

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

Ausschussdrucksache 15(15)227*

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 von Dr. Knud Rehfeldt, Varel

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

Antworten von Dr. Knud Rehfeldt, Varel

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:

Im Gesetzesentwurf zur Neuregelung des Rechts erneuerbarer Energien im Strombereich vom 17.12.2003 ist vorgesehen, lediglich WEA nach diesem Gesetz zu vergüten, die an Standorten errichtet werden, an denen der Jahresenergieertrag größer ist als 65 % des entsprechenden Referenzertrags der WEA. Ziel dieser Regelung ist eine Begrenzung des Ausbaus der Windenergienutzung an wind-schwachen Standorten.

Entsprechend einer Umfrage bei Projektentwicklungsunternehmen für Windenergieprojekte [Deutsche WindGuard] wird die Standortqualität der bis 2006 geplanten Projekte zwischen 2004 und 2006 abnehmen (siehe nachfolgende Abb.). Für Windenergieprojekte, deren Errichtung in 2004 geplant ist, wird die durchschnittliche Standortqualität eine mittlere Windgeschwindigkeit von ca. 5,1 m/s in 30 m über Grund aufweisen. Die durchschnittliche Standortqualität für Windenergieprojekte, deren Realisierung 2006 geplant ist, wird nur noch eine mittlere Windgeschwindigkeit von 4,82 m/s in 30 m über Grund aufweisen.

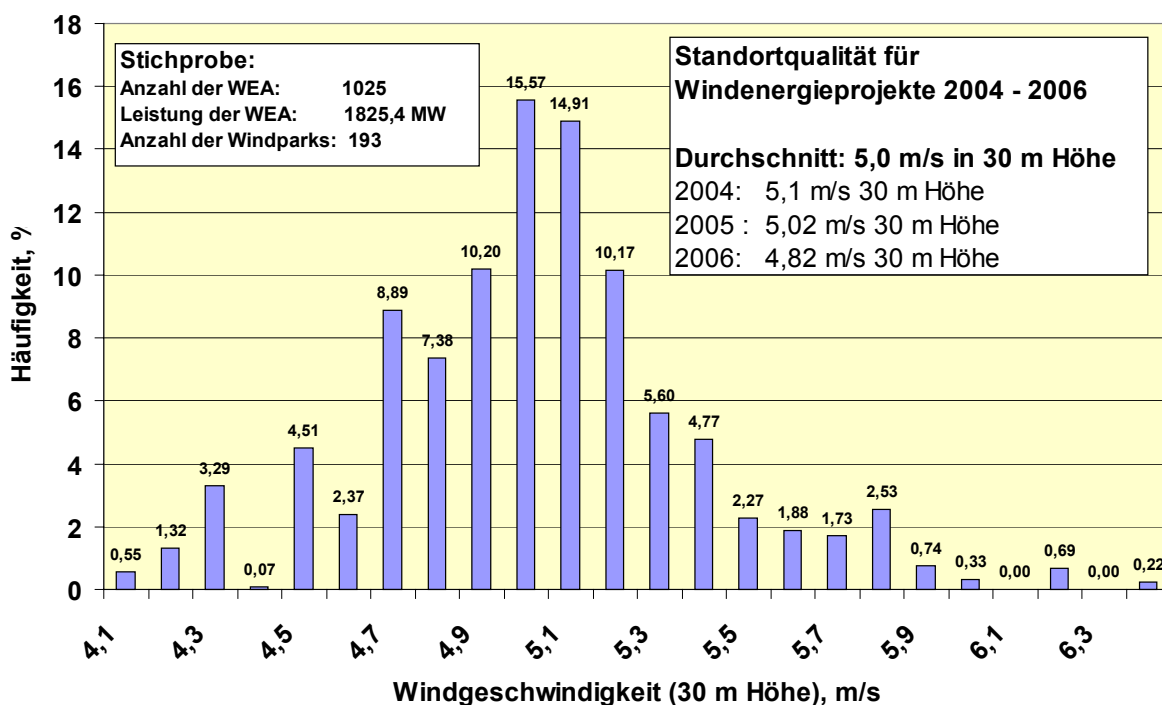


Abb. 1: Entwicklung der Standortqualität der zukünftigen Windenergieprojekte bis 2006 [Deutsche WindGuard]

Hinsichtlich der Frage welchen Einfluss die „neue“ 65 %-Regelung auf zukünftig geplante Windenergieprojekte hat, ist in der folgenden Abb. der Anteil der bis 2006 geplanten WEA-Leistung aufgetragen, die an Standorten geplant ist, deren prognostizierter Ertrag entsprechend dem Entwurf des „Gesetz zur Neuregelung des Rechts Erneuerbarer Energien im Strombereich“ vom 17.12.2003 unterhalb 65 % des Referenzertrags liegt. Entsprechend dieser Berechnungsgrundlage zur Standortbewertung werden ca. 17 % der nach [Deutsche WindGuard] bis 2006 geplanten WEA-Leistung unterhalb 65 % des Referenzertrags liegen.

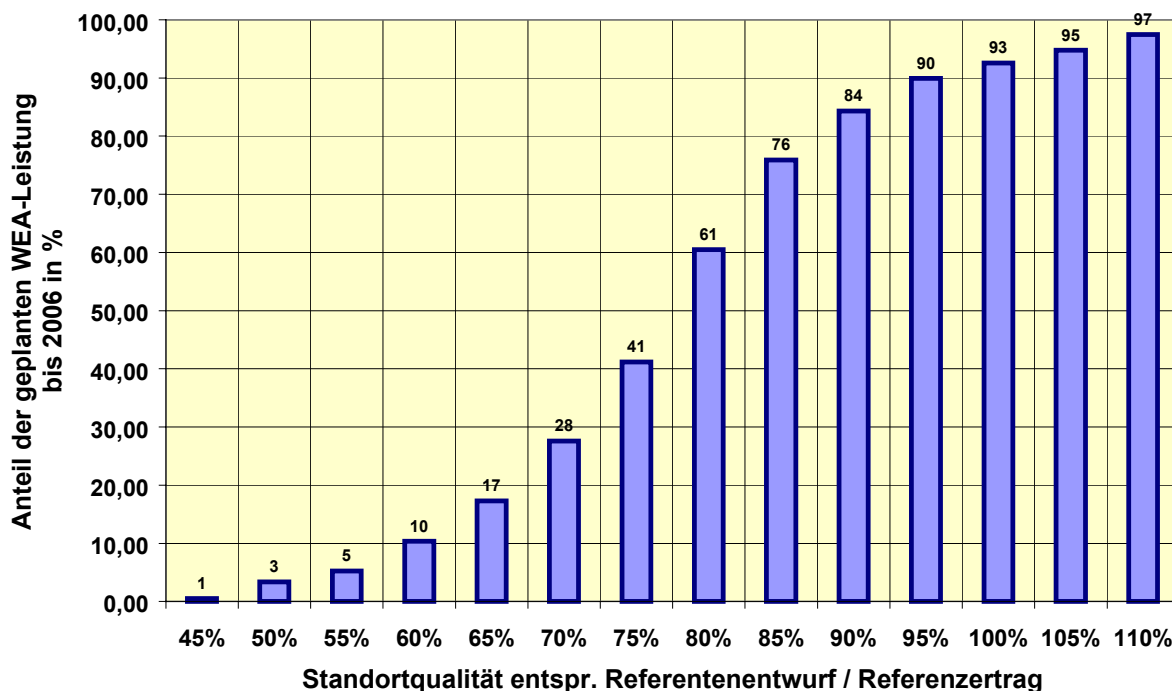


Abb. 2: Anteil der bis 2006 geplanten WEA-Leistung, dessen Standortbewertung entsprechend dem Referentenentwurf zum EEG vom 8.12.2003 unter den angegebenen Prozentwerten liegen.

