhalten Anlagenbetreiber den SDL-Bonus für Anlagen, die vor dem 01.01.2014 in Betrieb genommen werden. Die aktuell vorgesehene 'Regelung entspricht einer Streichung des SDL-Bonus zwei Jahre früher als im EEG 2009 gesetzlich verankert. Durch diese kurzfristige Änderung ergeben sich für Hersteller, Anlagenbetreiber und Projektierer gravierende Probleme bei der Umsetzung ihrer Projekte, insbesondere bei geplanter Inbetriebnahme 2012. Investitions- und Planungssicherheit sind eine Grundvoraussetzung für alle Akteure der deutschen Windindustrie.

Die deutsche Windindustrie hat Mitverantwortung für die Netzstabilität übernommen und Windenergieanlagen mit hohen technischen Anforderungen ausgestattet, so dass sie bereits heute **Systemdienstleistungen** bereitstellen. So müssen Anlagen, die nach dem 31. März 2011 in Betrieb genommen wurden, die Anforderungen der SDLWindV zwingend erfüllen. Dies stellt auch eine kompensatorische Maßnahme wegen des nicht erfolgten Netzausbaus dar.

**Zusätzliche technische Anforderungen** ergeben sich nach der SDLWindV zudem für Neuanlagen, die ab dem **01.07.2011** in Betrieb genommen werden. Hierbei geht es im Wesentlichen um zwei Punkte: die Änderung des K- Faktors (proportionale Blindstromeinspeisung zum Spannungseinbruch) sowie das Durchfahren von unsymmetrischen Netzfehlern (1,2-polige Kurzschlüsse). Entsprechend sind heutige Anlagen in der technischen Ausstattung nicht mit Anlagen aus den Jahren 2007/2008 zu vergleichen, da sie **immer höhere technische Anforderungen** zur Systemsicherheit erfüllen.

Zudem entstehen weitere Kosten für Anlagenbetreiber durch die Einrichtung von Parkregelungssystemen, Schutz- und Kompensationskomponenten und ggfs. Nachrüstung von Oberschwingungsfiltern. Mit dem Nachweis, dass die verschärften Anforderungen der SDLWindV eingehalten werden (so auch der 2. Änderung der SDLWindV mit der Oberschwingungsbewertung), sind weitere Kosten für Zertifizierungsverfahren verbunden.

Die Annahme, Anlagenpreise seien gegenüber 2007/2008 um 20 % gesunken und Vergütungsfaktoren wie der SDL-Bonus könnten ersatzlos gestrichen werden, ist daher nicht richtig<sup>4</sup>. Auch wenn die deutsche Windindustrie sich zu kontinuierlichen Kostenreduktionen bekennt und diese durch umfangreiche Innovationsanstrengungen

---

<sup>4</sup> Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbaren Energien Gesetz, Stand 3.5.2011, Seite 112.

ermöglicht, ist die für Januar 2012 bzw. 2013 vorgesehene Vergütungssenkung von 6,7% (Wegfall des SDL-Bonus plus Anstieg der Degression um ein Prozent) zu **kurzfristig**, um abgedeckt werden zu können. Anlagenhersteller sind immer noch dabei, die Kapazitäten der Lieferketten entsprechend umzustellen. Des Weiteren wird das Innovationspotential der Hersteller zur Entwicklung weiterer technischer Lösungen, die zur Systemstabilität beitragen können, durch den Wegfall des SDL-Bonus gefährdet.

Das vom BMU beauftragte Gutachten empfiehlt hingegen, **den Anfangsvergütungssatz auf 9,2 ct/kWh festzulegen. Der SDL-Bonus sollte nicht fortgeführt werden, sondern die durch die SDLWindV zusätzlich entstehenden Kosten durch die Anfangsvergütung gedeckt werden.**<sup>5</sup>

Dieser Empfehlung können wir uns anschließen, wobei mindestens für das Jahr 2012 eine Übergangsregelung erforderlich ist.

