

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

Ausschussdrucksache 15(15)224*

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

Beiträge von	Seite
Rechtsanwalt Dr. Reinhard Nierer , Berlin	2
Dr. Frithjof Staiß , Stuttgart	10

LUTHER WILLMA BUCHHOLZ BAIERLEIN NIERER

RECHTSANWÄLTE · PARTNERSCHAFT

Rechtsanwälte LUTHER WILLMA BUCHHOLZ BAIERLEIN NIERER
Internationales Handelszentrum · Friedrichstraße 95 · 10117 Berlin

Deutscher Bundestag
Ausschuss für Umwelt, Naturschutz und
Reaktorsicherheit
Herrn Vorsitzenden
Dr. Ernst Ulrich von Weizsäcker, MdB
Platz der Republik 1
11011 Berlin

Bärbel Luther
Dr. Günter Willma · Notar
Dr. Wolfgang Buchholz
Gerd Baierlein
Dr. Reinhard Nierer

Friedrichstraße 95
Im Internationalen Handelszentrum
PB 106
10117 Berlin

Telefon:
Rechtsanwälte 030/ 20 96 20 00
Notariat 030/ 20 96 19 19
Telefax: 030/ 20 96 19 00

Anhörung zum Entwurf der Novelle des EEG Stellungnahme

Datum 27.02.2004
RN/lg
(bitte stets angeben)

Sehr geehrter Herr Vorsitzender,

Bezug nehmend auf Ihre Anfrage vom 30. Januar 2004 überreiche ich Ihnen meine Antworten auf die Fragen der Fraktionen des Bundestages.

I. Fragen der Fraktion der SPD

1. Zu Frage Nr. 1

Mit der Begrenzung der Mindestvergütung auf Anlagen mit einem Jahresnutzungsgrad von mindestens 65 % wird das Erreichen des gesetzgeberischen Ziels, dass Erneuerbare Energien bis Mitte des Jahrhunderts rund die Hälfte des Energieverbrauchs decken sollen, in Frage gestellt bzw. unterlaufen.

Die Bundesländer haben in den letzten Jahren mit hohem personellen und finanziellen Aufwand auf der Ebene der Landesplanung mit verschiedenen Instrumenten - insbesondere mit Regionalplänen - Eignungsgebiete für Windenergienutzung dargestellt. Diese Eignungsgebiete wurden mit umfänglicher Beteiligung von Behörden, Kommunen, Verbänden und Gutachtern gefunden und mit enormem Aufwand entwickelt und verfeinert. Damit soll allen Beteiligten ein Höchstmaß an Planungs- und Investitionssicherheit sowie ein Maximum an Akzeptanz in der Bevölkerung und Schutz vor Beeinträchtigungen geboten werden. Die planungsrechtlichen Instrumente haben sich in der Praxis bewährt und werden fortlaufend gepflegt. Die Eignungsflächen sind in der gesamten Bundesrepublik bereits nahezu vollständig flächendeckend ausgewiesen bzw.

Amtsgericht Charlottenburg PR 4
Merck Finck & Co, Privatbankiers · Filiale Berlin · BLZ 120 309 00
Konto Rechtsanwälte 502 074 74 · Konto Notariat 502 082 50
FA Berlin-Mitte / Tiergarten St.-Nr. 34/428/50756

werden in absehbarer Zeit ausgewiesen sein.

Projektentwickler haben sich daher vor allem innerhalb der Eignungsgebiete betätigt und dort mit großem Aufwand Standortplanungen betrieben. Die Standortentwicklung ist mit hohen Kosten und Risiken verbunden, da neben der Genehmigung auch der Netzanschluss gesichert werden muss.

Aus der Praxiserfahrung ergibt sich, dass Banken und Gutachter auskömmliche Sicherheitszuschläge bei der Ertragsbewertung eines Standortes vorsehen. Daher wird der 65 % - Deckel in der Praxis zu einem 75 bis 80 %- Deckel führen. Damit wären bis zu 80 % der heute planungsrechtlich definierten Binnenlandstandorte obsolet.

Die öffentlichen und privaten Investitionen in Standorte innerhalb von Eignungsgebieten werden also durch die vorgesehene Regelung in § 10 Abs. 4 (Paragraphen ohne Gesetzesangaben sind solche des Artikels 1 des Entwurfes des Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren-Energien im Strombereich, Bundestag-Drucksache 15/2327) in erheblichem Umfang entwertet. Die von den Kommunen, Landesbehörden und Betroffenen gewünschten und in umfänglichen Auswahlverfahren gefundenen Standorte für Windenergieanlagen werden durch § 10 Abs. 4 durch eine Federstrich wieder abgeschafft.

Eine Zubauwirkung wird wohl nicht eintreten, vielmehr wird es zu einer Stagnation der Anzahl der neuen Windenergieanlagen kommen, da - wie oben ausgeführt - die Mehrzahl der heute planungsrechtlich definierten Binnenlandstandorte nicht realisiert werden würden, da nach dem Entwurf der Anspruch auf Anschluss und Abnahme nicht für diese Anlagen gelten wird.

Die Ausweisung von Windenergiestandorten sollte den planungsrechtlich zuständigen Kommunen und Ländern überlassen bleiben. Insoweit sollte § 10 Abs. 4 ersatzlos gestrichen oder zumindest eine Übergangsfrist in § 21 Abs. 5 ab dem 01.01.2010 vorgesehen werden.

2. Zu Frage Nr. 6

Zum Anschluss von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien sind nach § 4 Abs. 1 die Netzbetreiber verpflichtet. Diese Verpflichtung trifft sowohl die Versorgungsnetzbetreiber, als auch die Übertragungsnetzbetreiber. Dies ergibt sich aus § 3 Abs. 7. Darin werden Netzbetreiber als „die Betreiber von Netzen aller Spannungsebenen für die allgemeine Versorgung mit Elektrizität“ definiert. Übertragungsnetzbetreiber sind nach Satz 2 ebenfalls Netzbetreiber, und zwar regelverantwortliche, die durch Hoch- und Höchstspannungsnetzen der überregionalen Übertragung zu nachgeordneten Netzen von Elektrizität dienen.

Jedoch ist weder der Versorgungs-, noch der Übertragungsnetzbetreiber, verpflichtet, vor Abschluss der Errichtung eines Offshore-Windparks die notwendigen Anschluss- und Verstärkungsmaßnahmen und -investitionen durchzuführen.

Die Verpflichtung der Netzbetreiber zum Ausbau des Netzes ist bei allen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien gleich. Offshore-Windparks haben dabei keine Sonderrolle.

Netzbetreiber sind nach § 4 Abs. 2 Satz 2 nur dann zum unverzüglichen Ausbau verpflichtet, wenn dieser wirtschaftlich zumutbar ist, und dies zusätzlich nach der Novelle auch erst nach Vorlage der Genehmigung oder eines Vorbescheides durch die zuständige Behörde. Es ist im Gesetz nicht festgelegt, dass die Netzausbaumaßnahmen des Netzbetreibers bis zum Abschluss der Errichtung einer Anlage zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien beendet sein müssen. Dies kann dazu führen, dass genehmigte und fertig hergestellte Stromerzeugungsanlagen jahrelang keinen Strom produzieren und einspeisen können. Der erforderliche Netzanschluss von Offshore-Windenergieanlagen ist im Gesetzentwurf völlig unzulänglich geregelt.