Vor dem Hintergrund rückläufiger Aufstellungszahlen in den nächsten Jahren (siehe nachfolgende Abb.) ist ein zusätzlicher Einbruch von 17 % der bis 2006 geplanten WEA-Leistung eine für die Windenergie-Industrie nur sehr schwer zu verkraftende Entwicklung.

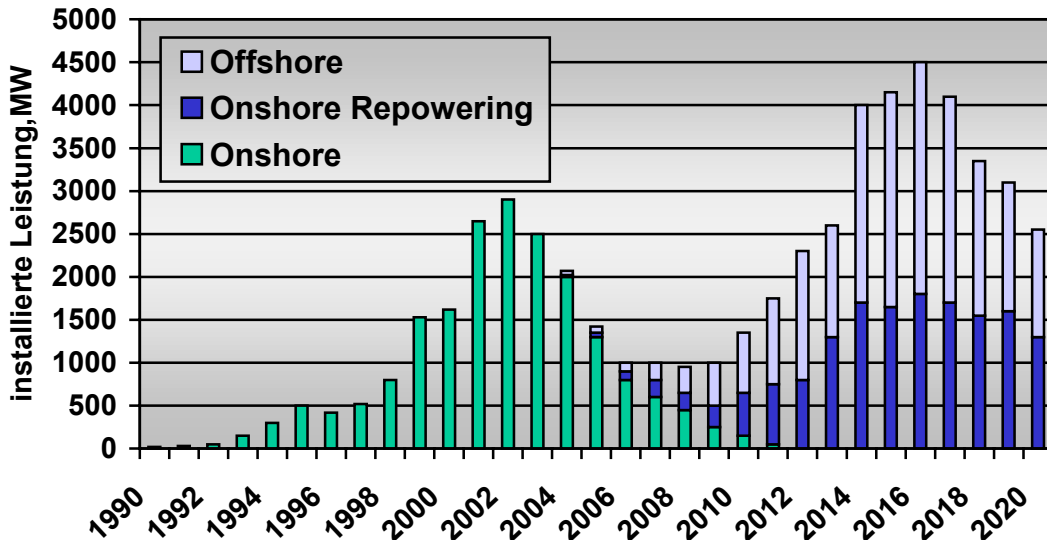


Abb. 3: Prognose der Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland aus dem Jahr 2002 [DEWI]. Der für 2003 prognostizierte Wert von 2500 MW installierter Leistung liegt etwas oberhalb des tatsächlichen Ergebnis dieses Jahres.

Bei der in Abb. 3 dargestellten Prognose ist der zusätzliche Einbruch aufgrund der 65 %-Regelung noch nicht berücksichtigt. Die Prognose stammt aus dem Jahr 2002 als der Entwurf zur Novellierung des EEG noch nicht existierte. In Abb. 4 ist an der Entwicklung der installierten Leistung in Deutschland allerdings zu erkennen, dass der für das Jahr 2003 prognostizierte Markteinbruch tatsächlich stattgefunden hat. Ein weiteres Einbrechen der jährlichen Installationszahlen ist aufgrund des geringeren Flächenangebots für die Windenergienutzung auch in den nächsten Jahren zu erwarten.

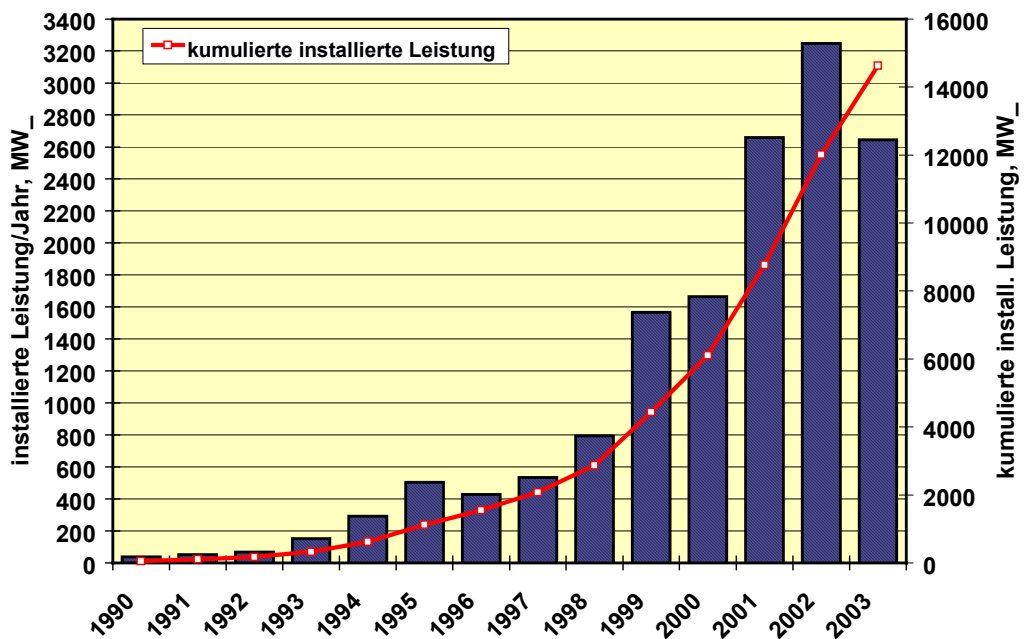


Abb. 4 Entwicklung der installierten Leistung von WEA in Deutschland [BWE]

Abb. 5 zeigt eine Karte mit blau gekennzeichneten Gebieten, deren Standortqualität entsprechend der Regelung des abgestimmten Referentenentwurfs vom 18.12.2003 unterhalb 65 % des Referenzertrags liegt. Zwar liegt bezogen auf ganz Deutschland der Anteil der geplanten Windenergieleistung an Standorten unterhalb von 65% des Referenzertrags bei ca. 17 %, aus der Abb. 1.5 wird allerdings deutlich, dass der Anteil regional sehr unterschiedlich verteilt ist. Südlich der Mainlinie sowie in großen Teilen Thüringens und Sachsen wird ein wesentlich größerer Anteil der geplanten Windleistung unterhalb dieser Grenze fallen als im nördlichen Deutschland.