Neben den Herstellern wirkt sich der Wegfall des SDL-Bonus auch stark auf den Rest der Branche aus. **Windparkprojekte für die Jahre 2012 und 2013** sind überwiegend bereits beauftragt. Mit dem vorzeitigen Wegfall des SDL-Bonus geraten diese Projekte in Finanzierungsschwierigkeiten. Besonders betroffen sind Entwickler von Binnenlandstandorten, da sie über die verlängerte Anfangsvergütung besonders vom SDL-Bonus abhängen. Zusammen mit der Erhöhung der Degression auf 1,5 % würde die Wirtschaftlichkeit von Windprojekten an vielen **Binnenlandstandorten** verloren gehen, was deren Erschließung verhindern würde. Dies stünde einer beschleunigten Energiewende, die sozialverträglich durch bezahlbare Energie vollzogen werden soll, eklatant entgegen. Deswegen schlägt der BWE eine Erweiterung des § 29 um folgenden Absatz 4 vor:

#### Vorschlag

*(2) Abweichend von Absatz 1 beträgt die Vergütung in den ersten 5 Jahren ab Inbetriebnahme der Anlage 9,2 Cent pro Kilowattstunde (Anfangsvergütung)*

*"(4) Die Anfangsvergütung erhöht sich für Strom aus Windenergieanlagen, die vor dem 1. Januar 2014 in Betrieb genommen worden sind, um 0,2 Cent pro Kilowattstunde (Systemdienstleistungs-Bonus), wenn sie ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme die Anforderungen der Verordnung nach § 64 (neu)1 nachweislich erfüllen."*

---

<sup>5</sup> Ebenda, S. 158

## § 30 Windenergie Repowering

### Zu § 30 Abs. 1 Nr. 1-2

Mit dem Ersatz älterer Windenergieanlagen durch neue, leistungstärkere Maschinen kann eine bessere Ausnutzung der verfügbaren Standorte erreicht werden. Durch die Erhöhung der installierten Leistung bei gleichzeitiger Verringerung der Anlagenzahl wird zudem das Landschaftsbild entlastet.

Die derzeitigen Anstrengungen auf Bundes- und Länderebene, administrative Hemmnisse des Repowering zu beseitigen, werden in ihrer Wirkung deutlich schwächer sein, wenn der neu gefasste § 30 EEG in dieser Form eingeführt wird. Die darin beabsichtigten Altersbeschränkungen für Repowering-Anlagen führen dazu, dass sich Betreiber eines Großteils des Anlagenbestandes großer Investitionsunsicherheit ausgesetzt sehen und eine Vielzahl von Repowering-Projekten nicht realisiert werden wird.

Die Planungs- und Realisierungszeiträume für Repowering-Projekte betragen leicht fünf Jahre. Deswegen besteht für Projekte, die Anlagen aus den Jahren 1995 bis 1999 einschließen, das Risiko, nicht bis zum Erreichen des 17. Betriebsjahres der Anlagen diese ab- und neue Windenergieanlagen aufgebaut zu haben, um den Repowering-Bonus zu erhalten. Eine solche Regelung gefährdet das Repowering einer Vielzahl von Anlagen. Bei diesem Bestand handelt es sich um die Anlagen, die im EEG-Erfahrungsbericht als alt und netztechnisch problematisch befunden werden und auf die der Repowering-Bonus nach der neuen Regelung eigentlich abzielt.

Den Repowering-Bonus für Anlagen, die nach dem 31.12.2001 in Betrieb genommen wurden, zu streichen, ist ebenfalls nicht zielführend. Dadurch wird die Menge der möglichen Höhenbegrenzungen haben in der Vergangenheit dazu geführt, dass Anlagen installiert wurden, die nicht dem Stand der Technik entsprachen. Der Energieertrag wurde dadurch in erheblichem Maße eingeschränkt. Aus Effizienzgründen ist es daher auch zukünftig sinnvoll, Anlagen im Alter ab 10 Jahren durch moderne effiziente Anlagen zu ersetzen. Dies ist durch die fixe Begrenzung des Datums 1.1.2002 im aktuellen Vorschlag nicht mehr möglich. Ohne einen entsprechenden finanziellen Anreiz werden damit gute Windenergiestandorte blockiert bleiben

Darüber hinaus ist von Anlagen, die älter als 17 Jahre sind, zu erwarten, dass sie ohne finanziellen Anreiz nach Ausscheiden aus der EEG-Vergütung in der Direktvermarktung weiter betrieben werden. In der Folge werden viele leistungsschwache Einzelanlagen bis zu ihrem technischen Versagen weit über 20 Jahre hinaus weiter betrieben. Somit wird durch die neue Regelung weder die angestrebte Konzentration der Windenergieanlagen in Windvorranggebieten noch die damit erhoffte Erhöhung der Akzeptanz der Windenergie erreicht werden.