3. Zu Frage Nr. 8

Der Missbrauch dahingehend, dass in das Gasnetz eingespeiste Biogas nicht doppelt verkauft wird, wird durch das Doppelvermarktungsverbot in § 18 in Verbindung mit den bestehenden Strafrechtsnormen sichergestellt. Wer dem Doppelvermarktungsverbot zuwiderhandelt, dürfte sich gemäß § 263 StGB (Betrug) strafbar machen.

4. Zu Frage Nr. 17

Nein. Weder der vorliegende Gesetzentwurf noch die Biomasseverordnung verbieten den Anbau von Futter- oder Lebensmittelpflanzen zur Verstromung. Dies ist dem Gesetzgeber auch bewusst, da es in der Begründung zu § 8 Abs. 2 heißt:

„Demgegenüber kann etwa Silage, die ursprünglich zu Futterzwecken angelegt wurde, auch zur Verstromung eingesetzt werden. Dies ist sinnvoll, da bei gleichzeitigem Bedarf an Futter- und Energiesilage eine genaue Mengenbestimmung im Voraus schwierig ist und der Landwirt ansonsten gezwungen wäre, technisch identische Prozesse streng getrennt durchzuführen.“

5. Zu Frage Nr. 22

Gewässer sind nach §§ 25a und 25b Wasserhaushaltsgesetz so zu bewirtschaften, dass 1. eine nachteilige Veränderung ihres ökologischen Potentials und chemischen Zustands vermieden und 2. ein gutes ökologisches Potential und guter chemischer Zustand erhalten oder erreicht wird. Insofern deckt sich diese Formulierung mit der Anforderung

derung nach § 6 Abs. 1 Satz 2 1. Fall des Entwurfs: „und dadurch nachweislich ein guter ökologischer Zustand erreicht ... worden ist“.

§ 6 Absatz 1 des Entwurfes bietet darüber hinaus den Anreiz, aber auch die Verpflichtung, vorhandene Stau- oder Wehranlagen wieder in Betrieb zu nehmen und für die Energiegewinnung nutzbar zu machen, wenn der ökologische Zustand gegenüber dem vorherigen Zustand wesentlich verbessert wird. Aus rechtssystematischen Gründen ist eine wasser- bzw. naturschutzrechtliche Regelung im EEG allerdings fragwürdig.

6. Zu Frage Nr. 30

Die Frist gemäß § 16 Abs. 5 von sechs Monaten zwischen Antragstellung und Wirksamwerden der Entscheidung erscheint angemessen.

7. Zu Frage Nr. 31

Eine zusätzliche vorläufige Genehmigung würde noch mehr Kapazitäten des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle binden und könnte m. E. zu Verzögerungen bei der endgültigen Antragsbearbeitung führen.

8. Zu Frage Nr. 33

Eine Zurückdrängung der Einspeisung aus KWK-Anlagen aufgrund der Zunahme von Einspeisungen auf der Grundlage des EEG ist nicht zu befürchten, da auch bei KWK-Anlagen der Netzbetreiber nach § 4 Abs. 6 KWK-G zum Netzausbau verpflichtet ist.

9. Zu Frage Nr. 34

Die Forderung von Netzbetreibern, dass KWK-Betreiber einer solchen Klausel zustimmen müssen, resultiert aus dem Interesse der Netzbetreiber, die Abnahme- und Vergütungspflicht nach dem KWG-G bzw. EEG so gering wie möglich zu halten. Die Ziele des EEG und des KWK-G zu fördern würde bedeuten, konventionelle Kraftwerke zurückzubauen zugunsten von KWK- oder Erneuerbaren-Energien-Anlagen. Die Netzbetreiber verstoßen m. E. mit der zwingenden Aufnahme einer solchen Klausel in die Verträge gegen die Verpflichtung zur Abnahme und Vergütung von Strom aus KWK-Anlagen.

10. Zu Frage Nr. 35

Eindeutig nein. Zwar ist nunmehr ein „unverzögerlicher“ Anschluss an das Netz vorzunehmen. Dies dient jedoch lediglich der Klarstellung und m. E. ist damit keine Verschärfung verbunden. Bislang war kein „unverzögerlicher“ Anschluss nötig, aber nach § 271 Abs. 1 BGB konnte der Betreiber den sofortigen Anschluss und bei nachweislicher Verzögerung auch Schadensersatz nach § 280 Abs. 2 BGB verlangen. In der Praxis

dauert die Realisierung von Netzanschlüssen mindestens mehrere Monate, oftmals sogar Jahre. Dies führt dazu, dass einige Betreiber diese Zeit nicht finanziell überbrücken können und so zur Aufgabe des Projektes gezwungen werden.

11. Zu Frage Nr. 36

Solche Klauseln sind kein Einzelfall, sondern werden systematisch in die Verträge eingearbeitet. Viele Netzbetreiber nutzen ihre Monopolstellung dazu aus, Klauseln in Einspeiseverträge einzubauen, die eindeutig gesetzlichen Regelungen zuwiderlaufen. Dies gilt sowohl für Regelungen des Kaufrechts des BGB (z.B. § 448 BGB und Messkosten), des Rechts der Allgemeinen Geschäftsbedingungen (Unklarheitenregelung), der Biomasseverordnung (Festlegung einer starren Grenze von 10 % des Energiegehaltes bei der Stützfeuerung, so dass bei Überschreitung der gesamte Strom nicht nach EEG vergütet wird) sowie des EEG.

Viele dieser Regelungen basieren auf Absprachen zwischen den Netzbetreibern. Dies ergibt sich aus der „Auslegung des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 29.03.2000 durch den VDN – EEG-Verfahrensbeschreibung – Stand: 01. Januar 2003“ (VDN = Verband der Netzbetreiber VDN e. V. beim VDEW). Darin heißt es:

„Die nachfolgenden Hinweise zur Umsetzung des Gesetzes für den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG) sollen eine einheitliche Verfahrensweise zur Abrechnung der ab 01.01.2003 eingespeisten, regenerativ erzeugten elektrischen Energie sicherstellen. Die Klarstellungen unterstützen die einheitliche Testierung der aus dem EEG resultierenden Zahlungsverpflichtungen und Stromlieferungen zwischen den beteiligten Energieversorgungsunternehmen (EVU).“

Auf Seite 5 lautet der dritte Absatz:

„Unter Berücksichtigung der Zulassung von Zünd- und Stützfeuerung durch die BiomasseVO ist die gesamte Stromerzeugung einer Biomasse-Anlage mit bis zu einer installierten elektrischen Wirkleistung von 5 MW zu fördern, sofern der Einsatz fossiler Energieträger 10 % des gesamten Primärenergieeinsatzes (bezogen auf das Kalenderjahr) nicht überschreitet. Dies ist vom Anlagenbetreiber in geeigneter Weise (z.B. Testat oder Gutachten) nachzuweisen. Bezüglich der installierten elektrischen Leistung der Erzeugungsanlage gilt das oben Ausgeführte (siehe Kapitel I Absatz 3).“

Eine solche starre 10 % Regelung findet beispielsweise weder im EEG, noch in der BiomasseVO eine Stütze. § 4 Abs. 2 BiomasseVO knüpft vielmehr an eine Erforderlichkeit („Soweit ... nur durch eine Zünd- oder Stützfeuerung ... möglich ist.“) an.