Windgeschwindigkeit in der Bundesrepublik Deutschland

Jahresmittel in 50 m über Grund, Zeitraum: 1981 – 1990

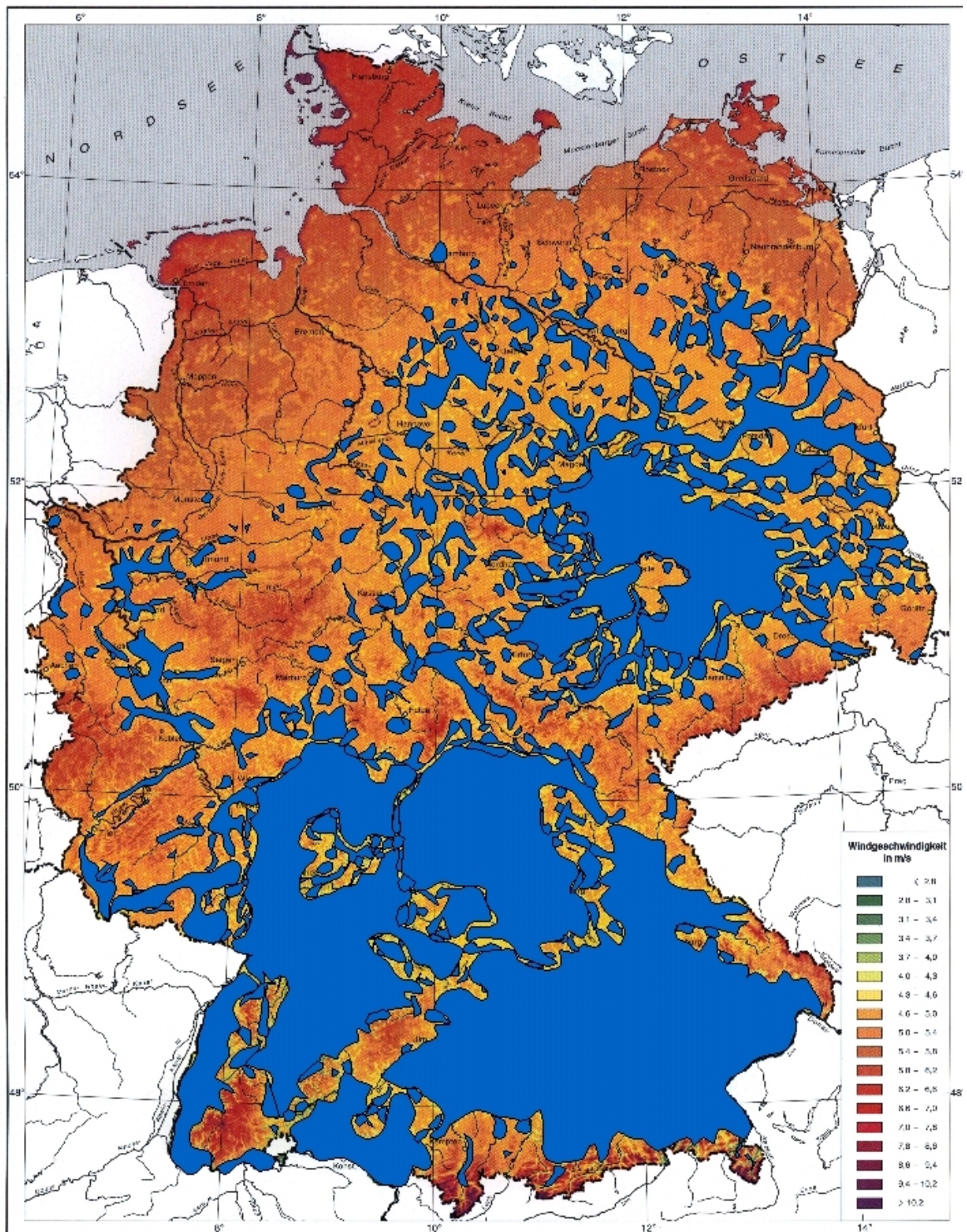


Abb. 5: Die blau gekennzeichneten Gebiete weisen entsprechend der Standortbewertung des abgestimmten Referentenentwurfs zum EEG vom 17.12.2003 Standortqualitäten unterhalb 65 % des Referenzentwurfs auf [Deutsche WindGuard].

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

Antwort:

Durch die Einführung der 65 %-Regelung werden Standorte von der zukünftigen Windenergienutzung ausgeschlossen, unabhängig von der Entwicklung der Anlageneffizienz. Die Entwicklung auch effizientester WEA wird bei Einführung dieser Regelung nicht bewirken, dass diese Flächen wieder der Windenergienutzung zur Verfügung stehen werden.

3. Welcher Zusammenhang besteht zwischen Jahresvollaststunden und Regelennergieaufwand?

Antwort:

Regelennergieaufwand wird notwendig sein, um schwankende Einspeiseleistung im elektrischen Netz zu kompensieren, wenn dieses nicht mehr durch eine Regelung der Verbraucher erfolgen kann. Jahresvollaststunden charakterisieren den Ausnutzungsgrad von Windenergieanlagen. Durch höhere Jahresvollaststunden kann der Regelennergiebedarf verringert werden.

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

Antwort:

Die Offshore-Windenergienutzung in Deutschland ist gekennzeichnet durch Planungen in großer Küstenentfernung und großer Wassertiefe. Der Grund hierfür liegt in den aus naturschutzfachlicher Sicht sehr sensiblen Küstenbereichen. Zusätzlich gibt es hinsichtlich der Akzeptanz und der Interessen der Tourismuswirtschaft das Anliegen, möglichst wenig Offshore-Windenergieparks im Sichtbarkeitsbereich der vorgelagerten Inseln zu errichten.

Die Differenzierung der Vergütung von Offshore-Windparks nach Wassertiefe und Küstenentfernung lässt die Entwicklung von Offshore-Windparks in großer Küstenentfernung und größerer Wassertiefe zu, um die politischen Zielvorstellungen zur Windenergienutzung auf dem Meer zu erfüllen. Das Eintreten einer Degression ab 2008 ist ein weiteres wichtiges Signal, da bis heute noch keine Offshore-Windenergieablage in Deutschland errichtet ist und somit auch noch keine Kostendegression aufgrund technologischer Entwicklung oder Serienfertigung eintreten kann. Die Differenzierung der Vergütung und die Verschiebung der Degression auf 2008 sind daher ein Instrument die Offshore-Windenergienutzung in Deutschland zu initiieren.

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

Antwort:

Handlungsbedarf hinsichtlich planungs- und genehmigungsrechtlicher Abläufe bei der Offshore-Windenergienutzung gibt es vor allem im Bereich der Stromableitung. Dies bezieht sich sowohl auf die Genehmigung von Kabeltrassen im Bereich der 12 sm Zone als auch hinsichtlich der Planung und Verstärkung der Netzanchlusskapazitäten.