Um Planungssicherheit für Anlagenbetreiber sicherzustellen und eine Effizienzsteigerung der Windenergie zu erreichen, fordert der BWE den derzeit geltenden Repowering-Bonus beizubehalten. Der § 30 Abs. 1 Nr. 1-2 (neu) muss daher wie folgt geändert werden:

#### Vorschlag

*„Für Strom aus Windenergieanlagen, die in ihrem Landkreis oder einem an diesen angrenzenden Landkreis eine oder mehrere bestehende Anlagen endgültig ersetzen (Repowering-Anlagen), erhöht sich die Anfangsvergütung um 0,5 Cent pro Kilowattstunde, wenn*

- ~~1. die ersetzten Anlagen vor dem 1. Januar 2002 in Betrieb genommen worden sind,~~
  - ~~2. die Repowering-Anlagen höchstens 17 Kalenderjahre nach der Inbetriebnahme der ersetzten Anlagen in Betrieb genommen worden sind, oder die ersetzten Anlagen am 31. Dezember 2011 außerhalb von Gebieten lagen, für die im Sinne des §35 Absatz 3 Satz 3 des Baugesetzbuches in einem Flächennutzungsplan oder einem Raumordnungsplan Ausweisungen erfolgt waren.,~~
1. die Repowering Anlagen mindestens zehn Jahre nach den ersetzten Anlagen in Betrieb genommen worden.“

Die nachfolgende Nummerierung muss angepasst werden.

### **§ 31 Windenergie Offshore**

Für den Ausbau der Windenergie auf See ist eine gezielte Unterstützung dieser Technologie in der Pionierphase und unter Berücksichtigung der besonderen deutschen Gegebenheiten (weite Küstenentfernungen, große Wassertiefen) erforderlich. Der BWE schließt sich denen im EEG-Erfahrungsbericht 2012 gemachten Handlungsempfehlungen innerhalb des EEG an, um den bislang verzögerten Ausbau von Offshore-Windenergie deutlich zu beschleunigen. Deshalb begrüßt der BWE die im Referentenentwurf zur Offshore Windenergie vorgeschlagenen Änderungen. Er verweist im Weiteren auf das Positionspapier, das gemeinsam von dem BWE und sechs weiteren Verbänden im August 2010 veröffentlicht wurde und diese Punkte gefordert hatte.

Darüber hinaus sieht der BWE auch die Handlungsempfehlungen außerhalb des EEG als sinnvoll und verweist dabei insbesondere auf seine zum Energiewirtschaftsänderungsgesetz abgegebene Stellungnahme vom 18. Mai 2011.

## b) Einspeisevorrang und Einspeisemanagement

### § 8 Abnahme, Übertragung und Verteilung

Mit der Änderung des § 8 Abs. 1 beabsichtigt der Gesetzgeber eine Gleichstellung des Stroms aus Erneuerbaren Energien und aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)-Anlagen. Der BWE lehnt diese Gleichstellung ab und weist darauf hin, dass es sich hierbei um einen ganz wesentlichen Eingriff in den Vorrang für Erneuerbare Energien handelt. Der BWE fordert daher, dass auf die geplante Ergänzung des § 8 Abs. 1 verzichtet wird.

### § 6 Technische Vorgaben/§ 66 Übergangsvorschriften

Der BWE hält die Streichung der betrieblichen Einrichtung und die Beschränkung des § 6 auf technische Einrichtungen grundsätzlich für angemessen. In der Praxis gibt es wenige Anwendungspunkte für eine betriebliche Einrichtung. Allerdings würde für EE-Anlagen, die bereits mit einer betrieblichen Einrichtung nach § 6 Abs. 1 EEG 2009 nachgerüstet wurden, diese Neuregelung zu Kosten bei einer zusätzlichen Nachrüstung mit einer technischen Einrichtung führen. Daher muss ein Bestandsschutz für die EE-Anlagen gewährleistet werden, die bereits mit einer betrieblichen Einrichtung versehen sind. Die Übergangsfristen in § 66 Abs. 1 Nr.1 müssen daher entsprechend ergänzt werden.

