

**DEUTSCHER BUNDESTAG**  
Ausschuss für Umwelt,  
Naturschutz und Reaktorsicherheit  
15. WP

Ausschussdrucksache 15(15)232\*

**Öffentliche Anhörung am 8. März 2004**

zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD  
und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN  
- Drucksache 15/2327 -

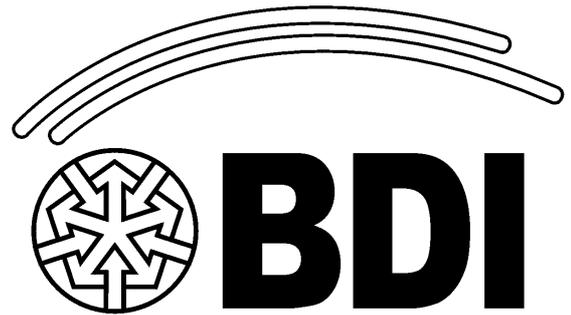
Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts  
der Erneuerbaren Energien im Strombereich (EEG)

**Antworten auf den Fragenkatalog**

der Fraktionen SPD, CDU/CSU, BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN  
und FDP

<b>Beiträge von</b>	<b>Seite</b>
Bundesverbandes der Deutschen Industrie e.V. – BDI	2
Bundesverband WindEnergie e.V. - BWE	41

# Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.



## Antworten des Bundesverbandes der Deutschen Industrie e.V. – BDI

### Fragen der Fraktion der SPD

zu I. Zielsetzung des Gesetzes keine Fragen

### zu II. Windenergie

1. Welche Auswirkungen wird die Begrenzung der Mindestvergütung auf Anlagen mit einem Jahresnutzungsgrad von mindestens 65 % der Referenzanlage für die Ausweisung von Eignungsflächen haben und welche Zubauentwicklung lässt sich daraus ableiten?

**Windkraftanlagen sind nach dem öffentlichen Baurecht privilegierte Vorhaben im Außenbereich und können in den von den Gemeinden ausgewiesenen Vorranggebieten errichtet werden. Die Bestimmung von Vorranggebieten erfolgt nach anderen Kriterien als der Begrenzung der Mindestvergütung. Insofern dürfte diese auch keine Auswirkung für die künftige Ausweisung von Eignungsflächen haben.**

**Insgesamt soll die Vorschrift bewirken, dass eine Errichtung von Windkraftanlagen an windarmen Standorten verhindert wird. Diese Zielsetzung ist zu begrüßen, weil sie dem Effizienzerfordernis Rechnung trägt. Allerdings enthält die Vorschrift Unschärfen. Zur Ermittlung des Referenzertrages sind fünf Betriebsjahre der Referenzanlage zu Grunde zu legen. Ob dies nun fünf „gute“ oder „schlechte“ Windjahre sind, vermag niemand vorher zu sagen. Diese Unschärfe wirkt sich auf die Finanzierbarkeit aus. Sie kann zu Investitionsattentismus führen. Eine klarere und eindeutige Regelung wäre deshalb wünschenswert.**

**Im übrigen ist die Vorschrift des § 10 Abs. 4 EEG-N0velle nun so gefasst, dass für jede Windenergieanlage ein entsprechendes Gutachten nachgewiesen werden muss, um die Vergütungspflicht des Netzbetreibers auszulösen. Mit dieser „Bürokratisierung“ sind auch Altanlagen erfasst, die unstreitig den geforderten Prozentsatz des Referenzertrages erzielen. Deshalb ist eine Begrenzung der Nachweispflicht auf Neuanlagen zu empfehlen.**

2. Welche Lenkungswirkung erwarten Sie von der Einführung des Mindestnutzungsgrades auf die Anlageneffizienz und die Entwicklung der durchschnittlichen Jahresvollaststunden pro Neuanlage?

**Mit der vorgesehenen Vorschrift in § 10 Abs. 4 EEG-Novelle soll ein im Fördersystem liegender Anreiz gegeben werden, an windarmen Standorten keine neuen Windkraftanlagen mehr zu errichten und zu betreiben. Dies ist ein neues Instrument, dessen Auswirkungen vermutet, aber nicht sicher vorhergesagt werden können. Greift das Anreizinstrument, dann kann erwartet werden, dass die Neuanlagen eine Nutzung oberhalb der bisherigen durchschnittlichen Jahresvolllaststunden erreichen, weil im derzeitigen Durchschnitt auch windarme Standorte mitbestimmend sind. Damit stiege auch die Anlageneffizienz im Sinne höherer Stromausbeute. Die Wirkung des neuen Instruments muss genau beobachtet werden. Sollte wider Erwarten das Instrument nicht oder nicht in dem gewünschten Umfang greifen, muss es schnellstens angepasst werden. Insofern ist der bisherige Monitoring Rhythmus des Gesetzes unbedingt bei zu behalten.**

3. Welcher Zusammenhang besteht zwischen Jahresvolllaststunden und Regelenergieaufwand?

**Man muss differenzieren: Mit Jahresvolllaststunden wird angegeben, wie viele Stunden die Anlage aufgrund ihrer Stromerzeugung mit voller Leistung betrieben worden wäre. Da aufgrund des schwankenden Windangebots Windkraftanlagen oft mit niedrigerer Leistung betrieben werden, muss für diese schwankenden Stromeinspeisungen aus anderen Kraftwerken das Angebot entsprechend der Nachfrage aufgestockt werden. Dafür müssen Kraftwerke vorgehalten werden. Mit Regelenergie werden unerwartete Ausfälle beim Stromangebot ausgeglichen. Zu diesen Ausfällen können auch Abweichungen von der erwarteten Windstromspeisung beitragen.**

4. Welche Lenkungswirkungen sind von den Differenzierungen bei der Vergütung von Offshore-Windkraft zu erwarten?

**Das Thema off-shore-Anlagen ist mit vielen Fragezeichen versehen. Vor allem ist unklar, ob mit den vorgesehenen Mindestvergütungen Anlagen errichtet und betrieben werden können. Insofern sind die derzeit genannten Beträge allenfalls als „Kalkulationsanhalt“ zu bewerten.**

**Off-shore-Windkraftanlagen sollten, da sie anders als Land-Anlagen zentrale Großanlagen sein werden, allein durch Projektausschreibung gefördert werden. Die entsprechende Ausgestaltung der Ausschreibung kann in der jetzigen Novelle grundsätzlich geregelt werden. Der Umfang der Förderung sollte ebenfalls auf Basis künftiger Monitoringberichte feinjustiert werden. Dann kann zeitnah festgelegt werden, welche Vergütungssätze erforderlich sind und die Entwicklung so voranbringen, dass off-shore-Anlagen auf Sicht ohne weitere Förderung wettbewerbsfähig betrieben werden können.**

5. Sind die planungs- und genehmigungsrechtlichen Abläufe geeignet, die Ausbauziele für Offshore-Windkraft zu unterstützen?

**Die Umweltkriterien sind viel zu scharf und mit Zielen des Bürokratieabbaus unvereinbar. Der generelle Ausschluss von Natura 2000 Gebieten verkürzt die Möglichkeiten einer off-shore-Entwicklung erheblich und verteuert sie. Umweltkriterien sollten weiterhin ausschließlich im Rahmen des Genehmigungsverfahrens berücksichtigt und nicht Bestandteil des EEG werden.**

6. Sind die Übertragungsnetzbetreiber gesetzlich verpflichtet, vor Abschluss der Errichtung eines Offshore-Windparks die notwendigen Anschluss- und Verstärkungsmaßnahmen und –investitionen durchzuführen?

Die in § 4 Abs. 2 EEG-Novelle genannten Netzausbaupflichten sind für den Anschluss von Einzelanlagen oder Gruppen von Windkraftanlagen konzipiert und passen nicht auf off-shore-Windparks, die eine industrielle Größe hinsichtlich der Erzeugungskapazität aufweisen. Errichtung eines off-shore-Windparks und die notwendige Einbindung in das Netz (welches) einschließlich des Baus/Ausbaus der notwendigen Netzinfrastruktur zum Transport des auf See erzeugten Stroms in die Verbrauchsschwerpunkte sowie die Bereitstellung von Regelenergieleistung muss als ein Gesamtprojekt geplant und ausgeführt werden. Hinzu kommt, dass bei off-shore-Windparks außerhalb der zwölf-Meilen-Zone trefflich darüber gestritten werden kann, welcher Netzbetreiber im Sinne § 4 Abs. 1 bzw. Abs. 5 EEG-Novelle abnahmepflichtig ist. Gerade wegen der anderen „Dimension“ von off-shore-Windparks und der Notwendigkeit einer gesamtheitlichen Betrachtung einschließlich Netzausbau und Regelenergie legt es nahe, off-shore-Windparks im Wege von Ausschreibungsverfahren zu fördern. Völker-, see- und meerschutrechtliche Voraussetzungen müssen vorab harmonisiert werden.

7. Welche Folgen hat das Einsetzen der Degression zum Ende des Jahres bzw. welche Folgen hätte die Verschiebung des Einsetzen der Degression jeweils zum 1. Juli für die Windenergiebranche?

Durch die Festlegung der Degressionsschritte zu Beginn des Jahres und der Finanzierung über Fonds konzentriert sich die Anlageninstallation unnatürlich auf die Zeit unmittelbar vor dem Jahreswechsel. Die Verlegung der Degressionsschritte auf den 1. Juli würde hier zu einer Entzerrung führen. Allerdings bleibt der Druck durch die Degression zu diesem Zeitpunkt mit Vorzieheffekten erhalten. Bei einer Verschiebung des Degressionszeitpunktes in die Zukunft, würde sich die Spanne allerdings verlängern. Dies wäre mit höheren Vergütungen in dieser Periode verbunden. Dieser Effekt darf nicht eintreten. Würde der Zeitpunkt für die nächste Degressionsstufe verlegt, müsste sie um ein halbes Jahr vorgezogen werden.

### zu III. Bioenergien

8. Welche Auswirkungen erwarten Sie von der Neuregelung, dass erstmalig aus dem Gasnetz entnommenes Biogas entsprechend seiner Einspeisung als „Erneuerbare Energie“ definiert wird und wie ist sichergestellt, dass Ein- und Ausspeisung rechtssicher bzw. zertifiziert werden, um Missbrauch zu vermeiden?

Die in § 3 Abs.1 Satz 2 EEG-Novelle enthaltene Bestimmung ist sinnvoll, weil sie den Einsatz dezentral anfallender oder erzeugter Biogase in entsprechenden größeren Anlagen kontinuierlicher und kostengünstiger ermöglicht. Die Regelung macht aber auch deutlich, dass die Herkunft des eingesetzten Gases für die Stromerzeugung nicht wesentlich ist. Beim Vollzug des Gesetzes insgesamt und damit auch bei dieser Regelung muss durch entsprechende Nachweise und Testate einem missbräuchlichen Handeln des Anlagenbetreibers vorgebeugt werden.

9. Welche Auswirkung hat die Verkürzung des Förderzeitraumes von 20 auf 15 Jahre für die Stromgestehungskosten und Gesamtkostenrechnung von Biomasseanlagen?

Die Verkürzung des Förderzeitraumes darf nicht isoliert gesehen werden. Wie der Monitoringbericht vom 28 Juni 2002 aufgezeigt hat, sind einerseits für Biomasseanlagen Kostensenkungspotenziale identifiziert worden und andererseits sollen die Vergütungssätze erhöht werden. Insofern erscheint der Novellierungsvorschlag ausgewogen. Die Förderung nach dem EEG darf im übrigen nicht zu einer Dauersubvention ausarten, sondern soll die Anlagen in möglichst kurzer Frist ohne ergänzende Förderung wettbewerbsfähig machen. Unter diesem wichtigen ordnungspolitischen Aspekt ist die Verkürzung der Förderdauer für Neuanlagen auf 15 Jahre zu begrüßen.

10. Halten Sie die Begrenzung der erhöhten Mindestvergütung nach § 8 (2) und (3) auf Anlagen bis 5 MW für sachlich begründet? Ist sie insbesondere bei Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung gerechtfertigt?

11. Halten Sie die erhöhte Mindestvergütung nach § 8 (2) für hinreichend, um das vorhandene Potential an Biomasse im Sinne des Gesetzes zu aktivieren?

**Anders als bei Wind, Wind und Sonne hat die Biomasse einen kommerziellen Wert, der sich nach den Kosten für Gewinnung und Transport bestimmt und sich nach den Regeln von Angebot und Nachfrage verändert. Erhöhte Vergütungssätze werden die Biomasseanbieter veranlassen, höhere Preise zu fordern, die sie auch durchsetzen werden, wenn die Nachfrage nach Biomasse durch die Errichtung neuer Biomasseanlagen steigt.**

12. Wie beurteilen Sie den Ansatz, anstelle eines technologiebezogenen Bonus in Höhe von 1 Cent/kwh einen technikneutralen und ausschließlich auf die Energieeffizienz bezogenen Bonus einzuführen, um eine möglichst effiziente Biomassenutzung anzureizen?

**Ordnungspolitisch müsste geprüft werden, ob ein technologiebezogener Bonus überhaupt Sinn macht, weil er neben dem positiven Anreiz, sich für die Anwendung einer bestimmten Technologie zu entscheiden, auch einen negativen Anreiz setzt, die Alternativen nicht zu nutzen. Dies führt zu Wettbewerbsverzerrungen unter den Anlagenherstellern.**

**Der Anreiz für eine möglichst effiziente Biomassenutzung ergibt sich im System des EEG aus möglichst niedrigen Mindestvergütungssätzen und Herabsetzung dieser Vergütungen in einem festgelegten zeitlichen Rhythmus (Degression). Dieser dynamische Prozess der Effizienzsteigerung würde durch die Gewährung eines Bonus für möglichst effiziente Biomassenutzung außer Kraft gesetzt werden. Die Bonus-Gewährung setzt eine Standardisierung voraus, der sich am Durchschnitt zu orientieren hätte. Damit würde ein Technologiestand festgeschrieben werden. Dadurch besteht die Gefahr, dass der Bonus bereits für Anlagen zu zahlen wäre, die zwar über dem Standard liegen, aber durchaus üblich sind. Es würde mit dem Bonus also ein Windfallprofit erzeugt. Der Bonus bewirkt darüber hinaus ein „finanzielles“ Polster, auf dem sich „ausruhen“ lässt. Der Anreiz, „besser zu werden“, ist weniger ausgeprägt, da die Benchmark aus Mindestvergütung plus Bonus besteht.**

13. Welche Auswirkungen erwarten Sie von den verbesserten Anreizen in § 8 (2) hinsichtlich des Importes von Biomasse zur Verstromung nach EEG?

**Sollte vom novellierten EEG ein Anreiz für Biomasse-Importe ausgehen, dann könnte dies zu einer Stabilisierung der Biomasseeinsatzkosten führen, weil das Angebot bei gleichbleibender Nachfrage erhöht würde mit preisdämpfenden Effekten. Andererseits muss bewertet, ob die Importe und die damit verbundenen infrastruktur- und klimabelastenden Transporte ökologisch erwünscht sind. Angesichts hoher Transportkosten und des z.T. niedrigen Energiegehalts der Biomasse dürfte sich im Übrigen der Import auf Standorte in Grenznähe bzw. Küstenstandorte beschränken.**

14. Welche Möglichkeiten zur Begrenzung des Transportaufkommens und zur Stärkung regionaler Wirtschaftskreisläufe wären möglich?

**Regulatorische Massnahmen im europäischen Binnenmarkt verbieten sich von selbst. Zur globalen Steuerung der in der Frage angesprochenen Effekte kann praktisch allein die festgelegte Mindestvergütung eingesetzt werden. Durch das bisherige zweijährige**

**Monitoring kann einer Fehlentwicklung durch Korrektur zu hohe Vergütungssätze und Boni entgegengewirkt werden.**

15. Wie beurteilen Sie das Fehlen von ökologischen Kriterien für den Einsatz von Biomasse und sind die gesetzlichen Formulierungen hinreichend, um sozial- und Umweltdumping bei der Produktion der zum Einsatz kommenden Biomasse auszuschließen?

**Durch die Biomasseverordnung sind bereits zahlreiche Kriterien festgelegt. Ersichtlich hat die relativ strenge Biomasseverordnung dazu beigetragen, dass in der Vergangenheit die Biomassenutzung zur Verstromung entgegen der Erwartung gedämpfter verlaufen ist. Der Erlass weiterer ökologischer Kriterien könnte die bremsende Wirkung noch verstärken und den verbesserten Anreiz der Novelle durch Festlegen höherer Vergütungssätze für Strom aus Biomasse konterkarieren.**

16. Sollte eine erhöhte Mindestvergütung nach § 8 (2) an die Einhaltung der guten fachlichen Praxis bzw. an belastbarer Standards der nachhaltigen Forstwirtschaft und des ökologischen Landbaus geknüpft werden?

**Siehe Antwort zu Frage 15. Eine Überfrachtung des EEG mit ökologischen Kriterien sollte vermieden werden.**

17. Ist nach den vorliegenden Formulierungen sicher gestellt, dass kein Anbau von Futter- oder Lebensmittelpflanzen wie z.B. Getreide zur Verstromung nach EEG erfolgt?

**Nein. Getreide lässt sich unschwer unter Pflanzen und Pflanzenbestandteile subsumieren. Die Biomasseverordnung vom 21. Juni 2001 schließt Getreide (Roggen, Weizen Gerste, Mais usw. aber auch Kartoffeln) nicht als Biomasse im Sinne der Verordnung aus.**

18. Ist die vorgenommene Differenzierung der Vergütungsstufen aus Ihrer Sicht her fachlich richtig?

19. Sind aus Ihrer Sicht die Vergütungssätze der jeweiligen Leistungsbereiche sachgerecht?

20. Sollte Ihrer Ansicht nach die Definition der nachwachsenden Rohstoffe auch um die Nebenprodukte und Futterreste eines land- und forstwirtschaftlichen Betriebes ergänzt werden?

21. Ist die geplante Degression auf 2 % gerechtfertigt? Welche Auswirkungen sind dadurch zu erwarten?

**Die Degression ist von 1 % auf 2 % erhöht worden. Dies ist aus grundsätzlichen Erwägungen gerechtfertigt, deutlichere Anreize für Effizienzsteigerung zu geben. Die Degression bezieht sich allerdings nur auf die vorgesehenen Mindestvergütungen nach § 8 Abs. 1 EEG-Novelle. Die Zuschläge nach § 8 Abs. 2 und 3 bleiben von der Degression verschont. Hinzu kommt, dass die Mindestvergütung für kleine Biogasanlagen bis 150 kW gegenüber der Ursprungsvergütung um 1,3 Cent auf 11,5 Cent angehoben werden soll. Hier greift die Degression erstmalig am 1. Januar 2005. Die Vergütung wird bei 2 % iger Degression selbst im Jahre 2013 noch 10,58 Cent/kWh und damit mehr als die ursprüngliche Vergütung im Jahre 2000 von 10,2 Cent/kWh betragen.**

#### zu IV. Wasserkraft

22. Verändert die Aufnahme der Formulierung „nachweislich ein guter ökologischer Zustand erreicht oder der ökologische Zustand gegenüber dem vorherigen Zustand wesentlich verbessert worden ist“ etwas an der bereits geltenden europäischen und bundesdeutschen Rechtslage zum Gewässerschutz?

**Nein und deshalb kann die Aufnahme der ökologischen Nachweispflicht und die Offenlegungspflichten im EEG entfallen. Sie sind sachlich nicht erforderlich und schaffen nur neue bürokratische Hemmnisse.**

23. Welche konkreten Kostenrechnungen liegen der erstmaligen Aufnahme großer Wasserkraftwerke über 5 MW in das EEG zugrunde? Welche Lebensdauer- und Kostenprognosen liegen den Differenzierungen nach Anlagengröße zugrunde?

24. Welche Wasserkraftanlagen über 5 MW können theoretisch unter diese Förderung fallen? Welche Fördervolumina ergeben sich daraus?

**Das Ausbaupotenzial der deutschen Wasserkräfte wird mit 8 TWh angegeben (Broschüre „Wasserkraft erneuerbare Energie für die Zukunft“, Hg: VA Tech Escher Wyss GmbH u.a. vom 12.11.2003).**

25. Welche Modernisierungen und Erweiterungen sind bereits bekannt? Welche Fördervolumina ergeben sich daraus?

**Allgemein bekannt ist das Modernisierungsprojekt Rheinfeldern. Da die Gesetzesergänzung keine „Lex Rheinfeldern“ sein darf, dürfte der neue Fördertatbestand zu weiteren Projekten Veranlassung geben.**

26. Wie beurteilen Sie die ökologischen Auswirkungen der Kleinwasserkraft?

**Kleine Laufwasserkraftwerke bis 500 Kilowatt, die ab 2006 nicht im räumlichen Zusammenhang bestehender Staustufen oder Wehranlagen errichtet werden, sind nach dem Gesetzentwurf von einer Förderung ausgeschlossen. Dies erscheint nicht sachgerecht und lässt Potentiale ungenutzt.**

**Die ökologische Bewertung für den Neubau kleiner Wasserkraftanlagen sollte weiterhin den Genehmigungsbehörden der Bundesländer überlassen werden.**

zu V. Weitere Fragen, u.a.:

##### a) Härtefallregelung/Kosten

27. Welche Auswirkungen erwarten Sie von der neugefassten sog. „Härtefallregelung“ in § 16 „Besondere Ausgleichsregelung“ auf die Verteilung der EEG-Kostenumlage und die Strompreise?

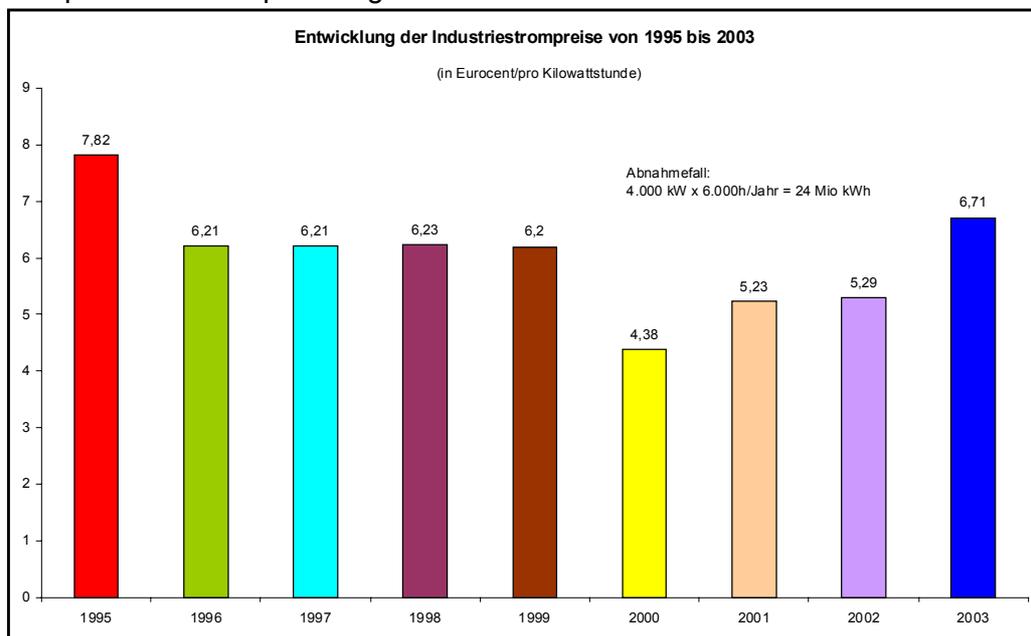
**Die Frage greift zu kurz. Aufgrund der politischen Belastungen der Strompreise, zu denen auch die EEG-Umlage zählt, sind die deutschen Industriestrompreise im internationalen Vergleich wettbewerbsunfähig geworden und gefährden die Leistungsfähigkeit der deutschen Unternehmen. Deshalb fordert die Industrie eine generelle Belastungsbegrenzung nach dem Vorbild des KWK-Gesetzes: Der BDI hat dazu folgende Position entwickelt:**

## EEG-Belastungsbegrenzung zu Gunsten der Industrie

Hinsichtlich der EEG-Novelle fordert der BDI grundsätzlich eine wettbewerbsneutrale Finanzierung der Förderung der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung. Da die Realisierung dieser Forderung aus haushaltspolitischen Gründen kaum Aussicht auf Erfolg hat, ist eine Belastungsbegrenzung zu Gunsten der Industrie nach dem Vorbild des KWK-Gesetzes als zentrales Element der Novelle unbedingt erforderlich.

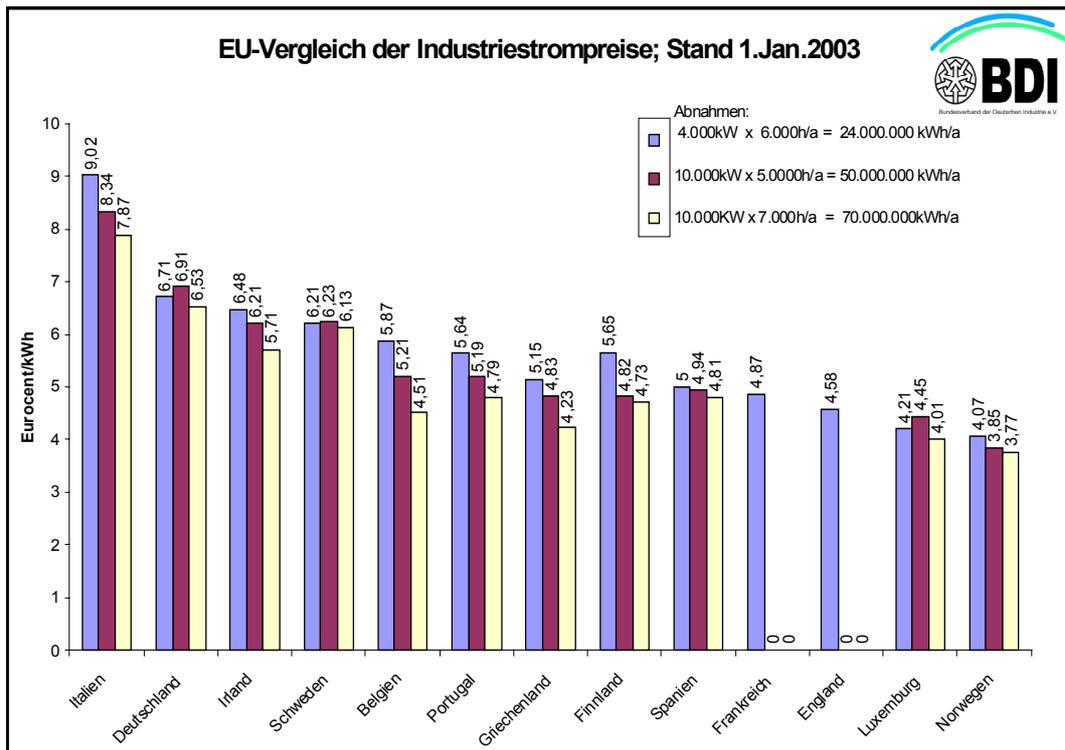
Denn die Strompreisentwicklung in Deutschland einschließlich der politisch bedingten Belastungen führen dazu, dass deutsche Unternehmen am Standort Deutschland Wettbewerbsnachteile erleiden. Die Strompreissenkungen infolge der Liberalisierung sind inzwischen aufgezehrt.

Europäischer Strompreisvergleich:



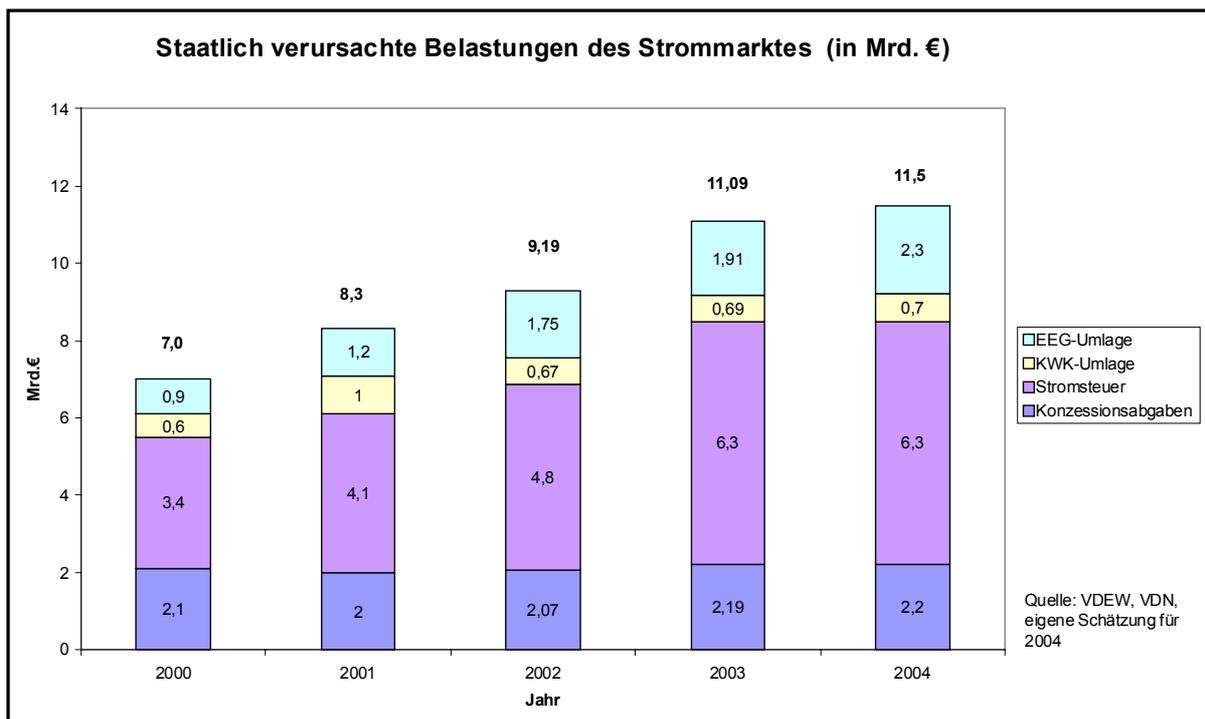
Quelle: Eurostat, Statistik kurz gefasst, Umwelt und Energie von 1995 bis 2003, eigene Auswertung

Im europäischen Vergleich liegen die deutschen Industriestrompreise für mittlere und größere Abnahmen auf den letzten Plätzen. Nur in Italien ist Industriestrom noch teurer.



Quelle: Eurostat, Statistik kurz gefasst, Umwelt und Energie 2003, eigene Auswertung

Zu den hohen deutschen Strompreisen haben die politischen Belastungen aus Ökosteuern (Stromsteuer), Konzessionsabgaben sowie die KWK- und EEG-Umlagen ganz wesentlich beigetragen:



Der Strommarkt wurde innerhalb von nur fünf Jahren um zusätzlich ca 4,5 Milliarden € belastet. Eine Steigerung um 64 %. Die Belastung des EEG hat sogar um 155% zugenommen.

Außer beim EEG sind bei den anderen Belastungen mit Rücksicht auf die Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft Begrenzungen zu Gunsten der Unternehmen vorgenommen worden. Die Härtefallregelung im EEG ist ein erster Schritt in die richtige Richtung, aber weder für die stromintensiven Unternehmen noch für die übrigen Unternehmen ausreichend. Aus Wettbewerbsgründen und zur Erhaltung der wirtschaftlichen Leistungsfähigkeit ist eine generelle Belastungsbegrenzung dringend erforderlich!

Überträgt man die KWK-Begrenzungsregelung auf das EEG, könnte dies zu folgenden Eckpunkten führen:

- Bis zu einem Stromverbrauch von 100.000 kWh/Jahr wird die volle Belastung auch von den industriellen Sonderabnehmern gezahlt.
- Bei einem Stromverbrauch > 100.000 kWh/Jahr erfolgt eine Belastungsbegrenzung auf 0,1 Cent/kWh.
- Für stromintensive Unternehmen mit einem Stromverbrauch > 10.000.000 kWh und einem Stromkostenanteil von mehr als 5% an der Bruttowertschöpfung erfolgt eine Belastungsbegrenzung auf 0,05 Cent/kWh.