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

Antwort:

Keine Antwort

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:

Durch das Einsetzen der Degression jeweils zum 1. Juli eines Jahres würde zur Folge haben, dass die Errichtung von WEA sich gleichmäßiger über das Jahr verteilen würde, was für die Windenergieindustrie ein wesentlicher Vorteil wäre. Zur Zeit führen sowohl die steuerlichen Vorteile einer Investition als auch die Degression der Vergütung zu einem verstärktem Aufbau von WEA im 4. Quartal eines jeden Jahres.

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:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine 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:

Keine 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:

Keine 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:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine 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:

Keine 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:

Keine 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:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine 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:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine 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:

Keine 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:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine 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:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine 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:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine 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:

Keine Antwort

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?

Antwort:

Keine 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:

Keine Antwort

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:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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 Regelenenergiemarkt? Welche Kosten werden dadurch zusätzlich neu in das EEG aufgenommen und wälzbar?

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine 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:

Teil Windenergie:

Das Vergütungssystem im Bereich der Windenergienutzung an Land sieht im Gegensatz zur bestehenden Regelung eine Reduzierung der Vergütung vor. Hierbei ist sowohl eine Reduzierung des erhöhten Vergütungssatzes als des abgesenkten Vergütungssatzes vorgesehen. Insbesondere erfolgt eine starke Absenkung der Vergütung an windhöffigen Standorten. Des Weiteren ist die Vergütungsdegression von 1,5 % pro Jahr auf 2,0 % pro Jahr angehoben worden, womit ein noch stärkerer Kostendruck auf die Windenergienutzung wirkt, der allein durch eine Kostendegression der WEA abgedeckt werden muss. Es ist davon auszugehen, dass bei den Investitionsnebenkosten, die ca. 30 % der Gesamtinvestition ausmachen, keine Kostensenkungspotenziale möglich sind, da Fundamentbau, Straßenbau und Netzanbindung konventionelle Techniken sind, bei denen eher mit Preissteigerungen zu rechnen sind. Weiterhin muss zusätzlich die Preissteigerung aufgrund der Inflation durch die Kostendegression der WEA-Technik kompensiert werden. Um die reale Vergütungsreduktion einschließlich Inflation zu kompensieren, muss eine Kostenreduktion bei der Windanlagentechnik bei lediglich 1,5 % Inflation von real ca. 5,0 % erreicht werden. Diese Kostendegression wird auf Dauer nicht erreichbar sein.

Im Bereich der Windenergienutzung auf dem Meer ist eine Verlängerung des erhöhten Fördersatzes von 9 auf 12 Jahre vorgesehen. Weiterhin wird die Förderdauer nach Wassertiefe und Küstenentfernung variiert. Dieser Ansatz wird dazu dienen, die Windenergienutzung auf dem Meer einzuleiten, da bis heute noch keine Offshore-WEA in Deutschland errichtet ist. Ab 2008 ist dann eine Kostendegression vorgesehen.

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:

Keine 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:

Siehe Antwort CDU/CSU 1

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:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine 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?

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Im Bereich der Windenergienutzung wird bis 2010 ein weiterer Zubau von 6400 MW erwartet, so dass bis 2010 ca. 20.000 MW installierter Leistung aus Windenergieanlagen errichtet sein wird. Der Anteil von Strom aus Windenergie am Netto-Stromverbrauch wird daher im Jahr 2010 bei ca. 7,5 % liegen.

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

Antwort:

Das Stromeinspeisungsgesetz, das im Jahr 2000 durch das EEG-Vergütungssystem abgelöst wurde, zusammen mit der Privilegierung von Windenergieanlagen im Außenbereich nach §35 BauGB haben sehr erfolgreich dazu beigetragen, dass der Anteil Erneuerbarer Energien in Deutschland deutlich angestiegen ist. Ein Systemwechsel zur jetzigen Zeit würde zu einem deutlichen Einbruch dieser Entwicklung führen, so dass das Verdoppelungsziel bis zum Jahr 2010 stark gefährdet wäre. Auch in anderen Ländern Europas, darunter Frankreich, hat man ein Erneuerbares Energien Gesetz nach deutschem Vorbild geschaffen. Ein Systemwechsel zur jetzigen Zeit würde daher nicht nur in Deutschland sondern in ganz Europa starke Irritationen verursachen.

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:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

15. Wie wird diese „Arbeitsplatzsubvention“ beurteilt?

Antwort:

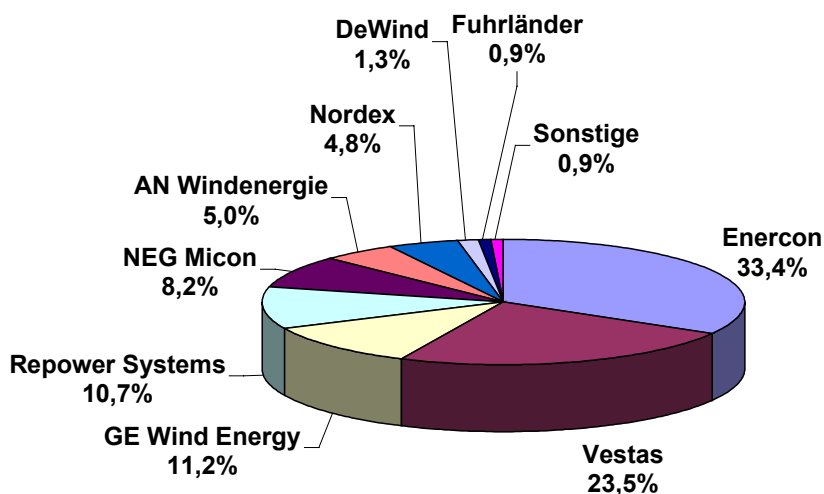
Keine Antwort

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?

Antwort:

Teil Windenergie:

Aufgrund der Internationalisierung der Windenergiebranche wird es zunehmend schwieriger von rein deutschen Unternehmen zu sprechen. Definiert man deutsche Unternehmen als Unternehmen, die ihren Hauptsitz in Deutschland haben, so gehören die Firmen Enercon, Nordex, AN Windenergie, Repower Systems und Fuhrländer zu rein deutschen Unternehmen. Diese Gruppe hält einen Anteil am deutschen Markt von 54,8 % bezogen auf das Jahr 2003. Viele der weiteren in der folgenden Abb. genannten Anbieter verfügen jedoch über Produktionsstätten und ggf. auch über Entwicklungsabteilungen in Deutschland, die über diese Produktionsstätten den deutschen Markt bedienen. Hierzu gehören die Unternehmen Vestas, GE Wind Energy und die DeWind GmbH, die zusammen einen Anteil am deutschen Markt von 36,0 % bezogen auf das Jahr 2003 besitzen. Beide Gruppen zusammen haben einen Marktanteil von 90,8 % im Jahr 2003. Somit handelt es sich bei knapp 10 % des Marktanteil um reine Importe.