Der Netzbetreiber E.DIS Aktiengesellschaft etwa verlangt die Aufnahme einer Klausel in Einspeiseverträge für Biomasseanlagen, nach der die Verpflichtung zur Abnahme und Vergütung nur dann besteht, wenn die Erzeugungsanlage zu 90 % mit Biomasse betrieben wird. Ältere Biomasseanlagen, die eine Stützfeuerung von beispielsweise 11 % benötigen, werden von der E.DIS daher nicht nach dem EEG vergütet.

Dieses Problem wird zwar nun durch die Regelungen in § 8 für die Zukunft geregelt, zeigt aber, dass eindeutige Regelungen und Fristen notwendig sind, um einer ordnungsgemäßen Umsetzung der Gesetze durch die Netzbetreiber zu erreichen.

12. Zu Frage Nr. 38

Aus meiner Sicht genügen die Formulierungen in § 14 zur Handhabung des bundesweiten Ausgleichs.

13. Zu Frage Nr. 41

Die Konsequenz ist, dass Anlagen, die nur mit gedrosselter Leistung an das Netz angeschlossen werden oder vom Netzbetreiber gezwungen werden, gedrosselte Leistung zu fahren, nur den tatsächlich eingespeisten Strom vergütet bekommen, obwohl sie mehr Strom erzeugen und einspeisen könnten. Zudem legt die Formulierung „abgenommen“ nahe, dass es zu einer tatsächlichen Übergabe des erzeugten Stromes gekommen sein muss. Der Begriff der „Abnahme“ verlagert das Erzeugungs- und Vergütungsrisiko einseitig in die Sphäre des Einspeisers. Die EEG-Vergütung ist an sich eine Erzeugungsprämie, die Einspeisung in das Versorgungsnetz soll lediglich als Hilfsmittel zur ordnungsgemäßen Berechnung einer adäquaten Vergütung dienen. Die Entstehung der Vergütungspflicht wird durch die vorgesehene Änderung davon abhängig gemacht, wann der Netzbetreiber den Netzanschluss herstellt. Das wirtschaftliche Interesse des Netzbetreibers, möglichst wenig Erzeugungsanlagen an sein Netz anzuschließen, wird durch die neu geschaffene Voraussetzung des Entstehens der Vergütung erst mit „Abnahme“, noch dahingehend verstärkt, die Anlagen so spät wie möglich anzuschließen.

II. Fragen der Fraktion der CDU/CSU

1. Zu Frage Nr. 20

Grundsätzlich könnten Netzausbau- und Regelenergiekosten in § 14 in die bundesweite Ausgleichsregelung aufgenommen werden.

2. Zu Frage Nr. 26

Der vorliegende Entwurf begünstigt Offshore-Anlagen durch erhöhte Vergütungssätze. Ein Ausschluss des Ausbaus der Windenergie im Binnenland wird durch das EEG somit allenfalls mittelbar erreicht. Im übrigen erfolgt die Steuerung von Windenergieanlagen in erster Linie durch das öffentliche Planungsrecht.

3. Zu Frage Nr. 32

Vorteile:

- der stärkste Bewerber könnte ausgewählt werden
- gezielte Steuerung möglich

Nachteile

- langwieriges Verfahren, insbesondere im Hinblick auf mögliche gerichtliche Auseinandersetzungen
- Newcomer am Markt hätten u.U. weniger Chancen, obwohl sie vielleicht die bessere Technik haben

4. Zu Frage Nr. 47

Die naturschutzrechtlichen Vorgaben des § 10 Abs. 7 sollen wohl verhindern, dass Windenergieanlagen in Gebieten errichtet werden, die wahrscheinlich zukünftig unter Schutz gestellt werden. Damit wird erreicht, dass die Stromerzeugungsanlagen auf naturschutzfachlich unbedenklichen Flächen konzentriert werden. Dies ist aus rechtssystematischen Gründen abzulehnen. Naturschutz sollte im Naturschutzrecht geregelt werden, nicht im Energierecht.

5. Zu Frage Nr. 62 und 63

Vgl. Antwort zu Frage Nr. 20

6. Zu Frage Nr. 69

Ausgehend davon, dass zwischen dem Erstellen eines Berichtes und dem Umsetzen der daraus zu ziehenden Konsequenzen durch Änderung der gesetzlichen Grundlagen mehrere Monate bis Jahre vergehen können, erscheint die Frist von vier Jahren als sehr lang. Hier sollte ein Zeitraum von zwei bis drei Jahren gewählt werden.

III. Fragen der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

1. Zu Frage Nr. 31

Vgl. Antwort zu Frage Nr. 8 der SPD-Fraktion

2. Zu Frage Nr. 37

Die in § 12 vorgenommenen Änderungen und Klarstellungen sind begrüßenswert. Viele Streitfragen, die Gegenstand gerichtlicher Verfahren sind, werden dadurch klargestellt.

IV. Fragen der Fraktion der FDP

1. Zu Frage Nr. 34

Diese Aussage verkennt m. E. die rechtlichen Gegebenheiten. Die kommunale Planungshoheit ist bei der Planung von Windenergieanlagen ausreichend gegeben. Die Kommunen haben die Möglichkeit, allein oder mit anderen Windeignungsgebiete auszuweisen. Machen sie von dieser Möglichkeit keinen Gebrauch, so können Windenergieanlagen bei Vorliegen der Voraussetzungen grundsätzlich im Außenbereich zugelassen werden.

2. Zu Frage Nr. 36

Die Belange betroffener Bürger werden durch die nachbarschützenden Normen und die speziell zu den Windenergieanlagen ergangenen Erlasse der Behörden und Entscheidungen der Gerichte in ausreichendem Maße geschützt.

Mit freundlichen Grüßen

Dr. Reinhard Nierer
Rechtsanwalt

Stellungnahme von Dr. Frithjof Staiß unter Mitwirkung von Dr. Ole Langniß, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, Stuttgart.

VORBEMERKUNG

Erneuerbare Energien erfahren seit einigen Jahren einen starken Aufschwung. Dies gilt für die Stromerzeugung und, in geringerem Umfang, auch für biogene Kraftstoffe und die Wärmebereitstellung. **Im Jahr 2003 wurden durch die Nutzung Erneuerbarer Energien etwa 53 Mio. t CO₂ vermieden.** Erstmals stieg ihr Anteil am Primärenergieverbrauch auf über 3 % und der Beitrag zur Stromerzeugung auf etwa 8 %. **Der Entwicklungspfad entspricht dem Verdoppelungsziel für das Jahr 2010.**

Deutschland ist heute weltweit der größte Absatzmarkt für Windenergieanlagen, der zweitgrößte Markt für Photovoltaikanlagen und einer der größten Märkte für Biokraftstoffe und Solarkollektoren. Diese Entwicklung ist nicht allein auf zahlreiche Förderinstrumente auf Bundes- und Landesebene zurückzuführen, sondern auch auf ein breites Engagement in Kommunen, Unternehmen, Verbänden und der Bevölkerung. Die **im Ausland wahrgenommene Vorbildfunktion Deutschlands** resultiert aus der Vielfalt dieser Aktivitäten und - bei allen Schwierigkeiten im Einzelnen – einer Kontinuität über mittlerweile mehr als 15 Jahre. Der zählbare Erfolg dieser Entwicklung besteht darin, das theoretisch Vorstellbare in der Praxis belegt zu haben: erhebliche Verbesserungen der technischen Leistungsfähigkeit und Zuverlässigkeit der Anlagen, deutliche Kostensenkungen und nicht zuletzt die Überwindung organisatorischer Schwierigkeiten.