### Modellrechnung:

Ausgangsdaten/Annahmen:

Nettostromverbrauch (2002):	
der Industrie	241 Mrd. kWh
davon aus Eigenanlagen ca.	21 Mrd. kWh
aus öffentlichem Netz ca.	<b>220</b> Mrd. kWh
der privaten Haushalte	132 Mrd. kWh
der Kleinverbraucher	126 Mrd. kWh
des Verkehrs	<u>16</u> Mrd. kWh
Summe: übriger Stromverbrauch	<b>274</b> Mrd. kWh

Durchschnittliche EEG-Umlage 2003      0,42 Cent/kWh

Ohne Belastungsbegrenzung hatte die Industrie bei einer durchschnittlichen Belastung von 0,42 Cent/kWh unter der Annahme gleichen Stromverbrauchs in 2003 (220 Mrd. kWh x 0,42 Cent) **924** Mio. € über die Strompreise an EEG-Umlage zu bezahlen

Da die vorgeschlagene Belastungsbegrenzung erst ab einem Stromverbrauch von 100.000 kWh einsetzen soll, wird dieser Strom mit dem vollen Umlagesatz belastet. Es wird angenommen, dass die industriellen Sonderabnehmer für 20 Mrd. kWh den vollen Umlagesatz zahlen.

Geht man davon aus, dass ca. 50 Mrd. kWh durch die vorgeschlagene Härtefallregelung begünstigt werden, erfolgt die Begrenzung auf 0,1 Cent für einen Stromverbrauch von (220 ./ (20 +50)) 150 Mrd. kWh (nach der derzeit gültigen Härtefallregelung sind rund 27 Mrd. kWh begünstigt: Davon sind je Unternehmen/-steil je 100 Mio. kWh mit der vollen Umlage belastet und abzuziehen; bei 40 erfolgreichen Anträgen also 4 Mrd. kWh). Für die Annahme, dass 50 Mrd. kWh unter die vorgeschlagene Härtefallregelung fallen, ist berücksichtigt, dass für einen Teil des Stromverbrauchs der stromintensiven Unternehmen zwischen 100.000 kWh und 10 Mio. kWh ein Betrag von 0,1 Cent/kWh gezahlt wird).

Dementsprechend leistet der industrielle Stromverbrauch auch nach vorgeschlagener Belastungsbegrenzung folgenden **Solidarbeitrag** zur Finanzierung der Förderung der erneuerbaren Energien:

20 Mrd. kWh x 0,42 Cent =	84 Mio. €
150 Mrd. kWh x 0,10 Cent =	150 Mio. €
50 Mrd. kWh x 0,05 Cent =	25 Mio. €
Summe	<u>259 Mio. €</u>

Die Entlastung der Industrie betrüge also (924 ./ 259) **665** Mio. €, die - bei vollständiger Weiterwälzung der EEG-Mehrbelastungen auf den Endverbrauch - vom übrigen Stromverbrauch mitgetragen werden müsste.

Der übrige Stromverbrauch ist mit (274 Mrd. kWh x 0,42 Cent) **1,151** Mrd. € belastet. Bei Anwendung der vorgeschlagenen Belastungsbegrenzung müsste der übrige Stromverbrauch künftig (1,151 + 0,665) **1.816** Mrd. € tragen.

Das bedeutet eine durchschnittliche Belastung des übrigen Stromverbrauchs von (1,816 : 274) **0.663**Cent/kWh.

### **Was bedeutet dies für einen Haushalt mit einem durchschnittlichen Stromverbrauch von 3500 kWh/Jahr?**

Ohne Belastungsbegrenzung gibt dieser Haushalt (3500 x 0,42 Cent) **14,70** €/Jahr an Umlage zur Förderung der Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung aus. Monatlich also **1,23** €.

Der Betrag erhöht sich bei der vorgeschlagenen Belastungsbegrenzung auf (3500 x 0,663) **23,21**€/Jahr. Monatlich also **1,93** €.  
Jährlich betrüge der Mehrbetrag knapp **8,51** € monatlich also ca. **71** Cent.

Geht man davon aus, dass der in die vorgeschlagene Härtefallregelung fallende Stromverbrauch statt 50 Mrd. sogar bis zu 100 Mrd. kWh/Jahr beträgt, würde sich der „Solidarbeitrag“ der stromverbrauchenden Industrie um 25 Mio. € verringern und den übrigen Stromverbrauch entsprechend belasten. Umgerechnet würde dies dann eine monatliche Belastung des übrigen Stromverbrauchs von 0,672 Cent/kWh ausmachen. Auf den durchschnittlichen Stromverbrauch eines Haushalts umgerechnet, würde eine monatliche Mehrbelastung von **74 Cent** resultieren.

**Es ist politisch zu entscheiden**, ob auf der einen Seite die im internationalen Wettbewerb stehenden **Industrieunternehmen** merklich von den weiter steigenden Belastungen aus dem EEG **entlastet** werden und dafür auf der anderen Seite der übrige Stromverbrauch einschließlich **private Verbrauch** mit geringen monatlichen Mehrbeträgen in Höhe von 71 Cent bis 74 Cent **zusätzlich belastet** wird. Angesichts der Geringfügigkeit der Zusatzbelastung für den privaten Stromverbrauch und auch mit Rücksicht darauf, dass der Endverbraucher die Mehrbelastung aus dem EEG in der Regel in höheren Produktpreisen ohnehin trägt, kann die Mehrbelastung den Haushalten auch unmittelbar zugemutet werden. Ohne eine generelle Belastungsbegrenzung und eine einfache, vorhersehbare und unbürokratische Härtefallregelung würde eine zunehmende Gefährdung von Arbeitsplätzen im gewerblichen Bereich in Kauf genommen. Denn die Unternehmen sind auf international wettbewerbsfähige Strompreise angewiesen, wenn sie im internationalen Wettbewerb bestehen sollen.

28. Welche Auswirkungen hat die Neuregelung auf die bislang von der Härtefallregelung betroffenen Unternehmen?

**Bliebe es bei der Neuregelung, würden einzelne Unternehmen mit der neuen Härtefallregelung schlechter gestellt als nach der derzeit gültigen Härtefallregelung vom Sommer 2003. Zwar ist die Einführung eines relativen Selbstbehalts grundsätzlich zu begrüßen. Allerdings fehlt eine absolute Begrenzung des Selbstbehalts. Deshalb sollte in § 16 Abs. 3 EEG-Novelle der Selbstbehalt auf 100 GWh/a begrenzt werden.**

29. Welche Auswirkungen hat die 10-Prozent-Begrenzung in Absatz (4) auf die Planungssicherheit der betroffenen Unternehmen?

**Angesichts der zuvor dargestellten geringfügigen Auswirkungen selbst bei einer großzügig ausgestalteten Härtefallregelung, bei der sogar angenommen worden ist, dass mehr als 40 % des industriellen Stromverbruchs von der Härtefallregelung profitieren, ist die Einziehung eines Umverteilungsdeckels aus Gründen der Lastengerechtigkeit nicht zielführend. Denn dadurch wird die Höhe des Entlastungsbetrages relativ und damit nicht mehr kalkulierbar. Möglicherweise muss jedes Jahr eine neue Belastungsgrenze fest gelegt und gegebenenfalls unterjährig korrigiert werden. Außerdem führt das notwendige Verwaltungsverfahren zu unvertretbarem bürokratischen Aufwand. Deshalb wird gefordert, keinen Umverteilungsdeckel, sondern eine einfache, klare Härtefallregelung vorzusehen, mit der die betroffenen Unternehmen kalkulieren können, und die auch den stromintensiven Mittelstand erfasst..**

30. Ist die Frist nach Absatz (5) von sechs Monaten zwischen Antragstellung und Wirksamwerden angemessen?

**Wird – wie zuvor gefordert - § 16 Abs. 4 EEG-Novelle gestrichen, sind auch die entsprechenden Fristen nicht erforderlich. Allerdings ist auf keinen Fall akzeptabel, dass die stromintensiven Unternehmen, die nicht unter die bisherige Härtefallregelung gefallen sind, auf die dringend benötigte Belastungsbegrenzung bis 2005 warten sollen. Es sollte folgende Regelung aufgenommen werden: „Die Entscheidung ergeht innerhalb von vier Wochen nach Eingang der Antragsunterlagen rückwirkend zum Zeitpunkt der Antragstellung mit Wirkung gegenüber dem Antragsteller und dem Energieversorgungsunternehmen.“ Außerdem ist klarzustellen: „In den Fällen, in denen der Letztverbraucher zugleich Energieversorgungsunternehmer ist, erfolgt die Entlastung durch den Netzbetreiber, an dessen Netz der Letztverbraucher angeschlossen ist.“**

31. Wie beurteilen Sie die Forderung nach einer vorläufigen Genehmigung durch das BAFA, um die Frist zwischen Eingang der vollständigen Antragsunterlagen und Zuteilung des Genehmigungsbescheids zu überbrücken?

Siehe vorherige Antwort.

32. Welche zukünftigen Vergütungsvolumina des EEG erwarten Sie in den nächsten 20 Jahren?

**Prognosen über die Entwicklung des Fördervolumens des EEG sind kaum mit Seriosität zu leisten, da zu viele Unbekannte im Spiel sind. Wir vermuten aber, dass das Fördervolumen in den nächsten Jahren auf Basis der bestehenden Regelung noch ansteigen wird. Diese Vermutung wird unterstrichen durch die Untersuchung von Böhrmer/Sebisch „Untersuchung zum Referenzertrag – wie gut sind deutsche Windenergieanlagen?“ (in der Zeitschrift „ew“, Jg. 103 Heft 4 S. 51 ff), die zu dem Ergebnis**

kommen, dass die ermittelten Referenzerträge deutlich unter denen liegen, die in Szenarien und Prognosen angenommen werden. D.h. die hohen Windenergievergütungen werden tatsächlich viel länger zu zahlen sein, weil mehr als 90 % der Windenergieanlagen mindestens 15 Jahre lang mit dem hohen Fördersatz gefördert werden müssen. (Würde eine Anlage innerhalb von 5 Jahren 150% des Referenzertrages erreichen, würde die Vergütung abgesenkt werden können.) Da die EEG-Novelle neue Förderatbestände und zum Teil höhere Vergütungen vorsieht, wird vermutet, dass das Volumen weiter beschleunigt ansteigt.

Nach einer Untersuchung des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität Köln EWI, die recht konservativ vorgeht und lediglich auf der Basis des existierenden Gesetzes Annahmen trifft, wird das Fördervolumen des EEG bereits im Jahre 2010 rund 5 Mrd. € betragen. Dies ist um so bedenklicher, weil das EEG für jede neu in Betrieb gehende Anlage jeweils eine Förderzusage über einen Zeitraum bis 20 Jahre respektive 15 Jahre enthält. So werden allein die 2003 in Betrieb gegangenen Windkraftanlagen (1703 Anlagen mit einer Leistung von 2644,53 MW) nach Modellrechnungen des Instituts der deutschen Wirtschaft Köln – IW über die 20 jährige Förderdauer hin gesehen mindestens ein Fördervolumen von 8 Mrd. € binden.

#### **b) Netze und Regelenergie**

33. Sind die Formulierungen in § 4 „Abnahme- und Vergütungspflicht“ hinreichend um zu gewährleisten, dass EEG-Strom nicht zu einer Verdrängung von umweltfreundlichem Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung führt, der nach § 2 des geltenden Energiewirtschaftsgesetzes „besondere Bedeutung“ zukommt und deren Verdrängung nach § 6 EnWG zu verhindern ist?

**Das EEG und die in der Frage erwähnten gesetzlichen Bestimmungen sehen keine ausdrückliche Regelung vor, wie Netzbetreiber die Konfliktsituation lösen könnten. Der neu eingefügte § 4 Abs. 1 Satz EEG-Novelle zeigt, dass EE-Strom keinen absoluten Vorrang haben kann. Die Konfliktsituation unterstreicht vielmehr die Notwendigkeit, dass für die Expansion der erneuerbaren Energien für die Stromerzeugung die erforderliche Infrastruktur für Transport und Verteilung parallel entwickelt werden muss. Transport und Verteilung müssen als essentiell für den weiteren Ausbau der Stromversorgung aus erneuerbaren Energien einschließlich der Windenergieanlagen „off shore“ verstanden werden.**

34. Wie beurteilen Sie, dass bereits heute KWK-Betreiber unter Hinweis auf die Vorrangspeisung für EEG-Strom bei Neuverträgen einer Einspeiseunterbrechung bzw. Vergütungsunterbrechung für Strom aus ihren KWK-Anlagen zustimmen müssen?

**Das bisher uneingeschränkte Vorrangprinzip des EEG nötigt zu diesen Maßnahmen. Angesichts der aus dem Betrieb der KWK-Anlagen resultierenden Umweltvorteile ist dies jedoch kontraproduktiv, zumal die entsprechende Unterbrechung der Stromeinspeisung aus KWK-Anlagen meist nur durch Kapazitätsengpässe im Versorgungsnetz begründet sind, die aus Einspeisungsspitzen von Windenergieanlagen resultieren. Bisher sind ganz vereinzelt Fälle aufgetreten, bei denen die vorhandenen Netzkapazitäten nicht den EEG und den KWK-Strom aufnehmen konnten. Diese relative Seltenheit der Kapazitätsauslastung durch Windenergieanlagen rechtfertigt nicht die Einspeisungsminderung oder –unterbrechung aus gleichermaßen umweltschonend betriebenen KWK-Anlagen. Diese derzeit nur vereinzelt wahrzunehmenden Konkurrenzsituationen werden vor allem bei dem vom Gesetzgeber intendierten, weiteren Ausbau von EE-Anlagen verstärkt auftreten, was eine gesetzliche Relativierung des Vorrangprinzips erfordert**

35. Sind die Formulierungen in § 4 „Abnahme- und Vergütungspflicht“ hinreichend um zu gewährleisten, dass zwischen dem Zeitpunkt der Anlagenerrichtung und dem physischen Anschluss an ein geeignetes Übertragungsnetz ein Netzausbau bzw. eine Netzverstärkung möglich ist?

**Es darf keinen Netzausbau „auf Verdacht“ geben, weil die Gefahr besteht, dass geplante EE-Vorhaben schließlich doch nicht ausgeführt werden.**

36. Wie beurteilen Sie, dass beim Abschluss von Einspeiseverträgen seitens der EVU die Unterzeichnung einer Klausel verlangt wird, nach der die Vergütung unter den Vorbehalt eines Netzausbaus auf der 110 KV-Ebene (Höchstspannungsebene) gestellt wird, obwohl die betreffenden Anlagen ihren EEG-Strom auf der Nieder- bzw. Mittelspannungsebene einspeisen?

**Eine Einspeisung auf der Nieder- bzw. Mittelspannungsebene kann aufgrund der dortigen Netzkapazität und der an dieses Netz angeschlossenen Kunden bei einer vergleichsweise großen Einspeisungsleistung den Ausbau der vorgelagerten Netzebene erfordern, damit die einzuspeisende Leistung auch vom Netz abgenommen werden kann. Daher rechtfertigt sich ein in den Einspeiseverträgen enthaltener, entsprechender Vorbehalt.**

37. Welche belastbaren Erkenntnisse liegen über den durch das EEG verursachten Regelenergieaufwand vor und wie wird sich dieser entwickeln?

**Unstreitig ist, dass durch die EEG-Anlagen Regelenergieaufwand in nicht unbeträchtlichem Umfang verursacht wird. Genauere Zahlen über die weitere Entwicklung des Regelenergieaufwandes werden im Rahmen der dena-Netz-Studie erwartet.**

38. Wie beurteilen sie die Formulierungen in § 14 „Bundesweite Ausgleichsregelung“ zur Regelenergie hinsichtlich der Aspekte Rechtssicherheit und Praktikabilität? Welche Auswirkungen erwarten Sie aus diesen Formulierungen auf den Regelenergiemarkt? Welche Kosten werden dadurch zusätzlich neu in das EEG aufgenommen und wälzbar?

39. Würden sich Ihrer Meinung nach Vorteile für den Einsatz von Regelenergie bieten, wenn der Leistungsbegriff anders definiert würde?

**Durch eine andere Definition der Leistung lässt sich nicht der Regelenergiebedarf wegdefinieren, weil sich der Bedarf an Regelenergie in einer Regelzone naturgesetzlich ergibt. Wirtschaftliche Optimierungsmöglichkeiten hinsichtlich der Beschaffung, Vorhaltung und des Einsatzes von Regelenergie sind selbstverständlich gegeben. Der EEG-bedingte Regelenergiebedarf ließe sich z.B. vermindern, wenn die Anlagenbetreiber gesetzlich dazu verpflichtet würden, verbindlich gemäß einer von ihnen selbst zu erstellenden Prognose in das Netz einzuspeisen. Dies würde auch den Weg zu einer mittelfristig selbstständigen Vermarktungsfähigkeit des EEG-Stroms führen.**

### c) Sonstige

40. Wie beurteilen Sie die Idee eines Anlagenregisters, um eine Doppelvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu vermeiden?

**Ein Anlagenregister ist ungeeignet, da dort nur die EEG-Anlagen aufgeführt wären, nicht aber das Verkaufsverhalten.**

**Sofern sich tatsächliche Anhalte dafür ergeben, dass Produzenten von EE-Strom eine Doppelvermarktung anstreben, wäre dies ein strafrechtlich relevanter Tatbestand (Betrug) und gegebenenfalls mit den Mitteln des Strafrechts zu verfolgen. Bürokratische Auflagen, um mögliche strafrechtliche Handlungen zu verhindern, würden dagegen vor allem die große Mehrheit der EE-Stromproduzenten belasten, die ehrlich ist. Jede weitere Kosten verursachende administrative Belastung ist zu vermeiden. Im Übrigen dürfte mit § 18 EEG-Novelle klargestellt sein, dass eine doppelte Vermarktung zum Schaden der Verbraucher verboten ist.**

41. Wie beurteilen Sie die Konsequenzen der Formulierung in § 5, nachdem Netzbetreiber verpflichtet sind, den von Ihnen „abgenommenen“ Strom zu vergüten, im Vergleich zur Formulierung im bisher geltenden Gesetz („angebotenen Strom“)?

**Durch die neue Formulierung wird sichergestellt, dass nur der in das Netz des Netzbetreibers physisch eingespeiste Strom die Vergütungspflicht auslöst. Dies wirkt effektiv einer Doppelvermarktung von EE-Strom entgegen.**

## Fragen der Fraktion der CDU/CSU

### zu I. Zielsetzung des Gesetzes

1. Wie wird das EEG-Vergütungssystem insgesamt bewertet?

**Das EEG-Vergütungs-System ist in weiten Teilen nicht kosteneffizient. Die hohen Mindestvergütungssätze lassen es zu, dass einzelne Anlagen oder Anlagengruppen Windfallprofite erzielen. Da die hohen Vergütungen über 20 Jahre garantiert sind, entsteht kein Druck, die jeweilige Anlage auch während der Betriebszeit zu verbessern. Da die Zielsetzung, den Anteil der EE an der Stromerzeugung bis zum Jahre 2010 zu verdoppeln, im Vordergrund steht, stellt sich die Frage, ob es noch Sinn macht, mit höheren Vergütungssätzen Kleinstanlagen und marktferne Technologien zu fördern.**

**Soweit mit dem Fördersystem des EEG ein Beitrag zu CO<sub>2</sub>-Minderung geleistet werden soll, muss angesichts der Einführung des Emissionshandelssystems geprüft werden, ob das EEG noch das richtige Instrument zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung ist. Die Stellungnahme des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit vom 16. Januar 2004 kommt zum Ergebnis, dass mit Beginn eines funktionierenden Marktes für CO<sub>2</sub>-Lizenzen der Gesamteffekt des EEG gleich Null sein wird. Es werde dann zu einem ökologisch nutzlosen, aber volkswirtschaftlich teuren Instrument und müsste konsequenterweise abgeschafft werden**

2. Wie kann die Förderung der einzelnen erneuerbaren Energien effizienter gestaltet und somit deren Wettbewerbsfähigkeit und Marktreife der einzelnen erneuerbaren Energien möglichst schnell und kostengünstig erreicht werden?

**Prinzipiell muss die Förderung bei Bewahrung der Planungssicherheit für Anlagenhersteller und Anlagenbetreiber degressiv und befristet sein. Es darf keine Dauersubvention erfolgen. Denn innerhalb einer festen Frist sollten die Anlagen wirtschaftlich auskömmlich werden, so dass sie sich unter fairen Rahmenbedingungen im Markt ohne weitere Förderung behaupten können. Neue Anlagen sollten nur gefördert werden, wenn sie mit einem niedrigeren Vergütungspreis als bisherige Anlagen auskommen.**

3. Wann werden die einzelnen erneuerbaren Energien unter welchen Bedingungen ihre Marktreife und Wettbewerbsfähigkeit erreichen?

**Darüber sollte der „Markt“ entscheiden. Ohne Förderung sind die bestehenden großen Wasserkraftwerke wirtschaftlich; daneben auch Anlagen, die Holz und Holzreste verfeuern. Es ist darauf hinzuweisen, dass durch zunehmende Anforderung im Interesse des Natur-, Umwelt- und Klimaschutzes die Wirtschaftlichkeit der Anlagen gefährdet wird.**

4. Stellen die im Gesetzentwurf vorgesehenen Degressionssätze taugliche Anreize für eine Verkürzung der Förderung und ein baldmöglichstes Erreichen der Marktreife der einzelnen erneuerbaren Energien dar?

Es wird auf Antwort zu Frage 2 verwiesen. Die Degressivität der Fördersätze ist ein Anreizelement unter mehreren, das mit der EEG-Novelle teilweise verbes-

Branche		Chemie	Zement	Metalle	Elektro- industrie	Papier/ Zellstoff	Stahl	Raffi- nerien		
Mitarbeiter	Tds	460	< 10	113	840	45,4	100			
Stromverbrauch	TWh	48,7	3,5	17,7	9,6	15,3	21,3	6,6		
davon Fremd- bezug	TWh	37,5	3,5	17,4	9,6	10,5	16	2,7		
Verbleibende Ökosteuer <sup>1</sup>	Mio €	30	2 <sup>2</sup>	12	144	20	16,5 <sup>3</sup>	4 <sup>2</sup>		
KWK-Gesetz	Mio €	15	0,9	5	4,8	5,25	8	1,36		
EEG	Mio €	155 - 180	16,5 <sup>4</sup>	60	45	48,5	75,2 <sup>5</sup>	10,86		
Summe	Mio €	200 - 225	19,4	77	194	73,8	99,7	16,20		
Belastung/ Arbeitsplatz	Tds €	0,435 <sup>10</sup>	ca 3,2 <sup>6</sup>	0,68 <sup>7</sup>	0,23 <sup>8</sup>	1,6 <sup>9</sup>	1,00			

sert worden ist. Für eine bald mögliche Erlangung der Marktreife stellen die energieartenspezifischen Degressionssätze sowie die kontinuierliche Überprüfung des EEG eine gute Lösung dar. Entscheidend ist, dass der Förderzeitraum insgesamt befristet ist und kurz vor Auslauf nicht wieder verlängert oder Kontingente aufgestockt werden (so aber bei der Förderung der Fotovoltaik).

5. Wie werden sich nach dem Gesetzentwurf das Vergütungsvolumen in den einzelnen Bereichen der erneuerbaren Energien entwickeln und welche volkswirtschaftliche Belastung resultiert daraus?

Eine solide Abschätzung ist nicht möglich. Absehbar aber ist, dass das Gesamtvolumen der Förderung weiter ansteigen wird. Die Begrenzungsmaßnahmen, die die EEG-Novelle durchaus vorsieht (z.B. 65% vom Referenzwert bei Windanlagen, größere Degressivität), durch neue Fördertatbestände und höhere Vergütungssätze überkompensiert wird.

6. Welche Auswirkungen hat das EEG auf die Wettbewerbsfähigkeit am Wirtschaftsstandort Deutschland?

Verweis auf die Antwort zu Frage 27 der SPD-Fraktion.

Ergänzend ist auf eine Umfrage zu Beginn des Jahres 2003 hinzuweisen, die der BDI bei ausgewählten Branchen durchgeführt hat:

#### Belastungen des Energieverbrauchs ausgewählter Industriebranchen 2003

<sup>1</sup> ab 1.1.2003

<sup>2</sup> nur Strom

<sup>3</sup> Nettobelastung nach Abzug der Ersparnis bei den Arbeitgeberbeiträgen zur Rentenversicherung

<sup>4</sup> Ausgangsdaten RWE Trading von 0,47 Cent/kWh

<sup>5</sup> bei einem Umlagesatz von 0,47 Cent/kWh

<sup>10</sup> Allein die EEG-Umlage beträgt in einigen Fällen mehr als 15.000€ pro Arbeitsplatz

<sup>6</sup> bezogen auf 6000 direkte gewerbliche Arbeitsplätze

<sup>7</sup> Die durchschnittliche Belastung pro Arbeitsplatz allein aus EEG beträgt 530 Euro, kann aber im Einzelfall bis zu 20.000 Euro reichen (Aluminium);

7. Welche Auswirkungen auf die Energiepreise werden von dem Gesetzentwurf erwartet bzw. existieren nach dem gegenwärtigen EEG?

**Aufgrund der Prognosen von VDN und eigenen Berechnungen wird sich aller Voraussicht nach die Umlage nach dem EEG auf 0,45 Cent/kWh belaufen. Dieser Betrag ist als eine Richtgröße anzusehen. Je nach ausgehandeltem Strompreis bedeutet dies für die Industriebetriebe Strompreisaufschlag von 10% und mehr. Dies entspricht bereits rund 14 % der Strombörsenpreise. Hinzuzurechnen sind die Regelenergie- und Netzausbaukosten.**

**Daneben sind die Belastungen aus Stromsteuer, Konzessionsabgabe und KWK-ModGesetz zu sehen, die sich hinzu addieren.**

8. Welche finanziellen Belastungen resultieren aus dem Gesetzentwurf für die deutsche Industrie?

**Ohne eine generelle Belastungsbegrenzung (vgl. Antwort zu Frage 27 der SPD-Fraktion) ist heute der industrielle Stromverbrauch mit rund 1 Mrd €/Jahr belastet.**

9. Wie werden die Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit beurteilt, die sich durch die im Gesetzentwurf vorgesehene gesetzliche Fixierung auf einen Anteil von 20 % der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis zum Jahre 2020 ergeben und welche volkswirtschaftlichen Kosten resultieren aus diesem Ziel?

**Schon heute bedeuten die EEG-Mehrkosten in Höhe von rund 2 Milliarden Euro im Jahr eine Beeinträchtigung der Wettbewerbsfähigkeit. Die Förderkosten und damit auch die negativen Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit werden bis zum Jahr 2010 weiter ansteigen. Untersuchungen des Energiewirtschaftlichen Instituts an der Universität zu Köln haben 2002 die Nettobelastung im Jahre 2010 auf rd. 3,3 Mrd € geschätzt, was etwa rund 20 % der gesamten Stromerzeugungskosten entspricht. Die von allen Stromverbrauchern zu tragende EEG-Umlage würde nach diesen Berechnungen auf 0,7 Cent/kWh steigen. Im übrigen wird auf die Antwort der Bundesregierung in Bundestagsdrucksache 15/2172 vom 10.12.2004 auf die Große Anfrage zur zukunftsorientierten und effizienten Gestaltung der Novelle der Erneuerbare-Energien-Gesetzes verwiesen. Auch die Bundesregierung geht davon aus, dass die Lasten des EEG künftig weiter steigen.**

**Die Zielsetzung 20% EE in 2020 ergibt sich nicht aus der Binnenmarktrichtlinie Erneuerbare Energien. Sollte dennoch an dem Ziel festgehalten werden, so ist mit einem weiteren Anstieg der EEG-Kosten zu rechnen. Dies liegt u.a. in der Tatsache begründet, dass bereits heute die meisten windstarken Standorte für Windenergieanlagen erschlossen worden und die kostengünstigen Brennstoff-Fraktionen für Biomasseanlagen bereits ausgeschöpft sind. Auch aus diesem Grund sollte von einer verbindlichen Zielfestlegung für das Jahr 2020 Abstand genommen werden.**

---

<sup>8</sup> Im Jahr 2002 lag die durchschnittliche Belastung eines Arbeitsplatzes in der Elektroindustrie noch bei 88 Euro; für 2003 sprunghafter Anstieg auf 231 Euro (+ 263%)

<sup>9</sup> in 2002 betrug die durchschnittliche Belastung eines Arbeitsplatzes in der Papier- und Zellstoffindustrie 800 €, Verdopplung in 2003

10. Wann wird mit dem Gesetzentwurf der Bundesregierung das Verdoppelungsziel von 12,5 Prozent bis zum Jahr 2010 erreicht?

**Die Weichenstellungen der EEG-Novelle sind derart, dass das für 2010 gesetzte Ziel durchaus erreichbar erscheint. Sollten aufgrund der nicht wettbewerbsfähigen Strompreise am Standort Deutschland stromintensive Unternehmen ins Ausland abwandern oder Produktionen verlagern, so dass dieser Stromverbrauch aus der Bezugsbasis herausfällt, dann ist das Ziel noch schneller erreicht. Will sagen, die indikativen Ziele der EU-Richtlinie sollten auf der nationalen Ebene nicht als absolute Zielgröße exekutiert werden, weil man sonst leicht das Kind mit dem Bade ausschüttet.**

- 11- Gibt es unter Berücksichtigung der Zeitachse Alternativen zum bestehenden EEG-Vergütungssystem, wenn das Verdoppelungsziel bis zum Jahr 2010 nicht gefährdet werden soll?

**Siehe Antwort zu Frage 10**

12. Ist unter Berücksichtigung einer Effizienzsteigerung des derzeitigen Fördersystems eine Deckelung des EEG-Vergütungsvolumens darstellbar, wenn gleichzeitig das Verdoppelungsziel bis zum Jahr 2010 erreicht werden soll?

**Bislang hat das EEG noch keine Effizienzanforderungen an die einzelnen Anlagen zur Nutzung der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung definiert. Dies wäre aber dringend erforderlich. Strenge Effizienzkriterien könnten einen entscheidenden Beitrag zur Begrenzung des Fördervolumens des EEG leisten. Die bisherige Fördersystematik des EEG steht einer nominalen Deckelung auf das Fördervolumen des Gesetzes entgegen. Deshalb müsste eine jährliche oder für die Dauer des Gesetzes geltende Deckelung angesichts der bestehenden Verpflichtungen bei den Förderdauern bis zu 20 Jahren sorgfältig ermittelt werden. Außerdem müssten Regelungen getroffen werden für den Fall, dass die Deckelung erreicht wird. Außerdem müssen die Auswirkungen auf die Investoren mit ins Kalkül gezogen werden.**

13. Wie gestaltet sich die Arbeitsplatzbilanz des EEG?
14. Wie hoch ist die Förderung pro Arbeitsplatz, der im Bereich der erneuerbaren Energien geschaffen wird?
15. Wie wird diese „Arbeitsplatzsubvention“ beurteilt?

**Zu den Fragen 13 – 15:**

**Hierzu hat die Antwort der Bundesregierung in Bundestagsdrucksache 15/2172 vom 10.12.2004 auf die Große Anfrage zur zukunftsorientierten und effizienten Gestaltung der Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes Branchenangaben referiert und 135.000 Arbeitsplätze im gesamten Bereich der erneuerbaren Energien genannt. Das im Auftrag der Hans-Böckler-Stiftung erstellte Gutachten des Bremer Energie Instituts vom Dezember 2003 kommt dagegen auf rund 61.000 Beschäftigte. Hinsichtlich der volkswirtschaftlichen Beschäftigungseffekte ist die Bilanz der Bremer Forscher noch ernüchternder. Die zentrale Botschaft dieses Gutachtens ist:**

**„Solange die Einspeisevergütung für EE weit über dem energiewirtschaftlichen Wert des Stroms liegt, kommt es auf dem Arbeitsmarkt zu negativen Budgeteffekten, die die positiven direkten Beschäftigungseffekte schwächen, oder sogar ins Gegenteil verkehren.“**

16. Welcher Anteil der in Deutschland installierten Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wurde importiert und wie viel Arbeitsplätze sind durch das EEG im Ausland und wo entstanden?