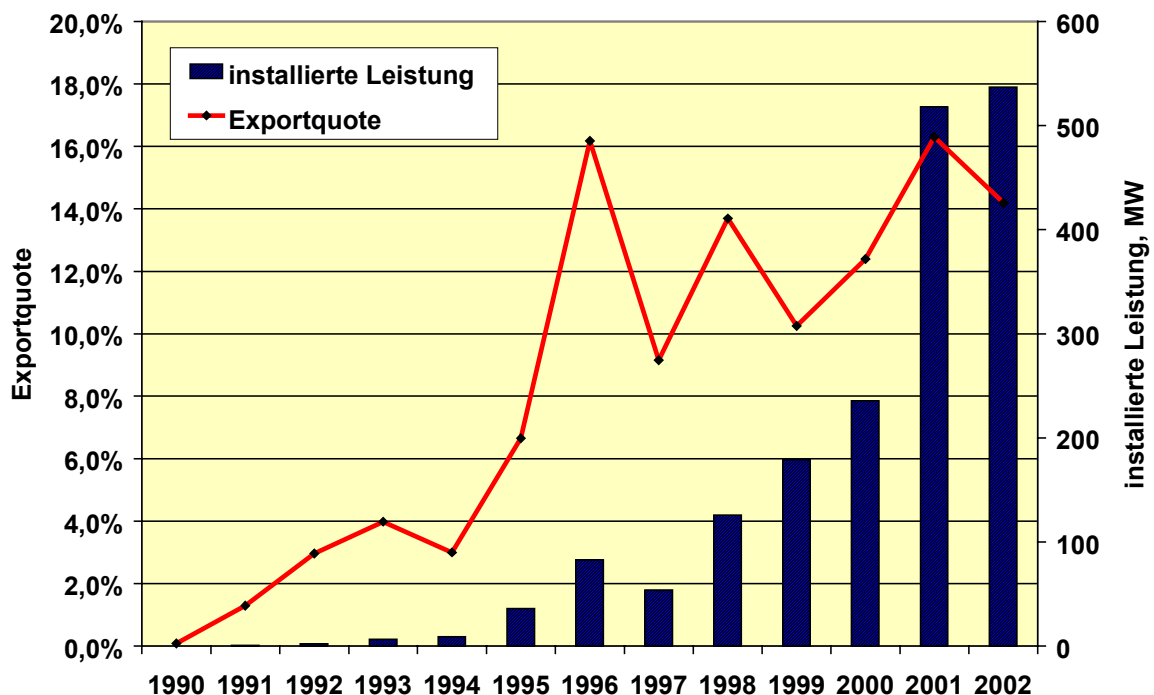
Anteile verschiedener Hersteller von WEA am deutschen Markt im Jahr 2003 [BWE]

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

Antwort:

Teil Windenergie:

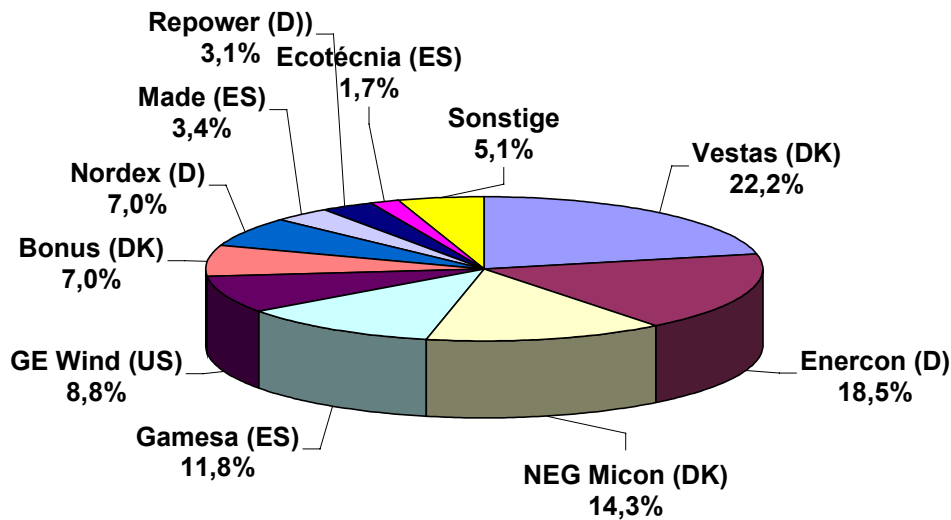
Neben dem deutschen Markt für WEA ist insbesondere der Exportmarkt für die deutsche Windenergie-Industrie von entscheidender Bedeutung. Vor dem Hintergrund zukünftig rückläufiger Aufstellungszahlen in Deutschland ist der Export von WEA ins europäische Ausland aber auch außerhalb Europas für den Erhalt der deutschen Windenergie-Industrie zwingend notwendig. In der folgenden Abb. ist die Entwicklung der von Deutschland ins Ausland verkauften Leistung aus WEA zwischen 1990 und 2001 aufgetragen. Im Gegensatz zu den Installationszahlen in Deutschland, liegen die Installationszahlen aus deutscher Produktion im Ausland noch auf einem geringen Niveau. Deutlich zu erkennen ist allerdings der kontinuierliche Zuwachs der jährlichen Exportzahlen. Insbesondere 2001 gab es eine Steigerung gegenüber dem Vorjahr von über 100 % auf 517 MW. Im Jahr 2002 konnte eine kleinere weitere Steigerung der im Ausland verkauften WEA verzeichnet werden. Mit 537 MW ergab sich eine Steigerung gegenüber dem Vorjahr von 3,9 %. Die Exportquote lag 2002 allerdings noch bei nur 14,2 %, da die Installationszahlen in Deutschland in diesem Jahr sehr hoch ausgefallen sind.



Entwicklung der absoluten und relativen Exportzahlen seit 1990

Auf dem Weltmarkt ist die Präsenz deutscher Hersteller von WEA deutlich geringer als auf dem Heimatmarkt. Entsprechend einer jährlich erscheinenden Publikation des dänischen Consultingunternehmens BTM Consult liegt die Firma Enercon im Jahr 2002 mit 18,5 % Marktanteil auf dem zweiten Platz hinter dem Weltmarktführer Vestas A/S. Auf Platz drei liegt das dänische Unternehmen NEG-Micon A/S, gefolgt von dem spanischen Hersteller Gamesa. Der fünfte Platz wird vom US-amerikanischen Unternehmen GE Wind Energy besetzt. Die deutsche Nordex AG liegt mit 7,0 % Marktanteil auf Platz 7, gefolgt vom spanischen Hersteller Made, der im Jahr 2003 von der spanischen Gamesa gekauft wurde. Als weiteres deutsches Unterneh-

men liegt die Repower Systems AG mit 3,1 % Marktanteil noch unter den weltweit führenden 10 WEA-Herstellern. Somit liegt der Marktanteil rein deutscher Hersteller auf dem Weltmarkt im Jahr 2002 bei lediglich 28,6 %.