Die deutsche Entwicklung hat dazu beigetragen, dass sich auch in anderen Ländern die Rahmenbedingungen für EE deutlich verbessert haben und entsprechende Märkte entstanden sind. Dieser Trend wird sich weiter fortsetzen. **Deutschland verfügt in einigen Schlüsselbereichen über eine exzellente Ausgangsbasis, um sich im „Internationalen Wachstumsmarkt Erneuerbare Energien“ dauerhaft zu behaupten:** eine hervorragende Forschungsinfrastruktur, wettbewerbsfähige Produkte, leistungsfähige Unternehmen und das Know-how von mehr als 100.000 Beschäftigten.

Die Branche steht jedoch in einem starken **Innovations- und Standortwettbewerb.** Gute Randbedingungen in Forschung und Entwicklung sind deshalb weiterhin erforderlich, allein aber nicht hinreichend, um die heimische Industrie frühzeitig zu qualifizieren und den erfolgreichen Transfer von Innovationen in marktfähige Produkte sicherzustellen. **Dafür bedarf es noch für einige Jahre einer gezielten Flankierung der Markteinführung durch die Politik,** die dem unterschiedlichen Entwicklungsstand und den Entwicklungsperspektiven Erneuerbarer Energien in den jeweiligen Technologie- und Anwendungsfeldern Rechnung trägt. **Im Strommarkt haben sich hierfür in der Praxis Preisregelungen wie das Erneuerbare-Energien-Gesetz bisher am besten bewährt.**

Antworten auf Fragen der Fraktion der SPD

Frage 40

Positiv, da hierdurch der Vergütungsanspruch nach dem Gesetz geprüft werden kann. Die Etablierung eines Anlagenregisters sollte jedoch im Einvernehmen von Übertragungsnetzbetreibern und Anlagenbetreibern erfolgen.

Antworten auf Fragen der Fraktion der CDU/CSU

Frage 1

Die Preisregelungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) bzw. des Stromeinspeisungsgesetzes haben entscheidend zur dynamischen Entwicklung der Erneuerbaren Energien (EE) in Deutschland beigetragen und damit zu den in §1(1) des Gesetzentwurfs formulierten Zielen. Gleichzeitig wurde dadurch ein erheblicher **Innovationsschub** ausgelöst, mit positiven Folgen für die technologische Wettbewerbsfähigkeit in diesem Bereich und mit erheblichen Kostensenkungseffekten. Ein gutes Beispiel dafür ist die Nutzung der Windenergie: Seit Beginn der 1990er Jahre konnten die **Stromgestehungskosten** an vergleichbaren Standorten **auf etwa die Hälfte reduziert** werden. Darüber hinaus haben die Regelungen in Deutschland erheblich dazu beigetragen, dass sich die Randbedingungen für den Ausbau EE auch im Ausland deutlich verbessert haben und sich damit neue Absatzmärkte für heimische Technologien eröffnen.

Frage 2

Das EEG wird als ein **effizientes Instrument** angesehen, um sukzessive die Wettbewerbsfähigkeit **für ein Bündel von EE-Technologien** zu erreichen. Eine möglicherweise kurzfristig kostengünstigere Mengenregulierung würde hingegen voraussichtlich nur eine oder wenige Technologien vorantreiben. Die Entwicklung anderer, für eine nachhaltige Energieversorgung längerfristig ebenfalls dringend notwendiger EE-Technologien würde dadurch stark gebremst.

Frage 3

Grundsätzlich gilt, dass einerseits durch die Degression der Vergütungssätze im Gesetzentwurf sowie andererseits durch den anstehenden Ersatzbedarf im deutschen

Kraftwerkspark die **Kostenschere** zwischen Strom aus EE und konventionellen Energien im Zeitablauf **sukzessive geschlossen** wird.

Zu beachten ist dabei, dass es sich bei den Vergütungssätzen um nominale Werte handelt, so dass die Degression durch Inflationseffekte zusätzlich verstärkt wird. Geht man davon aus, dass die allgemeine Inflationsrate künftig bei durchschnittlich etwa 2 % pro Jahr liegt, so bedeutet dies, dass sich z.B. die **Kaufkraft der Anfangsvergütung für neue Windenergieanlagen an Land** von heute 8,7 ct/kWh in 10 Jahren auf 5,8 ct/kWh bzw. um **33 % verringert**.

Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist es bei der Ermittlung des Wertes für Strom aus EEG-Anlagen sachgerecht, **neue Kraftwerke mit neuen Kraftwerken zu vergleichen**, d.h. nicht mit dem teilweise abgeschriebenen, bestehenden Kraftwerkspark. Bei typischen, neuen Mittellastkraftwerken auf Erdgas- oder Kohlebasis bewegen sich diese Kosten im Bereich um 4 ct/kWh, unter Berücksichtigung der sogenannten externen Kosten selbst bei konservativen Annahmen eher im Bereich um 5,5 ct/kWh.

Argumentiert wird, dass bei der Bewertung des Stroms aus EE **Kosten für Regelleistung bzw. Reserveleistung** in Abzug gebracht werden müssen. Dieser Effekt wird jedoch **häufig überschätzt**. Zum einen ist zu berücksichtigen, dass Wasser-, Biomasse- und geothermische Kraftwerke grundlastfähig sind, zum anderen lässt sich bei einer zunehmenden Integration fluktuierender EE das gesamte elektrische Erzeugungssystem re-optimieren. Hier bestehen vielfältige Optionen, die von der Einbeziehung der EE-Anlagen in das Erzeugungsmanagement über Prognoseverfahren zur Stromerzeugung aus EE bis hin zur Speicherbewirtschaftung und der Beeinflussung der Stromnachfrage reichen.

Insgesamt ist daher davon auszugehen, dass die Stromerzeugung aus **EEG-Anlagen in 10 bis 15 Jahren wettbewerbsfähig sein kann**, wobei offshore Windenergieanlagen, größere Wasserkraftanlagen und Biomasse(Heiz-)Kraftwerke zuerst die Wirtschaftlichkeitsschwelle erreichen.

Frage 4

Ja.

Die Degressionssätze des Gesetzesentwurfs bilden aus heutiger Sicht plausibel die ausschöpfbaren Kostenreduktionspotenziale ab. Allerdings sind auch in Zukunft die Regelungen regelmäßig zu überprüfen und der Markt- und Technologieentwicklung der EE anzupassen.

Frage 5

Die Vergütungssätze im Gesetzesentwurf sind ausnahmslos degressiv ausgestaltet, wobei den erreichbaren Kostensenkungspotenzialen in den einzelnen Technologiebereichen Rechnung getragen wird. Besonders hoch ist die Anforderung z.B. an die

Photovoltaik. Der Degressionssatz von 5 % bedeutet, dass die Vergütung für Anlagen, die in 10 Jahren ans Netz gehen, gegenüber heute um 40% niedriger liegt. Verstärkend wirkt die Tatsache, dass es sich bei den Vergütungssätzen um Nominalwerte handelt. Berücksichtigt man bei einer angenommenen allgemeinen Inflationsrate von durchschnittlich 2 % p.a. den Kaufkraftverlust, so **müssen die Stromgestehungskosten der Anlagen in 10 Jahren halbiert werden.**

In den anderen Sparten der EE, die in ihrer Entwicklung weiter fortgeschritten sind, müssen die Anforderungen an die Ausschöpfung der Kostenreduktionspotenzial entsprechend geringer sein, aber auch hier sind die Effekte nennenswert. So reduziert sich die Einspeisevergütung für neue **offshore Windenergieanlagen** in heutigen Preisen **in 10 Jahren auf 4,4 ct/kWh.**

Die Entwicklung der Vergütungsvolumina für die einzelnen Sparten hängt auch von den erwarteten EEG-Strommengen und den Inbetriebnahmezeitpunkten der jeweiligen Anlagen ab. Für das Jahr 2010 kann davon ausgegangen werden, dass bei einem Erreichen des Verdoppelungsziels auf die Nutzung der Windenergie etwa 3,5 Mrd. € entfallen werden, auf die Nutzung von Biomasse und Photovoltaik jeweils etwa 0,5 Mrd. €.