**Hinweis auf Antwort VDMA Power System**

17. Wie viel Leistung aus erneuerbaren Energien exportiert Deutschland jährlich und wie viel exportieren die übrigen EU-Mitgliedstaaten?

**Hierzu gibt es keine Gesamtzahlen. Der Bericht der Deutschen Energie Agentur an den Bundestag vom Drs. 15/1862 vom 31.10.2003 kommt hier zu sehr unterschiedlichen Exportquoten. Während die Wasserkraft bereits seit langem fast 90% ihrer Produkte exportiert, liegt die Quote bei der Windenergie bei ca. 25%.**

18. Wie können Anreize für den Export deutscher Technologie im Bereich erneuerbarer Energien gesetzt werden und auf welche diesbezüglichen internationalen Erfahrungen kann Deutschland zurückgreifen?

**Der Exportinitiative Erneuerbare Energien kommt hier eine wichtige Rolle zu. Leider ist jedoch festzustellen, dass sie bisher ihre Hauptaufgabe noch nicht erreicht hat. Deutschland verfügt im Export zwar über ein breiten Erfahrungsschatz, den der Maschinenbau als „Exportweltmeister“ auch vielfältig nutzt. Für die im Bereich der erneuerbaren Energien tätigen Unternehmen ist es jedoch noch nicht gelungen, eine bessere Abstimmung der unterschiedlichen staatlichen Institutionen herbeizuführen.**

19. Welche CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten entstehen bei der Förderung der netzgekoppelten Stromerzeugung aus den einzelnen erneuerbaren Energien in Deutschland?

**Die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten bei der Förderung der netzgekoppelten Stromerzeugung gemäss EEG betragen im Jahr 2003 rund 94 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> (ohne Berücksichtigung der zusätzlichen Regelenergie- und Netzausbaukosten). Wasserkraftanlagen liegen etwas unterhalb, Biomasse und Windenergie-Anlagen liegen etwas oberhalb dieses Wertes. Lediglich Photovoltaik-Anlagen liegen mit spezifischen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten von über 700 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> deutlich oberhalb des Durchschnittes.**

**Zum Vergleich: Nach der Emissionshandelssystem werden die Emissionsberechtigungs-Zertifikate mit 10 bis 20 € bewertet.**

20. Sollten Netzausbau- und Regelenergiekosten im EEG berücksichtigt werden? Wenn ja, wie?

**Grundsätzlich sollten Netzausbau- und Regelenergiekosten verursachungsgerecht zugeordnet werden (Verursacher der Kosten sind die jeweiligen Anlagenbetreiber). Da dies schwierig und aufwendig sein kann, sollte eine Überwälzungslösung analog den Vergütungsmehrkosten gefunden werden. Es muss sich in der Praxis herausstellen, ob als erster Schritt der im Gesetzesentwurf festgelegte Mechanismus für einen vorläufigen unverzüglichen Ausgleich der Energiemengen (§ 14, Abs. 1) geeignet ist, um die Regel- und Ausgleichenergiekosten bundesweit zu verteilen. Durch eine solche Lösung würde sichtbar, welche Kosten insgesamt durch den Vorrang erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung entstehen.**

**Die aus der horizontalen Wälzung der EEG-Belastung entstehenden, testierbarer Bewirtschaftungskosten (Ausgleichs- und Regelenergie, Administrationskosten) sollten in die EEG-Umlage integriert und bei der Weitergabe an die Endverteiler EVU („Lieferanten“) berücksichtigt werden. Es ist grundsätzlich fragwürdig, diese eindeutig dem EEG zurechenbaren Gesamtkosten in den Netznutzungsentgelten „versteckt“ werden müssen. Damit wird verhindert, dass die Gesamtkosten der Förderung erneuerbarer Energien offen gelegt werden. Mit gutem Grund ist die (unzureichende) Härtefallregelungen für stromintensive Industrien in das Gesetz aufgenommen worden, um Standortnachteile zu mindern. Durch die Nichtberücksichtigung der durch das EEG verursachten Kosten in der EEG-Umlage und die Weitergabe dieser Kosten über die Netznutzungsentgelte würde der Industrie ein Teil der Möglichkeit genommen, sich von den EEG stämmigen Lasten zu befreien.**

21. Welche infrastrukturellen Herausforderungen für die deutsche Stromversorgung sind durch das EEG bereits entstanden und werden entsprechend dem vorliegenden Gesetzesentwurf künftig darüber hinaus entstehen und welche Planungs- und Investitionszeiträume sind dabei zu berücksichtigen?

**Da im Gegensatz zur bisherigen Versorgungsstruktur Strom aus erneuerbaren Energien oft fern der Verbrauchsschwerpunkten erzeugt wird, muss für die Ausweitung der Erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung die erforderliche Netzinfrastruktur für Transport und Verteilung parallel entwickelt werden. Dies gilt umso mehr, als sich die zukünftige Stromversorgung durch Windenergieanlagen „off shore“ nur durch eine tragfähige Netzanbindung bewerkstelligen lässt. Wer nicht die Notwendigkeiten und Vorlaufzeiten beim Infrastrukturausbau berücksichtigt, läuft Gefahr, dass der mangelnde Netzausbau zum Engpass für die Nutzung der EE wird.**

## **zu II. Windenergie**

22. Welche Auswirkungen hat der Zubau bei der Windenergie auf Natur, Landschaft und betroffene Anwohner?

**Es liegt auf der Hand, dass mit einem verstärkten Ausbau der Erneuerbaren Energien durch eine Vielzahl von Anlagen das Konfliktpotenzial im Hinblick auch umweltpolitischer Anliegen virulent wird. Insofern muss das Akzeptanzproblem auch bei EE künftig eine höhere Beachtung finden. Ansonsten machen geschrädderte Enten, verspargelte Landschaften und genervte Anwohner Ärger.**

23. Wie wird mit Blick auf die Windenergie das bestehende EEG-Fördersystem bewertet?

24. Gibt es neben dem EEG-Fördersystem alternative Fördermöglichkeiten die effizienter sind? Wenn ja, innerhalb welcher Zeiträume könnten diese realisiert werden?

**Die stromverbrauchende Industrie hat sich bereits vor Einführung des Stromeinspeisungsgesetzes aus ordnungspolitischen Erwägungen für eine wettbewerbsneutrale Förderung ausgesprochen. Leider ist der Gesetzgeber diesen Weg nicht gegangen, sondern hat den Weg der Finanzierung der Förderlast durch den Stromverbraucher eingeschlagen. Damit erfolgt materiell eine Subventionierung Privater durch Private. Solange dieser unbefriedigende Zustand anhält und mangels finanzieller Mittel in den öffentlichen Kassen nicht beendet wird, sind alle Möglichkeiten zur Begrenzung des Fördervolumens auszunutzen. Dazu gehört auch, dass für neue Tatbestände etwa off shore Projekte marktwirtschaftliche Förderverfahren wie Ausschreibungsmodelle zum Zuge kommen. Dem kann nicht entgegen gehalten werden, sie seien nicht effektiv, wie Erfahrungen im Ausland gezeigt hätten. Entscheidend für die Tauglichkeit von Ausschreibungsmodellen zur Zielerreichung sind die Rahmenbedingungen. Bei ihrer Festlegung können die „Fehler“ im Ausland berücksichtigt und vermieden werden.**

25. Kann durch die im Gesetzentwurf für die Windenergie vorgesehenen Vergütungssätze eine Überförderung ausgeschlossen werden?

**Nein. Die 65% Regel ist ein erster Schritt in die richtige Richtung. Im übrigen bestehen keine Erfahrungen, ob Repowering-Anlagen, in denen sich die technologischen und wirtschaftlichen Fortschritte manifestieren und auf windgünstigsten on shore Standorten ältere Anlagen ersetzen sollen, die hohen Anfangsvergütungen benötigen, um einen wirtschaftlichen d.h. kostendeckenden Betrieb sicherzustellen**

26. Wie wird die Möglichkeit des Ausschlusses des Ausbaus der Windkraft im Binnenland durch den Gesetzentwurf bewertet?

**Schritt in die richtige Richtung, weil es darum geht, die Effizienz der geförderten Anlage sicher zustellen. vgl. Antwort zu Frage 2 der SPD-Fraktion**

27. Wie wird die 65-Prozent-Regelung im Gesetzentwurf im Hinblick auf den Ausbau der Windkraft insbesondere im Binnenland bewertet?

**Siehe vorherige Antwort**

28. Welche Konsequenzen kann die Festlegung des Referenzwertes auf 65 Prozent haben?

**Die Wirkungen dieser Festlegung müssen sorgfältig beobachtet werden; zur Zeit sind keine soliden Aussagen möglich. Der geforderte Nachweis, ob ein Standort 65% des Referenzwertes erbringen wird, ist möglicherweise ein Investitionshemmnis, da er nach den derzeitigen Vorschriften nur nachträglich erbracht werden kann.**

29. Wie hoch wird das Repowering-Potenzial in Deutschland eingeschätzt? In welchen Zeiträumen und wie kann dieses unter welchen Förderbedingungen erschlossen werden?

**Derzeit ist das Repowering-Potenzial schwierig abzuschätzen. Eine größere Anzahl von Anlagen wird voraussichtlich erst Ende des Jahrzehnts erneuert. Vor diesem Hintergrund ist zu prüfen, ob die Grenze 31.12.1995 nicht zu starr ist. Denn weitere limitierende Faktoren sind Verdreifachung der Anlagenleistung, begrenzte Netzkapazität, Abstandsgebote, Höhenbegrenzungen und sonstige Anforderungen aus den Genehmigungsverfahren. Es wird im übrigen auf die Antwort von VDMA Power Systems verwiesen.**

30. Wie hoch wird das wirtschaftlich erschließbare Offshore-Potenzial in Deutschland eingeschätzt? In welchen Zeiträumen kann dieses unter welchen Förderbedingungen erschlossen werden?

**Aufgrund der mangelnden Erfahrung mit off-shore Anlagen sind hier derzeit keine verlässlichen Aussagen möglich. Die Prognose wird noch dadurch erschwert, dass off-shore-Windkraftanlagen nur außerhalb der 3 Meilen Zone zugelassen werden sollen.**

31. Welche technologischen, rechtlichen, ökologischen, versicherungstechnischen und schiffahrtstechnischen Probleme hinsichtlich Off-Shore können wie und wann gelöst werden?
32. Welche Vor- und Nachteile hätte die Erschließung des Offshore-Potenzials durch ein Ausschreibungsmodell?

**Da aufgrund der mangelnden Erfahrung mit off shore-Windenergieanlagen derzeit kaum „richtige“ Vergütungssätze festgelegt werden können, würde ein Ausschreibungsverfahren die bestehenden Potenziale zu den geringstmöglichen Fördersätzen ermöglichen. Vgl. auch Antwort zu Frage 4 der SPD-Fraktion**

### zu III. Bioenergien

33. Wie groß ist das wirtschaftlich erschließbare Potenzial der Biomasse in Deutschland?

**Eine solide Aussage ist nur bei verlässlichen Rahmenbedingungen möglich. Es muss bezweifelt werden, dass die Aussage des Präsidenten des Deutschen Bauernverbandes, nachwachsende Rohstoffe könnten 8 bis 9 % des Energieverbrauchs in Deutschland decken (vgl. FAZ vom 11.2.2004), unter dem Aspekt der Wirtschaftlichkeit belastbar ist. Hinzukommt, dass Biomasse nicht nur im Verstromungsbereich eine Rolle spielt, sondern auch im Wärmemarkt und im Kraftstoffbereich. Biomasse hat anders als Sonne und Wind einen Marktpreis, den es bei der Nutzung und Veredlung von Biomasse zu berücksichtigen gilt. Dieser Preis ist nicht fix, sondern bildet sich nach Angebot und Nachfrage. Wird die Nachfrage nach Biomasse angeregt z.B. durch attraktivere Vergütungen im EEG, muss mit steigenden Preisen für den Einsatzstoff Biomasse gerechnet werden.**

34. Welche Effizienzverbesserungen sind bei der Biomasse in den nächsten Jahren zu erwarten?
35. Wie viele Biomasse-Anlagen sind in welchem zeitlichen Rahmen realisierbar?
36. Wie wird die im Gesetzentwurf vorgesehene Verkürzung des Förderzeitraums von derzeit 20 Jahre auf 15 Jahre bewertet?

**Nach dem Erfahrungsbericht trug die Biomasse in Jahr 2001 zu 0,3% zum deutschen Stromverbrauch bei. Der erwartete stärkere Ausbau der Biomasse ist nicht erfolgt. Die Verkürzung des Förderzeitraums ist einerseits wenig geeignet, den Ausbau der Biomasse zu Stromerzeugung zu beschleunigen. Auf der anderen Seite trägt die Verkürzung dem Anliegen keine Dauersubvention Rechnung, ist dem zwischenzeitlich erreichten technologischen Fortschritt bei der Anlagenentwicklung geschuldet (Der Erfahrungsbericht führt dazu aus: „Positive Auswirkungen werden von höherer Prozesseffizienz sowie Fortschritten bei Anlagenbau und –planung erwartet (modulare**

**Bauweise, Standardkomponenten und Vorfertigung beim Hersteller etc. insbesondere bei kleinen Anlagen“) und rechtfertigt sich aus den vorgesehenen Bonuszahlungen für Einsatzstoffe und Verfahren.**

37. Welche Auswirkungen hat die Verkürzung des Förderzeitraums auf die Erschließung der Potenziale im Bereich der Biomasse?

38. Wie wird die im Gesetzentwurf bei der Biomasse vorgesehene Erhöhung der Degression für Neuanlagen von 1 Prozent auf 2 Prozent mit Blick auf die technischen Innovationsmöglichkeiten bewertet?

**Grundsätzlich ist die Erhöhung der Degressionsrate positiv zu werten, weil nur durch merkliche Degressionsschritte Anreize für technologische Entwicklungen zu erwarten sind. Aber bei diesem Anreizinstrument ist stets eine Gratwanderung zu machen. Ist die Degression zu groß, verpufft der Anreiz.**

39. Wie wird der im Gesetzentwurf vorgesehene „Brennstoffbonus“ bewertet?

40. Wie wird der im Gesetzentwurf vorgesehene „Technologiebonus“ bewertet?

**Antwort zu Fragen 38 und 39:**

**Neben den positiven Steuerungs- und Lenkungseffekten muss auch die Kehrseite der Medaille gesehen werden. vgl. Antwort zu Frage 12 der SPD-Fraktion.**

41. Welchen Forschungs- und Entwicklungsbedarf gibt es bei Biomasse/Biogas?

#### **zu IV. Wasserkraft**

42. Wie werden Kleine und Große Wasserkraft hinsichtlich ihrer Effizienz und ihrer ökologischen Auswirkungen bewertet?

**Wasserkraftanlagen stellen eine ausgereifte effiziente Technologie dar. Die ökologischen Auswirkungen sind im Einzelfall zu bewerten. Grundsätzlich muss dies in Relation zu dem jeweiligen Energie-Output und den ökologischen Auswirkungen erfolgen.**

43. Welcher Stellenwert wird der hohen Stetigkeit der Wasserkraft bei der Stromproduktion im Vergleich zu anderen Erneuerbaren Energien beigemessen?

**Wasserkraft zählt zur Grundlastversorgung, weil bei normaler Wasserführung die Wasserkraftanlagen in Fließgewässern stetig d.h. rund um die Uhr Strom erzeugen können.**

44. Wie wird die im Gesetzentwurf vorgesehene Einbeziehung der großen Wasserkraft in die EEG-Förderung bewertet?

**Die Einbeziehung der großen Wasserkraft in das EEG stellt eine erhebliche Ausweitung der Fördertatbestände – und wenn sie greifen sollten – des Fördervolumens dar, zumal auf Grund der Erfahrungen mit der Fotovoltaik abzusehen ist, dass nach der Einbeziehung der großen Wasserkraft die geplanten/vorhandenen Restriktionen bereits im Gesetzgebungsverfahren oder in späteren Novellierungen gelockert werden dürften. Die Hinweise von interessierter Seite, dass die sehr restriktiven Fördervoraussetzungen nicht dafür geeignet seien, die Potenziale (das Ausbaupotenzial bei der**

Wasserkraft wird mit rund 8 TWh angegeben (= + 33%) tatsächlich zu erschließen (insbesondere das 15 % Kriterium), dürften zu Änderungen führen mit der Folge, dass relativ große Strommengen in das Fördersystem gelangen.

Mit der Einbeziehung der großen Wasserkraft in die Förderung nach dem EEG wird endgültig ein tragendes Prinzip dieser Gesetzgebung aufgegeben, kleine dezentrale Anlagen fördern zu wollen. Gleichzeitig wird damit das Ziel aufgegeben, die geförderten Anlagen durch technologische Fortschritte in die Wirtschaftlichkeit führen zu wollen. Große Wasserkräfte werden aus dem Wettbewerb in der Erzeugung herausgenommen. Begünstigt sind bzw. dürften ausschließlich Versorgungsunternehmen sein, weil nach der Gesetzeslage die EEG-Förderung auch diese Unternehmen in Anspruch nehmen dürfen. Die Förderung nach dem EEG stellt sich bei der großen Wasserkraft als ein Mechanismus zur Kompensation verschärfter ökologischer und wasserwirtschaftlicher Auflagen bei Nutzung der Wasserkräfte dar.

45. Ist eine Realisierung der Vorhaben im Bereich Großer Wasserkraftanlagen bis zum 31.12.2012 möglich?

46. Bei welchen Wasserkraftanlagen ist eine Erhöhung des elektrischen Arbeitsvermögens um mindestens 15 Prozent realisierbar?

47. Wie werden die im Gesetzentwurf vorgesehenen naturschutzrechtlichen Vorgaben bewertet?

Die Gesetzesformulierung führt mangels klarer Definition zu erheblichen Konfliktpotenzial. Hier wird die Prüfung wasserrechtlicher Vorgänge in die Vergütung von Elektrizität einbezogen, wobei unbestimmte Rechtsbegriffe ohne angemessene Vorgaben zur Anwendung kommen. Die in der Begründung aufgeführten Nachweismöglichkeiten finden im Gesetz keine adäquaten Anhaltspunkte.

Für die Beurteilung der ökologischen Auswirkungen von Neu- und Ausbaumaßnahmen von Wasserkraftanlagen sind die jeweiligen Landesbehörden zuständig. Diese richten sich unter anderem nach den jeweiligen Landeswassergesetzen, in denen die Kriterien der EU-Wasserrahmen-Richtlinie bereits enthalten sind. Daher sind diese ökologischen Kriterien als Fördervoraussetzung im EEG verfehlt. Das Genehmigungsverfahren schafft für jeden Einzelfall einen Ausgleich der Interessen der beteiligten Gruppen. Die Regelung ökologischer Sachverhalte und eine Nachweispflicht können deshalb im EEG entfallen, da sie auf Genehmigungsverfahren der Bundesländer zurückgreifen. Dies wäre auch ein kleiner Beitrag zum Abbau von Vorschriften und Genehmigungen, die die Anlagenbetreiber immer mehr erschweren.

Schließlich werden auch für andere EEG-Anlagen keine ökologischen Voraussetzungen genannt (z.B. immissionsschutzrechtlicher Natur bei Biomasseanlagen oder Schattenwurf bei Windenergieanlagen). Dies fällt in das jeweilige Genehmigungsrecht und in den Bereich der jeweiligen Landesbehörde und sollte auch dort verbleiben.

48. Wie wird die im Gesetzentwurf vorgesehene Begrenzung des Förderzeitraums bei Anlagen bis 5 MW auf 20 Jahre und über 5 MW auf 15 Jahre bewertet?

Eine Begrenzung der Förderdauer macht insoweit Sinn, wenn die EEG-Förderung als befristete Anschubfinanzierung angesichts der wesentlich längeren wirtschaftlichen Lebensdauer von Wasserkraftanlagen (bis zu 60 Jahren und mehr) verstanden wird. In diesem Zusammenhang wäre zu prüfen, die Förderdauer für große wie kleine Wasserkraftanlagen auf einen niedrigen Wert zu vereinheitlichen.

49. Wie werden die im Gesetzentwurf vorgesehenen Vergütungssätze bei der Kleinen und Großen Wasserkraft bewertet?

50. Wie wird die im Gesetzentwurf vorgesehene Einführung von Degressionsschritten bei der Kleinen Wasserkraft (Anlagen bis 5 MW) mit Blick auf die technischen Innovationsmöglichkeiten bewertet?

**zu V. Weitere Fragen, u.a.:**

**a) Härtefallregelung**

51. Wie viele Unternehmen haben bislang die Härtefallregelung in Anspruch genommen?

**Es wird auf die entsprechende Antwort der Bundesregierung verwiesen. Danach sind für 40 Fälle Entscheidungen getroffen worden.**

52. Wie viele Unternehmen werden von der im Gesetzentwurf vorgesehenen Regelung profitieren können?

**Hinweis auf Antwort zu Frage 27 der SPD-Fraktion.**

53. Wie hoch wird der finanzielle und organisatorische Aufwand der Unternehmer für die Inanspruchnahme der Regelung eingeschätzt?

54. Wie hoch wird das Volumen der Entlastung für die Unternehmer, die die Härtefallregelung in Anspruch nehmen, eingeschätzt?

**Unabhängig von der Frage, wie hoch das Entlastungsvolumen einzuschätzen ist, stellt sich heute immer mehr heraus, dass auf Grund des globalen Wettbewerbs Strom als Rohstoff oder eingesetzt in bestimmten Produktions- bzw. Stoffumwandlungsprozessen dann nicht mehr wettbewerbsfähig ist, wenn er mit der EEG-Umlage (auch sonstigen Umlagen) belastet ist. Deshalb muss dieser Strom-einsatz von der EEG-Umlage gänzlich befreit werden. Dies entspricht den Regelungen Großbritannien und entspricht der neuen EU-Energiesteuer-Richtlinie, die solchen Strom bewusst von der obligatorischen Mindestbesteuerung ausnimmt. Durch die gänzliche Befreiung würde es zu einer geringen Mehrbelastung der übrigen Stromverbraucher kommen; geringfügig deshalb, weil die betroffenen Strommengen ohnehin zum größten Teil von der vorgesehenen Härtefallregelung erfasst sind. Ein entsprechender Gesetzesvorschlag im Rahmen des § 16 EEG-Novelle ist von den stromintensiven Industriebranchen vorgelegt worden. Darauf wird verwiesen. Der BDI macht sich diese Forderung zu eigen. Der Einsatz von Mineralöl als Rohstoff in der Chemie erfährt steuerlich eine andere Behandlung als Mineralöl z.B. im Verkehr. Gleiches muss für Strom gelten, wenn er ebenfalls als „Rohstoff“ in industriellen Prozessen Verwendung findet.**

55. Wie wird die Ausgestaltung der Regelung im Hinblick auf die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen bewertet?

**siehe die grundsätzliche Antwort zur Frage 27 der SPD-Fraktion**

## b) Netze und Regelenergie

56. Welche Auswirkungen haben die erneuerbaren Energien auf die Stabilität bzw. Ausbau der Stromnetze und damit auf die Versorgungssicherheit in Deutschland?

**Um weiterhin eine hohe Versorgungssicherheit aufrecht erhalten zu können, ist ein Erzeugungsmanagement der Netzbetreiber erforderlich. Insbesondere in Gebieten hoher Einspeisung und geringer Last ist dies relevant. Weiterhin ist die Anpassung der Rahmenbedingungen für den Netzausbau und -betrieb unbedingt erforderlich.**

Mit weiter zunehmendem Anteil der Einspeisung aus EEG-Strom wird die Fragestellung zunehmende Bedeutung erhalten. Es wird derzeit (Planer, Betreiber und Elektrizitätswirtschaft) an einer umfassenden Studie gearbeitet, koordiniert von der Deutschen Energie Agentur (dena). Basierend auf den Ergebnissen der Studie wird es in den nächsten Jahren darauf ankommen, Konzepte und Regelungen zu entwickeln, den EEG-Strom als Element in einen ausgewogenen Energiemix einzubeziehen. Hierbei sind auch die praktischen Erfahrungen mit der Anwendung von Prognosemodellen einzubeziehen. Es wird auch im Rahmen der Neugestaltung des energierechtlichen Ordnungsrahmens zu prüfen sein, ob die heutigen Regelenergiekonzepte (mehrer Regelzonen, zeitlicher Abruf, Ausschreibungsmodalitäten, usw.) anzupassen sind.

57. Stellt § 14 EEG auch weiterhin sicher, dass Strom, der in Arealnetzen erzeugt und verbraucht wird, von der EEG-Umlage befreit ist?

Durch eine textliche Änderung in § 14 Abs. 2 EEG-Novelle entsteht ein Widerspruch zum allgemeinen Grundverständnis, nach dem in Arealnetzen (z.B. Chemieparcs) erzeugter und dort auch verbrauchter und somit nicht in das Netz der allgemeinen Versorgung gelangender Strom nicht in die EEG-Ausgleichsregelung einbezogen wird. Denn der Begriff Elektrizitätsversorgungsunternehmen kann auch Eigenstromerzeuger innerhalb der Werksnetze (Arealnetze) erfassen. Aus der Begründung zu § 16 des EEG-Entwurfs ergibt sich, dass Strom aus Eigenerzeugung und Strom, der nicht aus dem öffentlichen Netz bezogen wird, nicht in den Ausgleichsmechanismus einbezogen ist. Daher sollte die – wie im geltenden EEG – Bezug auf die durch die Netze der allgemeinen Versorgung geleiteten Strommengen genommen werden. Dementsprechend ist in § 14 Abs. 2 S 1 EEG-Entwurf klarzustellen, dass in den Ausgleich ausschließlich die Energiemengen einzubeziehen sind, die

***„unmittelbar oder mittelbar über Netze für die allgemeine Versorgung von Letztverbraucher geliefert werden“***

58. Welche Netzkosten sind durch die erneuerbaren Energien im Hinblick auf den Netzausbau bislang entstanden?
59. Welche Auswirkungen auf die Netzkosten hätte eine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auf 20 % bis zum Jahr 2020?
60. Wie hoch werden die Kosten und das Volumen der Regelenergie eingeschätzt?
61. Wie wird die Entwicklung der Regelenergiekosten und des -volumens bewertet?
62. Wie wird beurteilt, dass die Regelenergiekosten nur die betroffenen Unternehmen zu tragen haben, aber kein bundesweiter Ausgleich stattfindet?

## Hinweis auf Antwort zu Frage 20 der CDU.

63. Werden im EEG Netzausbau- und Regelenergiekosten verursachungsgemäß zugerechnet? Wenn nein, wie könnte eine gesetzliche Regelung aussehen?
64. Werden durch einen Ausbau der Windkraft weitere Freileitungstrassen benötigt? Falls ja, in welchem Umfang?

**Für die geplanten Offshore-Anlagen sind weitere Freileitungen erforderlich. Auch hier erwarten wir von der Dena-Studie detailliertere Informationen.**

### c) Sonstige

#### Geothermie

65. Wie hoch ist das wirtschaftlich erschließbare Potenzial der Geothermie in Deutschland?
66. In welchen Zeiträumen kann dieses Potenzial erschlossen werden?
67. Sind die im Gesetzentwurf vorgesehenen Vergütungssätze ausreichend, diese Potenziale zu erschließen?
68. Gibt es neben der EEG-Förderung weitere, bessere Möglichkeiten die Potenziale im Bereich der Geothermie zu erschließen?
69. Kann durch die neue Regelung zum Erfahrungsbericht im Gesetzentwurf, wonach er bis zum 31. Dezember 2007 und dann nur noch alle vier Jahre vorgelegt werden soll, noch in ausreichendem Maße auf alle positiven wie auch negativen Entwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energien reagiert werden?

**Nein. Der Erfahrungsbericht sollte mindestens alle zwei Jahre erstellt werden, um zeitnah Anpassungsbedarf zu identifizieren und realisieren zu können. Ein Berichtszeitraum von vier Jahren wäre angesichts der fortschreitenden technologischen Entwicklung der betreffenden Anlagen nicht geeignet, zeitnah im Gesetz die Anpassungen vorzunehmen. Denn das Gesetzgebungsverfahren benötigt ebenfalls Zeit. Bei einer vierjährigen Berichtsfrist wäre nur eine Legislaturperioden übergreifende Korrektur im Gesetz möglich.**

**Gemäß § 20 des Regierungsentwurfs soll der Erfahrungsbericht nur noch Auswirkungen auf die Höhe der Vergütungen und der Degressionssätze entsprechend der technologischen und Marktentwicklung für *nach* dem Zeitpunkt der Vorstellung des Erfahrungsberichtes in Betrieb genommene Anlagen haben. Da verfassungsrechtlich die Korrektur von zu Überförderungen führenden Vergütungssätzen auch für in der Vergangenheit in Betrieb gegangene Anlagen erforderlich ist, muss § 20 Abs. 1 des Gesetzentwurfs entsprechend angepasst werden.**

**VDMA Power Systems vertritt hier eine andere Auffassung mit Gründen, die nachvollziehbar sind. Das Problem der Planungsunsicherheit bleibt aber auch bei einer Verlängerung der Monitoringfrist bestehen und müsste einer zufriedenstellenden Lösung zugeführt werden.**

70. Welche Konsequenzen aus dem Erfahrungsbericht wurden konkret im vorliegenden Gesetzesentwurf gezogen?

## **Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN**

### **Zu I. Zielsetzung des Gesetzes**

1. Sind die Ausbauziele 12,5 % bis 2010 und 20 % bis 2020 realisierbar?

**Das in der EU-Richtlinie vorgegebenen Ziel ist indikativ. Die EEG-Novelle macht daraus zu unrecht eine absolute Zielsetzung, in dem sie sie als Mindestziele deklariert. Die Zielsetzung 2020 ist durch EU-Recht nicht vorgegeben. Die Prozentangaben der Zielsetzungen beziehen sich auf eine Größe, die veränderbar ist. Hieraus ist je nach Annahme eine absolute Größe zu ermitteln. Ob diese absoluten Mengen erreichbar sind, muss im Hinblick auf den langen Zeitraum mit Fragezeichen versehen werden. Ordnungspolitisch führen diese Zielsetzungen zu einer Quotierung des Strommarktes. Die Akteure am Strommarkt werden in ihrem Entscheidungsspielraum eingengt. Eine Optimierung des Stromerzeugungsmixes wird erschwert bzw. unmöglich gemacht. Darunter muss die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Stromversorgung leiden.**

2. Entsprechen diese Ausbauziele den Anforderungen an eine nachhaltige Entwicklung insbesondere mit Blick auf einen wirksamen Klimaschutz?