Anteile verschiedener Hersteller von WEA am Weltmarkt im Jahr 2002 [BTM-Consult]

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:
Keine Antwort

19. Welche CO₂-Vermeidungskosten entstehen bei der Förderung der netzgekoppelten Stromerzeugung aus den einzelnen erneuerbaren Energien in Deutschland?

Antwort:
Keine Antwort

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

Antwort:
Keine Antwort

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:
Keine Antwort

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

Antwort:

Durch die Ausweisung von Vorranggebieten zur Windenergienutzung werden in Deutschland fast ausschließlich Windparks gebaut, deren baurechtliche Genehmigung nach dem BImSchG erfolgt. Im Rahmen dieser baurechtlichen Genehmigung werden sowohl naturschutzfachliche Belange als auch die Emissionen von Windparks sehr genau untersucht und abgeprüft. Windparks werden daher heute nicht in aus naturschutzfachlicher Sicht sensiblen Bereichen errichtet und weisen auch genügend große Abstände zur Wohnbebauung auf. Natürlich haben WEA jedoch Auswirkungen auf das Landschaftsbild.

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

Antwort:

Siehe CDU/CSU Frage 1

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

Antwort:

Im europäischen Vergleich ist das EEG-Fördersystem im Bereich der Windenergienutzung zusammen mit der Privilegierung von Windenergieanlagen im Außenbereich nach §35 BauGB hinsichtlich der Entwicklung der Windenergienutzung in Deutschland und der Einführung einer herstellenden Industrie das sicherlich effizienteste System.

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

Antwort:

Durch die im Gesetzentwurf vorgesehene Absenkung des erhöhten und des abgesenkten Vergütungssatzes erfolgt mit dem Ziel, eine Überförderung zu vermeiden. Die Entwicklung immer effizienterer Anlagentechnik hat diese Korrektur in der Vergütungshöhe insbesondere an windhöffigen Standorten notwendig gemacht. Zusätzlich ist im Gesetzentwurf eine Vergütungsdegression von 2,0 % pro Jahr vorgesehen, die unter Berücksichtigung der Inflation real heute ca. 3,0 bis 3,5 % entsprechen. Diese Kostendegression kann nur durch die WEA-Anlagentechnik erfolgen, da Kosten für Infrastruktur und Netzanschluss eher Kosten steigernd wirken. Da die WEA-Anlagentechnik nur ca. 70 % der Gesamtinvestition ausmacht, wird bei gleichbleibenden Preisen der Infrastruktur eine Kostendegression der Anlagentechnik von real ca. 5,0 % pro Jahr gefordert, um die Anforderungen entsprechend dem Gesetzesentwurf zu erfüllen. Somit existiert auch in Zukunft ein weiterer starker Kostendruck auf die Windenergienutzung, der auf Dauer durch die Anlagentechnik nicht erfüllt werden kann. Eine Überförderung kann somit ausgeschlossen werden.

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

Antwort:

Siehe SPD-Frage 1

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

Antwort:

Siehe SPD-Frage 1

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

Antwort:

Siehe SPD-Frage 1

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

Antwort:

Beim Repowering, dem Ersatz alter WEA durch neue Technologie muss zwischen Anlagen unterschieden werden, die in Vorranggebieten für die Windenergienutzung errichtet sind und jenen, die bereits vor der Privilegierung von WEA im Außenbereich entsprechend § 35 BauGB in Betrieb genommen wurden. Während Anlagen in bestehenden Vorranggebieten grundsätzlich erneuert bzw. ersetzt werden können, muss damit gerechnet werden, dass Anlagen, die außerhalb dieser Gebiete stehen, keine neue Baugenehmigung erhalten werden.

Der Ersatz alter Anlagen, die in Vorranggebieten für die Windenergienutzung stehen, durch neue Technologie führt in der Regel zu einer Leistungssteigerung einzelner Anlagen und somit zu anderen Abständen zwischen den Anlagen. Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass das Repowering aus betriebswirtschaftlichen Gründen erst bei Anlagen mit einer Betriebszeit von mehr als 10 bis 12 Jahren erfolgen kann. Für die hier betrachteten Anlagen, die erst nach 1996 in Betrieb genommen wurden, ist somit erst ein Repowering nach 2006 bzw. 2008 zu erwarten. Vorher werden es nur vereinzelte Projekte geben, die durch neue Anlagen ersetzt werden. Bis 2008 sind somit im Repowering nur einige 100 MW zu erwarten. Der eigentliche Ersatz von alter Anlagentechnik wird erst im nächsten Jahrzehnt in größerem Umfang erfolgen (siehe Abb. 3 SPD-Frage 1).

Für WEA die nicht in Vorranggebieten betrieben werden, es handelt sich hierbei meistens um Anlagen die vor dem Inkrafttreten des §35 BauGB errichtet wurden, ist im Gesetzentwurf vom 17.12.2003 ein besonderer Anreiz für den Ersatz vorgesehen. WEA, die vor dem 31.12.1995 in Betrieb gegangen sind und deren Leistung um das Dreifache im gleichen Landkreis ersetzt wird, erhalten demnach eine Verlängerung der Laufzeit der erhöhten Vergütung. Im wesentlichen wird diese Regelung in Küstenkreisen anwendbar sein, da nur hier eine Vielzahl von Anlagen vor 1996 errichtet worden sind. Darüber hinaus sind in den Küstenregionen die ausgewiesenen Vorranggebiete in der Regel bereits mit WEA bebaut. Diese zusätzliche Förderung kann daher nur als Anreiz verstanden werden, da zum Abbau alter Anlagen neue Vorranggebiete im gleichen Landkreis für das Repowering in den entsprechenden Flächennutzungsplänen ausgewiesen werden müssten, da an den alten Standorten nicht mit einer neuen Baugenehmigung gerechnet werden kann und bestehende Vorranggebiete nicht mehr zur Verfügung stehen. Dies bedeutet, dass die Gemeinden und Kreise aufgefordert sind, konstruktiv neue Flächen für das Repowering zu suchen, um kleine, alte WEA an Einzelstandorten abzubauen zu können und somit einen Umbau der Windparklandschaft zu erreichen. Bis 1996 wurden WEA mit einer installierten Leistung von ca. 1.200 MW in Deutschland errichtet, bei denen es sich vorwiegend um Einzelanlagen handelt,

deren Ersatz unter die oben genannte Regelung fällt. In wieweit dieses Repoweringpotenzial mittels der in dem Gesetzesentwurf gewählten Regelung in Zukunft nutzbar sein wird, hängt insbesondere von den diesbezüglichen Aktivitäten der betroffenen Landkreise ab.