Der weitere Verlauf der Vergütungszahlungen hängt nach dem Jahr 2010 davon ab, wie sich die Strompreise entwickeln werden und in welchem Umfang es für die Betreiber der Anlagen dann günstiger ist, den Strom außerhalb des EEG zu vermarkten. Entscheidend ist aus volkswirtschaftlicher Sicht jedoch weniger die Höhe der am Strommarkt erzielbaren Erlöse als vielmehr der **anlegbare Wert der Stromerzeugung aus EEG-Anlagen** im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken. Für den Mix aller EE kann dabei für das Jahr 2010 unter Berücksichtigung externer Kosten für Luftschadstoffe und Treibhausgase von Werten um 5 ct/kWh bzw. für das Jahr 2020 von 6 ct/kWh ausgegangen werden, sodass sich unter Berücksichtigung der Vergütungssätze des EEG die heute bestehenden **Differenzkosten EE nach einem Maximum um das Jahr 2010 sukzessive auf Null reduzieren.** Zuerst wird dies bei größeren Wasserkraft- und Wind offshore Anlagen der Fall sein, um das Jahr 2015 auch im Bereich der Biomasse, so dass im Jahr 2020 nennenswerte Differenzkosten nur noch im Bereich der Geothermie und Photovoltaik bestehen. Die Höhe der jährlichen Differenzkosten aller EEG-Anlagen wird dann bei einigen 100 Mio. € liegen, die gesamte Strommenge aus EE jedoch bei einem Erreichen des im Gesetzentwurf genannten 20%-Ziels bei mehr als 120 Mrd. kWh.

Frage 11

Nein.

Für die Etablierung eines alternativen Förderinstruments ist mit einer Anlaufzeit von mindestens ein bis zwei Jahren zu rechnen, so dass aus heutiger Sicht dann noch vier Jahre für die Zielerreichung verblieben. Die möglichen **Vorteile** eines Systemwechsels wären dabei aber **bei weitem nicht so groß, wie die** damit verbundenen **Risiken.** Denn wie die Erfahrungen in Dänemark zeigen, kann bereits die bloße Ankündigung eines Systemwechsels das Wachstum der EE weitgehend zum Erliegen bringen. Das Aus-

bauziel für das Jahr 2010 könnte dadurch sehr leicht gefährdet werden und zu erheblichen negativen Folgen für die gesamte Branche der EE führen.

Frage 12

Prinzipiell ist eine Begrenzung für Strom aus EEG-Anlagen möglich, die bereits Gegenstand des Stromeinspeisungsgesetzes (sog. 5%-Deckel) oder auch des EEG waren (Photovoltaik). Neben der direkten Mengenbegrenzung sind verschiedene monetäre Begrenzungen denkbar. Um das Ausbauziel bis zum Jahr 2010 nicht zu gefährden, müsste die Begrenzung des **EEG-Vergütungsvolumen bei mindestens 5,5 Mrd. €** liegen. **Vor einer entsprechenden Umsetzung ist jedoch zu warnen**, weil in diesem Fall mit erheblichen Anpassungsreaktionen zu rechnen wäre: Besonders innovative Bereiche wie die offshore Windnutzung bzw. die Photovoltaik sowie Potenziale, deren Erschließung mit langen Vorlaufzeiten verbunden ist (große Wasserkraft, Wind offshore, Geothermie), würden ggf. nicht genutzt. Dies hätte besonders für die mittel- und längerfristige Entwicklung und die kosteneffiziente Nutzung EE erhebliche Konsequenzen, aber auch für die Wettbewerbsfähigkeit der Branche im internationalen Vergleich. Um die negativen Effekte zu mildern oder zu vermeiden, wären deshalb verlässliche Anschlussregelungen festzulegen, etwa eine Dynamisierung der Deckelung im Hinblick auf weitergehende Ziele, wie etwa das im Gesetzentwurf vorgesehene 20%-Ziel bis zum Jahr 2020. Die wünschenswerte Kontinuität der Entwicklung ließe sich in der Praxis jedoch kaum herstellen. Die zu erwartende **diskontinuierliche Nachfrageentwicklung** würde sich vielmehr innovationshemmend und in relativ starken Preisschwankungen niederschlagen. Die Steuerungswirkung einer regelmäßigen Überprüfung und Anpassung der Vergütungssätze im EEG scheint deshalb sehr viel vorteilhafter.

Frage 18

Instrumente der Exportförderung sind z.B. Hermes Bürgschaften, vergünstigte Darlehen, alle Instrumente der technischen und finanziellen Entwicklungszusammenarbeit bis hin zur Unterstützung von Unternehmen bei Messeauftritten im Ausland. Als erfolgreiches Beispiel sei hier exemplarisch genannt, dass vergünstigte Kredite der dänischen Regierung zur guten Position der dänischen Anlagenhersteller weltweit beigetragen haben.

Frage 69

Der Zeitraum von vier Jahren scheint akzeptabel, obwohl er angesichts der hohen technologischen wie auch der Marktdynamik im Bereich der EE relativ lang ist. Andererseits ist davon auszugehen, dass die Entwicklung ebenso wie bisher kontinuierlich durch wissenschaftliche Untersuchungen begleitet wird, so dass notwendiger Anpassungsbedarf in Einzelbereichen unabhängig vom Erfahrungsbericht zeitnah identifiziert wird.

FRAGEN DER FRAKTION BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN

Frage 1

Ja.

Die Regelungen sind so angelegt, dass eine **ausgewogene, kontinuierliche Entwicklung** der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) erreicht wird. Dies ist besonders mit Blick auf die längerfristige Perspektive jenseits des Jahres 2010 von Bedeutung. Mit dem Gesetz werden hinreichend **Anreize** gegeben, **Innovationen umzusetzen** – etwa im Bereich der offshore Windnutzung oder der Nutzung von Biomasse –, die nach dem Jahr 2010 zunehmend die weitere Entwicklung tragen können. Gleichzeitig wird durch die Degression der Vergütungssätze eine kosteneffiziente Erschließung dieser Potenziale gewährleistet. Darüber hinaus werden Anwendungsbereiche berücksichtigt, die bereits heute sehr günstig erschlossen werden, deren Ausbaupotenzial langfristig jedoch begrenzt ist. Ein Beispiel hierfür ist die Nutzung der Wasserkraft mit Anlagen über 5 MW Leistung.

Frage 2

Ja.

Abgeleitet aus den Erfordernissen einer nachhaltigen Entwicklung strebt die Bundesregierung in ihrer **Nachhaltigkeitsstrategie** die Verdopplung des Anteils der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2010 an. Bis zum Jahr 2050 soll die Hälfte des Energieverbrauchs durch EE abgedeckt werden. Die Kommission für Nachhaltige Entwicklung der Vereinten Nationen hat in ihrer 9. Sitzung die große Bedeutung der EE für eine nachhaltige Energieversorgung hervorgehoben. Der **Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung „Globale Umweltveränderungen“** (WBGU) fordert, ihren Anteil bis 2020 weltweit zu verdoppeln. Bis zur Mitte des Jahrhunderts sollen die Hälfte des Energieverbrauchs weltweit durch EE gedeckt werden, damit die Energieversorgung innerhalb der Leitplanken der Nachhaltigkeit bleibt.