**Eine nachhaltige Entwicklung ist dann anzunehmen wenn die energiewirtschaftlichen Ziele, möglichst sicher, möglichst wettbewerbsfähig und möglichst umweltschonend, gleichrangig erfüllt werden. Wenn die Ausbauziele der EEG-Novelle unter nicht hinreichender Beachtung von Sicherheit (Netzsicherheit) und Wettbewerbsfähigkeit (d.h. ohne Rücksicht auf die volkswirtschaftlichen Kosten) verwirklicht werden, tragen sie zu einer nachhaltigen Entwicklung nicht bei. Im Hinblick auf den Klimaschutz müssen alle gesetzlichen Instrumente und deren Zusammenwirken überprüft werden. Ein isolierte Betrachtung ist hier nicht zielführend. Angesichts der heute noch sehr hohen spezifischen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten der regenerativen Stromerzeugung auf Basis von Wind, Sonne, Geothermie und Biomasse muss das Instrument EEG auf den Prüfstand effektiver Klimaschutz. Effektiver Klimaschutz könnte kostengünstiger z.B. in anderen Sektoren (Gebäudebereich) oder durch Modernisierung bestehender Kraftwerke realisiert werden.**

3. Wird mit dem Entwurf die EU-Richtlinie vollständig umgesetzt?

**Weitestgehend ja. Die EU Richtlinie zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt wird mit dem EEG vollständig umgesetzt und zum Teil übererfüllt. Neue administrative Hemmnisse, wie sie z.B. durch die zusätzlichen Umweltkriterien bei der Wasserkraft und der Off-shore-Windenergie geplant sind, sollten keinen Niederschlag im EEG finden. Diese Anliegen werden auch weiterhin in den Anlagengenehmigungsverfahren berücksichtigt.**

4. Wie sind die finanziellen Auswirkungen dieser Ausbauziele?

**Die Verwirklichung der Ziele hat beträchtliche finanzielle Auswirkung. Sie erhöht das Volumen der Vergütungen mittelfristig und die Differenzkosten in den kommenden Jahren. Offen ist dabei, ob das Ziel der Wirtschaftlichkeit in angemessen Zeitfenster erreicht wird.**

5. Steht Deutschland mit der Entwicklung der Erneuerbaren Energien im internationalen Vergleich allein da?

**Deutschland ist Vorreiter, aber Spanien, Frankreich, Österreich, Griechenland, Portugal, auch Brasilien, China, Taiwan, Indien, Ägypten, der Jemen und andere Länder wollen mit ähnlichen Instrumenten stärker die erneuerbaren Energien nutzen.**

6. Welche Erfahrungen wurden mit Ausschreibungsmodellen oder anderen Modellen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien gemacht?

**Ausschreibungsmodellen wird von Marktwirtschaftlern der Vorzug gegeben. Es handelt sich theoretisch um das kosteneffizienteste Instrument. Ob es in der Praxis diesem Anspruch gerecht wird, hängt von seiner Ausgestaltung ab. Die suboptimalen Erfahrungen mit Ausschreibungsmodellen in anderen Staaten könnten im Sinne einer Optimierung eines Ausschreibungsverfahrens genutzt werden. Für das Sammeln eigener Erfahrungen dürfte sich die Windenergienutzung off shore eignen.**

## **zu II. Windenergie**

7. Welche wirtschaftliche Entwicklung zeichnet sich im Bereich der Windenergie für die nächsten Jahre ab?

### **Hinweis auf Antwort zu Frage 22 der CDU/CSU-Fraktion**

8. Welche Auswirkungen hat die in § 10, 4 vorgesehene 65%-Regelung in Kombination mit der Kürzung der Vergütung und der Erhöhung der Degression für die Windindustrie?

### **Hinweis auf die Antwort auf Frage Nr. 1 der SPD-Fraktion.**

9. Wie bewerten Sie die 65%-Regelung grundsätzlich? Wie viel Prozent der für die nächsten Jahre projektierten Anlagen wäre davon betroffen? Welche Optimierungsmöglichkeiten sehen Sie? Sollte eine Übergangsregelung dazu eingeführt werden, um die Planungssicherheit zu erhöhen? Falls ja, wie lange sollte diese sein?

### **Hinweis auf die Antwort auf Frage Nr. 1 der SPD-Fraktion.**

10. Sind die Verbesserungen der Vergütungen für die Realisierung des Zukunftsmarktes Offshore-Windenergie hinreichend?

**Hinweis auf die Antwort zu Frage 4 der SPD-Fraktion. Ergänzend dazu wird darauf hingewiesen, dass die Orientierung an der Basislinie (§ 10 Abs. 3 EEG) restriktiv wirkt und die einzigen realistischen deutschen off-shore-Projekte mit near-shore-Charakter gefährdet. Deshalb ist fraglich ob das Ziel der Bundesregierung (500 MW off-shore-Kapazitäten bis 2006) erreichbar ist. Ohne near-shore-Projekte wird sich die Entwicklung der deutschen off-shore-Windenergie weiter verschleppen.**

11. Ist es sinnvoll, schon zu Beginn der Offshore-Entwicklung Anreize zu setzen, besonders küstenferne Gebiete mit großen Wassertiefen zu erschließen?
12. Wie ist die künftige Planung von Offshore-Anlagen im Hinblick auf die Belange des Naturschutzes und des Vogelschutzes zu bewerten? Wie bewerten Sie in diesem Zusammenhang die Wirkung bereits bestehender Regelungen des Genehmigungsverfahrens? Ist der generelle Ausschluss von Natura 2000-Gebieten sachgerecht?

13. Welche Effekte sind mit der Regelung zum Repowering in diesem Bereich zu erwarten?

**Siehe Antwort zu Frage 29 der CDU/CSU-Fraktion**

14. Welche Auswirkungen hat das Einsetzen der Degression zum Ende des Jahres und welche Auswirkungen hätte eine Verschiebung des Einsetzens der Degression jeweils zum 1. Juli eines Jahres für die Windindustrie?

**Hinweis auf Antwort zur Frage 7 der SPD-Fraktion.**

### **zu III. Bioenergien**

15. Wie ist die wirtschaftliche Entwicklung im Bereich der Bioenergien in den letzten Jahren zu kennzeichnen?

16. Welche Auswirkungen werden die im Gesetzentwurf vorgesehene Kürzung der Vergütungsdauer auf 15 Jahre sowie die Verdopplung der Degression auf die Entwicklung haben? Sind diese Maßnahmen mit dem Ziel einer stärkeren Ausschöpfung der Bioenergie-Potenziale vereinbar?

**Hinweis auf Antwort zur Frage 9 der SPD-Fraktion.**

17. Wo liegen die durch das EEG bisher noch nicht nutzbar gemachten Potenziale der Bioenergien? Wie können Sie nutzbar gemacht werden?

**Siehe Antwort auf Frage 33 der CDU/CSU-Fraktion. Ergänzend wird darauf hingewiesen, dass die aktuellen Zahlen dem Monitoringbericht zur Biomasseverordnung zu entnehmen sind, den das Institut für Energetik im Dezember 2003 vorgelegt hat. Die dort getroffenen Vorhersagen müssen jedoch als spekulativ angesehen werden, da der weitere Ausbau letztlich von Rahmenbedingungen abhängt, die mit der EEG-Novelle festgelegt werden sollen.**

18. Wie sollte der Bonus für nachwachsende Rohstoffe ausgestaltet sein, damit das Ziel der Ausschöpfung des Potenzials von u.a. Energiepflanzen erreicht wird?

**Hinweis auf Antworten auf Frage 11 und 12 der SPD-Fraktion.**

19. Welche Effizienzverbesserungen sind im Bereich der Bioenergien in den nächsten Jahren zu erwarten? Ist es sachgerecht innovative Technologien durch einen Technologiebonus zu fördern? Welche Technologien sollten darüber wie gefördert werden?

20. Ist ein Anreiz für den verstärkten Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung sachgerecht? Wie sollte er ausgestaltet sein?

**Die Kraft-Wärme-Kopplung bewirkt eine effiziente Brennstoffnutzung. In vielen Fällen scheitert die ökologisch sinnvolle Wärmenutzung an den Kosten für den Bau und den Betrieb der erforderlichen Wärmenetze. Die KWK-Förderung sollte jedoch nicht im EEG integriert werden.**

#### zu IV. Wasserkraft

21. Wie ist die Entwicklung im Bereich kleiner Wasserkraftanlagen in den letzten Jahren zu kennzeichnen? Welches Potenzial steht hier zukünftig noch zur Verfügung?
22. Wie ist die Begrenzung der Vergütungsdauer und die eingeführte Degression im Zusammenhang mit den neuen Anforderungen hinsichtlich des Naturschutzes zu bewerten?
23. Reichen die Vergütungen zur Realisierung der Potenziale der kleinen Wasserkraft an Standorten mit vorhandenen Wehranlagen aus?
24. Ist der Nachweis eines guten ökologischen Zustandes im EEG ergänzend zur Genehmigungspraxis der Bundesländer erforderlich?

**Der Nachweis der Verbesserung des ökologischen Zustandes als Fördervoraussetzung im EEG ergänzend zur Genehmigungspraxis der Bundesländer ist nicht erforderlich. Die Behörden haben bei der Erteilung einer Genehmigung ohnehin die geltenden Vorschriften zu beachten. Die im EEG zitierten Kriterien der EU-Wasserrahmenrichtlinie sind jedoch mittlerweile im Bundes- und Landesrecht umgesetzt. Ein zusätzlicher Nachweis ist daher weder notwendig noch sinnvoll. Auch bei den anderen Energieträgern werden Anforderungen des Naturschutzes bei der Genehmigung, nicht jedoch als Fördervoraussetzung im EEG, berücksichtigt.**

25. Ist die vorgeschlagene Degression von der Wasserkraft zu realisieren?

**Grundsätzlich sollte an der Degression der Vergütungssätze festgehalten werden. Ohne Degression und zeitliche Befristung liefe die EEG-Förderung auf eine Dauersubvention hinaus. Durch eine Differenzierung der Degressionsschritte kann den unterschiedlichen Technologien Rechnung getragen werden. Die EEG-Novelle hat diese Differenzierung fortgesetzt.**

26. Sehen Sie durch die jetzige Regelung einen Anreiz zur (ökologischen) Modernisierung von alten (kleinen) Wasserkraftanlagen?

**Generell ja. Ob er im konkreten Einzel gegeben ist, muss unter Berücksichtigung der individuellen Gegebenheiten unternehmerisch entschieden werden.**

27. Halten Sie die Regelung zur Einbeziehung der Großen Wasserkraft (Modernisierung) für sachgerecht?

**Nein. Zur Begründung wird auf die Antworten zur Frage 41 ff der CDU/CSU-Fraktion verwiesen.**

28. Bei welchen Wasserkraftanlagen ist eine Erhöhung des elektrischen Arbeitsvermögens um mindestens 15% realisierbar? Welchen Anteil der modernisierungsfähigen Anlagen entspricht dies? Welche weiteren Potenziale könnten durch eine Absenkung auf z.B. 10 % zusätzlich zu welchen Kosten für das EEG erzielt werden?

**Vergleich Antwort zu Frage 45 der CDU/CSU-Fraktion**

29. Wie ist die Wirtschaftlichkeit Großer Wasserkraftanlagen zukünftig im Zusammenhang mit der neuen Investitionsperiode im Kraftwerkspark zu bewerten?

#### **zu V. Weitere Fragen, u. a.:**

30. Welche Regelungen könnten oder müssen über das EEG hinaus im Energiewirtschaftsgesetz getroffen werden?

**Insbesondere Regelungen, wie bei Konfliktsituationen und Netzengpässen das Vorrangprinzip gehandhabt werden soll.**

31. Halten Sie die im EEG-Entwurf vorgesehenen Regelungen zur Transparenz und zum Ausschluss von Missbrauch für ausreichend?

32. Wie bewerten Sie den unverzüglichen Ausgleich der EEG-Strommengen?

33. Wie bewerten sie die Ausweitung der Regelung für Härtefälle im EEG?

**Hierzu verweisen wir auf die Antwort zu Frage 27 der SPD-Fraktion. Die Härtefallregelung selbst ist unzureichend, höchst kompliziert und bürokratisch, schafft keine Planungs- und Kalkulationssicherheit und schließt aufgrund der hohen Hürden den industriellen stromintensiven Mittelstand aus. Soweit Elektrizität als „Rohstoff“ oder prozessbedingt eingesetzt wird, muss er auf Grund verschärften globalen Wettbewerbs völlig von der EEG-Umlage freigestellt werden.**

34. Wie beurteilen Sie die Möglichkeiten der zukünftigen Optimierung der netztechnischen Integration von Strom aus Windenergie und Strom aus Bioenergie?

**Eine bessere Integration würde sich durch eine Erzeugungsmanagement ergeben, das dem Netzbetreiber in kritischen Situationen Einflussnahme auf die Anlagen erlaubt. Dies könnte auch für den Regelenergiebedarf vorteilhaft sein.**

**Die Möglichkeit der Einschränkung des Vorrangprinzips durch Vertragsabschluss reicht zur künftigen Optimierung der netztechnischen Integration von Strom aus Windenergie und Strom aus Bioenergie nicht aus, da diese Art der Einschränkung praktisch nicht durchsetzbar sein wird. Der Anlagenbetreiber muss aufgrund der Gewährleistung der Versorgungssicherheit gesetzlich verpflichtet sein und werden, die Einspeisungsleistung seiner Anlagen zu begrenzen, wenn die drohende Überlastung von Netzbetriebsmitteln dies erfordert.**

35. Welche Möglichkeiten sehen Sie Kosten für Regelenergien zu vermindern?

**Generell ist anzumerken, dass die erneuerbaren Energien in den zukünftigen Energiemix intelligent integriert werden müssen, um die Kosten für Regelenergie zu senken. Die meisten erneuerbaren Energien können selbst Regelenergie bereitstellen. Dies gilt nicht nur für die Wasserkraft und die Bioenergie, sondern kann auch von der Windenergie – wenn auch in begrenztem Umfang- durch Hinzunahme von Speichertechnologien erreicht werden.**

36. Welche Möglichkeiten sehen Sie für eine Bereitstellung von Regelenergie durch Erneuerbare Energien? Welche Anreize sind dafür notwendig bzw. welche Hemmnisse stehen dem entgegen?

**Für Primär- und Sekundärregelung sind hohe technische Anforderungen zu erfüllen, die in aller Regel von EEG-Anlagen heute nicht erbracht werden können. Die Bereitstellung von Minutenreserve ist bereits heute prinzipiell möglich (z.B. Poolung) wenn die Verfügbarkeit sichergestellt werden kann. Für den größten Teil der EEG-Anlagen (z.B. Windkraftanlagen) ist dies nicht praktikabel. Denn Voraussetzung ist, dass die Verfügbarkeit der Primärenergie für den Zeitraum der Reservebereitstellung jederzeit sichergestellt ist.**

37. Wie beurteilen Sie die gemeinsamen Vorschriften für Abnahme, Übertragung und Vergütung? Welche Optimierungsmöglichkeiten sehen Sie ?

38. Welche Anreize sollte das Gesetz geben für technologische Innovationen und für eine energiewirtschaftliche Optimierung der Einspeisecharakteristik von EEG-Anlagen?

---

## **Fragen der Fraktion der FDP**

### **zu I. Zielsetzung des Gesetzes**

#### **Grundstruktur und Basisannahmen im EEG-Förderkonzept**

1. Halten Sie die im Rahmen des vorliegenden Gesetzentwurfs vorgesehenen Maßnahmen für geeignet und hinreichend, um die in § 1 (1) formulierten Ziele zu erreichen?

**Zur Zieledefinition siehe die Anmerkungen zu den Fragen 1 der Fraktion von Bündnis 90/Die Grünen.**

2. Halten Sie bestimmte Erneuerbare Energieträger bzw. Energiegewinnungstechniken für a priori besser geeignet als andere, um die in § 1 (1) des Gesetzentwurfs formulierten Ziele zu erreichen?

**Entscheidend ist, dass an die bisherige Stelle selektiver Betrachtung eine ganzheitliche Sicht tritt, die die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ganzheitlich als Teil einer Stromversorgung versteht, die neben den ökologischen Aspekten die Ziele Sicherheit und Wettbewerbsfähigkeit gleichrangig zu erfüllen hat. Die Umlagefinanzierung ist nicht sachgerecht, weil sie den Stromverbraucher zwingt, Mittel aufzubringen, die der Erfüllung allgemeiner politischer Ziele dienen.**

3. Wenn ja, weshalb?

4. Wenn nein, würden Sie der Schlussfolgerung zustimmen, dass alle Erneuerbaren Energieträger bzw. Energiegewinnungstechniken deshalb prinzipiell gleich zu behandeln wären?

**Die einzelnen Energieträger haben ihre spezifischen Vor- und Nachteile, die häufig vom Standort und/oder den meteorologischen Gegebenheiten abhängig sind. Es ist deshalb wichtig, jede Energiealternative zu prüfen, die Marktchancen abzuschätzen und die Möglichkeiten zu eruieren, unter denen ein Ausbau sinnvoll erscheint. Eine a**

priori Ausgrenzung scheint nicht geboten, um einen wirtschaftlichen, versorgungssicheren und umweltgerechten Energiemix der Zukunft gestalten zu können.

In diesem Zusammenhang wird betont, dass der BDI grundsätzlich positiv zur Förderung der erneuerbaren Energien im Interesse einer energiepolitischen Zukunftsvorsorge steht und erneuerbare Energien geeignet sind, die klassischen Energieträger zu ergänzen. Deshalb müssen auf nationaler und europäischer Ebene verlässliche und marktkonforme Rahmenbedingungen geschaffen werden, um den Ausbau regenerativer Energien im Wettbewerb voranzubringen. Ziel sollte es allerdings nicht sein, auch noch die kleinsten Anlagen in den Bereich der „Wirtschaftlichkeit“ zu hieven, sondern vielmehr den Ausbau auf kosteneffiziente und langfristig am Markt überlebensfähige d.h. wettbewerbsfähige Technologien zu konzentrieren.

5. Wie bewerten Sie vor dem Hintergrund dieser Überlegung den Sachverhalt, dass die im Rahmen des Gesetzentwurfs vorgesehenen Vergütungen extrem unterschiedlich sind?
6. Wie bewerten Sie die vorgesehenen Vergütungssätze angesichts der Tatsache, dass es in Südeuropa und darüber hinaus weltweit deutlich bessere Standorte für die Stromerzeugung aus solarer Einstrahlung als in Deutschland gibt – besser in dem Sinne, dass bei gleichem Aufwand deutlich höhere Energieerträge erwirtschaftet werden können?

**Es gehört zur deutschen Innovationspolitik, die meteorologisch günstigeren Standorte in der Welt mit deutscher Technologie bedienen zu können. Dazu bedarf es jedoch eines gewissen Heimatmarktes, um die Technologie entwickeln, testen und letztlich produzieren zu können. Dies trifft nicht nur auf die Solarenergie zu, sondern ist für alle Investitionsgüter relevant. Im übrigen ist darin zuzustimmen, dass bei der Nutzung der erneuerbaren Energien im eigenen Land die hier herrschenden natürlichen Bedingungen berücksichtigt werden müssen.**

7. Wie bewerten Sie die Aussage, dass Marktreife und Wirtschaftlichkeit weniger die Eigenschaft bestimmter Technologien sind, sondern vor allem von meteorologischen Gegebenheiten am jeweiligen Anlagenstandort bestimmt werden?
8. Wie bewerten Sie die daraus abzuleitende Schlussfolgerung, dass eine unterschiedliche Marktreife und Wirtschaftlichkeit bestimmter Technologien deshalb ggf. zwar unterschiedliche Standorte für den Anlagenbetrieb begründen, nicht jedoch unterschiedliche Vergütungshöhen für die gewonnene Energie rechtfertigen können?
9. Wie bewerten Sie die Aussage, dass die zur Förderung Erneuerbarer Energien vorgesehenen Vergütungssätze auf die mit den betreffenden Techniken am jeweiligen Standort realisierbaren CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten Bezug nehmen sollten?

**Soweit das EEG als Instrument zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung genutzt wird, muss über seine Tauglichkeit die Kosteneffizienz entscheiden. Vgl. Antwort zu Frage 19 der CDU/CSU-Fraktion.**

10. Wie verhalten sich die im Gesetzentwurf vorgesehenen Vergütungssätze zu den mit den betreffenden Techniken in Deutschland realisierbaren CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten?
11. Wie bewerten Sie diesen Sachverhalt auch angesichts der Überlegung, dass durch Strom aus Erneuerbaren Energien jeweils die gleiche Kilowattstunde aus fossilen Energiequellen ersetzt werden soll?

**Die erneuerbaren Energiequellen stellen für sich einen eigenen Energiemix zur Stromerzeugung dar. Die Beiträge der jeweiligen Energieformen oder Erzeugungstechnologien fallen höchst unterschiedlich aus und haben unterschiedliche elektrizitätswirtschaftliche Charakteristiken. Insgesamt ist der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung als eine Ergänzung, aber nicht als Substitution zu werten. Dabei ist nicht zu verkennen, dass wegen des Vorrangs des EEG-Stroms Strom aus konventionellen Quellen verdrängt werden kann. Substitutionsprozesse werden erst dann einsetzen können, wenn die Wettbewerbsfähigkeit gegeben ist.**

12. Wie bewerten Sie die Aussage, dass die im Gesetzentwurf vorgesehenen Vergütungssätze auf die unterschiedliche Verfügbarkeit der betreffenden Energiequellen Bezug nehmen sollten?

**Die Orientierung der Vergütungssätze erfolgt nach gänzlich anderen Kriterien (Kostenerstattung).**

13. Berücksichtigen die im Gesetzentwurf vorgesehenen Vergütungssätze die unterschiedliche Verfügbarkeit der betreffenden Energiequellen?

**Nein. Die Vergütungssätze liegen deutlich über dem wirtschaftlichen Wert des eingespeisten Stroms, dessen Preis sich auch unter dem Aspekt der Verfügbarkeit bildet. Das bedeutet aber nicht, dass z.B. Grundlaststrom eine automatisch hohe Vergütung erhalte. Der Preis hängt nicht nur von der energiewirtschaftlichen Wertigkeit sondern auch von Angebot und Nachfrage ab.**

14. Wie bewerten Sie diesen Sachverhalt?

#### **Konzeptionelle Alternativen zum EEG**

15. In welchen Ländern wurden bzw. werden zur Förderung Erneuerbarer Energien „mengensteuernde Instrumente“ im Sinne zertifikatgestützter Handelsmodelle eingesetzt, wonach beispielsweise Netzbetreiber und Eigenerzeuger verpflichtet werden, eine bestimmte Menge oder einen Anteil durchgeleiteten bzw. selbst genutzten Stroms aus der Nutzung Erneuerbarer Energien zu decken?
16. Welche Erfahrungen wurden mit dem Einsatz derartiger Steuerungsinstrumente bisher gesammelt?
17. Wo liegen die besonderen Stärken und Schwächen mengensteuernder Instrumente im Vergleich zum EEG-Fördermechanismus (technologiespezifische Förderung durch administrierte Preise)?
18. Kann den bisher erkennbar gewordenen Schwierigkeiten beim Einsatz mengensteuernder Instrumente durch eine geeignete Ausgestaltung der Verfahrensregeln begegnet werden?
19. Wenn nein, weshalb nicht?
20. Wenn ja, worauf wäre dabei gegebenenfalls zu achten?

## **Wirtschaftliche Bewertung des EEG-Förderkonzepts**

21. Halten Sie das vorgesehene Gesetz für geeignet und hinreichend um sicherzustellen, dass die Betreiber und Entwickler der betreffenden Anlagen in die Lage versetzt werden, sich jeweils eigenständig am Markt zu behaupten?

**Dies jedenfalls ist das Ziel, sich jeweils eigenständig am Markt zu behaupten. Deshalb muss das „baby care“ des EEG zeitlich befristet und die Befristung auch konsequent eingehalten werden. Die Fotovoltaik hat nach derzeitiger Situation auch langfristig wenig Chancen – außer in Nischen – wettbewerbsfähig zu werden. Deshalb stellt sich auch die Frage, ob die Förderung dieser Technologie über das EEG der effektivste Weg ist. Projekt- und Demonstrationsförderung erscheinen geeigneter zur Technologieförderung zu sein.**

22. Bis zu welchem Zeitpunkt erwarten Sie dies für jeweils welche Technologie unter welchen Annahmen?

**Angesichts der Heterogenität der erneuerbaren Energien und der Vielzahl von Einflussfaktoren lässt sich die Frage im Rahmen dieses Fragenkatalogs nicht beantworten.**

23. Gibt das vorgesehene Gesetz den Betreibern und Entwicklern der betreffenden Anlagen hinreichend Anreize zur Kostenminimierung?

**Insbesondere die degressive Ausgestaltung sowie die regelmäßige Überprüfung der Vergütungen und die Angleichung an den technischen Fortschritt bieten Anreize zur Kostensenkung. Zudem stehen die einzelnen Hersteller im Wettbewerb – nicht nur mit deutschen, sondern auch mit ausländischen Konkurrenten. Darüber, ob die Anreize jeweils ausreichend und adäquat gesetzt sind, lässt sich trefflich streiten. Sie müssten durch eine verbindliche Prognose ergänzt werden, ob überhaupt eine realistische Chance besteht, in einem festen Zeitrahmen in die Wirtschaftlichkeit zu gelangen. Erst bei positiver Prognose erscheint eine Förderung mit Mitteln des EEG angebracht. Nur so ist eine gewisse Erfolgskontrolle im Hinblick auf den Einsatz knapper Ressourcen (Fördermittel von Dritten) gewährleistet.**

24. Wodurch können Anreize zur Kostenminimierung verbessert werden?

**Das EEG muss durch gezielte Forschungsförderung flankiert werden.**

25. Welche Auswirkungen hat das vorgesehene Gesetz auf die Wirtschaftlichkeit und Sicherheit der Stromversorgung in Deutschland?

**Ohne eine Belastungsbegrenzung zugunsten der Industrie/Wirtschaft schaden die EEG-Belastungen zusammen mit den anderen Belastungen auf den Strompreis dem Standort Deutschland. Auf die Positionierung der deutschen Industrie dazu wird verwiesen (u.a. Antwort zu Frage 27 der SPD-Fraktion).**

26. Wie können diesbezüglich negative Auswirkungen vermieden werden?

## **Konzeptionelle Verknüpfung mit der Klimapolitik**

27. Halten Sie es für erforderlich, Energie- und Klimapolitik auf nationaler wie auf internationaler Ebene hinsichtlich der Instrumente und Förderarrangements zu verknüpfen?

**Eine Verknüpfung ist dringend erforderlich. Auf das Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit vom 16. Januar wird verwiesen.**

28. Trägt das vorgesehene Gesetz zu einer solchen Verknüpfung von Energie- und Klimapolitik bei?
29. Wenn nein, wie könnte eine solche Verknüpfung geleistet bzw. verbessert werden?
30. Welche Möglichkeiten gibt es, um die so genannten projektbasierten Mechanismen des Kyoto-Protokolls (Clean Development Mechanismen (CDM) und Joint Implementation (JI)) mit der Förderung Erneuerbarer Energien zu verbinden?

**Unterstützung von Projekten in Industrie- oder Entwicklungsländern gegen Anrechnung der CO<sub>2</sub>-Einsparung in Deutschland.**

31. Wie bewerten Sie die Aussage, dass CDM-Projekte zur Stromerzeugung aus solarer Einstrahlung grundsätzlich jedem der in § 1 (1) des Gesetzentwurfs formulierten Ziele entsprechen können?
32. Welche Möglichkeiten sehen Sie, um die genannten Instrumente des Kyoto-Protokolls in die weitere Förderung Erneuerbarer Energien einzubeziehen?
33. Welche Möglichkeiten sehen Sie, um Leistungen der deutschen (technischen) Entwicklungszusammenarbeit zur Verbindung von Energie- und Klimapolitik zu nutzen?

**Die Exportinitiative Erneuerbare Energien hat hier noch viel zu tun.**

## **zu II. Windenergie**

34. Wie bewerten Sie die Aussage, dass bei der weiteren Förderung Erneuerbarer Energien die Kosten gesenkt und die kommunale Planungshoheit insbesondere bei den Windkraftanlagen gestärkt werden müsse, und wie könnte dies erreicht werden?

**Um volkswirtschaftlich und energiepolitisch sinnvoll die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien voranzubringen und entsprechende Belastungen der Strompreise zu minimieren, muss die Förderung Erneuerbarer Energien an Effizienzkriterien orientiert sein. (Vergleiche auch Antwort zu Frage 23 der FDP-Fraktion)**

35. Wie bewerten Sie die Aussage, dass die vorgesehenen Fördersätze insbesondere mit Blick deutlich überhöhte Einspeisevergütungen für Windkraftanlagen an vergleichsweise ungünstigen Standorten im Hinblick auf teilweise weiterhin bestehende Überförderungsstatbestände sofort reduziert werden müssen?
36. Wie bewerten Sie die Aussage, dass insbesondere die Nutzung landgestützter Windenergieanlagen nicht gegen den Willen der an Ort und Stelle unmittelbar betroffenen Bürgerinnen und Bürger erfolgen darf, um die Akzeptanz Erneuerbarer Energien nicht zu gefährden?

**Windenergieanlagen dürfen nicht gegen den Willen der an Ort und Stelle unmittelbar betroffenen Bevölkerung erfolgen. Das gilt grundsätzlich ebenso für alle anderen Energieerzeugungsanlagen. In der Praxis treten verständlicherweise immer wieder Interessengegensätze der Betreiber und der Anwohner auf, die im Genehmigungsverfahren Berücksichtigung finden. Der Gesetzgeber hat auch Windenergieanlagen im Rah-**

men der Erstellung der Flächennutzungspläne und Raumordnungsverfahren einen Vorrang im Außenbereich eingeräumt.

Das geltende Bauplanungsrecht bietet den Kommunen darüber hinaus die Möglichkeit, durch Festlegung von Vorranggebieten die Bebauung im Außenbereich zur Wahrung der Naturschutz-, Verkehrs- und Bürgerbelange zu kanalisieren.

37. Was könnte unternommen werden, um die kommunale Planungshoheit in diesem Regelungsbereich wieder zu stärken?

**Siehe Antwort zur vorherigen Frage.**

zu III. Bioenergien keine Fragen

zu IV. Wasserkraft keine Fragen

zu V. Weitere Fragen, u.a.:

**Längerfristige Perspektiven**

38. Welche Entwicklungen und Erfordernisse sehen Sie mit Blick auf die künftige Förderung der Grundlagenforschung im Bereich der Erneuerbaren Energien?

39. Welche Entwicklungsperspektiven erkennen Sie jeweils für den Bereich welcher Energieträger bzw. Techniken, insbesondere bei der Geothermie?

40. Werden diese Entwicklungen und Erfordernisse im Rahmen des vorliegenden Gesetzentwurfs hinreichend berücksichtigt?

41. Wenn nein, welche Maßnahmen wären dafür erforderlich?

42. Wie bewerten Sie den Vorschlag, die Förderung Erneuerbarer Energien nicht einseitig auf die Netzeinspeisung des aus regenerativen Trägern gewonnenen Stroms abzustellen, sondern verstärkt die Möglichkeit zu nutzen, die gewonnene Energie unter Nutzung und Weiterentwicklung geeigneter Energiespeichertechniken zu konservieren?

43. Wie bewerten Sie Leistungs- und Entwicklungspotentiale zugehöriger Techniken und Verfahren, u. a. mit Blick auf eine Produktion und Nutzung von Wasserstoff zur dezentralen Substitution fossiler Brennstoffe insbesondere im Verkehrsbereich?

**Die Potentiale werden als groß vermutet, sie zu heben bedarf es aber noch einer voraussichtlich kostspieligen Infrastruktur und technologischer Sprünge. Ein weites Feld für Forschungs- und Markteinführungsprogramme, nicht aber für das EEG.**

44. Wie bewerten Sie die Aussage, dass eine auf Energiespeicherung aufbauende Nutzung erneuerbarer Energien der bisherigen Netzeinspeisung überlegen ist, weil den Erneuerbaren Energien hierdurch längerfristig die Perspektive eröffnet wird, zur energetischen Grundlastversorgung beizutragen?