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

Antwort:

Die politischen Zielvorstellungen bis 2010 2.000 bis 3.000 MW an Leistung aus WEA auf dem Meer zu errichten, ist mit den Änderungen bei der Vergütung für die Offshore-Windenergienutzung erreichbar. Hierbei handelt es sich allerdings um Windparkplanungen, die fast ausschließlich in der Ausschließlichen Wirtschaftszone (AWZ) erfolgen. Im Küstenmeer (12sm-Zone) sind die Widerstände hinsichtlich einer Offshore-Windenergienutzung z.Z. sehr groß, so dass der Beitrag dieser Planungen am Ziel, 2000 bis 3000 MW an Leistung bis 2010 im Meer zu errichten, sehr klein sein dürfte.

Das weitere politische Ziel, 25.000 MW bis 2025 bzw. 2030 auf dem Meer zu errichten, ist ebenfalls ein realistisches Ziel. Grundlage für den weiteren Ausbau der Offshore-Windenergienutzung werden die Erfahrungen mit den sogenannten Pilotphasen sein, die bis 2010 realisiert werden sollen. Weiterhin sind bereits heute Planungen hinsichtlich der Netzanbindung und Netzintegration dieser geplanten Windleistung notwendig, da die Planungszeiten im Bereich elektrischer Netze sehr lang sind.

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

Antwort:

Rechtliche, ökologische und schiffahrtstechnische Probleme werden im Rahmen des Genehmigungsverfahrens des Bundesamt für Seeschifffahrt und Hydrographie in Hamburg (BSH) untersucht und bewertet (für Offshore-Windparks in der AWZ). Den technologischen Herausforderungen der Offshore-Windenergienutzung stellen sich z.Z. die Hersteller von WEA, in dem große WEA der 5 MW-Klasse für diese Nutzung entwickelt werden. Gleiches gilt für die Entwicklung geeigneter Netzanbindungstechnologien. Vor dem Hintergrund der politischen Zielvorstellungen werden somit seitens der Hersteller von WEA sowie deren Zulieferer große Investitionen getätigt, um die technologischen Herausforderungen der Offshore-Windenergienutzung zu lösen.

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

Antwort:

Die Umstellung des jetzigen Systems auf ein Ausschreibungsverfahren würde ein Angriff auf die Planungssicherheit der z.Z. in Planung und kurz vor der Genehmigung stehenden Offshore-Windparks bedeuten. Bis heute sind von unterschiedlichsten mittelständischen Unternehmen sehr große Investitionen in die Planung von Offshore-Windenergieparks geflossen, so dass eine Umstellung auf ein Ausschreibungsverfahren große negative Auswirkungen auf die Realisierung dieser Projekte haben wird. Um die Initiierung erster Offshore-Windparks in Deutschland nicht zu gefährden, darf eine Umstellung auf ein Ausschreibungsmodell frühes-

tens bei der Realisierung der Leistungsphasen nach 2010 erfolgen und auch dann muss ein entsprechendes Ausschreibungsmodell sehr genau im Vorfeld analysiert werden, um nicht negative Erfahrungen, wie sie beispielsweise in Großbritannien gemacht wurden, in Deutschland wiederholt werden.

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

Antwort:

Keine 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:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine 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:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine 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:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine 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:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Für en Ausbau der Offshore-Windenergienutzung ab 2010 ist mit einem weiteren Ausbau von Freileitungen zu rechnen, um das politische Ziel 25.000 MW an Leistung aus Windenergie in das Verbundnetz zu integrieren. Genauere Untersuchungen werden durch eine Studie der Dena erwartet.

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

Antwort:

Keine Antwort

66. In welchen Zeiträumen kann dieses Potenzial erschlossen werden?

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine 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?

Antwort:

Eine Verlängerung des Zeitraumes zur Erstellung des EEG-Erfahrungsberichtes erscheint hinsichtlich der Planungssicherheit von Projekten im Erneuerbaren-Energiensektor sinnvoll. Im Bereich der Windenergienutzung hat sich die technische Entwicklung deutlich verlangsamt, womit die notwendige Anpassung des EEG an die jeweilige Situation ebenfalls in größeren Zeiträumen erfolgen kann.

Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

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

Antwort:

Im Bereich der Windenergienutzung wird bis 2010 ein weiterer Zubau von 6400 MW erwartet, so dass bis 2010 ca. 20.000 MW installierter Leistung aus Windenergieanlagen errichtet sein wird. Der Anteil von Strom aus Windenergie am Netto-Stromverbrauch wird daher im Jahr 2010 bei ca. 7,5 % liegen.

Unter der Annahme einer Realisierung der politischen Zielvorstellungen zur Offshore-Windenergienutzung, die unter geeigneten Rahmenbedingungen realisierbar ist, werden bis 2020 zusätzlich ca. 18.000 MW an Leistung aus Offshore-WEA hinzukommen [DEWI], so dass der Anteil aus Strom aus Windenergie am Netto-Stromverbrauch allein bei ca. 17 % liegen würde.

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

4. Wie sind die finanziellen Auswirkungen dieser Ausbauziele?

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Nein. In Frankreich und England sowie Ländern wie Dänemark, Spanien, Italien usw. sind im Bereich der Windenergienutzung entsprechende Instrumente eingesetzt, um die Klimaschutzziele zu erfüllen.

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Nach einer Prognose des DEWI wird es in den nächsten Jahren bis etwa 2010 einen sehr starken Einbruch bei den Aufstellungszahlen in Deutschland geben (siehe auch SPD-Frage 1).

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:

Siehe SPD-Frage 1

Das Vergütungssystem im Bereich der Windenergienutzung an Land sieht im Gegensatz zur bestehenden Regelung eine Reduzierung der Vergütung vor. Hierbei ist sowohl eine Reduzierung des erhöhten Vergütungssatzes als des abgesenkten Vergütungssatzes vorgesehen. Insbesondere erfolgt eine starke Absenkung der Vergütung an windhöffigen Standorten. Des Weiteren ist die Vergütungsdegression von 1,5 % pro Jahr auf 2,0 % pro Jahr angehoben worden, womit ein noch stärkerer Kostendruck auf die Windenergienutzung wirkt, der allein durch eine Kostendegression der WEA abgedeckt werden muss. Es ist davon auszugehen, dass bei den Investitionsnebenkosten, die ca. 30 % der Gesamtinvestition ausmachen, keine Kostensenkungspotenziale möglich sind, da Fundamentbau, Straßenbau und Netzanbindung konventionelle Techniken sind, bei denen eher mit Preissteigerungen zu rechnen sind. Weiterhin muss zusätzlich die Preissteigerung aufgrund der Inflation durch die Kostendegression der WEA-Technik kompensiert werden. Um die reale Vergütungsreduktion einschließlich Inflation zu kompensieren, muss eine Kostenreduktion bei der Windanlagentechnik bei lediglich 1,5 % Inflation von ca. 5,0 % erreicht werden. Diese Kostendegression wird auf Dauer nicht erreichbar sein.