#### Vorschlag

Nach § 66 Abs.1 Nr. 3 folgende neue Nr. 4

Nr. 4 Für Anlagen, die nach § 6 EEG 2009 mit einer betrieblichen Einrichtung ausgestattet wurden, findet § 6 Abs.1 in seiner am 1.1.2009 geltenden Fassung Anwendung.

Die anschließende Nummerierung müsste dann angepasst werden.

### § 11 Einspeisemanagement

§11 Abs.1 S. 1 Nr. 2 i.V.m. §61 Abs.1 c Nr.2 (neu)

Grundsätzlich muss sichergestellt werden, dass der Einspeisevorrang für Erneuerbaren Energien gewährleistet bleibt. Ansonsten besteht die Gefahr, dass die Inflexibilität des konventionellen Kraftwerksparks durch die Abregelung von EE-Anlagen „kompensiert“ wird.

Die in § 11 Abs.1 Nr.1 S.2 (neu) eingeführte Ausnahme, dass EE-, Grubengas- und KWK-Anlagen abgeregelt werden dürfen, wenn aus Systemsicherheits- und Zuverlässigkeitsgründen sonstige Stromerzeugungsanlagen noch am Netz sind, ist grundsätzlich verständlich. Zu klären bleibt, wie diese „netztechnisch bedingte Mindestlast“ nachgewiesen wird. Es ist daher zu begrüßen, dass die Bundesnetzagentur gemäß § 61 Abs.1b Nr. 2 (neu) ermächtigt wurde, Festlegungen zu den Stromerzeugungsanlagen zu treffen, die auch bei Anwendung des Einspeisemanagements aus Sicherheitsgründen am Netz bleiben müssen. Im Rahmen dieser Regelungen muss auch die netztechnisch bedingte Mindestlast klar definiert werden. Es müssen Nachweispflichten aufgenommen werden, die für Dritte nachvollziehbar und öffentlich zugänglich ausgestaltet werden.

#### § 11 Abs.1 S. 2 (neu)

Grundsätzlich steht der BWE der Nachrangigkeit der Regelung von bestimmten Anlagen kritisch gegenüber. Nach § 11 Abs.1 S. 2 (neu) werden kleine PV-Anlagen bis 100 kW nachrangig gegenüber den übrigen Anlagen geregelt. Wenn solch eine Nachrangigkeit der Regelung in § 11 aufgenommen wird, sollte sie auch für stallgeregelte und ältere pitch-geregelte Windenergieanlagen gelten, die aufgrund ihrer technischen Eigenschaften die vom Netzbetreiber vorgegebenen Stufen nicht einhalten können. Die häufigen Abschaltvorgänge führen bei diesen Anlagen zu einer erheblichen Einschränkung der Lebensdauer. Gemäß der Begründung zu § 11 Abs.1 S.2 soll der Netzbetreiber mittels einer Sensitivitätsanalyse sicherstellen, dass die Anlagen abgeregelt werden, die den größten Einfluss auf die Verbesserung der Netzsituation haben. Die genannten Anlagen haben höchstens eine installierte Leistung von 600 kW und sind zumeist verbrauchernah aufgestellt.

#### Abs.2

Der BWE begrüßt die Informationspflicht der Netzbetreiber, den Anlagenbetreiber spätestens am Vortag über eine bevorstehende Einspeisemanagement-Maßnahme zu informieren.

Jedoch enthält die Vorschrift keinen Hinweis, in welcher Form die Unterrichtungspflicht zu erfolgen hat. Dies sollte in der Gesetzesbegründung konkretisiert werden.

#### Abs.3

Auch hier fehlt ein Hinweis auf die Form der Unterrichtung. Diese könnte entsprechend Abs.2 in die Gesetzesbegründung aufgenommen werden.

#### Streichung des § 11 Abs.2 (alt)

Zur Abgrenzung von § 11 EEG und § 13 EnWG sollte auf die neue Regelung des § 13 Abs.2a EnWG verwiesen werden. Ein entsprechender Hinweis sollte in § 11 Abs.1 S.3 EEG (neu) aufgenommen werden.

## § 12 Härtefallregelung

Der BWE begrüßt die Aufnahme der Einspeisereduzierungen nach §§ 13 und 14 EnWG in die Entschädigungsregeln des § 12 Abs.1 EEG(neu), da es oft schwierig ist nachzuvollziehen, welche eindeutige Ursache den Schaltungen zugrunde lag.