**Antwort zu den Fragen 42 bis 44:**

**Die Möglichkeiten zur Weiterentwicklung geeigneter Energiespeichertechnologien sollten auf jeden Fall genutzt werden. Leider sind die Speichertechnologien noch sehr marktfremd und werden noch erhebliche Forschungsanstrengungen benötigen. Denn energiewirtschaftlich ist es sinnvoll, dass der Strom bedarfsgerecht und vor allem zeitgerecht zur Verfügung steht. Die Speicherung diskontinuierlich**

erzeugten Stroms könnte hierzu einen Beitrag liefern. Dieses gilt insbesondere für die Energieeinspeisung durch Windkraftanlagen. Es handelt sich hierbei jedoch um eine langfristige Perspektive und ist zur Zeit eher Gegenstand weiterer Forschungsaktivitäten. Heute sind keine entsprechenden Speichertechnologien wirtschaftlich verfügbar. Die Förderung solcher Technologien kann nicht im Rahmen des EEG geregelt werden, sondern ist, um nicht einseitig die Stromverbraucher zu belasten, aus dem Forschungshaushalt zu bestreiten.

Gesonderte Industriepolitische Instrumente beispielsweise zur Markteinführung der Brennstoffzellen sind notwendig, um die langfristige Option, z.B. auf eine Wasserstoffwirtschaft mit deutscher Wertschöpfung zu sichern.

Der Aussage, dass eine wirtschaftliche Speicherfähigkeit von Strom dazu beitragen kann, diskontinuierlich erzeugten Strom grundlastfähig zu machen, ist ausdrücklich zuzustimmen. Die Betonung liegt allerdings auf „wirtschaftlich“.

45. Wie bewerten Sie die Aussage, dass eine auf Energiespeicherung aufbauende Nutzung Erneuerbarer Energien der bisherigen Netzeinspeisung überlegen ist, weil hierdurch ein erheblicher Kostenvorteil dadurch realisiert werden kann, dass die anderenfalls erforderlich werdenden massiven und zusätzlichen Investitionen in eine Erweiterung der Netzkapazitäten und der Regelenergiereserve zumindest zu einem maßgeblichen Teil erübrigt werden?

Eine grundsätzliche Überlegenheit der Speichertechnologien ist bisher noch nicht zu erkennen. Denn die Speicherung wird als Zwischenschritt immer mit Kosten verbunden sein und damit einer direkten Einspeisung (und Verbrauch) wirtschaftlich unterlegen sein. Im Hinblick auf Windeinspeisungen ist eine Aussage schwierig zu treffen, da weder die Zusatzkosten einer Energiespeicherung noch die Zusatzkosten für die Alternative verstärkter Netzausbau quantifizierbar sind. Allerdings würde bei der Energiespeicherung eine unmittelbare Kostenzuordnung zur EEG-Anlage ermöglicht, wohingegen die Netzausbaukosten weniger leicht individualisierbar und einzelnen Anlagen verursachungsgerecht zu ordnen sind.

Sobald eine wirtschaftliche Speicherung entwickelt ist, dürfte sich das Problem Grundlastversorgung entspannen. Speichertechnologien haben dann ihren Platz in einer vernetzten Energieversorgung mit zentralen und dezentralen Bausteinen.

46. Wie bewerten Sie die Aussage, dass die Erneuerbaren Energien gemeinsam mit der Wasserstofftechnologie die Chance bieten, den Verkehrssektor in ein klimapolitisches Gesamtkonzept einzubinden?

Der Aussage wird zugestimmt. Wasserstofftechnologie stellt hierfür eine Option dar. Offen ist, ab wann sie wirtschaftlich genutzt werden kann.

## **Antworten des Bundesverbandes WindEnergie e.V. - BWE**

Bundesverband WindEnergie e.V.

Bundesgeschäftsstelle  
Herrenteichsstraße 1  
49074 Osnabrück  
Tel.: 0541-35060-0  
Fax: 0541-35060-30

Hauptstadtbüro  
Marienstraße 19-20  
10117 Berlin  
Tel.: 030-28482-106  
Fax: 030-28482-107  
[www.wind-energie.de](http://www.wind-energie.de)

## Fragen der Fraktion der SPD

1. Welche Auswirkungen wird die Begrenzung der Mindestvergütung auf Anlagen mit einem Jahresnutzungsgrad von mindestens 65 % der Referenzanlage für die Ausweisung von Eignungsflächen haben und welche Zubauentwicklung lässt sich daraus ableiten?

**Antwort:** Durch die 65 % - Regelung soll der Ausbau der Windenergienutzung an „wind-schwachen Standorten“ begrenzt werden. Nach Schätzung des Bundesverband Wind-Energie (BWE) werden dadurch rund ein Drittel der bis 2006 geplanten Windkraftprojekte unwirtschaftlich werden. Diese Schätzung schließt nicht nur rein technische Berechnungen ein, sondern berücksichtigt auch eine zu erwartende Zurückhaltung bei Finanzierern sowie bei raumplanerischen Vorgaben der zuständigen Baubehörden bei der Bewertung künftiger Standorte.

In den südlichen Bundesländern liegen darüber hinaus die Standorte mit größerem Windpotenzial vor allem auf Höhenzügen; deren Bebauung ist auf Grund umwelt- und naturschutzrechtlicher Bestimmungen nicht möglich. Hier fallen nach Aussagen der Landesverbände zum Teil mehr als zwei Drittel der geplanten Projekte der neuen Regelung zum Opfer. In Bayern zum Beispiel wäre nach Recherchen des BWE-Landesverbands ein weiterer Zubau nahezu ausgeschlossen.

Die Regelung verhindert darüber hinaus den Anlagenbau an Standorten, die durchschnittlich geringere Nebenkosten (z.B. für Netzanschluss, sonstige Erschließungskosten, Grundstückskosten) aufweisen oder betrifft Fälle, in denen ideell motivierte Betreiber wesentlich geringere Renditen, höhere Eigenkapitalanteile und höhere Eigenleistungen (Planung, Betriebsführung) akzeptieren. In beiden Fällen ist kein Anlass zu sehen, warum der Gesetzgeber dies ausschließen sollte.

Die 65 % -Regelung hat aus den genannten Gründen zur Folge, dass ein Teil der Wind-eignungsflächen in Zukunft nicht mehr bebaut werden kann. Die Branche setzt aber gerade in den kommenden Jahren auf den weiteren Zubau im Binnenland, da durch das Repowering und den Offshore-Ausbau erst mittelfristig höhere Zuwachsraten erwartet werden (nach 2010). Es besteht daher die Gefahr eines technologischen Fadenrisses.

2. Welche Lenkungswirkung erwarten Sie von der Einführung des Mindestnutzungsgrades auf die Anlageneffizienz und die Entwicklung der durchschnittlichen Jahresvolllaststunden pro Neuanlage?

**Antwort:** Durch die willkürliche Grenzziehung bei 65 % werden zukünftige technologische Entwicklungspotenziale im Bereich windschwächerer Standorte ausgebremst. Der deutschen Windindustrie wird ein wesentlicher Innovationsanreiz genommen, die Anlageneffizienz in diesem Bereich zu verbessern, und damit auch aus heutiger Sicht schlechtere Standorte zukünftig wirtschaftlich nutzbar zu machen.

Durch die 65%-Klausel wird der Anreiz, speziell für das Binnenland ausgelegte Windenergieanlagen (WEA) weiter zu entwickeln, deutlich vermindert. Solche Anlagen sind durch eine - im Vergleich zur Generatorleistung - große Rotorfläche gekennzeichnet (die Rotorfläche ist entscheidend für die Menge der in Strom umgesetzten Windenergie). Damit erreichen diese WEA am gleichen Standort höhere Volllaststunden als für die Küste optimierte Anlagen. Bei einem hohen Anteil der Windenergie am Strombedarf sind hohe Volllaststunden elektrizitätswirtschaftlich von Vorteil. Insofern entfaltet die 65%-Klausel eine nachteilige Lenkungswirkung.

3. Welcher Zusammenhang besteht zwischen Jahresvolllaststunden und Regelenergieaufwand?

**Antwort:** Es besteht kein Zusammenhang. Der Aufwand an Regelenergie ist zum größten Teil von der Prognostizierbarkeit und zum kleineren Teil von der Dynamik des Windenergieangebots abhängig.

4. Welche Lenkungswirkungen sind von den Differenzierungen bei der Vergütung von Offshore-Windkraft zu erwarten?

**Antwort:** Der Bundesverband WindEnergie begrüßt generell die Änderung bei Vergütungshöhe und die Verlängerung der Vergütungszeiträume bei der Offshore-Windenergie. Die Differenzierung der Offshore-Vergütung ist sinnvoll, weil mit Sicherheit von erhöhten Kosten ausgegangen werden kann, je größerer die Entfernung von der Küste wird. Generell erscheint es uns jedoch fraglich, ob das Signal für eine möglichst küstenferne Errichtung von Offshore-Windparks in Deutschland für die Technologieentwicklung förderlich ist. Auf eine durch Förderung und Erprobung der Technologie in weniger großen Wassertiefen gewonnenen Erfahrungswerte könnte langsam aufgebaut werden. In diesem Zusammenhang weisen wir darauf hin, dass durch die bestehende Orientierung an der Basislinie für die Definition von Offshore-Projekten (§ 10,3) derzeit eine Reihe von Projekten von der Offshore-Vergütung ausgenommen, werden, obwohl diese sich im Wasser vor der deutschen Küste befinden (Projekte mit Near-shore-Charakter). Deutsche Hersteller und Planer sollen möglichst zügig und umfangreich Offshore-Erfahrungen sammeln, damit die gesetzten Ausbauziele (3000 MW bis 2010) erreicht werden können, und zwar unter Einsatz von in Deutschland entwickelter Technologie. Deshalb halten wir es für geboten, die Definition von Offshore-Projekten an den tatsächlichen Abstand von der Küste anzupassen.

5. Sind die planungs- und genehmigungsrechtlichen Abläufe geeignet, die Ausbauziele für Offshore-Windkraft zu unterstützen?

**Antwort:** Die derzeit nötigen Genehmigungsverfahren für die Planung von Offshore-windparks sind äußerst umfangreich und bürokratisch. Die Aufteilung der Zuständigkeiten auf verschiedene Bundes- und Länderbehörden ist für kurze Planungszeiten nicht förderlich. Als äußerst problematisch betrachten wir das Anlegen der strengen Umweltkriterien. Einen pauschalen Ausschluss aus Naturschutzflächen bzw. Vogelschutzgebieten halten wir für zu weit gehend, da im Genehmigungsverfahren regelmäßig und ausführlich die Prüfung der Naturverträglichkeit standortbezogen durchgeführt wird. Dies ist sinnvoller, da die Summe verschiedener Einflüsse und Bedingungen für die Eignung eines Gebietes zur Windenergienutzung erst in einer Einzelbeurteilung Berücksichtigung finden und durchaus zu positiven Ergebnissen führen kann. Wir plädieren daher für die Streichung von § 10 Abs. 7 des Regierungsentwurfs zur EEG-Novelle.

6. Sind die Übertragungsnetzbetreiber gesetzlich verpflichtet, vor Abschluss der Errichtung eines Offshore-Windparks die notwendigen Anschluss- und Verstärkungsmaßnahmen und –investitionen durchzuführen?

**Antwort:** Es gibt hierfür keine einheitlichen Regelungen oder Verpflichtungen.

7. Welche Folgen hat das Einsetzen der Degression zum Ende des Jahres bzw. welche Folgen hätte die Verschiebung des Einsetzen der Degression jeweils zum 1. Juli für die Windenergiebranche?

**Antwort:** Windenergieanlagen werden zu einem hohem Prozentsatz über Fonds finanziert. Das Hauptgeschäft in diesem Bereich läuft jeweils am Jahresende. Dies, und das

gleichzeitige Einsetzen der nächsten Degressionsstufe, hat zur Folge, dass ein großer Teil der neuen Leistung innerhalb eines Kalenderjahres in der zweiten Jahreshälfte installiert wird, davon wiederum ein großer Anteil im vierten Quartal. Ein Verlegen der Degressionsstufe in die Jahresmitte würde den erhöhten Kapazitätsaufwand zum Jahresende entzerren und die Geschäftsauslastung gleichmäßiger über das Jahr verteilen.

8. Welche Auswirkungen erwarten Sie von der Neuregelung, dass erstmalig aus dem Gasnetz entnommenes Biogas entsprechend seiner Einspeisung als „Erneuerbare Energie“ definiert wird und wie ist sichergestellt, dass Ein- und Ausspeisung rechtssicher bzw. zertifiziert werden, um Missbrauch zu vermeiden?

**Antwort: -**

9. Welche Auswirkung hat die Verkürzung des Förderzeitraumes von 20 auf 15 Jahre für die Stromgestehungskosten und Gesamtkostenrechnung von Biomasseanlagen?

**Antwort: -**

10. Halten Sie die Begrenzung der erhöhten Mindestvergütung nach § 8 (2) und (3) auf Anlagen bis 5 MW für sachlich begründet? Ist sie insbesondere bei Anlagen mit Kraft- Wärme- Kopplung gerechtfertigt?

**Antwort: -**

11. Halten Sie die erhöhte Mindestvergütung nach § 8 (2) für hinreichend, um das vorhandene Potential an Biomasse im Sinne des Gesetzes zu aktivieren?

**Antwort: -**

12. Wie beurteilen Sie den Ansatz, anstelle eines technologiebezogenen Bonus in Höhe von 1 €cent/kwh einen technikneutralen und ausschließlich auf die Energieeffizienz bezogenen Bonus einzuführen, um eine möglichst effiziente Biomassenutzung anzureizen?

**Antwort: -**

13. Welche Auswirkungen erwarten Sie von den verbesserten Anreizen in § 8 (2) hinsichtlich des Importes von Biomasse zur Verstromung nach EEG?

**Antwort: -**

14. Welche Möglichkeiten zur Begrenzung des Transportaufkommens und zur Stärkung regionaler Wirtschaftskreisläufe wären möglich?

**Antwort: -**

15. Wie beurteilen Sie das Fehlen von ökologischen Kriterien für den Einsatz von Biomasse und sind die gesetzlichen Formulierungen hinreichend, um sozial- und Umweltdumping bei der Produktion der zum Einsatz kommenden Biomasse auszuschließen?

**Antwort: -**

16. Sollte eine erhöhte Mindestvergütung nach § 8 (2) an die Einhaltung der guten fachlichen Praxis bzw. an belastbarer Standards der nachhaltigen Forstwirtschaft und des ökologischen Landbaus geknüpft werden?

**Antwort: -**

17. Ist nach den vorliegenden Formulierungen sicher gestellt, dass kein Anbau von Futter- oder Lebensmittelpflanzen wie z.B. Getreide zur Verstromung nach EEG erfolgt?

18. Ist die vorgenommene Differenzierung der Vergütungsstufen aus Ihrer Sicht her fachlich richtig?

**Antwort: -**

19. Sind aus Ihrer Sicht die Vergütungssätze der jeweiligen Leistungsbereiche sachgerecht?

**Antwort: -**

20. Sollte Ihrer Ansicht nach die Definition der nachwachsenden Rohstoffe auch um die Nebenprodukte und Futterreste eines land- und forstwirtschaftlichen Betriebes ergänzt werden?

**Antwort: -**

21. Ist die geplante Degression auf 2 % gerechtfertigt? Welche Auswirkungen sind dadurch zu erwarten?

**Antwort: -**

22. Verändert die Aufnahme der Formulierung „nachweislich ein guter ökologischer Zustand erreicht oder der ökologische Zustand gegenüber dem vorherigen Zustand wesentlich verbessert worden ist“ etwas an der bereits geltenden europäischen und bundesdeutschen Rechtslage zum Gewässerschutz?

**Antwort: -**

23. Welche konkreten Kostenrechnungen liegen der erstmaligen Aufnahme großer Wasserkraftwerke über 5 MW in das EEG zugrunde? Welche Lebensdauer- und Kostenprognosen liegen den Differenzierungen nach Anlagengröße zugrunde?

**Antwort: -**

24. Welche Wasserkraftanlagen über 5 MW können theoretisch unter diese Förderung fallen? Welche Fördervolumina ergeben sich daraus?

**Antwort: -**

25. Welche Modernisierungen und Erweiterungen sind bereits bekannt? Welche Fördervolumina ergeben sich daraus?

**Antwort: -**

26. Wie beurteilen Sie die ökologischen Auswirkungen der Kleinwasserkraft?

27. Welche Auswirkungen erwarten Sie von der Neugefassten sog. „Härtefallregelung“ in § 16 „Besondere Ausgleichsregelung“ auf die Verteilung der EEG-Kostenumlage und die Strompreise?

**Antwort: -**

28. Welche Auswirkungen hat die Neuregelung auf die bislang von der Härtefallregelung betroffenen Unternehmen?

**Antwort: -**

29. Welche Auswirkungen hat die 10-Prozent-Begrenzung in Absatz (4) auf die Planungssicherheit der betroffenen Unternehmen?

**Antwort: -**

30. Ist die Frist nach Absatz (5) von sechs Monaten zwischen Antragstellung und Wirksamwerden angemessen?

**Antwort: -**

31. Wie beurteilen Sie die Forderung nach einer vorläufigen Genehmigung durch das BAFA, um die Frist zwischen Eingang der vollständigen Antragsunterlagen und Zuteilung des Genehmigungsbescheids zu überbrücken?

**Antwort: -**

32. Welche zukünftigen Vergütungsvolumina des EEG erwarten Sie in den nächsten 20 Jahren?

**Antwort: -**

33. Sind die Formulierungen in § 4 „Abnahme- und Vergütungspflicht“ hinreichend um zu gewährleisten, dass EEG-Strom nicht zu einer Verdrängung von umweltfreundlichem Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung führt, der nach § 2 des geltenden Energiewirtschaftsgesetzes „besondere Bedeutung“ zukommt und deren Verdrängung nach § 6 EnWG zu verhindern ist?

**Antwort: -**

34. Wie beurteilen Sie, dass bereits heute KWK-Betreiber unter Hinweis auf die Vorrang einspeisung für EEG-Strom bei Neuverträgen einer Einspeiseunterbrechung bzw. Vergütungsunterbrechung für Strom aus ihren KWK-Anlagen zustimmen müssen?

**Antwort: -**

35. Sind die Formulierungen in § 4 „Abnahme- und Vergütungspflicht“ hinreichend um zu gewährleisten, dass zwischen dem Zeitpunkt der Anlagenerrichtung und dem physischen Anschluss an ein geeignetes Übertragungsnetz ein Netzausbau bzw. eine Netzverstärkung möglich ist?

**Antwort:** Anlagenerrichtung und Anschluss an ein geeignetes Netz stehen in unmittelbarem zeitlichen Zusammenhang, da eine Anlage ohne Einspeisemöglichkeit totes Kapital darstellt und zu einer erheblichen finanziellen Belastung des Betreibers führen würde. Insofern besteht eine generell abschreckende Wirkung auf Investoren, wenn Netzausbau und -verstärkung nicht zeitgerecht erfolgen.

Die Formulierungen in §4 sind ausreichend. Allerdings bedarf es einer Kontrolle durch die zukünftige Regulierungsbehörde. Der Rechtsweg ist aufgrund der Dauer und der laufenden Vergütungsdegression für die Einspeiser nicht zumutbar. Dieser Umstand führt schon heute dazu, dass die Netzbetreiber für die Einspeiser nachteilige Verträge aushandeln können. So wird von Windenergieanlagenbetreibern inzwischen bei Neu-

verträgen oft eine Einspeiseunterbrechung bzw. Vergütungsunterbrechung gefordert. Andernfalls wird der Netzanschluss verweigert. Damit wird das Vorrangprinzip im EEG umgangen, s.u.

36. Wie beurteilen Sie, dass beim Abschluss von Einspeiseverträgen Seitens der EVU die Unterzeichnung einer Klausel verlangt wird, nach der die Vergütung unter den Vorbehalt eines Netzausbaus auf der 110 KV-Ebene (Höchstspannungsebene) gestellt wird, obwohl die betreffenden Anlagen ihren EEG-Strom auf der Nieder- bzw. Mittelspannungsebene einspeisen?

**Antwort:** In Netzregionen, in denen der EEG-Strom nicht mehr zu allen Zeiten im Nieder- und Mittelspannungsnetz verbraucht werden kann, muss dieser über die Hoch- und Höchstspannungsnetze übertragen werden. Wenn die tatsächliche Unmöglichkeit der Aufnahme des EEG-Stroms gegeben ist, kann ein Vorbehalt akzeptiert werden. Allerdings muss

- a) der Engpass nachgewiesen werden
- b) die Einleitung des Netzausbaus nachgewiesen werden
- c) und darf ein Vorbehalt nur für den temporären Fall gelten.

Der Netzanschluss bzw. die Vergütung dürfen nicht vollkommen mit vagem Hinweis auf Netzengpässe verweigert werden. Hier muss die zukünftige Regulierungsbehörde eingreifen.

Zudem ist der Abschluss von Einspeiseverträgen nach unserer Auffassung nicht notwendig. Alle notwendigen Regelungen ergeben sich aus dem Gesetz und technischen Normen.

37. Welche belastbaren Erkenntnisse liegen über den durch das EEG verursachten Regelenergieaufwand vor und wie wird sich dieser entwickeln?

**Antwort:** Bisher liegen keine unabhängigen Zahlen dazu vor. Diese werden erstmals von der durch die Deutsche Energieagentur koordinierten energiewirtschaftlichen Studie zur Integration von Windkraftwerken in das Verbundsystem erwartet.

Es ist heute allerdings anerkannt, dass durch die Windenergie kein erhöhter Bedarf an Regelenergie für die Primär- und Sekundärregelung entsteht. Insofern bedarf nur die Minuten- und/oder Stundenreserve einer Betrachtung. Dazu kann eine vorsichtige Abschätzung vorgenommen werden. Diese ergibt sich, wenn allein der Regelaufwand für die kurzfristige Windleistungsprognose betrachtet wird. Windleistungsprognosen sechs Stunden im Voraus können heute bereits mit einem mittleren Fehler (RMSE) von 5% der installierten Nennleistung erstellt werden. Insofern verursachen die heute rund 15.000 MW installierte WEA-Leistung nur rund 750 MW Bedarf an Regelenergie-Kapazität, die im deutschen Netzverbund ohnehin zur Verfügung steht.

Für die Zukunft ergeben sich zwei gegenläufige Trends: Der Zubau an Windenergieleistung erhöht zunächst den relativen Bedarf an Regelenergie. Auf der anderen Seite wirken verbesserte Prognosemöglichkeiten, die Optimierung der Regelenergiemärkte und die Verbesserung der WEA-Technik (z.B. Sturmregelungen) diesem Trend entgegen. Der BWE schätzt, dass die Rationalisierungspotenziale der Regelenergiemärkte so groß sind, dass der zusätzliche Bedarf an Regelenergie allein dadurch gedeckt werden kann. Mit anderen Worten: Für die Windenergie müssen keinen zusätzlichen Regelenergiekapazitäten bereitgestellt werden. Auch bei einer Expertentagung zum Thema Regelenergie des BMWA im September 2003 wurde festgestellt, dass es bislang keinen Beleg für einen erhöhten Regelenergieaufwand durch das EEG gäbe.

38. Wie beurteilen sie die Formulierungen in § 14 „Bundesweite Ausgleichsregelung“ zur Regelenergie hinsichtlich der Aspekte Rechtssicherheit und Praktikabilität? Welche Auswirkungen erwarten Sie aus diesen Formulierungen auf den Regelenergiemarkt? Welche Kosten werden dadurch zusätzlich neu in das EEG aufgenommen und wälzbar?

**Antwort:** Die vorgeschlagenen Regelung ist rechtssicher und praktikabel. Durch die heutige Praxis wird der Regelenergiebedarf künstlich erhöht, da zunächst die aufgenommenen Mengen zu Bändern „veredelt“ werden und dann die Bänder wiederum zu Verbraucherprofilen „veredelt“ werden müssen. Die vorgeschlagene Regelung vermeidet diese „Doppelveredelung“, minimiert den Regelenergiebedarf und damit Kosten.

39. Würden sich Ihrer Meinung nach Vorteile für den Einsatz von Regelenergie bieten, wenn der Leistungsbegriff anders definiert würde?

**Antwort:** -

40. Wie beurteilen Sie die Idee eines Anlagenregisters, um eine Doppelvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu vermeiden?

**Antwort:** -

41. Wie beurteilen Sie die Konsequenzen der Formulierung in § 5, nachdem Netzbetreiber verpflichtet sind, den von Ihnen „abgenommenen“ Strom zu vergüten, im Vergleich zur Formulierung im bisher geltenden Gesetz („angebotenen Strom“)?

## Fragen der Fraktion der CDU/CSU

1. Wie wird das EEG-Vergütungssystem insgesamt bewertet?

**Antwort:-**

2. **Wie kann die Förderung der einzelnen erneuerbaren Energien effizienter gestaltet und somit deren Wettbewerbsfähigkeit und Marktreife der einzelnen erneuerbaren Energien möglichst schnell und kostengünstig erreicht werden?**

**Antwort:-**

3. Wann werden die einzelnen erneuerbaren Energien unter welchen Bedingungen ihre Marktreife und Wettbewerbsfähigkeit erreichen?

**Antwort:-**

4. Stellen die im Gesetzentwurf vorgesehenen Degressionssätze taugliche Anreize für eine Verkürzung der Förderung und ein baldmöglichstes Erreichen der Marktreife der einzelnen erneuerbaren Energien dar?

**Antwort:-**

5. Wie werden sich nach dem Gesetzentwurf das Vergütungsvolumen in den einzelnen Bereichen der erneuerbaren Energien entwickeln und welche volkswirtschaftliche Belastung resultiert daraus?

**Antwort:-**

6. Welche Auswirkungen hat das EEG auf die Wettbewerbsfähigkeit am Wirtschaftsstandort Deutschland?

**Antwort:-**

7. Welche Auswirkungen auf die Energiepreise werden von dem Gesetzentwurf erwartet bzw. existieren nach dem gegenwärtigen EEG?

**Antwort:-**

8. Welche finanziellen Belastungen resultieren aus dem Gesetzentwurf für die deutsche Industrie?

**Antwort:-**

9. Wie werden die Auswirkungen auf die Wettbewerbsfähigkeit beurteilt, die sich durch die im Gesetzentwurf vorgesehene gesetzliche Fixierung auf einen Anteil von 20 % der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis zum Jahre 2020 ergeben und welche volkswirtschaftlichen Kosten resultieren aus diesem Ziel?

10. Wann wird mit dem Gesetzentwurf der Bundesregierung das Verdoppelungsziel von 12,5 Prozent bis zum Jahr 2010 erreicht?

**Antwort:-**

11. Gibt es unter Berücksichtigung der Zeitachse Alternativen zum bestehenden EEG-Vergütungssystem, wenn das Verdoppelungsziel bis zum Jahr 2010 nicht gefährdet werden soll?

**Antwort:-**

12. Ist unter Berücksichtigung einer Effizienzsteigerung des derzeitigen Fördersystems eine Deckelung des EEG-Vergütungsvolumens darstellbar, wenn gleichzeitig das Verdoppelungsziel bis zum Jahr 2010 erreicht werden soll?

**Antwort:-**

13. Wie gestaltet sich die Arbeitsplatzbilanz des EEG?

**Antwort:** Für den Bereich der Windenergie beantworten wir die Frage wie folgt: Nach einer aktuellen Umfrage des BWE waren Ende 2003 bei den neun führenden Windenergieanlagen-Herstellern in Deutschland direkt 7.250 Menschen beschäftigt. Neben diesen direkten Beschäftigungseffekten bei den Herstellern sind aber weitere indirekte Beschäftigungseffekte bei Zulieferern und der weiteren industriellen Vorleistungskette zu berücksichtigen. Diese sind deutlich größer als bei den Herstellern selber. Ferner entstehen durch die Betriebsführung und Instandhaltung der bestehenden Windenergieanlagen (WEA) weitere direkte und indirekte Arbeitsplätze. Für die deutsche Windenergiebranche sind keine amtlichen Statistiken über Umsätze und Arbeitsplätze vorhanden. Diese Daten werden daher vom BWE auf Basis der kalenderjährlich erhobenen Angaben über die neu installierte Leistung und die insgesamt installierte Leistung sowie allgemein zugänglicher Daten über spezifische Kosten und Arbeitsintensitäten ermittelt. Dabei wird der Export von in Deutschland gefertigten Windenergieanlagen nicht betrachtet und die Zahl der damit verbundenen Arbeitsplätze vollständig vernachlässigt. Insofern handelt es sich bei den folgenden Angaben um Mindestwerte. Auf die im Jahre 2003 neu installierte Leistung von 2.645 MW beziehungsweise die am Jahresende betriebene Gesamtkapazität von rund 14.609 MW bezogen, ergibt sich ein beschäftigungswirksamer Umsatz von mindestens 3,55 Milliarden Euro. Damit sind rund 37.200 Arbeitsplätze aufgrund der Investitionen und 8.200 Arbeitsplätze durch den Betrieb, in der Summe also mindestens 45.400 Arbeitsplätze, von der Nutzung der Windenergie im Inland abhängig.

14. Wie hoch ist die Förderung pro Arbeitsplatz, der im Bereich der erneuerbaren Energien geschaffen wird?

**Antwort:-**

15. Wie wird diese „Arbeitsplatzsubvention“ beurteilt?

**Antwort:-**

16. Welcher Anteil der in Deutschland installierten Leistung zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wurde importiert und wie viele Arbeitsplätze sind durch das EEG im Ausland und wo entstanden?

**Antwort:** Für die Windenergie beantworten wir die Frage wie folgt: Ein Teil der in Deutschland installierten Windenergieanlagen bzw. ihrer Komponenten werden nicht oder nur zu Anteilen in Deutschland gefertigt. Dies betrifft vor allem einige dänische Her-

steller. Auf der anderen Seite werden aufgrund der führenden Stellung der deutschen Maschinenbau- und Elektrotechnikindustrie deutsche Komponenten wie Getriebe, Wälzlager, Generatoren und Leistungselektronik im großen Umfang an ausländische Windenergieanlagen-Produktionsstätten geliefert (siehe dazu auch Antwort zu Frage 17). Statistische Angaben sind aufgrund der notwendigen Wahrung von Betriebsgeheimnissen nicht erhältlich. Nach Einschätzung des BWE, des VDMA und Untersuchungen der dänischen Windkraftindustrie dürfte diese Import-Export-Bilanz aber zugunsten der Arbeitsplätze bei deutschen Komponentenherstellern ausfallen. Bei einer Nettobetrachtung wurden also keine Arbeitsplätze durch das EEG im Ausland geschaffen, sondern das Gegenteil ist der Fall.

In diesem Zusammenhang muss darauf hingewiesen werden, dass die führenden ausländischen Windenergieanlagenhersteller in Deutschland fertigen lassen - und nicht nur für den deutschen Markt. So fertigt etwa der größte dänische Hersteller Vestas Wind Systems A/S sowohl in Husum (Montage), im brandenburgischen Lauchhammer (Rotorblätter) und in Magdeburg (Gussteile) und beliefert außer Deutschland auch Österreich und die Benelux-Länder. Der ursprünglich dänische Hersteller Nordex hat inzwischen dänische Betriebsstätten geschlossen und fertigt überwiegend in Rostock. Der US-amerikanische Hersteller GE Wind Energy fertigt im niedersächsischen Salzbergen für Europa ohne die iberische Halbinsel, teilweise auch für USA und Asien. Auf der anderen Seite eröffnen deutsche Hersteller Produktionsanlagen im Ausland, so zum Beispiel der Marktführer Enercon in Indien, der Türkei und in Brasilien,

17. Wie viel Leistung aus erneuerbaren Energien exportiert Deutschland jährlich und wie viel exportieren die übrigen EU-Mitgliedstaaten?

**Antwort:** Nach Erhebungen des VDMA und des BWE haben in Deutschland fertigende Windenergieanlagenhersteller in 2003 rund 600 MW Windenergieanlagen exportiert. 1998 waren es erst 126 MW. Damit hat sich die exportierte Leistung in fünf Jahren nahezu verfünffacht.