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:

Siehe SPD-Frage 1

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

Antwort:

Im Bereich der Windenergienutzung auf dem Meer ist eine Verlängerung des erhöhten Fördersatzes von 9 auf 12 Jahre vorgesehen. Weiterhin wird die Förderdauer nach Wassertiefe und Küstenentfernung variiert. Dieser Ansatz wird dazu dienen, die Windenergienutzung auf dem Meer einzuleiten, da bis heute noch keine Offshore-WEA in Deutschland errichtet ist. Ab 2008 ist dann eine Kostendegression vorgesehen.

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

Antwort:

Aufgrund der aus naturschutzfachlicher Sicht sehr sensiblen Küstenbereiche wurden seitens der unterschiedlichen Planungsunternehmen Offshore-Planungen in großer Küstenentfernung und größerer Wassertiefe vorgenommen. Die Genehmigungen vieler dieser Windparks stehen nahe bevor bzw. sind gerade vergeben (z.B. Offshore-Windparks der Plambeck AG und der Energiekontor AG vor der ostfriesischen Küste im Bereich der AWZ ca. 50 km vor den ostfriesischen Inseln). Um eine Realisierung zu erreichen, ist es unbedingt erforderlich eine entsprechende Regelung heute einzuführen.

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:

Durch einen generelle Ausschluss von Natura 2000-Gebieten für die Offshore-Windenergienutzung wird es noch schwieriger werden küstennahe Offshore-Windparks in Deutschland zu realisieren

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

Antwort:

Siehe CDU-Frage 29

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:

Siehe SPD-Frage 7

zu III. Bioenergien

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

Antwort:

Keine 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:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine 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:

Keine 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:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine 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:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine 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:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine 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:

Keine 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:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine 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:

Für den Bereich der Windenergienutzung halten wir die vorgesehenen Maßnahmen für richtig.

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:

Grundsätzlich nein.

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:

Sicherlich nicht, da den unterschiedlichen Erneuerbaren Energieträger ganz unterschiedliche Randbedingungen zu Grunde liegen.

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

Antwort:

Die vorgesehenen Vergütungen richten sich eben nach den unterschiedlichen Randbedingungen der verschiedenen Energieträgern.

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:

Hieraus ergibt sich die Frage, ob es rechtlich möglich und sinnvoll erscheint beispielsweise die solare Einstrahlung in Südeuropa zu nutzen und in Deutschland zu vergüten mit dem Ziel das Verdoppellungsziel zu erreichen. Diese Fragestellung kann an dieser Stelle nicht einfach beantwortet werden.

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:

Keine 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:

Für den Bereich Windenergie hat es gleiche Vergütungssätze im Rahmen des Stromeinspeisungsgesetzes zwischen 1991 und 2000 für unterschiedliche Standorte gegeben. Dieses System wurde im Jahr 2000 durch Einführung des EEG mit dem Ziel geändert eine Überförderung an guten Standorten zu beseitigen, was auch gelungen ist. Dieses System sollte man jetzt nicht wieder umkehren. Im Gegenteil Länder wie Frankreich haben ein entsprechendes Gesetz nach deutschem Vorbild 2001 verabschiedet.

9. Wie bewerten Sie die Aussage, dass die zur Förderung Erneuerbarer Energien vorgesehenen Vergütungssätze auf die mit den betreffenden Techniken am jeweiligen Standort realisierbaren CO₂-Vermeidungskosten Bezug nehmen sollten?

Antwort:

Keine Antwort

10. Wie verhalten sich die im Gesetzentwurf vorgesehenen Vergütungssätze zu den mit den betreffenden Techniken in Deutschland realisierbaren CO₂-Vermeidungskosten?

Antwort:

Keine 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:

Keine Antwort

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

Antwort:

Siehe FDP-Frage 8

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

Antwort:

Im Bereich der Windenergie erfolgt die Vergütung in Abhängigkeit des Windpotenzials am jeweiligen Standort.

14. Wie bewerten Sie diesen Sachverhalt?

Antwort:

Siehe FDP-Frage 8

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:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

19. Wenn nein, weshalb nicht?

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine 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:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Die im Bereich der Windenergienutzung vorgesehene Vergütungsdegression von 2,0 % pro Jahr und zusätzlicher Inflation führt zu einem sehr großen jährlichen realen Vergütungsdegression, die von ca. 70 % der Investition (der Kosten der WEA) erbracht werden muss, da Nebenkosten wie Fundamentbau, Wegebau und Netz-anbindung keine Kostendegressionspotenziale enthalten sondern eher kostensteigernd wirken. Bei Annahme einer durchschnittlichen Inflation von nur 1,5 % und gleichbleibenden Kosten für die Infrastruktur eines Windparks ist es daher notwendig, dass die Kosten der Anlagentechnik um real ca. 5,0 % pro Jahr sinken, um die geforderte Vergütungsdegression auszugleichen.

24. Wodurch können Anreize zur Kostenminimierung verbessert werden?

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

26. Wie können diesbezüglich negative Auswirkungen vermieden werden?

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Es ist sicherlich sinnvoll ein entsprechendes Gesetz auf europäischer Ebene einzuführen nachdem viele Mitgliedsländer vergleichbare Gesetze eingeführt haben.

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

Antwort:

Beim EEG handelt es sich um ein Gesetz mit Vorbildcharakter für weitere Länder Europas.

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

Antwort:

Keine Antwort

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?

Antwort:

Keine 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:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

?

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:

Über die jeweilige Vergütungsdegression werden die Kosten in Zukunft weiterhin deutlich sinken.

Die Planungshoheit liegt bei den Kommunen. Über das EEG wird diese Planungshoheit in keiner Weise eingeschränkt.

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:

Es besteht keine Überförderung von Windkraftanlagen an ungünstigen Standorten (vergleich Gutachten der Deutschen WindGuard zur Kostensituation der Windenergienutzung im Auftrag des BMU vom Jahr 2003).

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:

Siehe FDP-Frage 34

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Keine Antwort

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

Antwort:

Im Bereich der Windenergienutzung liegen die Perspektiven in der Entwicklung großer WEA (5 MW und größer) für die Nutzung der Windenergie auf dem Meer.

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

Antwort:

Für den Bereich der Windenergienutzung wird dieser Entwicklung und diesen Erfordernissen Rechnung getragen.

41. Wenn nein, welche Maßnahmen wären dafür erforderlich?

Antwort:

Keine 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:

Grundsätzlich ist es sehr wünschenswert Energiespeichertechniken wie Wasserstofftechnik zu entwickeln und damit das fluktuierende Energieaufkommen zu vergleichmässigen. Allerdings sind bis heute die Kosten für entsprechende Speichertechniken noch sehr hoch, so dass in diesem Bereich Forschung durchgeführt werden sollte.

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:

Siehe FDP-Frage 42

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:

Unter der Annahme drastischer Kostensenkungspotenziale im Bereich der Speichertechniken wäre diese Aussage zutreffend. Diese Kostenreduktionspotenziale stehen allerdings kurzfristig nicht zur Verfügung.

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:

Siehe FDP-Frage 44

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

Antwort:

Mittelfristig bietet diese Kombination eine Chance.