Eine Reduzierung der Entschädigungen auf „95% der entgangenen Einnahmen“ lehnt der BWE ab. Eine solche Regelung ist nicht akzeptabel, da die Ursache für mögliche Entschädigungen nicht beim Anlagenbetreiber zu suchen ist. Die Entschädigung muss weiterhin zu 100 % geleistet werden.

In der bisherigen Regelung des § 12 Abs.1 EEG waren die „**entgangenen Vergütungen**“ zu entschädigen, falls nicht eine Vereinbarung getroffen wurde. Die neue Regelung führt einen neuen Begriff „**für die entgangenen Einnahmen**“ ein. Dieser Begriff wird nicht weiter erläutert. Für die Verwendung eines neuen Begriffs gibt es keinen Anlass; vielmehr führt er zu Unsicherheiten bei Anlagenbetreibern, Netzbetreibern und Finanzierern. Der BWE hält daher eine Beibehaltung des alten Begriffes für dringend erforderlich.

Die Ermächtigungsnorm § 64f Nr. 1 (neu) zur Festsetzung der Berechnungsmethoden der Bundesregierung ist grundsätzlich zu begrüßen. Es ist aber in der Gesetzesbegründung zu § 12 oder den Übergangsbestimmungen des § 66 darauf hinzuweisen, dass die Bundesnetzagentur bereits einen Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement im April 2011 veröffentlicht hat. Diesem sind umfangreiche Gespräche mit den Verbänden der Anlagenbetreiber und Netzbetreiber vorausgegangen. Es muss sichergestellt werden, dass dieser Leitfaden bis zu einer neuen Festlegung Anwendung findet. Andernfalls besteht Unklarheit, wie ab dem 1.1.2012 entschädigt werden muss. Auch hier ist die Beibehaltung der ursprünglichen Terminologie essentiell.

### Vorschlag

#### § 12 Abs.1 (neu)

- (1) [...] sind ~~die den~~ von der Maßnahme betroffenen Betreiberinnen und Betreiber abweichend von § 13 Absatz 4 des Energiewirtschaftsgesetzes *für 95 Prozent die entgangenen Einnahmen die entgangenen Vergütungen und Wärmeerlöse* zuzüglich der zusätzlichen Aufwendungen und abzüglich der ersparten Aufwendungen ~~zu leisten zu~~ erstaten.“

## § 64f Weitere Verordnungsermächtigungen

### Zu den Verordnungsermächtigungen insgesamt

Der BWE weist darauf hin, dass in den Verordnungsermächtigungen der §§ 64ff. zum Teil wesentliche Inhalte in Verordnungen geregelt werden sollen. Teilweise ist hier die Verfassungsmäßigkeit im Hinblick auf die Wesentlichkeitsrechtsprechung zumindest fragwürdig. Wesentliche Inhalte müssen in der Ermächtigungsnorm bereits geregelt sein.

### § 61 1b Nr.2 Abschaltreihenfolge im Anwendungsbereich des § 11 (neu)

Die Abschaltreihenfolge muss sich unbedingt an den technischen Fähigkeiten der verschiedenen Technologien und ggfs. Anlagentypen (Alt- vs. Neuanlagen) orientieren. Jedoch muss auch in Bezug auf verschiedene Anlagentypen innerhalb einer Technologie entsprechend differenziert werden. Die Transparenz dieser Regelung muss sichergestellt werden. In Abhängigkeit der Kriterien für die Definition der Abschaltreihenfolge (z.B. Leistungsrampen) besteht außerdem die Gefahr, dass künftig bestimmte EE-Technologien besonders häufig geregelt werden. Daher sollte die Einrichtung eines Einspeisemanagementregisters im Rahmen des EEG unmittelbar umgesetzt werden, um einen systematischen und transparenten Überblick der Abregelung von Anlagen und der jeweiligen Netzsituation öffentlich zugänglich zu machen.