Dazu kommen die Exporte deutscher Komponentenzulieferer. Aufgrund der führenden Stellung der deutschen Maschinenbau- und Elektrotechnikindustrie werden Komponenten wie Getriebe, Wälzlager, Generatoren und Leistungselektronik im großen Umfang an ausländische Windenergieanlagen-Produktionsstätten geliefert. Statistische Angaben sind aufgrund der notwendigen Wahrung von Betriebsgeheimnissen nicht erhältlich. Nach Einschätzung des BWE und Untersuchungen der dänischen Windkraftindustrie dürfte diese Import-Export-Bilanz aber zugunsten der Arbeitsplätze bei deutschen Komponentenherstellern ausfallen. Allein fünf der weltweit führenden Getriebezulieferer für Windkraftanlagen sind in Deutschland ansässig: Der Weltmarktführer *Winergy AG* in Voerde, einer 100%igen Tochter der *A. Friedr. Flender GmbH* mit Hauptsitz in Bocholt, die aus dem Bergbaumaschinenbau stammende *Maschinenfabrik Eickhoff GmbH* in Bochum, die *Bosch Rexroth AG* (ehem. *Lohmann + Stolterfoht*) in Witten, die *Jahnel-Kestermann GmbH & Co. KG* in Bochum und die *Renk AG* in Rheine.

Für die übrigen EU-Mitgliedsstaaten liegen uns keine Daten vor.

18. Wie können Anreize für den Export deutscher Technologie im Bereich erneuerbarer Energien gesetzt werden und auf welche diesbezüglichen internationalen Erfahrungen kann Deutschland zurückgreifen?

**Antwort:** Deutschland hat mit dem Aufbau eines großen, stabilen und innovativen Heimatmarkts bereits die erste wichtige Voraussetzung für den Export geschaffen (Schaufenster-Funktion). Weiterhin hat sich das deutsche Einspeisegesetz als Wegbereiter für ausländische Absatzmärkte erwiesen. Ähnliche, teilweise direkt übertragenen Gesetzgebungen in Spanien, Frankreich, Portugal, Österreich, Niederlande sorgten 2003 für etwa 90% des Windenergiezubaues in der Europäischen Union (EU-15). Als begleitende

Maßnahmen für den Export sieht der BWE vor allem das „capacity building“ sowie beispielhafte Projektförderungen in ausgewählten Zielländern.

19. Welche CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten entstehen bei der Förderung der netzgekoppelten Stromerzeugung aus den einzelnen erneuerbaren Energien in Deutschland?

**Antwort:-**

20. Sollten Netzausbau- und Regelenenergiekosten im EEG berücksichtigt werden? Wenn ja, wie?

**Antwort:** Nach der Systematik des deutschen Strommarkts und den EU-Vorgaben zum „Unbundling“ sind Netzkosten und Regelenenergiekosten (bis im Zeitbereich einer Stunde) von den Netzbetreibern zu tragen und auf ihre Netzentgelte umzulegen.

Ein bundesweiter Ausgleich dieser Kosten für EEG-Strom wäre nicht nur systemfremd, sondern auch unnötig. Da im Bereich der Netze kein Wettbewerb herrscht, kann eine eventuelle Erhöhung der Netzentgelte durch Regelenenergiekosten oder Netzausbau keinen nachteiligen Effekt für die Netzbetreiber haben. Eine Höhe der eventuellen zusätzlichen Regelenenergie- oder Netzausbaukosten für Windenergie, die die Wettbewerbsfähigkeit von Kunden der betroffenen Netzbetreiber beeinträchtigt, kann ausgeschlossen werden.

Zudem besteht bei einer Umlage die große Gefahr, dass es bei einer bloßen Kostenverteilung der vom Ausbau besonders betroffenen Netzbetreiber auf andere Netzbetreiber bleibt, anstatt daß eine gesamtwirtschaftlich sinnvolle Minimierung der Regelenenergie- und Netzausbaukosten vorgenommen wird. Zu dieser Befürchtung gibt es konkreten Anlass: schon die heutige Praxis der Mengenwälzung im EEG (Bänder) zieht einen künstlichen zusätzlichen Regelenenergieaufwand nach sich, dessen einziger Nutznießer Konzernschwestern der Übertragungsnetzbetreiber als Regelenenergielieferanten sind.

21. Welche infrastrukturellen Herausforderungen für die deutsche Stromversorgung sind durch das EEG bereits entstanden und werden entsprechend dem vorliegenden Gesetzesentwurf künftig darüber hinaus entstehen und welche Planungs- und Investitionszeiträume sind dabei zu berücksichtigen?

Antwort: Für die Windenergie beantworten wir die Frage wie folgt:

Infrastrukturaufwendungen können theoretisch in zwei Bereichen notwendig werden: dem Ausbau der Netze und der Bereitstellung von Regelenenergie.

• **Regelenenergie:**

Es ist heute anerkannt, dass durch die Windenergie kein erhöhter Bedarf an Regelenenergie für die Primär- und Sekundärregelung entsteht. Insofern bedarf nur die Minuten- und/oder Stundenreserve einer Betrachtung. Dazu kann eine vorsichtige Abschätzung vorgenommen werden. Dieser ergibt sich, wenn allein der Regelaufwand für die kurzfristige Windleistungsprognose betrachtet wird. Windleistungsprognosen sechs Stunden im Voraus können heute bereits mit einem mittleren Fehler (RMSE) von 5% der installierten Nennleistung erstellt werden. Insofern verursachen die heute rund 15.000 MW installierte WEA-Leistung nur rund 750 MW Bedarf an Regelenenergie-Kapazität, die im deutschen Netzverbund ohnehin zur Verfügung steht.

Für die Zukunft ergeben sich zwei gegenläufige Trends: Der Zubau an Windenergieleistung erhöht zunächst den relativen Bedarf an Regelenenergie. Auf der anderen Seite wirken verbesserte Prognosemöglichkeiten, die Optimierung der Regelenenergiemärkte und

die Verbesserung der WEA-Technik (z.B. Sturmregelungen) diesem Trend entgegen. Der BWE schätzt, dass die Rationalisierungspotenziale der Regelenergiemärkte so groß sind, dass der zusätzliche Bedarf an Regelenergie allein dadurch gedeckt werden kann. Mit anderen Worten: Für die Windenergie müssen keine zusätzlichen Regelenergiekapazitäten bereitgestellt werden.

- **Netzausbau:**

Da der Zubau von WEA in der Regel in Regionen stattfindet, die in der Vergangenheit weder aufgrund der Stromerzeugung noch aufgrund des Stromverbrauchs mit leistungsfähigen Netzen erschlossen waren, müssen dort die Netze ausgebaut und verstärkt werden. Diese Situation ist zur Zeit z.B. in Schleswig-Holstein gegeben. Dem steht jedoch der vermiedene Neu- und Ersatzbau in anderen Regionen gegenüber.

Bisher liegen keine unabhängigen Angaben zu Umfang und Kosten vor. Diese werden erstmals von der durch die Deutsche Energieagentur koordinierten energiewirtschaftlichen Studie zur Integration von Windkraftwerken in das Verbundsystem erwartet. Nach den bisher bekannt gewordenen Zahlen - EON gibt die Netzausbaukosten beispielsweise zu 0,2 pro eingespeiste kWh aus Wind an - kann man jedoch feststellen, dass die Kosten ein bis zwei Größenordnungen unter den Vergütungspreisen gem. EEG liegen.

Die Planungszeiträume werden vom BWE durchaus als kritisch angesehen, da die Genehmigung der notwendigen Leitungstrassen nur sehr schleppend erfolgt.

## 22. Welche Auswirkungen hat der Zubau bei der Windenergie auf Natur, Landschaft und betroffene Anwohner?

**Antwort:** In den 80er und frühen 90er Jahren kam es zu vereinzelt Fehlpilanungen bei Windenergieprojekten. Auch in der WEA-Technik gab es z.B. hinsichtlich der Schallemissionen noch Verbesserungsbedarf. Diese Probleme sind jedoch gelöst. Auch die Behörden fordern während der Genehmigung von Windenergieprojekten inzwischen so hohe Qualitätsstandards von Planern und Herstellern, dass größere negative Auswirkungen durch die Windenergienutzung heute ausgeschlossen werden können.

- **Natur und Landschaft:**

Die Stromerzeugung aus Windenergie vermeidet die Produktion von Emissionen und Abfällen in konventionellen Kraftwerken im großen Maßstab. Damit wird eine sehr wichtige Voraussetzung für den Schutz von Natur und Landschaft erfüllt.

Gleichzeitig konnten die - gegenüber den Auswirkungen konventioneller Energienutzung zwar unwesentlichen, aber dennoch vorhandenen - lokalen Auswirkungen von WEA auf Natur und Landschaft deutlich verringert werden:

- Die Schallemissionen wurden durch moderne Flügelprofile und Getriebekonstruktionen deutlich verringert.
- Durch Herabsetzung der Drehzahlen wirken moderne WEA wesentlich landschaftsverträglicher als Anlagen aus den frühen 90er Jahren.
- Probleme wie Schlagschatten oder Lichtreflexe konnten durch bessere Planung, Regelung und Gestaltung der WEA ausgeschlossen werden.

Durch das Repowering bietet sich in Zukunft auch die Chance, ältere Anlagen, die an aus heutiger Sicht ungünstigen Standorten stehen, abzubauen und neue Leistung an entsprechend dafür ausgewiesenen Flächen zuzubauen. Durch gezielte Planung und Ausweisung passender Flächen, und durch die langfristig zu erwartende Reduktion der Anlagenzahl wird das Landschaftsbild beruhigt und damit auch die Akzeptanz gefördert.

In Studien in Bezug auf mögliche Gefahren für Tiere wurden bislang keine generell negativen Auswirkungen von Windenergieanlagen nachgewiesen, weder für Wildtiere (z.B. Studie der Tierärztlichen Hochschule Hannover) noch für Vögel (z.B. Dissertation von

Dr. Frank Bergen, Universität Bochum). Bekannte Rastplätze von Zugvögeln werden durch die regionale Raumplanung für die Nutzung durch Windparks großflächig ausgeschlossen.

Die eindeutig positive Gesamtbilanz hinsichtlich der Auswirkungen der Windenergie auf Natur- und Landschaft wird durch die Unterstützung der großen Umweltorganisationen wie BUND, Nabu, Greenpeace, WWF, BBU u.a. für den weiteren Ausbau der Windenergie dokumentiert. Auch negative Auswirkungen auf den Tourismus haben sich gerade in Schleswig-Holstein (hier existiert eine Studie zu Windkraft und Tourismus) und Niedersachsen nachweislich nicht ergeben. Die positiven Auswirkungen, die die Nutzung der Windenergie auf unser Klima hat – nämlich z.Zt. eine jährliche Einsparung von 20 Mio. t Treibhausgasen – stehen dabei im Vordergrund.

- **Betroffene Anwohner:**

In den Regionen mit der größten Dichte an Windenergieanlagen in Deutschland besteht eine hohe Akzeptanz bei den betroffenen Anwohnern. Ein großer Anteil ist selber an Windparkgesellschaften beteiligt. Die Auswirkungen der Windenergie auf die regionale Wertschöpfung hinsichtlich Arbeitsplätzen, Einkommen und Steuern werden positiv gesehen.

In Regionen, in denen die Windenergienutzung noch unbekannt ist, ist die Akzeptanz nicht immer von vorn herein gegeben. Es zeigt sich, dass die Bevölkerung dort oft schlecht oder sogar falsch über die Windenergie informiert ist und unbegründete Ängste bestehen. In der Regel verschwinden diese Vorbehalte und Ängste, wenn das Projekt realisiert werden konnte.

Die Akzeptanz von Windenergie ist eine grundlegende Voraussetzung für einen weiteren erfolgreichen Ausbau. Allgemein ist die Unterstützung dafür gegeben: in einer Emnid-Umfrage vom Juli 2003 sprachen sich zwei Drittel der Befragten dafür aus, dass – so wörtlich – „viel mehr Windräder“ aufgestellt werden sollten. In der Altersgruppe der 14- bis 39jährigen war die Zustimmung noch viel größer. Fast vier Fünftel (77 %) der Befragten dieser Gruppe sind für den Ausbau der Windenergie.

### 23. Wie wird mit Blick auf die Windenergie das bestehende EEG-Fördersystem bewertet?

**Antwort:** Das EEG schafft mit einer festgelegten Einspeisevergütung und einer vorrangigen Abnahmepflicht für Strom aus erneuerbaren Energien bei Herstellern von Windenergieanlagen und Anlagenbetreibern Planungssicherheit. Diese ist wichtig, um Investitionen zu tätigen in Produktionsstätten, technische Weiterentwicklung und den Aufbau von Vertriebsstrukturen. Auf dieser Basis konnte sich in den letzten Jahren ein sehr erfolgreicher nationaler Industriezweig mit innovativer Technologie und deutlicher Kostendegression entwickeln.

Die Kosten für Windstrom sind seit 1991 (Inkrafttreten des Stromeinspeisegesetzes) real um 55 % gesunken. 1991 wurde Strom aus neuen WEA an Referenzstandorten mit umgerechnet 18,43 cent vergütet (Geldwert von 2003), heute sind es nach über 20-jähriger Betriebszeit nur noch 8,33 cent/kWh. Unter der Voraussetzung fairer Eintrittschancen am Strommarkt wird Windstrom bis Mitte der nächsten Dekade wettbewerbsfähig sein. Die bestehende EEG-Förderung sieht eine weitere Absenkung der Vergütung für Windstrom bis 2010 real um 20 % vor (6,63 cent/kWh). Auf Grund weiterer Produktivitäts- und Leistungssteigerungen sollte es möglich sein, Absenkungen der Vergütung auszugleichen.

24. Gibt es neben dem EEG-Fördersystem alternative Fördermöglichkeiten die effizienter sind? Wenn ja, innerhalb welcher Zeiträume könnten diese realisiert werden?

**Antwort:** Aus unserer Sicht – nein. Häufig werden Quotenmodelle (also mengenbasierte Fördersysteme) als effizientere und besonders marktwirtschaftliche Systeme in die Diskussion gebracht. Kernelement einer solchen Regelung ist die staatliche Festsetzung einer Menge bzw. eines Anteils von Strom aus erneuerbaren Energien, die von einer bestimmten Gruppe von Akteuren bereitgestellt, ge- oder verkauft werden soll. Die Einhaltung der jeweiligen Mengenverpflichtung wird durch die Vergabe von Zertifikaten kontrolliert.

Hauptnachteil dieses Modells ist, dass es große Unsicherheiten für die Erzeuger von Regenerativstrom mit sich bringt, die – meist als kleine private Anbieter – ein hohes Risiko ob der langfristigen Rahmenbedingungen für ihre Investition tragen. Bislang wurden solche Modelle in unterschiedlicher Ausprägung in einer Reihe von Ländern zur Förderung erneuerbarer Energien eingesetzt. Auffällig ist dabei, dass sich in diesen Ländern kein eigenständiger Industriesektor herausgebildet hat (z.B. Großbritannien, Irland), um erneuerbare Energieanlagen herzustellen und den professionellen Einsatz zu gewährleisten. Dies ist langfristig jedoch unabdingbar, wenn es um die Weiterentwicklung von Technologie und um das Ausschöpfen von Kostensenkungspotenzialen durch Effizienz und Leistungssteigerung geht.

Überdies ist mit erheblichen Transaktionskosten für Organisation, Umsetzung und Kontrolle von Quotenmodellen zu rechnen.

Bei einer Quotenregelung ist ebenfalls zu bedenken, dass erneuerbare Energietechnologien, die derzeit noch weiter von der Marktreife entfernt sind, durch solche, die nahe an der Konkurrenzfähigkeit zu konventionellen Energien stehen, verdrängt würden. Dies würde den Energiemix innerhalb der erneuerbaren Energien stark beschränken und die Weiterentwicklung einzelner Technologiezweige in eine Sackgasse führen.

Bislang waren deshalb Festpreissysteme weltweit am erfolgreichsten für die Entwicklung erneuerbarer Energien: sie sind flexibel in der Ausgestaltung, Veränderungen bei der Technologie und am Markt können berücksichtigt werden. Kleine und mittlere Unternehmen werden gefördert, die auch untereinander in Wettbewerb treten und daher ein Interesse an Effizienzverbesserungen haben. Die Transaktionskosten sind niedrig, der Finanzierungsmechanismus ist einfach umzusetzen.

Die hier qualitativ beschriebenen Vorteile von Mindestpreissystemen hinsichtlich Effektivität und Effizienz lassen sich inzwischen auch empirisch nachweisen. Die Tabelle zeigt beispielhaft den Zubau und die Preise für Windenergie in einigen Ländern der EU.

## Zubau und Preise für Windstrom in ausgewählten europäischen Staaten

	Zubau 2003	Anteil am Zubau in EU15	Zubau 03/Kopf	Preis 2003*
	Megawatt		Watt/Einwohner	EuroCt/kWh
<b>Länder mit Mindestpreisen</b>				
Deutschland	2.645	49,1%	32,1	6,6 – 8,8
Spanien	1.377	25,6%	234,1	6,6
Österreich	276	5,1%	33,9	7,8
Niederlande	196	3,6%	12,2	7,0
Portugal	107	2,0%	10,4	8,1
<b>Summe/Durchschnitt</b>	<b>4.601</b>	<b>85,5%</b>	<b>24,5</b>	<b>7,6</b>
<b>Länder mit Quotensystemen</b>				
Italien	116	2,2%	2,0	13,0
Großbritannien	103	1,9%	1,7	9,6
<b>Summe/Durchschnitt</b>	<b>219</b>	<b>4,1%</b>	<b>1,9</b>	<b>11,3</b>

\*Vergütungssätze gerundet. In den einzelnen Ländern mit Festpreisregelung gibt es z.T. weitere Zuschüsse und Vergünstigungen zusätzlich zum Einspeisetarif. So wird z.B. in Spanien ein Inflationsausgleich gewährt, in Österreich gab es in 2003 eine steuerliche Investitionskostenprämie von 10 % auf alle Neuinvestitionen. Die Zahl für Portugal bezieht sich auf Anlagen bis 2300 Jahresvolllaststunden. Die Vergütung für Anlagen bis zu 2000 Jahresvolllaststunden betrug 8,3 cent / kWh.

Aus der Tabelle wird ersichtlich:

- Effektivität: Länder mit Mindestpreissystemen erreichten durchschnittlich mehr als den zehnfachen Zubau pro Kopf der Bevölkerung. Allein fünf Länder konnten 2003 über 85% des Zubaus in der Europäischen Union (EU15) auf sich vereinigen.
- Effizienz: In den "Quotenländern" Italien und Großbritannien erreichten die Preise für Windstrom im Durchschnitt 13,0 respektive 9,6 ct/kWh und lagen damit deutlich über den Mindestpreisen. Zu erklären ist dies durch die hohen Risikoaufschlägen von Investoren und Banken für die unsicheren Zertifikats- und Strompreise.

In Großbritannien sind bislang, bedingt u.a. durch eine massive Unterstützung der Regierung, eine Reihe von Offshore-Projekten erfolgreich gestartet. Die letztendlichen Preise für Offshore-Windstrom lagen beim britischen Zertifikatshandelsmodell nach Aussagen des Department of Trade and Industry von 2003 bei 11-13 cent/kWh. Diese Preise kommen u.a. zustande, weil Offshore-Projekte in Großbritannien hohe Investitionszuschüsse vom Staat erhalten. So gingen an eine Reihe von Windparks auf See in 2003 13,5 -15 Millionen Euro an staatlichen Zuschüssen. Insofern ist das Preiseffizienz-Argument auch für den Offshore-Bereich widerlegt.

25. Kann durch die im Gesetzentwurf für die Windenergie vorgesehenen Vergütungssätze eine Überförderung ausgeschlossen werden?

**Antwort:** Grundsätzlich ist durch die standortbezogene Vergütung bereits ein hohes Maß an Übereinstimmung mit den Kosten erreicht. Innovationsfortschritte fließen über die Degression in die Kosten ein. Die derzeit noch gültige Regelung einer nominalen Degression von 1,5 % halten wir auf Grundlage der Kostenuntersuchung bereits für sehr ambitioniert. Die neu vorgeschlagene nominale Degression von 2 % pro Jahr bedeutet, dass Windkraftprojekte jedes Jahr real um rund 4 %<sup>10</sup> preiswerter realisiert werden und die Windenergieanlagen selber sogar um mehr als 5 % effizienter bzw. kostengünstiger werden müssen, da rund 25 % der Kosten eines Projektes aus nicht mehr senkbaren

<sup>10</sup> Inflationsleitziel der EZB: 2 %

Nebenkosten bestehen<sup>11</sup>. Wir merken zu diesem Punkt an, dass dies eine außerordentlich hohe Herausforderung für die Windindustrie bedeutet und dass es die Unternehmen der Branche zu überfordern droht.

26. Wie wird die Möglichkeit des Ausschlusses des Ausbaus der Windkraft im Binnenland durch den Gesetzentwurf bewertet?

**Antwort:** Insbesondere die geplante 65 % -Regelung, gepaart mit der weiteren Absenkung der Grundvergütung auf 5,5 cent pro kWh und der geplanten jährlichen Degression von 2 % hat zur Folge, dass rund ein Drittel der bis 2006 geplanten Projekte im Binnenland nicht mehr umgesetzt werden. Zu den aus unserer Sicht negativen Auswirkungen im Einzelnen und der Bedeutung für die Windbranche siehe die Ausführungen zu Frage 27.

27. Wie wird die 65-Prozent-Regelung im Gesetzentwurf im Hinblick auf den Ausbau der Windkraft insbesondere im Binnenland bewertet?

**Antwort:** Durch die 65 % - Regelung soll der Ausbau der Windenergienutzung an „wind-schwachen Standorten“ begrenzt werden. Nach Schätzung des Bundesverband Wind-Energie werden dadurch rund ein Drittel der bis 2006 geplanten Windkraftprojekte unwirtschaftlich werden. Diese Schätzung schließt nicht nur rein technische Berechnungen ein, sondern berücksichtigt auch eine zu erwartende Zurückhaltung bei Finanzierern sowie bei raumplanerischen Vorgaben der zuständigen Baubehörden bei der Bewertung künftiger Standorte.

In den südlichen Bundesländern liegen darüber hinaus die Standorte mit größerem Windpotenzial vor allem auf Höhenzügen; deren Bebauung ist auf Grund umwelt- und naturschutzrechtlicher Bestimmungen nicht möglich. Hier fallen nach Aussagen der Landesverbände zum Teil mehr als zwei Drittel der geplanten Projekte der neuen Regelung zum Opfer. In Bayern zum Beispiel wäre nach Recherchen des BWE-Landesverbands ein weiterer Zubau nahezu ausgeschlossen.

Ebenfalls werden Standorte ausgeschlossen, die durchschnittlich geringere Nebenkosten (z.B. für Netzanschluss, sonstige Erschließungskosten, Grundstückskosten) aufweisen oder Fälle, in denen ideell motivierte Betreiber wesentlich geringere Renditen, höhere Eigenkapitalanteile und höhere Eigenleistungen (Planung, Betriebsführung) akzeptieren. In beiden Fällen ist kein Anlass zu sehen, warum der Gesetzgeber dies ausschließen sollte.

Die 65 % -Regelung hat aus den genannten Gründen zur Folge, dass der künftige Zubau zusätzlich zur Reduzierung des Zubaus durch weniger werdende geeignete Flächen im Binnenland um mindestens ein Drittel weiter zurückgehen wird. Die Branche setzt aber gerade in den kommenden Jahren auf den weiteren Zubau im Binnenland, da durch das Repowering und den Offshore-Ausbau erst mittelfristig höhere Zuwachsraten erwartet werden (nach 2010). Im Zusammenwirken mit der weiteren Absenkung der Grundvergütung auf 5,5 cent pro kWh und der geplanten jährlichen Degression von 2 % besteht die Gefahr eines technologischen Fadenrisses und die Gefahr einer Überforderung der Branche.

28. Welche Konsequenzen kann die Festlegung des Referenzwertes auf 65 Prozent haben?

**Antwort:** Werden die künftigen Möglichkeiten des Zubaus im Binnenland beschränkt, hat dies einen Rückgang des Marktvolumens für Hersteller, Planer und Betreiber zur

---

<sup>11</sup> Netzanbindung, Fundamente, Zuwegung, Planungskosten, Ausgleichsmaßnahmen

Folge. Da die Anzahl geeigneter Standorte innerhalb Deutschlands begrenzt ist und die Aufstellungszahlen dadurch bereits leicht rückläufig sein werden, besteht durch die Kombination beider Effekte die Gefahr eines technologischen Fadenrisses. Die Unternehmen können nicht mehr ausreichend in künftige Entwicklungen und weitere technologische Verbesserungen investieren. Durch Repowering und den Offshore-Ausbau werden erst mittelfristig höhere Zuwachsraten erwartet (nach 2010). Auch Zuwächse im Export werden erst langsam ausgebaut. Gerät zum jetzigen Zeitpunkt der deutsche Windenergiemarkt ins Stocken, werden deutsche Offshore-Windparks später möglicherweise nicht mehr mit deutscher, sondern mit Technologie aus anderen Ländern errichtet werden.

29. Wie hoch wird das Repowering-Potenzial in Deutschland eingeschätzt? In welchen Zeiträumen und wie kann dieses unter welchen Förderbedingungen erschlossen werden?

**Antwort:** Durch den Ersatz von Anlagen der ersten Generation (Nennleistung im Schnitt 300 kW) durch moderne, leistungsfähigere Anlagen (Nennleistung im Schnitt 2 MW) kann in der Zukunft mit weniger Anlagen mehr Windstrom zu geringeren Kosten gewonnen werden. Langfristig kann man davon ausgehen, dass durch Repowering mindestens eine Verdoppelung der Nennleistung und damit auch ein erheblicher Anstieg der Stromerträge erreicht werden kann. Um also einen Anteil von 10 % (ca. 22.000 MW installierte Leistung) an der Stromversorgung durch Windenergienutzung an Land zu erreichen, werden auf Grund zunehmender Leistungsfähigkeit langfristig nicht mehr WEA benötigt als heute bereits betrieben werden.

Es ist allerdings davon auszugehen, dass dieser Markt erst ab 2006 größere Bedeutung erlangen wird. Nach Berechnungen des BWE ist bis 2010 ein Zubau zwischen 1400 und 2000 MW durch Repowering zu erwarten. Bei einer durchschnittlichen Anlagenlaufzeit von 20 Jahren ist bis 2020 ca. 6.300 MW repowerte Leistung zu erwarten.

Je anspruchsvoller die politische Zielsetzung, desto höher kann diese Zahl werden. Altanlagen, die noch funktionsfähig sind, sollten dann an anderen Standorten weiter genutzt werden. In Frage kommen dafür vor allem Schwellenländer, die derzeit noch keine Neuanlagen beschaffen können. Hier muss es im politischen Interesse liegen, eine entsprechende Exportbegleitung sicherzustellen. Damit kann auch eine additive Wirkung in klimapolitischer Hinsicht erzielt werden. Die CO<sub>2</sub>-Einsparung wird in Deutschland durch verbesserte Anlageneffizienz mindestens verdoppelt. Zusätzlich kommen CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch den Anlagenexport hinzu.

Anzumerken ist weiterhin, dass der reine Investitionszuwachs durch Repowering für Bund und Länder nochmal um bis zu 40 % höher liegt. In Schleswig-Holstein wurden z.B. in den vergangenen 15 Jahren ca. 2 Mrd Euro in Windprojekte investiert. Diese Zahl kann in den nächsten 7 Jahren um weitere 2,5 Mrd. Euro erhöht werden.

Das Repowering bietet den Vorteil, dass ältere Anlagen, die an aus heutiger Sicht ungünstigen Standorten stehen (z.B. zu geringer Abstand zu anderer kommunaler Bebauung etc.) abgebaut, und neue Leistung an ausgewiesenen Flächen zugebaut wird. Durch gezielte Planung und Ausweisung passender Flächen, und durch die langfristig zu erwartende Reduktion der Anlagenzahl wird das Landschaftsbild beruhigt und damit auch die Akzeptanz befördert.

Auch im Hinblick auf diese Tatsache ist der Ansatz im derzeit vorliegenden Regierungsentwurf zu begrüßen, zusätzliche Anreize für das Repowering durch eine verlängerte Förderfrist zu gewährleisten. Wir schlagen jedoch vor, die Verlängerung der Frist für Anlagen nach § 10, 2, 2 pauschal auf 24 Monate anzuheben. Die Neufassung sollte folglich lauten:

„(2) Abweichend von Absatz 1 Satz 3 verlängert sich die Frist nach Absatz 1 Satz 2 für Strom aus Anlagen, die

1. (...)

2. die installierte Nennleistung der einzelnen Windenergieanlage mindestens um das Dreifache erhöhen (Repowering-Anlagen) um 24 Monate.“

Die Begründung liegt darin, dass der im Regierungsentwurf vorgeschlagene Faktor 0,6 sich je nach Standort äußerst unterschiedlich auswirkt. So würde ein 150 % Standort keine Verlängerung erhalten, ein 132 % Standort eine Verlängerung um ein Jahr, ein 114 % Standort eine Verlängerung um zwei, und ein 96 % Standort um drei Jahre. Unterhalb von 96 % erhielten alle weiteren Standorte über 20 Jahre die erste Vergütungsstufe. Die sich daraus ergebende Verteilungskurve bevorzugt gute und mittlere Standorte, für sehr gute und für schwächere Standorte entfällt die Förderung. Dies erscheint uns als nicht zielführend, weshalb wir für den genannten Durchschnittswert (24 Monate pauschale Förderung für alle Standorte) plädieren.

Weiterhin soll in § 10, 1, 2 die „installierte Leistung mindestens um das Dreifache erhöht“ sein. Dies ist eine in der Praxis kaum zu realisierende Vorgabe. Einzelmaschinen stehen in der Regel zu dicht an Gebäuden, und in Parks kann aufgrund der nötigen größeren Abstände auf die Fläche bezogen höchstens die 1,5-fache Leistung errichtet werden. Kaum ein Projekt würde diese Bedingungen erfüllen können.

Da aus unserer Sicht auch die Begründung zur EEG-Novelle in dieser Sache nicht ausreichend Klarheit schafft, schlagen wir für den künftigen Wortlaut vor, dass „die installierte Nennleistung der einzelnen Windenergieanlage mindestens um das Dreifache“ erhöht sein soll.

Damit wird der Anspruch erfüllt, möglichst viele Altanlagen auszutauschen und damit einen Technologiesprung zu ermöglichen. Auf der gleichen Fläche wird der Erzeugungsanteil erneuerbarer Energien insgesamt erhöht und somit die Emissions-Einsparung vervielfacht.

Die erfolgreiche Durchführung von Repowering-Projekten ist stark abhängig von der genehmigungsrechtlichen Situation. Viele ältere Standorte befinden sich nicht in den in späteren Jahren ausgewiesenen Vorranggebieten. Weiterhin ist auf Länderebene darauf zu achten, dass neue Abstandsregelungen und Höhenbegrenzungen die Möglichkeiten für das Repowering nicht von vorneherein stark einschränken. Hier sollte über die möglichst optimale Ausnutzung bestehender Standorten bzw. über die Neuausweisung von Repowering-Gebieten nach Abwägung der aktuellen Interessenlage entschieden werden. Darüber hinaus müssen ausreichend Netzkapazitäten vorhanden sein.

Um die Weiterentwicklung des deutschen Windmarktes zu fördern ist es wichtig, Anreize für das Repowering zu setzen und frühzeitig für geeignete Rahmenbedingungen für die Umsetzung zu sorgen.

30. Wie hoch wird das wirtschaftlich erschließbare Offshore-Potenzial in Deutschland eingeschätzt? In welchen Zeiträumen kann dieses unter welchen Förderbedingungen erschlossen werden?

**Antwort:** Das ressortübergreifend erarbeitete „Strategiepapier zur Windenergienutzung auf See“ (2002) der Bundesregierung geht von der Installation von 500 MW Offshore-Leistung bereits in den kommenden Jahren aus. Bis 2010 sollen 2000 bis 3000 MW Leistung auf See erreicht werden. Langfristig – bis etwa 2030 - wird mit der Installation von 20.000 bis 25.000 MW gerechnet (Küstenmeer und Ausschließliche Wirtschaftszone, AWZ).