Frage 3

Ja.

Mit dem Gesetzesentwurf werden u.a. auch die Regelungen zum Herkunftsnachweis und dem vorrangigen Netzzugang gesetzlich verankert.

Frage 4

Grundsätzlich gilt, dass durch die Degression der Vergütungssätze im Gesetzentwurf einerseits sowie andererseits durch den anstehenden Ersatzbedarf im deutschen Kraftwerkspark die **Kostenschere** zwischen Strom aus EE und konventionellen Energien im Zeitablauf **sukzessive geschlossen** wird.

Zu beachten ist dabei, dass es sich bei den Vergütungssätzen um nominale Werte handelt, so dass die Degression durch Inflationseffekte zusätzlich verstärkt wird. Geht man davon aus, dass die allgemeine Inflationsrate künftig bei durchschnittlich etwa 2 % pro Jahr liegt, bedeutet dies, dass sich z.B. die **Kaufkraft der Anfangsvergütung für neue Windenergieanlagen an Land** von heute 8,7 ct/kWh **in 10 Jahren** auf 5,8 ct/kWh bzw. um **33 % verringert**.

Aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ist es bei der Ermittlung des Wertes für Strom aus EEG-Anlagen sachgerecht, **neue Kraftwerke mit neuen Kraftwerken zu vergleichen**, d.h. nicht mit dem teilweise abgedeckten, bestehenden Kraftwerkspark. Bei typischen, neuen Mittellastkraftwerken auf Erdgas- oder Kohlebasis bewegen sich diese Kosten heute im Bereich um 4 ct/kWh, unter Berücksichtigung der sogenannten externen Kosten selbst bei konservativen Annahmen eher im Bereich um 5,5 ct/kWh.

Argumentiert wird, dass bei der Bewertung des Stroms aus EE **Kosten für Regelleistung bzw. Reserveleistung** in Abzug gebracht werden müssen. Dieser Effekt wird jedoch **häufig überschätzt**. Zum einen ist zu berücksichtigen, dass Wasser-, Biomasse- und geothermische Kraftwerke grundlastfähig sind, zum anderen lässt sich bei einer zunehmenden Integration fluktuierender EE das gesamte elektrische Erzeugungssystem re-optimieren. Hier bestehen vielfältige Optionen, die von der Einbeziehung der EE-Anlagen in das Erzeugungsmanagement über Prognoseverfahren zur Stromerzeugung aus EE bis hin zur Speicherbewirtschaftung und der Beeinflussung der Stromnachfrage reichen.

Insgesamt ist daher davon auszugehen, dass die Stromerzeugung aus **EEG-Anlagen in 10 bis 15 Jahren wettbewerbsfähig sein kann**, wobei offshore Windenergieanlagen, größere Wasserkraftanlagen und Biomasse(Heiz-)Kraftwerke zuerst die Wirtschaftlichkeitsschwelle erreichen.

Frage 5

Nein.

Nicht zuletzt durch die erfolgreiche Entwicklung in Ländern wie Deutschland, Dänemark oder Österreich haben sich die **Randbedingungen für EE in anderen Regionen** in den vergangenen Jahren **deutlich verbessert**. In Europa insbesondere in Spanien, international z.B. in Indien oder auch den USA. Obwohl die Entwicklung in Europa bis-

her uneinheitlich verlief, ist es doch bemerkenswert, dass sich z.B. die Energiebereitstellung aus EE in der EU-15 innerhalb von 10 Jahren beim Wind um den Faktor 25, bei der Photovoltaik um den Faktor 15, bei Biokraftstoffen um den Faktor 10 und bei der Stromerzeugung aus Biomasse um den Faktor 2,5 erhöht hat und auch die klassische Nutzung von Holz für die Wärmebereitstellung sowie die Stromerzeugung aus Wasserkraft um 30% bzw. 25% zunahm.

Dass sich der Wachstumstrend nicht nur in Europa, sondern auch international weiter fortsetzen wird, dokumentiert z.B. der steigende Stellenwert, der EE in internationalen Energieszenarien beigemessen wird. Darüber hinaus stützt sich dies auf eine breite internationale Basis, wie sie beispielsweise die von 100 Ländern beim Weltgipfel für nachhaltige Entwicklung in Johannesburg verabschiedete **Deklaration „The way forward on renewable energies“** dokumentiert.

Frage 6

Das deutsche EEG und die ergänzenden Instrumente zum Ausbau der EE werden weltweit von vielen als vorbildlich angesehen. So haben z.B. Frankreich und Österreich inzwischen vergleichbare Regelungen eingeführt. Die **europäischen Erfahrungen mit Ausschreibungsmodellen** sind hingegen **weitgehend ernüchternd**. Das englische NFFO konnte bei weiten nicht die angestrebten Ziele erreichen. Auch in Frankreich wurden im Rahmen des EOLE 2005 Programms zur Windenergie seit 1996 nur 115 MW des Ziels von 500 MW Windleistung bis 2005 erreicht. In Irland wurden bisher in keiner der insgesamt sechs Ausschreibungsrunden die ursprünglich angestrebte Kapazität verwirklicht.

In Europa haben derzeit Belgien, Großbritannien, Italien und Schweden **Mengenregelungen mit handelbaren Zertifikaten**. Dänemark hat bereits 1999 angekündigt, ein solches System einzuführen, hat davon aber auf unbestimmte Zeit wieder Abstand genommen. Österreich hatte zur Stützung kleiner Wasserkraftanlagen ebenfalls ein solches System eingeführt, ist aber mittlerweile auch für diese Technologie wieder zu einer Mindestpreisregelung zurückgekehrt. Andere europäische Länder wie etwa Polen haben ein verpflichtendes nationales Ziel für EE gesetzlich fixiert, aber bisher noch nicht mit angemessenen Detailregelungen ergänzt. Australien hat ein Quotensystem 2001 eingeführt, Japan im Jahr 2003. In 19 Bundesstaaten der USA sind mengengesteuerte Regulierungen etabliert, teilweise parallel zu Mindestpreisregelungen. Die Einführung einer Mengenregelung auf Bundesebene ist in den USA im letzten Jahr gescheitert.

Die bisherigen **Erfahrungen** mit Mengenregelungen **sind gemischt**. Es kommt sehr auf die Ausgestaltung der Regelungen und den Einsatz ergänzender Instrumente an. Texas ist der erste amerikanische Bundesstaat, bei dem eine Mengenregelung zu einem schnellen Zubau von EE geführt hat. Dies ist allerdings auch auf die zusätzlich gewährten und ursprünglich nur zeitlich befristeten Betriebskostenzuschüsse des Bundes zurückzuführen. Die realisierten Erzeugungskosten sind mit 4-5 UScents/kWh vergleichsweise niedrig. Für einen Vergleich mit anderen Ländern sind aber auch die sehr guten natürlichen Bedingungen in Texas zu berücksichtigen. Weiterhin sind beinahe

ausschließlich Windenergieanlagen errichtet worden, ein breiter Technologiemarkt wurde nicht erreicht. Erfahrungen mit Mengenregelungen in anderen **amerikanischen Bundesstaaten** sind eher ernüchternd, was aber auch auf Schwächen in der individuellen Ausgestaltung zurückzuführen ist.