### § 61 1b Nr.1 technische Einrichtungen (neu)

Der BWE begrüßt grundsätzlich alle erforderlichen Maßnahmen, die der technischen Sicherheit und Systemstabilität des Netzes dienen. Zusätzliche technische Anforderungen an Bestandsanlagen gehen allerdings regelmäßig mit erheblichen Kosten für die Nachrüstung und Zertifizierungen der nachgerüsteten Komponenten einher. Die entstehenden Kosten dürfen sich daher nicht zu Lasten der Anlagenbetreiber auswirken. Auch ist eine detaillierte Hersteller- und Typen-spezifische Differenzierung notwendig. Um Planungssicherheit zu gewährleisten, sind in diesem Zusammenhang gut durchdachte Übergangsregelungen und -fristen wichtig. Es bestehen bereits diverse Regelwerke, die Vorgaben zu technischen Anforderungen von Erzeugungsanlagen machen, wie etwa die Systemdienstleistungsverordnung, der Transmission Code und die Mittelspannungsrichtlinie, mit den jeweiligen gültigen Ergänzungen. Hier ist eine Konsistenz aller miteinander korrespondierenden Verordnungen mit den jeweils geltenden technischen Anforderungen notwendig. Vor diesem Hintergrund dürfen neue Anforderungen nur in einem fairen und transparenten Stakeholderbeteiligungsverfahren und unter Berücksichtigung der technischen Möglichkeiten der Anlagen festgelegt werden.

Damit notwendige Nachrüstungen an Bestandsanlagen für Sicherheit und Systemstabilität des Netzes sich nicht unverhältnismäßig stark zu Lasten der Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen auswirken, schlägt der BWE eine Ergänzung des § 64 Nr.9 durch einen neuen Buchstaben c) vor:

## Vorschlag

c) zu regeln, dass die bei den Anlagenbetreiberinnen und Anlagenbetreiber entstehenden Kosten erstattet werden.

Der vorgeschlagene ursprüngliche c) würde dann Buchstabe d).

## **c) Direktvermarktung**

### **§ 33f Abs. 3: Anteilige Direktvermarktung**

Die dreimonatige Sperrfrist in S. 1 für Anlagenbetreiber, die gegen § 33 f Abs.1 verstoßen, sieht der BWE für überzogen an. Gerade bei der relativ neuen Direktvermarktung können am Anfang Fehler passieren, die dreimonatige Sperrfrist kommt einer Bestrafung gleich. Sie kann ein großes Hemmniss für Neueinsteiger in die Direktvermarktung bedeuten.

## Vorschlag:

*(3) Bei Verstößen gegen Abs.1 verringert sich der Vergütungsanspruch nach § 16 für den in der Anlage erzeugten Strom, der nicht direkt vermarktet wird, auf den energieträgerspezifischen Referenzmarktwert nach Nummer 2 der Anlage 4 zu diesem Gesetz für den Kalendermonat, für den keine dem § 33 d Abs.2 entsprechende Mitteilung vorliegt, ~~und für die ersten drei Monate, in denen danach der Vergütungsanspruch nach § 16 geltend gemacht wird~~*

### **§ 33g Marktprämie**

Der zentrale Ansatz zur mittelfristigen Marktintegration Erneuerbarer Energien ist die im EEG verankerte automatische Degression der Vergütungssätze. Der BWE begrüßt grundsätzlich die Entwicklung weiterer Vermarktungsoptionen für Erneuerbaren Energien, wie z.B. die im EEG-Referentenentwurf dargestellte Marktprämie. Diese muss allerdings mit all ihren Komponenten kostenneutral ausgestaltet sein.

## § 39 Verringerung der EEG-Umlage

Grünstromprodukte blieben bisher von der EEG-Umlage befreit, soweit ein Mindestanteil von EEG-fähigem Strom vermarktet wird. Sie liefern einen höheren Anteil Erneuerbarer Energien und damit einen höheren ökologischen Nutzen als der durchschnittliche deutsche Strommix.

Die Nutzung dieser Regelung zeigt, dass eine reale und nachfragegerechte Versorgung von Stromkunden mit sehr hohen Anteilen Erneuerbarer Energien möglich ist und mobilisiert Potenziale für eine echte Marktintegration. Gleichzeitig werden insgesamt die Differenzkosten des EEG gesenkt.

Dieses erfolgreiche Instrument (das sogenannte „Grünstromprivileg“) würde mit der geforderten Quote für fluktuierende Energien von 30 Prozent und der Deckelung auf 2 ct/kWh zusammen mit den drei weiteren Vorgaben – Streichung der vermiedenen Netznutzungsentgelte, monatliche Einhaltung der Portfoliovorgaben und der engen Definition des gelieferten Stroms – faktisch ausgehebelt. Damit hätte der Gesetzgeber eine große Chance zur Kostensenkung und zum Markteinstieg für die Erneuerbaren Energien verschenkt und den im Markt agierenden Firmen, die dieses Instrument belebt haben, erheblich geschadet.