Die im aktuellen EEG-Regierungsentwurf vorgesehene Vergütung führt zu einer wesentlichen Verbesserung der finanziellen Absicherung von Offshoreprojekten.

Dennoch ist der Offshore - Ausbau in Deutschland zur Zeit noch mit technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Unsicherheiten verbunden. Mit der Realisierung größerer Offshore-Projekte ist erst ab 2006 zu rechnen. Je schneller eine Lösung für die zu lösen-

den Probleme gefunden wird und je gezielter die künftige Förderung ansetzt, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass die geplanten Ausbauziele auch erreicht werden.

31. Welche technologischen, rechtlichen, ökologischen, versicherungstechnischen und schiffahrtstechnischen Probleme hinsichtlich Off-Shore können wie und wann gelöst werden?

**Antwort:** Im Zusammenhang mit der Nutzung von Offshore-Technologie in Deutschland sind noch eine ganz Reihe von Fragen und Problemen zu klären. Es würde den Rahmen dieses Fragenkatalogs sprengen, diese im Detail zu diskutieren. Daher hierzu nur ein paar Anmerkungen:

- Frage der Kabelanbindung von Offshore-Windparks; diese müssen durch Nationalparkgebiet verlegt werden, Genehmigung steht noch aus
- Technische Frage der Verankerung von Offshore-Windparks in großer Wassertiefe
- Versicherungstechnische Fragen für Offshore Windparks.

Im weiteren verweisen wir auf die Positionspapiere des Offshore Forum Windenergie zur Novelle des EEG.

32. Welche Vor- und Nachteile hätte die Erschließung des Offshore-Potenzials durch ein Ausschreibungsmodell?

**Antwort:** Der Großteil der Flächen, die für die Offshore-Windenergienutzung in deutschen Küstengewässern in Frage kommen, sind bereits an interessierte Investoren und Planungsbüros vergeben, die Bauanträge wurden genehmigt bzw. sind eingereicht. Zum Teil wurden in den Vorplanungsphasen bereits Investitionen in großem Umfang getätigt. Insofern wäre ein Systemwechsel der Vergütung schon aus verfahrenstechnischen Gründen äußerst problematisch.

Generell gibt es jedoch viele weitere Gründe, die gegen ein Ausschreibungsmodell sprechen: bei Ausschreibungssystemen konkurrieren i.d. Regel die Erzeuger von Regenerativstrom in Ausschreibungsrunden um die Deckung eines zuvor festgelegten Mengenkontingents. Die Bieterwettbewerbe und deren Modalitäten werden meist von einer staatlichen Behörde festgelegt. Die Gewinner des Wettbewerbs erhalten eine Abnahmegarantie für den von ihnen erzeugten Strom; dieser wird zu Marktpreisen verkauft, und die Differenz staatlich organisiert ausgeglichen. Als größter Vorteil werden die Kosteneffizienz und die Steuermöglichkeiten bei dieser Methode von den Befürwortern gelobt. In der Praxis wurde dieses System im Onshore-Bereich zum Beispiel in Frankreich, Großbritannien und Irland eingesetzt. Die großen Nachteile wurden hier überdeutlich:

- Planungsunsicherheit und bürokratischer Aufwand

Potentielle Bieter sind mit einer großen Planungsunsicherheit konfrontiert, die viele davon abhält, sich an Verfahren überhaupt zu beteiligen. Darüber hinaus ist ein Ausschreibungsverfahren mit großem bürokratischem Aufwand sowohl für Betreiber als auch für Behörden verbunden (Ausschreibung, Evaluation, Abwicklung, Kontrolle etc.)

- Quotenziele werden nicht erreicht

In vielen Fällen wurden beim Versuch der Anbieter, sich gegenseitig zu unterbieten, so niedrige Tarife eingereicht, dass das jeweilige Projekt im Endeffekt niemals realisiert wurde. Dadurch wurde das ursprüngliche Quotenziel weit verfehlt. In der Folge wurden weder ökologische Ziele (CO<sub>2</sub>-Reduktion) erreicht, noch konnte sich eine nationale Her-

stellerindustrie herausbilden. Dies war in der Vergangenheit in allen genannten Beispielländern der Fall.

- Probleme der öffentlichen Akzeptanz

Durch den enormen Kostendruck bei der Planung und Realisierung von Projekten kommen in der Regel nur große und finanzstarke EVUs zum Zuge. Diese planten in den Beispielländern meist ohne Einbeziehung der Bevölkerung, was zu Akzeptanzproblemen führte. Offshoreprojekte wie der „Bürgerwindpark Butendiek“ oder unabhängige Planungsbüros, die in Deutschland sehr wohl Interesse an der Realisierung von Offshore-Windparks haben, wären unter diesen Voraussetzungen chancenlos.

33. Wie groß ist das wirtschaftlich erschließbare Potenzial der Biomasse in Deutschland?

**Antwort: -**

34. Welche Effizienzverbesserungen sind bei der Biomasse in den nächsten Jahren zu erwarten?

35. Wie viele Biomasse-Anlagen sind in welchem zeitlichen Rahmen realisierbar?

**Antwort: -**

36. Wie wird die im Gesetzentwurf vorgesehene Verkürzung des Förderzeitraums von derzeit 20 Jahre auf 15 Jahre bewertet?

**Antwort: -**

37. Welche Auswirkungen hat die Verkürzung des Förderzeitraums auf die Erschließung der Potenziale im Bereich der Biomasse?

**Antwort: -**

38. Wie wird die im Gesetzentwurf bei der Biomasse vorgesehene Erhöhung der Degression für Neuanlagen von 1 Prozent auf 2 Prozent mit Blick auf die technischen Innovationsmöglichkeiten bewertet?

**Antwort: -**

39. Wie wird der im Gesetzentwurf vorgesehene „Brennstoffbonus“ bewertet?

**Antwort: -**

40. Wie wird der im Gesetzentwurf vorgesehene „Technologiebonus“ bewertet?

**Antwort: -**

41. Welchen Forschungs- und Entwicklungsbedarf gibt es bei Biomasse/Biogas?

**Antwort: -**

42. Wie werden Kleine und Große Wasserkraft hinsichtlich ihrer Effizienz und ihrer ökologischen Auswirkungen bewertet?

**Antwort: -**

43. Welcher Stellenwert wird der hohen Stetigkeit der Wasserkraft bei der Stromproduktion im Vergleich zu anderen Erneuerbaren Energien beigemessen?

**Antwort: -**

44. Wie wird die im Gesetzentwurf vorgesehene Einbeziehung der großen Wasserkraft in die EEG-Förderung bewertet?

**Antwort: -**

45. Ist eine Realisierung der Vorhaben im Bereich Großer Wasserkraftanlagen bis zum 31.12.2012 möglich?

**Antwort: -**

46. Bei welchen Wasserkraftanlagen ist eine Erhöhung des elektrischen Arbeitsvermögens um mindestens 15 Prozent realisierbar?

**Antwort: -**

47. Wie werden die im Gesetzentwurf vorgesehenen naturschutzrechtlichen Vorgaben bewertet?

**Antwort: -**

48. Wie wird die im Gesetzentwurf vorgesehene Begrenzung des Förderzeitraums bei Anlagen bis 5 MW auf 20 Jahre und über 5 MW auf 15 Jahre bewertet?

**Antwort: -**

49. Wie werden die im Gesetzentwurf vorgesehenen Vergütungssätze bei der Kleinen und Großen Wasserkraft bewertet?

**Antwort: -**

50. Wie wird die im Gesetzentwurf vorgesehene Einführung von Degressionsschritten bei der Kleinen Wasserkraft (Anlagen bis 5 MW) mit Blick auf die technischen Innovationsmöglichkeiten bewertet?

**Antwort: -**

51. Wie viele Unternehmen haben bislang die Härtefallregelung in Anspruch genommen?

**Antwort: -**

52. Wie viele Unternehmen werden von der im Gesetzentwurf vorgesehenen Regelung profitieren können?

**Antwort: -**

53. Wie hoch wird der finanzielle und organisatorische Aufwand der Unternehmer für die Inanspruchnahme der Regelung eingeschätzt?

**Antwort: -**

54. Wie hoch wird das Volumen der Entlastung für die Unternehmer, die die Härtefallregelung in Anspruch nehmen, eingeschätzt?

**Antwort: -**

55. Wie wird die Ausgestaltung der Regelung im Hinblick auf die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen bewertet?

**Antwort: -**

56. Welche Auswirkungen haben die erneuerbaren Energien auf die Stabilität bzw. Ausbau der Stromnetze und damit auf die Versorgungssicherheit in Deutschland?

**Antwort:** Generell wirkt jeder Zubau von Erzeugungsanlagen - insbesondere dezentraler - stabilisierende auf das System und erhöht die Versorgungssicherheit.

Die Problematik der Abschaltung von Windenergieanlagen im Falle von Netzstörungen oder schnell ziehenden Sturmfronten ist durch entsprechende Normen (z.B. Netzanschlussregeln der E.on Netz GmbH) und Innovationen der Hersteller (Kurzschlussfestigkeit, Fähigkeit zum Erzeugungsmanagement, Sturmregelung) gelöst.

57. Stellt § 14 EEG auch weiterhin sicher, dass Strom, der in Arealnetzen erzeugt und verbraucht wird, von der EEG-Umlage befreit ist?

**Antwort: -**

58. Welche Netzkosten sind durch die erneuerbaren Energien im Hinblick auf den Netzausbau bislang entstanden?

**Antwort:** Die Netzkosten gliedern sich in Netzanschlusskosten und Netzausbaukosten. Für die Windenergie beantworten wir die Frage wie folgt:

Die Netzanschlusskosten sind nach § 10 Abs. 1 EEG allein vom Einspeiser zu tragen. Nach einer Untersuchung des Deutschen Windenergie-Instituts sind dafür rund 97 €/kW Investitionen aufzuwenden. Überschlägig wurden danach in Deutschland bisher rund 1,5 Mrd. € für den Netzanschluss aufgewendet, die die Einspeiser über die EEG-Vergütung finanzieren müssen.

Für den Netzausbau, der vom Netzbetreiber vorzunehmen ist, liegen uns keine Angaben vor. Da jedoch erst in letzter Zeit größere Vorhaben zum Netzausbau aufgrund der Windenergie bekannt wurden, gehen wir davon aus, dass bisher keine Netzausbaukosten im größeren Maßstab angefallen sind.

Bei einer Gesamtbewertung ist ferner zu berücksichtigen, dass die vermiedenen Netzkosten aufgrund dezentraler Einspeisung bisher nicht bei der Umlage der EEG-Kosten in Ansatz gebracht wurden, obwohl sie fester Bestandteil der Verbändevereinbarung VII+ zum Netzzugang sind. Nach Schätzung des BWE kompensieren die vermiedenen Netzkosten der EEG-Einspeiser in jedem Fall den bisher notwendig gewordenen Netzausbau.

59. Welche Auswirkungen auf die Netzkosten hätte eine Erhöhung des Anteils der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung auf 20 % bis zum Jahr 2020?

**Antwort:** Bisher liegen keine unabhängigen Angaben zu Umfang und Kosten vor. Für die Windenergie werden diese erstmals von der durch die Deutsche Energieagentur koordinierten energiewirtschaftlichen Studie zur Integration von Windkraftwerken in das Verbundsystem erwartet. Nach den bisher bekannt gewordenen Zahlen - EON gibt die Netzausbaukosten beispielsweise zu 0,2 pro eingespeiste kWh aus Wind an - kann man jedoch feststellen, dass die Kosten ein bis zwei Größenordnungen unter den Vergütungspreisen gem. EEG liegen.

60. Wie hoch werden die Kosten und das Volumen der Regelenergie eingeschätzt?

**Antwort:** Bisher liegen keine unabhängigen Zahlen dazu vor. Diese werden erstmals von der durch die Deutsche Energieagentur koordinierten energiewirtschaftlichen Studie zur Integration von Windkraftwerken in das Verbundsystem erwartet. Es ist heute allerdings anerkannt, dass durch die Windenergie kein erhöhter Bedarf an Regelenergie für die Primär- und Sekundärregelung entsteht. Insofern bedarf nur die Minuten- und/oder Stundenreserve einer Betrachtung. Dazu kann eine vorsichtige Abschätzung vorgenommen werden. Dieser ergibt sich, wenn allein der Regelaufwand für die kurzfristige Windleistungsprognose betrachtet wird. Windleistungsprognosen sechs Stunden im Voraus können heute bereits mit einem mittleren Fehler (RMSE) von 5% der installierten Nennleistung erstellt werden. Insofern verursachen die heute rund 15.000 MW installierte WEA-Leistung nur rund 750 MW Bedarf an Regelenergie-Kapazität, die im deutschen Netzverbund ohnehin zur Verfügung steht.

61. Wie wird die Entwicklung der Regelenergiekosten und des -volumens bewertet?

**Antwort:** Für die Zukunft ergeben sich zwei gegenläufige Trends: Der Zubau an Windenergieleistung erhöht zunächst den relativen Bedarf an Regelenergie. Auf der anderen Seite wirken verbesserte Prognosemöglichkeiten, die Optimierung der Regelenergiemärkte und die Verbesserung der WEA-Technik (z.B. Sturmregelungen) diesem Trend entgegen. Der BWE schätzt, dass die Rationalisierungspotenziale der Regelenergiemärkte so groß sind, dass der zusätzliche Bedarf an Regelenergie allein dadurch gedeckt werden kann. Mit anderen Worten: Für die Windenergie müssen keine zusätzlichen Regelenergiekapazitäten bereitgestellt werden.

62. Wie wird beurteilt, dass die Regelenergiekosten nur die betroffenen Unternehmen zu tragen haben, aber kein bundesweiter Ausgleich stattfindet?

**Antwort:** Nach der Systematik des deutschen Strommarkts sind Netzkosten und Regelenergiekosten (bis im Zeitbereich einer Stunde) von den Netzbetreibern zu tragen und auf ihre Netzentgelte umzulegen.

Ein bundesweiter Ausgleich dieser Kosten für EEG-Strom wäre nicht nur systemfremd, sondern auch unnötig. Da im Bereich der Netze kein Wettbewerb herrscht, kann eine eventuelle Erhöhung der Netzentgelte durch Regelenergiekosten keinen nachteiligen Effekt für die Netzbetreiber haben. Eine Höhe der eventuellen zusätzlichen Regelenergiekosten für Windenergie, die die Wettbewerbsfähigkeit von Kunden der betroffenen Netzbetreiber beeinträchtigt, kann ausgeschlossen werden.

Zudem besteht bei einer Umlage die große Gefahr, dass es bei einer bloßen Kostenverteilung der vom Ausbau besonders betroffenen Netzbetreiber auf andere Netzbetreiber bleibt, anstatt dass eine gesamtwirtschaftlich sinnvolle Minimierung des Regelenergiebedarfs- und der Regelenergiekosten vorgenommen wird. Zu die-

ser Befürchtung gibt es konkreten Anlass: Schon die heutige Praxis der Mengenwahlung im EEG (Bänder) zieht einen künstlichen zusätzlichen Regelenergieaufwand nach sich, dessen einzige Nutznießer Konzernschwestern der Übertragungsnetzbetreiber als Regelenergielieferanten sind.

63. Werden im EEG Netzausbau- und Regelenergiekosten verursachungsgema zugerechnet? Wenn nein, wie könnte eine gesetzliche Regelung aussehen?

**Antwort:** Im Bereich der Regelenergie nicht. Die heutige Praxis der Mengenwahlung im EEG (Bänder) zieht einen künstlichen zusätzlichen Regelenergieaufwand nach sich, dessen Kosten zunächst die verpflichteten Stromhändler und dann die Letztverbraucher treffen. Dieses Problem erscheint uns mit dem § 14 im Gesetzentwurf jedoch zufriedenstellend gelöst.

64. Werden durch einen Ausbau der Windkraft weitere Freileitungstrassen benötigt? Falls ja, in welchem Umfang?

**Antwort:** Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist nicht bekannt, welche Leitungen neu gebaut werden müssen, und welcheverstarkt werden können.

65. Wie hoch ist das wirtschaftlich erschließbare Potenzial der Geothermie in Deutschland?

**Antwort:** -

66. In welchen Zeiträumen kann dieses Potenzial erschlossen werden?

**Antwort:** -

67. Sind die im Gesetzentwurf vorgesehenen Vergütungssätze ausreichend, diese Potenziale zu erschließen?

**Antwort:** -

68. Gibt es neben der EEG-Förderung weitere, bessere Möglichkeiten die Potenziale im Bereich der Geothermie zu erschließen?

**Antwort:** -

69. Kann durch die neue Regelung zum Erfahrungsbericht im Gesetzentwurf, wonach er bis zum 31. Dezember 2007 und dann nur noch alle vier Jahre vorgelegt werden soll, noch in ausreichendem Maße auf alle positiven wie auch negativen Entwicklungen im Bereich der erneuerbaren Energien reagiert werden?

70. Welche Konsequenzen aus dem Erfahrungsbericht wurden konkret im vorliegenden Gesetzesentwurf gezogen?

## Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

1. Sind die Ausbauziele 12,5 % bis 2010 und 20 % bis 2020 realisierbar?

**Antwort:** -

2. Entsprechen diese Ausbauziele den Anforderungen an eine nachhaltige Entwicklung insbesondere mit Blick auf einen wirksamen Klimaschutz?

**Antwort:** -

3. Wird mit dem Entwurf die EU-Richtlinie vollständig umgesetzt?

**Antwort:** -

4. Wie sind die finanziellen Auswirkungen dieser Ausbauziele?

**Antwort:** -

5. Steht Deutschland mit der Entwicklung der Erneuerbaren Energien im internationalen Vergleich allein da?

6. Welche Erfahrungen wurden mit Ausschreibungsmodellen oder anderen Modellen für den Ausbau der Erneuerbaren Energien gemacht?

**Antwort:** -

7. Welche wirtschaftliche Entwicklung zeichnet sich im Bereich der Windenergie für die nächsten Jahre ab?

**Antwort:** Nach einem stetigen Anstieg der Produktions- und Aufstellungszahlen in den vergangenen Jahren (Höhepunkt in 2002) war in 2003 erstmals wieder ein Rückgang zu verzeichnen. Dennoch wurde in 2003 eine Gesamtleistung von 2.644,53 MW neu installiert und damit der prognostizierte Wert für das Gesamtjahr 2003 von 2.500 MW überschritten. Auch für 2004 erwartet die Branche ein gleich bleibendes Niveau, da sich auf Grund von Finanzierungsschwierigkeiten und Planungsunsicherheiten durch die Novelisierung des EEG verzögert haben. Im Moment ist der Auftragsbestand noch gut, auf Grund des hohen Anlagenbestands wächst das Service und Wartungsgeschäft kontinuierlich. Aktuell sind nach Erhebungen des BWE 45.400 Menschen in der Branche beschäftigt.

Auch unter den Bedingungen des derzeit gültigen EEG wird sich der Neuzubau an Land in den kommenden Jahren kontinuierlich verringern; 2010 wird nur noch mit einem Neuzubau von 150 MW gerechnet. Dies ergibt sich aus der Tatsache, dass Fläche in Deutschland knapp ist, und die Anzahl rentabler möglicher Standorte abnimmt. Der Neubau an Land kann jedoch noch nicht kurzfristig durch die Märkte Export, Offshore und Repowering ersetzt werden, sodass der weitere Binnenlandausbau für die nächsten Jahre noch ein wichtiges Standbein der Windindustrie sein wird.

Für eine stabile weitere wirtschaftliche Entwicklung der Branche und damit auch einer erfolgreichen Weiterentwicklung der Technologie ist es nötig, den Binnenlandausbau weiterhin zu fördern, Anreize für das Repowering zu bieten, den Export von Windtechnologie zu fördern und zielgerichtet geeignete Rahmenbedingungen für den Offshore-Ausbau sicherzustellen.

8. Welche Auswirkungen hat die in § 10, 4 vorgesehene 65%-Regelung in Kombination mit der Kürzung der Vergütung und der Erhöhung der Degression für die Windindustrie?

**Antwort:** Durch die 65 % - Regelung soll der Ausbau der Windenergienutzung an „wind-schwachen Standorten“ begrenzt werden. Nach Schätzung des Bundesverband Wind-Energie werden dadurch rund ein Drittel der bis 2006 geplanten Windkraftprojekte unwirtschaftlich werden. Diese Schätzung schließt nicht nur rein technische Berechnungen ein, sondern berücksichtigt auch eine zu erwartende Zurückhaltung bei Finanzierern sowie bei raumplanerischen Vorgaben der zuständigen Baubehörden bei der Bewertung künftiger Standorte. In den südlichen Bundesländern liegen darüber hinaus die Standorte mit größerem Windpotenzial vor allem auf Höhenzügen; deren Bebauung ist auf Grund umwelt- und naturschutzrechtlicher Bestimmungen nicht möglich. Hier fallen nach Aussagen der Landesverbände zum Teil mehr als zwei Drittel der geplanten Projekte der neuen Regelung zum Opfer. In Bayern zum Beispiel wäre nach Recherchen des BWE-Landesverbands ein weiterer Zubau nahezu ausgeschlossen.

Durch die geplante Absenkung der Basisvergütung von vormals 5,9 cent auf jetzt 5,5 cent wird der wirtschaftliche Druck auf Projekte auch an guten Standorten stark erhöht. Dies widerspricht den Aussagen der Politik, Windenergie an guten Standorten weiterhin fördern zu wollen. Vor dem Hintergrund der Zielsetzung eines zügigen weiteren Ausbaus der Windenergienutzung ist eine weitere Absenkung unter diesen Wert auf keinen Fall akzeptabel.

Die derzeit noch gültige Regelung einer nominalen Degression von 1,5 % halten wir auf Grundlage der Kostenuntersuchung bereits für sehr ambitioniert. Die neu vorgeschlagene nominale Degression von 2 % pro Jahr bedeutet, dass Windkraftprojekte jedes Jahr real um rund 4 %<sup>12</sup> preiswerter realisiert werden und die Windenergieanlagen selber sogar um mehr als 5 % effizienter bzw. kostengünstiger werden müssen, da rund 25 % der Kosten eines Projektes aus nicht mehr senkbaren Nebenkosten bestehen<sup>13</sup>. Wir merken zu diesem Punkt an, dass dies eine außerordentlich hohe Herausforderung für die Windindustrie bedeutet und dass es die Unternehmen der Branche zu überfordern droht.

Die Kombination der genannten drei Elemente hat also zur Folge, dass mögliche Standorte wegfallen werden, die Förderung von Windenergie an guten Standorten eingeschränkt wird und gleichzeitig der wirtschaftliche Druck in Bezug auf eine Senkung der Projektkosten steigen wird. Vom BWE befragte Hersteller halten ein Marktvolumen von 2.000 bis 2.600 MW pro Jahr für notwendig, um die Entwicklung von kostengünstigeren und netzverträglichen Neuanlagen finanzieren zu können. Durch einen Rückgang des Binnenlandausbaus besteht die Gefahr eines technologischen Fadenrisses und durch Absenkung der Vergütung in der geplanten Form die Gefahr einer Überforderung der Branche.

9. Wie bewerten Sie die 65%-Regelung grundsätzlich? Wie viel Prozent der für die nächsten Jahre projektierten Anlagen wäre davon betroffen? Welche Optimierungsmöglichkeiten sehen Sie? Sollte eine Übergangsregelung dazu eingeführt werden, um die Planungssicherheit zu erhöhen? Falls ja, wie lange sollte diese sein?

**Antwort:** Der Bundesverband Windenergie lehnt die neu vorgeschlagene 65 % - Regelung als systemfremd ab. Durch das Einziehen einer unteren Fördergrenze werden bis zu einem Drittel der derzeit geplanten Projekte wegfallen. Zukünftige technologische Entwicklungspotenziale in der Anlagentechnologie werden von vorneherein ausge-

---

<sup>12</sup> Inflationsleitziel der EZB: 2 %

<sup>13</sup> Netzanbindung, Fundamente, Zuwegung, Planungskosten, Ausgleichsmaßnahmen

bremst, und der Windindustrie ein Innovationsanreiz für die Nutzung von Windenergie in windschwächeren Gebieten genommen.

Ebenfalls werden Standorte ausgeschlossen, die durchschnittlich geringere Nebenkosten (z.B. für Netzanschluss, sonstige Erschließungskosten, Grundstückskosten) aufweisen oder Fälle, in denen ideell motivierte Betreiber wesentlich geringere Renditen, höhere Eigenkapitalanteile und höhere Eigenleistungen (Planung, Betriebsführung) akzeptieren. In beiden Fällen ist kein Anlass zu sehen, warum der Gesetzgeber dies ausschließen sollte.

Sollte die Referenzertragsregelung dennoch zum Tragen kommen, sollte auf jeden Fall folgende Änderung in Satz 3 des bestehenden Regierungsentwurfs vorgenommen werden:

„Erteilt der Netzbetreiber sein Einvernehmen nicht innerhalb von vier Wochen nach Aufforderung des Anlagenbetreibers, bestimmt das Umweltbundesamt **innerhalb einer Woche** den Sachverständigen aus der Liste der Fördergesellschaft Windenergie e.V. (FGW; Bezug zur technischen Richtlinie der FGW).“

Andernfalls drohen erhebliche Verzögerungszeiten für die Projektumsetzung.

Um die zum Teil langen Planungsvorläufe (2 - 3 Jahre) zu berücksichtigen, sollte die 65 % - Regelung für Anlagen in Kraft treten, die nach dem 31.12. 2005 baugenehmigt wurden.

10. Sind die Verbesserungen der Vergütungen für die Realisierung des Zukunftsmarktes Offshore-Windenergie hinreichend?

**Antwort:** Der Bundesverband WindEnergie begrüßt generell die Änderung bei Vergütungshöhe und die Verlängerung der Vergütungszeiträume bei der Offshore-Windenergie. Die im aktuellen EEG-Regierungsentwurf vorgesehene Vergütung führt zu einer wesentlichen Verbesserung der finanziellen Absicherung von Offshoreprojekten. Dennoch ist der Offshore - Ausbau in Deutschland zur Zeit noch mit technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Unsicherheiten verbunden. Mit der Realisierung größerer Offshore-Projekte ist erst ab 2006 zu rechnen. Je schneller eine Lösung für die zu lösenden Probleme gefunden wird und je gezielter die künftige Förderung ansetzt, desto höher ist die Wahrscheinlichkeit, dass die geplanten Ausbauziele auch erreicht werden.

11. Ist es sinnvoll, schon zu Beginn der Offshore-Entwicklung Anreize zu setzen, besonders küstenferne Gebiete mit großen Wassertiefen zu erschließen?

**Antwort:** Die geplante Differenzierung der Offshore-Vergütung ist grundsätzlich sinnvoll, weil mit Sicherheit von erhöhten Kosten ausgegangen werden kann, je größerer die Entfernung von der Küste wird. Generell erscheint es uns jedoch fraglich, ob das Signal für eine möglichst küstenferne Errichtung von Offshore-Windparks in Deutschland für die Technologieentwicklung förderlich ist. Auf die durch Förderung und Erprobung der Technologie in weniger großen Wassertiefen gewonnenen Erfahrungswerte könnte dann langsam aufgebaut werden. In diesem Zusammenhang weisen wir darauf hin, dass durch die bestehende Orientierung an der Basislinie für die Definition von Offshore-Projekten (§ 10,3) derzeit eine Reihe von Projekten von der Offshore-Vergütung ausgenommen werden, obwohl diese sich im Wasser vor der deutschen Küste befinden (Projekte mit Near-shore-Charakter). Deutsche Hersteller und Planer sollen möglichst zügig und umfangreich Offshore-Erfahrungen sammeln, damit die gesetzten Ausbauziele (3000 MW bis 2010) erreicht werden können, und zwar unter Einsatz von in Deutschland entwickelter Technologie. Deshalb halten wir es für geboten, die Definition von Offshore-Projekten an den tatsächlichen Abstand von der Küste anzupassen.

12. Wie ist die künftige Planung von Offshore-Anlagen im Hinblick auf die Belange des Naturschutzes und des Vogelschutzes zu bewerten? Wie bewerten Sie in diesem Zusammenhang die Wirkung bereits bestehender Regelungen des Genehmigungsverfahrens? Ist der generelle Ausschluss von Natura 2000-Gebieten sachgerecht?

**Antwort:** In §10,7 wird ein Ausschluss des EEG für bestehende und zu erwartende Naturschutzflächen in der AWZ definiert. Einen pauschalen Ausschluss aus Naturschutzflächen bzw. Vogelschutzgebieten halten wir für zu weit gehend, da im Genehmigungsverfahren regelmäßig und ausführlich die Prüfung der Naturverträglichkeit standortbezogen durchgeführt wird. Dies ist sinnvoller, da die Summe verschiedener Einflüsse und Bedingungen für die Eignung eines Gebietes zur Windenergienutzung erst in einer Einzelbeurteilung Berücksichtigung finden und durchaus zu positiven Ergebnissen führen kann. So konnte bei Windenergieanlagen an Land nachgewiesen werden, dass es durchaus Naturverträglichkeiten sogar mit Vogelarten der roten Liste geben kann und andere anthropogene Faktoren (z.B. Art der angebauten Feldfrucht) einen erheblich höheren Einfluss auf die Nutzung oder Meidung eines Gebietes haben als die Existenz eines Windparks. Wir plädieren daher für die Streichung dieses Absatzes.

13. Welche Effekte sind mit der Regelung zum Repowering in diesem Bereich zu erwarten?

**Antwort:** Durch den Ersatz von Anlagen der ersten Generation (Nennleistung im Schnitt 300 kW) durch moderne, leistungsfähigere Anlagen (Nennleistung im Schnitt 2 MW) kann in der Zukunft mit weniger Anlagen mehr Windstrom zu geringeren Kosten gewonnen werden. Langfristig kann man davon ausgehen, dass durch Repowering mindestens eine Verdoppelung der Nennleistung und damit auch ein erheblicher Anstieg der Stromerträge erreicht werden kann. Um also einen Anteil von 10 % (ca. 22.000 MW installierte Leistung) an der Stromversorgung durch Windenergienutzung an Land zu erreichen, werden auf Grund zunehmender Leistungsfähigkeit langfristig nicht mehr WEA benötigt als heute bereits betrieben werden.

Es ist allerdings davon auszugehen, dass dieser Markt erst ab 2006 größere Bedeutung erlangen wird. Nach Berechnungen des BWE ist bis 2010 ein Zubau zwischen 1400 und 2000 MW durch Repowering zu erwarten. Bei einer durchschnittlichen Anlagenlaufzeit von 20 Jahren ist bis 2020 ca. 6.300 MW repowerte Leistung zu erwarten.

Je anspruchsvoller die politische Zielsetzung, desto höher kann diese Zahl werden. Altanlagen, die noch funktionsfähig sind, sollten dann an anderen Standorten weiter genutzt werden. In Frage kommen dafür vor allem Schwellenländer, die derzeit noch keine Neuanlagen beschaffen können. Hier muss es im politischen Interesse liegen, eine entsprechende Exportbegleitung sicherzustellen. Damit kann auch eine additive Wirkung in klimapolitischer Hinsicht erzielt werden. Die CO<sub>2</sub>-Einsparung wird in Deutschland durch verbesserte Anlageneffizienz mindestens verdoppelt. Zusätzlich kommen CO<sub>2</sub>-Einsparungen durch den Anlagenexport hinzu.

Anzumerken ist weiterhin, dass der reine Investitionszuwachs durch Repowering für Bund und Länder nochmal um bis zu 40 % höher liegt. In Schleswig-Holstein wurden z.B. in den vergangenen 15 Jahren ca. 2 Mrd Euro in Windprojekte investiert. Diese Zahl kann in den nächsten 7 Jahren um weitere 2,5 Mrd. Euro erhöht werden.