In **Großbritannien** sind aufgrund eines Nachfrageüberhangs die Preise für Zertifikate deutlich höher als ursprünglich erwartet. Dies und zusätzliche Investitionszuschüsse der Regierung haben dazu geführt, dass eine ganze Anzahl von offshore Windenergieanlagen in Bau und Planung sind. Als ein Problem hat sich die Aufnahme von Krediten herausgestellt, da die unsteady Erträge aus dem Zertifikatsverkauf von den Kreditgebern nicht als ausreichende Sicherheit angesehen werden. Eine Novellierung der Mengenregelung ist in der Diskussion.

Die Regelung in **Schweden** ist erst im Mai vergangenen Jahres in Kraft getreten, Erfahrungen liegen daher nur begrenzt vor. Es wird vermutet, dass der ganz überwiegende Teil der ehrgeizigen Ziele (10 TWh/a EE zusätzlich bis 2010 bei einem gegenwärtigen Stromverbrauch von 140 TWh/a) über Biomassezufuhr in existierenden Feuerungsanlagen erreicht werden wird. In Australien sind bisher deutlich mehr Zertifikate „produziert“ worden als zur Erfüllung der Quote benötigt.

Insgesamt kann bisher keines der europäischen Länder mit Mengenregelungen ein vergleichbares Wachstum der EE aufweisen wie es in Deutschland und anderen Ländern mit Preisregelungen (z.B. Spanien, früher auch Dänemark) der Fall ist.

Antworten auf Fragen der FDP-Fraktion

Frage 1

Geeignet, ja; hinreichend, nein.

Das derzeit gültige Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das frühere Stromerzeugungsgesetz haben wesentlich dazu beigetragen, dass die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) von 16 TWh im Jahr 1990 kontinuierlich auf etwa 44 TWh im Jahr 2003 gesteigert werden konnte, was nahezu einer Verdreifachung entspricht. Der Beitrag EE zur Stromerzeugung ist auf knapp 8 % gesteigert worden. Da der vorliegende Gesetzentwurf eine **evolutionäre Weiterentwicklung** der genannten Regelungen darstellt, ist davon auszugehen, dass sich das bisher gezeigte Wachstum weiterhin fortsetzt. Damit können fossile und nukleare Energieträger ersetzt werden und so deren externe Effekte im beachtlichen Umfang gemindert werden.

Zur Frage der **Versorgungssicherheit** im allgemeinen und zur Vermeidung von Konflikten um fossilen Energieressourcen im speziellen: Die allgemeine einheimische Stromproduktion basiert derzeit zu 60 % auf eingeführten Energieträgern. Da nicht eindeutig festzustellen ist, welche Kraftwerke und Brennstoffe durch die Stromerzeugung aus EE verdrängt werden, soll hier vereinfacht angenommen werden, dass der durchschnittliche Strommix verdrängt wird. Unter Annahme eines durchschnittlichen Kraft-

werkswirkungsgrades von 40 % substituiert somit die Stromproduktion aus EE den Import von 67 TWh (8,1 Mio. t SKE) Primärenergie. Dies entspricht einer Senkung der Importabhängigkeit um etwa zwei Prozentpunkte. Allerdings muss dabei beachtet werden, dass die Quellen der Primärenergieimporte zur Stromversorgung sehr diversifiziert sind und damit keine speziellen Abhängigkeiten von einzelnen Förderländern bestehen.

Das **EEG** wird allerdings **allein nicht als hinreichend** angesehen, um die genannten Ziele zu erreichen. Weitere stützende Maßnahmen wie die Förderung von Forschung und Entwicklung, spezielle Maßnahmen für einige, noch weiter von der Wirtschaftlichkeit entferntere Technologien und die angemessene Einbindung der EE in rechtliche und organisatorische Strukturen sind weiterhin notwendig.

Frage 2

Nein.

Wie unterschiedliche Szenarien zur zukünftigen Entwicklung der Energieversorgung Deutschlands zeigen, **muss längerfristig auf alle verfügbaren EE zurückgegriffen werden**. Wenngleich einzelne Technologien heute wirtschaftlicher sind als andere und man sich damit den angestrebten Ausbauzielen kurzfristig effizienter annähern könnte, so sind die anderen EE-Technologien mittel- bis langfristig für eine weitergehende Zielerreichung unerlässlich. Damit diese Technologien dann aber entsprechend ausentwickelt, erprobt und im ausreichendem Umfang zur Verfügung gestellt werden können, muss heute schon ihre Markteinführung angemessen unterstützt werden.

Frage 3

Siehe Antwort zu Frage 2

Frage 4

Allen relevanten Technologien sollten insofern gleichgestellt bleiben, dass ihnen ein angemessenes Wachstum und damit auch eine technologische Weiterentwicklung ermöglicht wird. Daraus folgen unterschiedliche Vergütungshöhen und -bedingungen. Weil sich die Stromgestehungskosten unterscheiden, ist es sinnvoll, die Vergütungen zu differenzieren. Eine Ausrichtung einer einheitlichen Vergütung an die derzeit günstigste Technologie wäre dagegen nicht zielführend, da, wie zu Frage 2 dargestellt, mittelfristig alle EE benötigt werden.

Frage 5

Insbesondere die Vergütungssätze für Solarstrom sind bedeutend höher als die Vergütungen in den anderen Sparten. Dabei ist allerdings zu beachten, dass das absolute Vergütungsvolumen für Solarstrom verhältnismäßig gering ist (73 Mio. € entsprechend 3,3 % der gesamten Vergütungszahlungen im Rahmen des EEG im Jahr 2002). Weiterhin ist für Solarstrom eine stärkere jährliche Degression als für die anderen EE Technologien vorgesehen, sodass sich die Vergütungsunterschiede zukünftig deutlich verringern (s.a. Antwort zu Frage 4).

Frage 15

In Europa haben derzeit Belgien, Großbritannien, Italien und Schweden eine Förderung der EE mit handelbaren Zertifikaten. Dänemark hat bereits 1999 angekündigt, ein solches System einzuführen, hat davon aber wieder auf unbestimmte Zeit Abstand genommen. Österreich hatte zur Stützung kleiner Wasserkraft auch ein solches System eingeführt, ist aber mittlerweile auch für diese Technologie wieder zu einer Mindestpreisregelung zurückgekehrt. Andere europäische Länder wie etwa Polen haben ein nationales, verpflichtendes Ziel für EE gesetzlich fixiert, aber bisher noch nicht mit angemessenen Detailregelungen ergänzt. Australien hat ein Quotensystem 2001 eingeführt, Japan im Jahr 2003. In 19 Bundesstaaten der USA sind mengengesteuerte Regulierungen etabliert, teilweise parallel zu Mindestpreisregelungen. Die Einführung einer Mengenregelung auf Bundesebene ist in den USA aber im letzten Jahr gescheitert.