Der BWE fordert eine marktgerechte Weiterentwicklung, die aus unserer Sicht kurzfristig eine Deckelung der nutzbaren Umlagebefreiung von höchstens 2,5 ct/kWh zulässt sowie den Anteil des fluktuierenden Stroms auf 15 % auf das Jahr bezogen festlegt. Mittelfristig kann der Anteil der Erneuerbaren Energien – in einer für die agierenden Unternehmen planbaren Art und Weise – kontinuierlich angehoben werden.

### Vorschlag:

#### §39 Abs. 1

*„Die EEG-Umlage verringert sich für Elektrizitätsversorgungsunternehmen in einem Kalenderjahr um ~~2,0~~ 2,5 Cent pro Kilowattstunde, höchstens jedoch in Höhe der EEG-Umlage, wenn*

*1. der Strom, den sie an ihre gesamten Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher liefern, in im Jahresdurchschnitt auf den Monat bezogen jedem Monat dieses Kalenderjahrs folgende Anforderungen erfüllt:*

*a) mindestens 50 Prozent des Stroms ist Strom im Sinne der §§ 23 bis 33 und*

*b) mindestens 30 15 Prozent des Stroms ist Strom im Sinne der §§ 29 bis 33;*

*bei der Berechnung der Anteile nach Halbsatz 1 darf Strom im Sinne der §§ 23 bis 33 nur bis zu der Höhe des aggregierten Bedarfs der gesamten belieferten Letztverbraucherinnen und Letztverbraucher, bezogen auf jedes 15 Minuten-Intervall, berücksichtigt werden, (...).“*

Die derzeitige Formulierung des § 39 Abs. 2 Nr.2 schreibt die ausschließliche Bilanzierung von Strom, der nach § 33b Nr. 2 vermarktet wird, von der Einspeisung bis zur Letztverbraucherlieferung über Bilanz oder Unterbilanzkreise vor, in denen ausschließlich Strom bilanziert wird, der in der Form des § 33b Nr. 2 direkt vermarktet worden ist. Dies ist aus Transparenzgründen richtig für Großhandelsbilanzkreise, nicht aber für Bilanzkreise, aus denen Letztverbraucher beliefert werden. Diese Formulierung käme im Umkehrschluss einer Notwendigkeit zur Versorgung der Letztverbraucher mit 100% Strom gemäß §33b Nr. 2 gleich, da ein Zählpunkt grundsätzlich nur einem Bilanzkreis zugeordnet sein kann. Damit würde die 50%-Regel des §39 Abs. 1 Nr. 1.a) aufgehoben und in eine 100% EEG-Strom Regel umgewandelt. Der BEE vertritt in diesem Punkt ebenfalls die Position der verschiedenen Grünstromanbieter. Er geht davon aus, dass dies nicht beabsichtigt ist und schlägt deswegen die Streichung des Paragraphen vor

#### Vorschlag:

Streichung des §39 Abs. 2 Nr. 2

Abschließend sieht es der BWE äußerst kritisch, dass dieses Instruments gemäß der entsprechenden Verordnungsermächtigungen § 64g Nr. 5 i.V.m. §64h (1) im Regierungsentwurf zur EEG-Novelle (BR-Drs. 341/11) ohne einen weiteren Gesetzgebungsprozess unter Beteiligung des Bundestages weiterentwickelt und konkretisiert werden kann. Aus unserer Sicht werden damit grundsätzliche Weichenstellungen getroffen, die nicht ohne Beteiligung des höchsten Verfassungsorganes beschlossen werden sollten.

Der BWE begrüßt es überaus, dass im Gesetzesentwurf, den die Koalitionsfraktionen unter der Bundestagsdrucksache 17/6071 eingebracht haben, nahezu alle Verordnungsermächtigungen unter Zustimmung des Bundestages gestellt werden.

Der BWE bittet darum, bei der Zusammenführung beider Gesetzesentwürfe darauf zu achten, dass letztere Fassung erhalten bleibt.

#### **Kontakt:**

Georg Schroth

Leiter Abteilung Politik

E-Mail: [g.schroth@wind-energie.de](mailto:g.schroth@wind-energie.de)

Telefon: 030 - 28482145