Das Repowering bietet den Vorteil, dass ältere Anlagen, die an aus heutiger Sicht ungünstigen Standorten stehen (z.B. zu geringer Abstand zu anderer kommunaler Bebauung etc.) abgebaut, und neue Leistung an ausgewiesenen Flächen zugebaut wird. Durch gezielte Planung und Ausweisung passender Flächen, und durch die langfristig zu erwartende Reduktion der Anlagenzahl wird das Landschaftsbild beruhigt und damit auch die Akzeptanz befördert.

Auch im Hinblick auf diese Tatsache ist der Ansatz im derzeit vorliegenden Regierungsentwurf zu begrüßen, zusätzliche Anreize für das Repowering durch eine verlängerte Förderfrist zu gewährleisten. Wir schlagen jedoch vor, die Verlängerung der Frist für Anlagen nach § 10, 2, 2 pauschal auf 24 Monate anzuheben. Die Neufassung sollte folglich lauten:

„(2) Abweichend von Absatz 1 Satz 3 verlängert sich die Frist nach Absatz 1 Satz 2 für Strom aus Anlagen, die

1. (...)

2. die installierte Nennleistung der einzelnen Windenergieanlage mindestens um das Dreifache erhöhen (Repowering-Anlagen) um 24 Monate.“

Die Begründung liegt darin, dass der im Regierungsentwurf vorgeschlagene Faktor 0,6 sich je nach Standort äußerst unterschiedlich auswirkt. So würde ein 150 % Standort keine Verlängerung erhalten, ein 132 % Standort eine Verlängerung um ein Jahr, ein 114 % Standort eine Verlängerung um zwei, und ein 96 % Standort um drei Jahre. Unterhalb von 96 % erhielten alle weiteren Standorte über 20 Jahre die erste Vergütungsstufe. Die sich daraus ergebende Verteilungskurve bevorzugt gute und mittlere Standorte, für sehr gute und für schwächere Standorte entfällt die Förderung. Dies erscheint uns als nicht zielführend, weshalb wir für den genannten Durchschnittswert (24 Monate pauschale Förderung für alle Standorte) plädieren.

Weiterhin soll in § 10, 1, 2 die „installierte Leistung mindestens um das Dreifache erhöht“ sein. Dies ist eine in der Praxis kaum zu realisierende Vorgabe. Einzelmaschinen stehen in der Regel zu dicht an Gebäuden, und in Parks kann aufgrund der nötigen größeren Abstände auf die Fläche bezogen höchstens die 1,5-fache Leistung errichtet werden. Kaum ein Projekt würde diese Bedingungen erfüllen können.

Da aus unserer Sicht auch die Begründung zur EEG-Novelle in dieser Sache nicht ausreichend Klarheit schafft, schlagen wir für den künftigen Wortlaut vor, dass „die installierte Nennleistung der einzelnen Windenergieanlage mindestens um das Dreifache“ erhöht sein soll.

Damit wird der Anspruch erfüllt, möglichst viele Altanlagen auszutauschen und damit einen Technologiesprung zu ermöglichen. Auf der gleichen Fläche wird der Erzeugungsanteil erneuerbarer Energien insgesamt erhöht und somit die Emissions-Einsparung vervielfacht.

Die erfolgreiche Durchführung von Repowering-Projekten ist stark abhängig von der genehmigungsrechtlichen Situation. Viele ältere Standorte befinden sich nicht in den in späteren Jahren ausgewiesenen Vorranggebieten. Weiterhin ist auf Länderebene darauf zu achten, dass neue Abstandsregelungen und Höhenbegrenzungen die Möglichkeiten für das Repowering nicht von vorneherein stark einschränken. Hier sollte über die möglichst optimale Ausnutzung bestehender Standorten bzw. über die Neuausweisung von Repowering-Gebieten nach Abwägung der aktuellen Interessenlage entschieden werden. Darüber hinaus müssen ausreichend Netzkapazitäten vorhanden sein.

Um die Weiterentwicklung des deutschen Windmarktes zu fördern ist es wichtig, Anreize für das Repowering zu setzen und frühzeitig für geeignete Rahmenbedingungen für die Umsetzung zu sorgen.

14. Welche Auswirkungen hat das Einsetzen der Degression zum Ende des Jahres und welche Auswirkungen hätte eine Verschiebung des Einsetzens der Degression jeweils zum 1. Juli eines Jahres für die Windindustrie?

**Antwort:** Windenergieanlagen werden zu einem hohem Prozentsatz über Fonds finanziert. Das Hauptgeschäft in diesem Bereich läuft jeweils am Jahresende. Dies, und das gleichzeitige Einsetzen der nächsten Degressionsstufe, hat zur Folge, dass ein großer

Teil der neuen Leistung innerhalb eines Kalenderjahres in der zweiten Jahreshälfte installiert wird, davon wiederum ein großer Anteil im vierten Quartal. Ein Verlegen der Degressionsstufe in die Jahresmitte würde den erhöhten Kapazitätsaufwand zum Jahresende entzerren und die Geschäftsauslastung gleichmäßiger über das Jahr verteilen.

### zu III. Bioenergien

15. Wie ist die wirtschaftliche Entwicklung im Bereich der Bioenergien in den letzten Jahren zu kennzeichnen?

**Antwort: -**

16. Welche Auswirkungen werden die im Gesetzentwurf vorgesehene Kürzung der Vergütungsdauer auf 15 Jahre sowie die Verdopplung der Degression auf die Entwicklung haben? Sind diese Maßnahmen mit dem Ziel einer stärkeren Ausschöpfung der Bioenergie-Potenziale vereinbar?

**Antwort: -**

17. Wo liegen die durch das EEG bisher noch nicht nutzbar gemachten Potenziale der Bioenergien? Wie können Sie nutzbar gemacht werden?

**Antwort: -**

18. Wie sollte der Bonus für nachwachsende Rohstoffe ausgestaltet sein, damit das Ziel der Ausschöpfung des Potenzials von u.a. Energiepflanzen erreicht wird?

**Antwort: -**

19. Welche Effizienzverbesserungen sind im Bereich der Bioenergien in den nächsten Jahren zu erwarten? Ist es sachgerecht innovative Technologien durch einen Technologiebonus zu fördern? Welche Technologien sollten darüber wie gefördert werden?

**Antwort: -**

20. Ist ein Anreiz für den verstärkten Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung sachgerecht? Wie sollte er ausgestaltet sein?

**Antwort: -**

21. Wie ist die Entwicklung im Bereich kleiner Wasserkraftanlagen in den letzten Jahren zu kennzeichnen? Welches Potenzial steht hier zukünftig noch zur Verfügung?

**Antwort: -**

22. Wie ist die Begrenzung der Vergütungsdauer und die eingeführte Degression im Zusammenhang mit den neuen Anforderungen hinsichtlich des Naturschutzes zu bewerten?

**Antwort: -**

23. Reichen die Vergütungen zur Realisierung der Potenziale der kleinen Wasserkraft an Standorten mit vorhandenen Wehranlagen aus?

24. Ist der Nachweis eines guten ökologischen Zustandes im EEG ergänzend zur Genehmigungspraxis der Bundesländer erforderlich?

**Antwort: -**

25. Ist die vorgeschlagene Degression von der Wasserkraft zu realisieren?

**Antwort: -**

26. Sehen Sie durch die jetzige Regelung einen Anreiz zur (ökologischen) Modernisierung von alten (kleinen) Wasserkraftanlagen?

**Antwort: -**

27. Halten Sie die Regelung zur Einbeziehung der Großen Wasserkraft (Modernisierung) für sachgerecht?

**Antwort: -**

28. Bei welchen Wasserkraftanlagen ist eine Erhöhung des elektrischen Arbeitsvermögens um mindestens 15% realisierbar? Welchen Anteil der modernisierungsfähigen Anlagen entspricht dies? Welche weiteren Potenziale könnten durch eine Absenkung auf z.B. 10 % zusätzlich zu welchen Kosten für das EEG erzielt werden?

**Antwort: -**

29. Wie ist die Wirtschaftlichkeit Großer Wasserkraftanlagen zukünftig im Zusammenhang mit der neuen Investitionsperiode im Kraftwerkspark zu bewerten?

30. Welche Regelungen könnten oder müssen über das EEG hinaus im Energiewirtschaftsgesetz getroffen werden?

**Antwort: -**

31. Halten Sie die im EEG-Entwurf vorgesehenen Regelungen zur Transparenz und zum Ausschluss von Missbrauch für ausreichend?

**Antwort: -**

32. Wie bewerten Sie den unverzüglichen Ausgleich der EEG-Strommengen?

**Antwort: -**

33. Wie bewerten sie die Ausweitung der Regelung für Härtefälle im EEG?

**Antwort: -**

34. Wie beurteilen Sie die Möglichkeiten der zukünftigen Optimierung der netztechnischen Integration von Strom aus Windenergie und Strom aus Bioenergie?

**Antwort: -**

35. Welche Möglichkeiten sehen Sie Kosten für Regelernergien zu vermindern?

**Antwort:** Es ist heute anerkannt, dass durch die Windenergie kein erhöhter Bedarf an Regelernergie für die Primär- und Sekundärregelung entsteht. Insofern bedarf nur die Minuten- und/oder Stundenreserve einer Betrachtung. Um ein gesamtwirtschaftliches Optimum zu erreichen, muss an drei Punkten angesetzt werden: der Minimierung des Regelernergiebedarfs im deutschen Strommarkt allgemein, der Minimierung des Regel-

energiebedarfs speziell hinsichtlich der Windenergie und der Optimierung des Regelenergieaufkommens.

### **Minimierung des Regelenergiebedarfs im deutschen Strommarkt allgemein**

- **Schaffung einer Regelzone:** Deutschland ist immer noch in vier Regelzonen aufgeteilt und stellt damit einen Sonderfall in Europa dar. Die Bildung einer einzigen Regelzone würde den Bedarf an Regelenergie aufgrund von Lastschwankungen verringern und den Ausgleich von Windangebotsschwankungen vergrößern.
- **Europaweite Beschaffung von Regelenergie:** Die Beschaffung von Regelenergie muss – soweit technisch möglich – auch außerhalb des deutschen Netzgebietes erfolgen. Insbesondere müssen Anreize für den optimierten Bezug von Regelenergie aus den skandinavischen und alpinen Speicherwasserkraftwerken gegeben werden.
- **Intraday-Handel:** Der Intraday-Handel von Strom minimiert den Bedarf an Regelenergie und ist daher für die Teilnehmer weiter zu vereinfachen. Begleitend müssen alle für den kurzfristigen Stromhandel relevanten Parameter (Netzengpässe, Verbrauchsprognosen, Windprognosen, Füllstände der Speicherkraftwerke, etc.) zeitnah im Internet veröffentlicht werden, wie es etwa an der skandinavischen Strombörse schon der Fall ist (vgl. [www.nordpool.no](http://www.nordpool.no)).

### **Minimierung des Regelenergiebedarfs hinsichtlich der Windenergie**

- **Windleistungsprognose:** Der Bedarf an Regelenergie für die Windenergie ist nahezu ausschließlich durch den Fehler der Windleistungsprognose determiniert. Verbesserungen dieser Prognosen können daher zu geringen Kosten große Einsparungen an Regelenergie erbringen. Die Windleistungsprognose muss allen Marktteilnehmern zur Verfügung gestellt werden.
- **Stundenreserve:** Bisher wird der Regelenergiebedarf für die Windenergie als Minutenreserve bereitgestellt. Jedoch könnten der weitaus größte Teil durch die kostengünstigere Stundenreserve bereitgestellt werden.

### **Optimierung des Regelenergieaufkommens**

- **Last-Management:** Auch Kunden (Stromverbraucher) müssen am Regelenergiemarkt voll teilnehmen können. Stundenweise ab- oder zuschaltbare Verbraucher (Stromheizungen, Kühlung und Klimatisierung, etc.) werden so zum Lieferanten von Regelenergie.
- **Regelenergie durch Windenergieanlagen:** Bei weiterem Ausbau der Windenergie könnte ein windbedingter Bedarf an Minuten- und/oder Stundenreserve entstehen, der es gesamtwirtschaftlich sinnvoll macht, diese Regelleistung durch Windenergieanlagen (WEA) selbst bereitzustellen. Technisch ist es möglich, dass WEA selber Regelleistung bereit stellen, in dem sie unterhalb ihres optimalen Wirkungsgrades betrieben werden. Der Charme dieser Möglichkeit ist, dass damit der Bau von zusätzlichen Regelkraftwerken weitgehend vermieden werden kann, die im Falle einer Windflaute nutzlos vorgehalten werden. Voraussetzung dafür ist jedoch, dass den WEA-Betreibern der eigenständige Zugang zum Regelenergiemarkt eröffnet wird. Dazu bedarf es objektiver, transparenter und nicht diskriminierender Regeln. Diese liegen zur Zeit nicht vor.

36. Welche Möglichkeiten sehen Sie für eine Bereitstellung von Regelenergie durch Erneuerbare Energien? Welche Anreize sind dafür notwendig bzw. welche Hemmnisse stehen dem entgegen?

**Antwort: -**

37. Wie beurteilen Sie die gemeinsamen Vorschriften für Abnahme, Übertragung und Vergütung? Welche Optimierungsmöglichkeiten sehen Sie ?

**Antwort: -**

38. Welche Anreize sollte das Gesetz geben für technologische Innovationen und für eine energiewirtschaftliche Optimierung der Einspeisecharakteristik von EEG-Anlagen?

---

### Fragen der Fraktion der FDP

1. Halten Sie die im Rahmen des vorliegenden Gesetzentwurfs vorgesehenen Maßnahmen für geeignet und hinreichend, um die in § 1 (1) formulierten Ziele zu erreichen?

**Antwort: -**

2. Halten Sie bestimmte Erneuerbare Energieträger bzw. Energiegewinnungstechniken für a priori besser geeignet als andere, um die in § 1 (1) des Gesetzentwurfs formulierten Ziele zu erreichen?

**Antwort: -**

3. Wenn ja, weshalb?

**Antwort: -**

4. Wenn nein, würden Sie der Schlussfolgerung zustimmen, dass alle Erneuerbaren Energieträger bzw. Energiegewinnungstechniken deshalb prinzipiell gleich zu behandeln wären?

**Antwort: -**

5. Wie bewerten Sie vor dem Hintergrund dieser Überlegung den Sachverhalt, dass die im Rahmen des Gesetzentwurfs vorgesehenen Vergütungen extrem unterschiedlich sind?

**Antwort: -**

6. Wie bewerten Sie die vorgesehenen Vergütungssätze angesichts der Tatsache, dass es in Südeuropa und darüber hinaus weltweit deutlich bessere Standorte für die Stromerzeugung aus solarer Einstrahlung als in Deutschland gibt – besser in dem Sinne, dass bei gleichem Aufwand deutlich höhere Energieerträge erwirtschaftet werden können?

**Antwort: -**

7. Wie bewerten Sie die Aussage, dass Marktreife und Wirtschaftlichkeit weniger die Eigenschaft bestimmter Technologien sind, sondern vor allem von meteorologischen Gegebenheiten am jeweiligen Anlagenstandort bestimmt werden?

**Antwort: -**

8. Wie bewerten Sie die daraus abzuleitende Schlussfolgerung, dass eine unterschiedliche Marktreife und Wirtschaftlichkeit bestimmter Technologien deshalb ggf. zwar unterschiedliche Standorte für den Anlagenbetrieb begründen, nicht jedoch unterschiedliche Vergütungshöhen für die gewonnene Energie rechtfertigen können?

**Antwort: -**

9. Wie bewerten Sie die Aussage, dass die zur Förderung Erneuerbarer Energien vorgesehenen Vergütungssätze auf die mit den betreffenden Techniken am jeweiligen Standort realisierbaren CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten Bezug nehmen sollten?

**Antwort: -**

10. 10. Wie verhalten sich die im Gesetzentwurf vorgesehenen Vergütungssätze zu den mit den betreffenden Techniken in Deutschland realisierbaren CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten?

**Antwort: -**

11. Wie bewerten Sie diesen Sachverhalt auch angesichts der Überlegung, dass durch Strom aus Erneuerbaren Energien jeweils die gleiche Kilowattstunde aus fossilen Energiequellen ersetzt werden soll?

**Antwort: -**

12. Wie bewerten Sie die Aussage, dass die im Gesetzentwurf vorgesehenen Vergütungssätze auf die unterschiedliche Verfügbarkeit der betreffenden Energiequellen Bezug nehmen sollten?

**Antwort: -**

13. Berücksichtigen die im Gesetzentwurf vorgesehenen Vergütungssätze die unterschiedliche Verfügbarkeit der betreffenden Energiequellen?

**Antwort: -**

14. Wie bewerten Sie diesen Sachverhalt?

**Antwort: -**

15. In welchen Ländern wurden bzw. werden zur Förderung Erneuerbarer Energien „mengensteuernde Instrumente“ im Sinne zertifikategestützter Handelsmodelle eingesetzt, wonach beispielsweise Netzbetreiber und Eigenerzeuger verpflichtet werden, eine bestimmte Menge oder einen Anteil durchgeleiteten bzw. selbst genutzten Stroms aus der Nutzung Erneuerbarer Energien zu decken?

**Antwort: -**

16. Welche Erfahrungen wurden mit dem Einsatz derartiger Steuerungsinstrumente bisher gesammelt?

**Antwort: -**

17. Wo liegen die besonderen Stärken und Schwächen mengensteuernder Instrumente im Vergleich zum EEG-Fördermechanismus (technologiespezifische Förderung durch administrierte Preise)?

**Antwort: -**

18. Kann den bisher erkennbar gewordenen Schwierigkeiten beim Einsatz mengensteuernder Instrumente durch eine geeignete Ausgestaltung der Verfahrensregeln begegnet werden?

**Antwort: -**

19. Wenn nein, weshalb nicht?

**Antwort: -**

20. Wenn ja, worauf wäre dabei gegebenenfalls zu achten?

**Antwort: -**

21. Halten Sie das vorgesehene Gesetz für geeignet und hinreichend um sicherzustellen, dass die Betreiber und Entwickler der betreffenden Anlagen in die Lage versetzt werden, sich jeweils eigenständig am Markt zu behaupten?

**Antwort: -**

22. Bis zu welchem Zeitpunkt erwarten Sie dies für jeweils welche Technologie unter welchen Annahmen?

**Antwort: -**

23. Gibt das vorgesehene Gesetz den Betreibern und Entwicklern der betreffenden Anlagen hinreichend Anreize zur Kostenminimierung?

**Antwort: -**

24. Wodurch können Anreize zur Kostenminimierung verbessert werden?

**Antwort: -**

25. Welche Auswirkungen hat das vorgesehene Gesetz auf die Wirtschaftlichkeit und Sicherheit der Stromversorgung in Deutschland?

**Antwort:** Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit: Die Wirtschaftlichkeit der Stromversorgung wird mittel- bis langfristig durch folgende Faktoren beeinflusst:

- Neubaubedarf für abgängige Kraftwerke
- Steigende Primärenergiepreise bei weltweit steigender Nachfrage
- Emissionshandel für alle wesentliche Treibhausgase bei Verschärfung der Reduktionsziele
- Abbau von Subventionen: Beispiel Steinkohle
- Internalisierung externer Kosten der Stromversorgung (zusätzlich zum Internalisierung der Klimafolgekosten)

Bei einem fairen Wirtschaftlichkeitsvergleich werden sich die Erneuerbaren Energien daher mittel- bis langfristig weltweit als die kostengünstigste Option zur Stromversorgung erweisen. Durch das EEG ist Deutschland in der Lage, diese gesamtwirtschaftlichen Kostenvorteile frühzeitig zu nutzen und eine sehr gute Ausgangslage für seine exportorientierte Industrie zu schaffen.

Auswirkungen auf die Sicherheit: Generell wirkt jeder Zubau von Erzeugungsanlagen - insbesondere dezentraler - stabilisierend auf das System und erhöht die Versorgungssicherheit. Weiterhin sind Erneuerbare Energien einheimische Energien, die die Importunabhängigkeit bei der Primärenergieversorgung reduzieren. Insofern hat das EEG auch hier vorteilhafte Auswirkungen.

26. Wie können diesbezüglich negative Auswirkungen vermieden werden?

**Antwort:** Negative Auswirkungen sehen wir nicht. Dennoch können die positiven Auswirkungen (siehe Antwort zu Frage 25.) optimiert werden. Dazu sollten die Innovationselemente im EEG fortgeschrieben werden und eine Gesamtoptimierung des elektrizitätswirtschaftlichen Systems (Technik, Marktregeln, gesetzlicher Rahmen) für die Integration der Erneuerbaren Energien erfolgen.

In diesem Zusammenhang sei darauf hingewiesen, dass auch die Einführung der Atomenergie aufgrund der großen Blockgrößen den umfassenden Ausbau der Netze (220/380-kV-Leitungen) und der gegenseitigen Reservehaltung erfordert hat.

27. Halten Sie es für erforderlich, Energie- und Klimapolitik auf nationaler wie auf internationaler Ebene hinsichtlich der Instrumente und Förderarrangements zu verknüpfen?

**Antwort: -**

28. Trägt das vorgesehene Gesetz zu einer solchen Verknüpfung von Energie- und Klimapolitik bei?

**Antwort: -**

29. Wenn nein, wie könnte eine solche Verknüpfung geleistet bzw. verbessert werden?

**Antwort: -**

30. Welche Möglichkeiten gibt es, um die so genannten projektbasierten Mechanismen des Kyotoabkommens (Clean Development Mechanismen (CDM) und Joint Implementation (JI)) mit der Förderung Erneuerbarer Energien zu verbinden?

**Antwort: -**

31. Wie bewerten Sie die Aussage, dass CDM-Projekte zur Stromerzeugung aus solarer Einstrahlung grundsätzlich jedem der in § 1 (1) des Gesetzentwurfs formulierten Ziele entsprechen können?

**Antwort: -**

32. Welche Möglichkeiten sehen Sie, um die genannten Instrumente des Kyotoabkommens in die weitere Förderung Erneuerbarer Energien einzubeziehen?

**Antwort: -**

33. Welche Möglichkeiten sehen Sie, um Leistungen der deutschen (technischen) Entwicklungszusammenarbeit zur Verbindung von Energie- und Klimapolitik zu nutzen?

**Antwort:** Deutschland hat mit dem Aufbau eines großen, stabilen und innovativen Heimatmarkts bereits die erste wichtige Voraussetzung dafür geschaffen (Schaufenster-

Funktion). Weiterhin hat sich das deutsche Einspeisegesetz als Wegbereiter für andere Länder erwiesen. Ähnliche, teilweise direkt übertragenen Gesetzgebungen in Spanien, Frankreich, Portugal, Österreich, Niederlande sorgten 2003 für etwa 90% des Windenergiezubaues in der Europäischen Union (EU-15). Als begleitende Maßnahmen für die Entwicklungszusammenarbeit sieht der BWE vor allem das „capacity building“ sowie beispielhafte Projektförderungen in ausgewählten Zielländern.

34. Wie bewerten Sie die Aussage, dass bei der weiteren Förderung Erneuerbarer Energien die Kosten gesenkt und die kommunale Planungshoheit insbesondere bei den Windkraftanlagen gestärkt werden müsse, und wie könnte dies erreicht werden?

**Antwort:** Bezüglich der Kostensenkung im Bereich der Windenergie möchten wir auf den Fakt hinweisen, dass seit 1991 – dem Inkrafttreten des Stromeinspeisungsgesetzes – die Preise für Windstrom bereits real um 55 Prozent gesunken sind. 1991 wurde Strom aus neuen WEA an einem Standort mit durchschnittlichem Windangebot (Referenzstandort) noch mit umgerechnet 18,43 Eurocent je kWh vergütet (Geldwert von 2003). Heute sind es über die 20-jährige Betriebszeit nur noch 8,33 ct/kWh. Nach dem bisher geltenden EEG wird die Windstrom-Vergütung bis 2010 nochmals real um 20 Prozent sinken (auf dann 6,63 ct/kWh). Der BWE bewertet diesen Trend positiv. Im Hinblick auf die kommunale Planungshoheit sieht der BWE keine Nachbesserungsbedarf gegenüber dem geltenden Baugesetzbuch. Zahlreiche positive Beispiele belegen, dass die Kommunen alle Mittel in Hand haben, um einen geordneten Ausbau der Windenergie sicherzustellen. Der BWE begrüßt und unterstützt solche verantwortungsvollen Planungen der Kommunen, auch wenn dadurch nicht jedes konkrete Projekt im geplanten Umfang realisiert werden kann.

35. Wie bewerten Sie die Aussage, dass die vorgesehenen Fördersätze insbesondere mit Blick deutlich überhöhte Einspeisevergütungen für Windkraftanlagen an vergleichsweise ungünstigen Standorten im Hinblick auf teilweise weiterhin bestehende Überförderungsstatbestände sofort reduziert werden müssen?

**Antwort:** Schon die Prämisse der Aussage ist falsch. Auch Windkraftanlagen an vergleichsweise ungünstigen Standorten erhalten nur eine Vergütung von zur Zeit 8,8 ct/kWh für maximal 20 Jahre (unter Annahmen einer Inflationsrate von 2% entspricht dies einer mittleren realen Vergütung von 7,31 ct/kWh im Geldwert von 2004). Die wirtschaftlichen Nachteile eines schlechten Standorts trägt allein der Windkraftanlagenbetreiber. Für den Stromkunden ergibt sich aufgrund des unterdurchschnittlichen Ertrags an vergleichsweise ungünstigen Standorten nur ein unterproportionaler Anteil an den Differenzkosten des EEG. Der unterstellte Zusammenhang würde nur gelten, wenn Windenergieanlagen eine Investitionsförderung bekämen.

36. Wie bewerten Sie die Aussage, dass insbesondere die Nutzung landgestützter Windenergieanlagen nicht gegen den Willen der an Ort und Stelle unmittelbar betroffenen Bürgerinnen und Bürger erfolgen darf, um die Akzeptanz Erneuerbarer Energien nicht zu gefährden?

**Antwort:** Die lokale Akzeptanz ist ein wichtiger Punkt mit grundlegender Bedeutung für einen weiteren erfolgreichen Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland. Um diese sicher zu stellen sind im Bundesbaugesetzbuch und anderen Normen (etwa der TA Lärm) alle notwendigen Voraussetzungen geschaffen worden. Bei größeren Vorhaben ist darüber hinaus eine Umweltverträglichkeitsprüfung obligatorisch.

37. Was könnte unternommen werden, um die kommunale Planungshoheit in diesem Regelungsbereich wieder zu stärken?

**Antwort:** Wir verweisen auf die Antwort zu Frage 34.

38. Welche Entwicklungen und Erfordernisse sehen Sie mit Blick auf die künftige Förderung der Grundlagenforschung im Bereich der Erneuerbaren Energien?

Antwort: Für den Bereich der Windenergie sieht der Wissenschaftliche Beirates des BWE u.a. folgende Prioritäten :

- Effizienzsteigerung von Windturbinen durch Massenreduzierung und Wirkungsgradverbesserung des Triebstranges z.B. durch getriebelose Generatortechnik, verlustarme Leistungselektronik und Rotorlagerung
- Schwingungsprobleme und aeroelastisches Verhalten großer Windkraftanlagen im Multimegawattbereich
- Standortspezifische Belastungen und Bauteilfestigkeit von Windkraftanlagen
- Verbesserung und Absicherung der Methoden zur Bestimmung der windenergiespezifischen Windcharakteristika unter Einbeziehung numerischer Modellierung (mesoskale Modelle)
- Turbulenz-Modellierung und Abschattungseffekte in Windparks: Atmosphärische, kleinskalige Turbulenz und deren Wechselwirkung mit Windkraftanlagen mit dem Ziel der Quantifizierung des Einflusses auf Materialbeanspruchungen unter Berücksichtigung extremer Bauteillasten und fluktuierender Leistungsabgabe
- Offshore-Meteorologie: Einfluss von thermischer Schichtung, Wechselwirkung von Wind und Wellen sowie Land-See-Übergang

39. Welche Entwicklungsperspektiven erkennen Sie jeweils für den Bereich welcher Energieträger bzw. Techniken, insbesondere bei der Geothermie?

**Antwort:** -

40. Werden diese Entwicklungen und Erfordernisse im Rahmen des vorliegenden Gesetzentwurfs hinreichend berücksichtigt?

**Antwort:** -

41. Wenn nein, welche Maßnahmen wären dafür erforderlich?

**Antwort:** -

42. Wie bewerten Sie den Vorschlag, die Förderung Erneuerbarer Energien nicht einseitig auf die Netzeinspeisung des aus regenerativen Trägern gewonnenen Stroms abzustellen, sondern verstärkt die Möglichkeit zu nutzen, die gewonnene Energie unter Nutzung und Weiterentwicklung geeigneter Energiespeichertechniken zu konservieren?

**Antwort:** Der unterstellte Gegensatz besteht nicht. Schon heute werden im großen Maßstab hydraulische Speicherwasserkraftwerke im Verbund genutzt. Allein in Deutschland, Österreich und der Schweiz bestehen über 22.000 MW Kapazitäten, davon allein 5.700 MW Pumpspeicherleistung in Deutschland. Aufgrund der Standortgebundenheit dieser Anlagen können sie jedoch nur im Netzverbund genutzt werden. Zudem ergeben sich durch die große geographische Streuung dezentraler Anlagen räumliche und zeitliche Ausgleichseffekte, die den Speicherbedarf - der allenfalls im Zeitbereich von Stunden bis einigen Tagen besteht - minimieren. Durch eine Öffnung der Regelenergiemärkte und den verstärkten transnationalen Stromverbund, könnte die vorhandene alpine und skandinavische Speicherkapazität optimale für den Ausgleich der verbleibenden Schwankungen eingesetzt werden.

43. Wie bewerten Sie Leistungs- und Entwicklungspotentiale zugehöriger Techniken und Verfahren, u. a. mit Blick auf eine Produktion und Nutzung von Wasserstoff zur dezentralen Substitution fossiler Brennstoffe insbesondere im Verkehrsbereich?

**Antwort:** -

44. Wie bewerten Sie die Aussage, dass eine auf Energiespeicherung aufbauende Nutzung erneuerbarer Energien der bisherigen Netzeinspeisung überlegen ist, weil den Erneuerbaren Energien hierdurch längerfristig die Perspektive eröffnet wird, zur energetischen Grundlastversorgung beizutragen?

**Antwort:** -

45. Wie bewerten Sie die Aussage, dass eine auf Energiespeicherung aufbauende Nutzung Erneuerbarer Energien der bisherigen Netzeinspeisung überlegen ist, weil hierdurch ein erheblicher Kostenvorteil dadurch realisiert werden kann, dass die anderenfalls erforderlich werdenden massiven und zusätzlichen Investitionen in eine Erweiterung der Netzkapazitäten und der Regelenergiereserve zumindest zu einem maßgeblichen Teil erübrigt werden?

**Antwort:** Aufgrund der Umwandlungsverluste von Speichern (Strom --> Speichermedium / Speichermedium --> Strom) und der Kapitalkosten von Speichern ist generell kein „erheblicher Kostenvorteil“ zu sehen. Nach heutiger Kenntnis ist die Speicherung deutlich teurer als der Netzausbau. E.on schätzt Netzausbaukosten für Windenergie zu 0,2 ct pro eingespeiste kWh. Allein ein Speicher mit einem Gesamtwirkungsgrad von 80% würde bei einem angenommenen Preis von zukünftig 6 ct/kWh für Windstrom zu einer Verteuerung von mindestens 1,5 ct/kWh führen - ohne Berücksichtigung der Kapitalkosten. Speicher machen daher ausschließlich für die Lieferung von teurer kurzfristiger Regelenergie Sinn. Dafür stehen heute ausreichend Speicherkraftwerke zur Verfügung (siehe Antwort zu Frage 42).

46. Wie bewerten Sie die Aussage, dass die Erneuerbaren Energien gemeinsam mit der Wasserstofftechnologie die Chance bieten, den Verkehrssektor in ein klimapolitisches Gesamtkonzept einzubinden?