Frage 16

Es kommt sehr auf die Ausgestaltung der Regelungen und den Einsatz ergänzender Instrumente an. Texas ist der erste amerikanische Bundesstaat, bei dem eine Mengenregelung zu einem nennenswerten Zubau von EE geführt hat. Dies ist allerdings auch auf die zusätzlich gewährten und ursprünglich nur zeitlich befristeten Betriebskostenzuschüsse des Bundes zurückzuführen. Die realisierten Erzeugungskosten sind mit 4-5 UScents/kWh vergleichsweise niedrig. Für einen Vergleich mit anderen Ländern sind aber auch die sehr guten natürlichen Bedingungen in Texas zu berücksichtigen. Weiterhin sind beinahe ausschließlich Windenergieanlagen errichtet worden, ein breiter Technologiemix wurde nicht erreicht. Erfahrungen mit Mengenregelungen in anderen **amerikanischen Bundesstaaten sind eher ernüchternd**, was aber auch auf Schwächen in der individuellen Ausgestaltung zurückzuführen ist.

In **Großbritannien** sind aufgrund eines Nachfrageüberhangs die Preise für Zertifikate deutlich höher als ursprünglich erwartet. Dies und zusätzliche Investitionszuschüsse der Regierung haben nun dazu geführt, dass eine ganze Anzahl von offshore Windenergieanlagen im Bau und Planung sind. Als ein Problem hat sich die Aufnahme von Krediten herausgestellt, da die unsteten Erträge aus dem Zertifikatsverkauf von den Kreditgebern nicht als ausreichende Sicherheit angesehen werden. Eine Novellierung der Mengenregelung ist in Diskussion.

Die Regelung in **Schweden** ist erst im vergangenen Jahr in Kraft getreten, Erfahrungen liegen daher nur begrenzt vor. Es wird vermutet, dass der ganz überwiegende Teil der ehrgeizigen Ziele (10 TWh/a EE zusätzlich bis 2010 bei einem gegenwärtigen Stromverbrauch von 140 TWh/a) über Biomassezufuhr in existierenden Feuerungsanlagen erreicht werden wird. In **Australien** sind bisher deutlich mehr Zertifikate „produziert“ worden als zur Erfüllung der Quote benötigt.

Insgesamt kann bisher keines der europäischen Länder mit Mengenregelungen ein vergleichbares Wachstum der EE aufweisen wie es in Deutschland und anderen Ländern mit Preisregelungen (z.B. Spanien, früher auch Dänemark) der Fall ist.

Frage 17

Theoretisch impliziert eine Mengenregelung, dass nur die kostengünstigsten EE-Technologien zum Zuge kommen und damit ein bestimmtes Ausbauziel so **kosteneffizient** wie möglich erreicht werden kann. Ein **Wettbewerb zwischen** verschiedenen **Technologien** und **Standorten** wird induziert. Die Grenzkosten der Zielerreichung sind für alle Verpflichteten gleich. Angebot und Nachfrage werden über den Markt zusammengefasst, sodass große Anlagen mit entsprechenden Größenvorteilen errichtet werden können.

Als Problem ergibt sich, dass in Mengenregelungen Anlagenbetreiber über die gesamte Lebensdauer einer Anlage im Wettbewerb miteinander stehen. D.h. Betreiber heutiger Anlagen werden mit Betreibern von Anlagen konkurrieren müssen, die erst in zehn Jahren errichtet werden und entsprechend kostengünstiger sind. Zukünftige Einnahmen sind entsprechend ungewiss, die Finanzierung damit risikobehaftet und teuer. Betreiber von EE Anlagen haben geringe Möglichkeiten, die Kosten des Betriebs zu senken und damit auf diesen Wettbewerbsdruck zu reagieren, da EE-Technologien mit Ausnahme der Biomasse durch einen geringen Betriebskostenanteil, aber einen hohen Kapitalkostenanteil charakterisiert sind.

Im Umkehrschluss bedeutet dies, dass sich Wettbewerb bei EE also insbesondere in der Investitionsphase kostensenkend auswirkt. In einer wie dem EEG gestalteten Preisregelung unterliegen die Anlagenhersteller aber bereits vollständig dem Wettbewerb, die Mengenregelung böte demgegenüber also keine weiteren Vorteile. Darüber hinaus werden in der Praxis von Mengenregelungen häufig langfristige Verträge zwischen EE Anlagenbetreibern und Verpflichteten abgeschlossen. Auf diese Weise beseitigt man das Problem des Konkurrenzdrucks über die gesamte Lebensdauer, da so der Wettbewerb in der Betriebsphase eliminiert wird. Gleichzeitig sind aber auch die Anreize zur Kostensenkung geringer und damit auch die Vorteile der Mengenregulierung. Preis- und Mengenregulierung nähern sich dann in ihren Eigenschaften an.

Wettbewerb zwischen den EE-Technologien bedeutet auch, dass nicht das ganze Spektrum der EE gefördert wird, sondern nur die derzeit kostengünstigste. Die Impulse zur Weiterentwicklung marktfernerer EE Technologien fallen entsprechend deutlich geringer aus.

Mengenregelungen sind im übrigen für die im Gesetzentwurf genannten Mengenziele nicht die effizientere Lösung, da es sich hierbei um Mindestziele handelt, eine Übererfüllung also prinzipiell erwünscht ist. Eine Mengenregelung könnte dagegen bei zu wenig ambitioniert gesetzten Zielen oder bei einer schnelleren Entwicklung der EE als ursprünglich antizipiert auch als Deckel wirken, der ihre weitere Verbreitung behindert. Als Steuerinstrument sind Anpassungen der Vergütungssätze vielversprechender.

Frage 18

Ja.

Die genannten Schwierigkeiten bei Mengenregelungen können prinzipiell alle behoben werden. Teilweise gehen dabei aber die theoretisch realisierbaren Effizienzvorteile gegenüber einer Preisregelung verloren. Weiterhin ist zu beachten, dass Mengenregelungen umso ungeeigneter sind, je marktferner die zu fördernden Technologien sind.

Frage 19

s.o.

Frage 20

Stichwortartig seien genannt: ausreichend ambitionierte Zielsetzungen mit klarem Zeithorizont und jährlichen Zwischenzielen, klare Definitionen der zu fördernden Technologien und Anwendungsbereiche, eindeutige Definition der verpflichteten Parteien, jährliche Erbringung der Ziele, ausreichende und durchsetzbare Sanktionen bei Nichterfüllung.

Frage 23

Ja.

Die Anlagenhersteller befinden sich im Rahmen des EEG heute schon im Wettbewerb. Ausreichende Anreize zur Kostensenkung sind gegeben.

Frage 27

Wünschenswert, aber nur sehr schwer zu realisieren.

Energiepolitische Instrumente müssen immer Bezug auf den Klimaschutz nehmen, da der überwiegende Teil der Klimagasemissionen aus dem Energiebereich stammen. International betrachtet bleibt eine engere Verknüpfung dieser beiden Politikbereiche aber schwierig. Wie die Verhandlungen um die Ratifizierung des Kyoto-Protokolls und um das europäische Klimagasemissionshandelssystem zeigen, ist die Klimapolitik selbst schon hochkomplex und durch stark konträre Positionen geprägt. Eine engere Verknüpfung mit der Energiepolitik würde die Klimapolitik noch komplexer machen und greifbare Ergebnisse unwahrscheinlicher werden lassen.

Frage 28

Ja.

Das EEG ist aufgrund seiner Zielsetzung sowohl ein Instrument der Klima- wie der Energiepolitik.

Frage 29

s.o.

Frage 30

Eine aktuelle Evaluierung bestehender JI und CDM Aktivitäten zeigt, dass die Mehrzahl der Aktivitäten EE initiieren. EE profitieren derzeit also von den flexiblen Mechanismen, obwohl anderen Maßnahmen wie Energieeffizienz oder Aufforstung geringere spezifische Kosten nachgesagt werden.