

Arbeitspapier der Europäischen Kommission

Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern und der Elektrizitätsbinnenmarkt

EINLEITUNG

- 1. Die Zielstellung des Arbeitspapiers der Kommission**
- 2. Erneuerbare Energieträger und die Energiepolitik der EU**
- 3. Kurs auf den Binnenmarkt für Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern**

I. DERZEITIGE FÖRDERREGELUNGEN FÜR ELEKTRIZITÄT AUS ERNEUERBAREN ENERGIETRÄGERN IN DER EU

- 1. Die Notwendigkeit der Förderung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern**
- 2. Die verschiedenen Regelungen in den Mitgliedstaaten und auf Gemeinschaftsebene**
- 3. Überblick über die Preise und Marktanteile erneuerbarer Energieträger**
- 4. Vorläufige Überprüfung der Regelungen zur Direktförderung**
 - 4.1. Einleitung**
 - 4.2. Feste Einspeisungstarife**
 - 4.2.1. Vereinbarkeit mit den Bestimmungen des EU-Vertrags**
 - 4.2.2. Ein sicheres regulatorisches Umfeld**
 - 4.2.3. Effizienz und Effektivität**
 - 4.2.4. Politische und verwaltungstechnische Fragen**
 - 4.2.5. Abschließende Bemerkungen**

- 4.3. Quotenregelungen (wettbewerbsorientierte Regelungen)**
 - 4.3.1. Vereinbarkeit mit den Bestimmungen des EU-Vertrags**
 - 4.3.2. Ein sicheres regulatorisches Umfeld**
 - 4.3.3. Effizienz und Effektivität**
 - 4.3.4. Politische und verwaltungstechnische Fragen**
 - 4.3.5. Abschließende Bemerkungen**
- 4.4. Regelungen mit Festprämien**
 - 4.4.1. Vereinbarkeit mit den Bestimmungen des EU-Vertrags**
 - 4.4.2. Ein sicheres regulatorisches Umfeld**
 - 4.4.3. Effizienz und Effektivität**
 - 4.4.4. Politische und verwaltungstechnische Fragen**
 - 4.4.5. Abschließende Bemerkungen**

II. ERNEUERBARE ENERGIETRÄGER UND DER BINNENMARKT: GRUNDLEGENDE OPTIONEN

III. MÖGLICHE INHALTE EINES VORSCHLAGS DER GEMEINSCHAFT

- 1. Grundlegende Optionen**
 - Option 1: Quotenregelungen**
 - Option 2: Regelungen mit Festprämien**
 - Option 3: Gemischte Regelungen**
- 2. Zusätzliche Fragen**
 - 2.1. Definition von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern**
 - 2.2. Übergangszeiträume**
 - 2.3. Kleine isolierte Systeme und neu entstehende Marktsegmente**
 - 2.4. Übergangsregelungen ("gestrandete Kosten")**
 - 2.5. Zertifizierung der Herkunft**
 - 2.6. Mindestförderung für EE-Elektrizität**

IV. TECHNISCHE UND ADMINISTRATIVE FRAGEN

- 1. Einleitung**
- 2. Verwaltungs- und Planungsverfahren**
- 3. Netzanschluß und Fragen der Verstärkung**

V. SCHLUSSFOLGERUNGEN

VI. ANHÄNGE

- I. Installierte Leistung an Windkraft (MW)**
- II. Anteil der Elektrizität aus EE am gesamten Elektrizitätsverbrauch in %**
- III. Preise für EE-Elektrizität in den Mitgliedstaaten**
- IV. Ausgaben für F&E im Bereich der erneuerbare Energieträger, nach Ländern**
- V. Förderung von EE-Elektrizität außerhalb der Europäischen Union**
- VI. Einzelheiten zu den erfolgten Untersuchungen und Konsultationen**

EINLEITUNG

1. Zielstellung des vorliegenden Arbeitspapiers

Die Kommission kam in dem ersten Bericht über den Harmonisierungsbedarf im Hinblick auf den Elektrizitätsbinnenmarkt¹ zu folgender Schlußfolgerung:

"[Es] zeichnet sich jedoch, wie bereits im Weißbuch über erneuerbare Energieträger² erläutert, eindeutig die Notwendigkeit gemeinsamer Vorschriften in diesem Bereich ab. Die Tatsache, daß derzeit eine Reihe unterschiedlicher Beihilfemodelle besteht, wird aller Voraussicht nach zu Handels- und Wettbewerbsverzerrungen führen. Den erneuerbaren Energieträgern in der EU wird angesichts der aus der Konferenz von Kioto erwachsenden Verpflichtungen in den kommenden Jahren zweifellos immer mehr Bedeutung zukommen, was die potentiellen Marktverzerrungen entsprechend vergrößern wird. Noch sind die handels- und wettbewerbsverzerrenden Auswirkungen der einzelnen Beihilfemodelle für erneuerbare Energieträger angesichts des geringen Marktanteils der aus erneuerbaren Energieträgern erzeugten Elektrizität relativ begrenzt. Diese negativen Auswirkungen werden jedoch in den nächsten Jahren vermutlich beträchtlich ansteigen. Vor diesem Hintergrund empfiehlt es sich, so rasch wie möglich einige gemeinsame Vorschriften in diesem Bereich festzulegen."

Bevor dieser Schritt unternommen wird - so schließt dieser Bericht ab - ist es notwendig, weitere detaillierte Informationen zusammenzutragen und zu analysieren, um insbesondere die relativen Vor- und Nachteile der verschiedenen Vorgehensweisen bei der Förderung erneuerbarer Energieträger in den einzelnen Mitgliedstaaten zu bestimmen.

Zielstellung des vorliegenden Arbeitspapiers ist es, der Kommission die Ergebnisse der nach Annahme des oben genannten Berichtes durchgeführten Untersuchungen mitzuteilen und auf der Grundlage dieser Ergebnisse mögliche Schlußfolgerungen und Optionen für Aktionen vorzuschlagen. Vorgesehen ist, daß die Kommission auf der Grundlage der nach Annahme dieses Berichtes insbesondere vom Rat und dem Europäischen Parlament eingehenden Stellungnahmen festlegt, welche Maßnahmen anschließend vorgeschlagen werden sollten.

Es ist wichtig, hervorzuheben, daß die Kommission zum gegenwärtigen Zeitpunkt die Frage noch nicht endgültig geklärt hat, ob Harmonisierungsmaßnahmen auf Gemeinschaftsebene vorgeschlagen werden sollten, und wie diese Maßnahmen, sofern sie vorgeschlagen werden, im einzelnen aussehen könnten. In dem vorliegenden Arbeitspapier werden eine Reihe von möglichen Optionen aufgezeigt, die es sorgfältig zu prüfen gilt; eine endgültige Entscheidung zu all diesen Fragen soll jedoch nach Auswertung der Reaktionen auf das vorliegende Arbeitspapier getroffen werden.

¹ Bericht an den Rat und an das Europäische Parlament über den Harmonisierungsbedarf. Richtlinie 96/92/EG betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt. KOM (1998)167 endg. vom 16.3.1998.

² "Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger - Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan", KOM(97) 599endg. vom 26.11.1997.

Die Anhänge zum vorliegenden Arbeitspapier enthalten Angaben zum Anteil der EE-Elektrizität in den Mitgliedstaaten, zu den Preisen, die für diese Elektrizität gezahlt werden, zur Förderung von Forschung und Entwicklung sowie genaue Angaben über Geltungsbereich und Inhalt der von der Kommission durchgeführten Untersuchungen sowie über die mit den betreffenden Parteien durchgeführten Konsultationen.

Nähere Angaben zu den in den einzelnen Mitgliedstaaten angewandten Förderregelungen enthält ein Arbeitspapier der Kommissionsdienststellen, das demnächst vorgelegt werden soll.

2. Erneuerbare Energieträger und die Energiepolitik der EU

2.1. Förderung erneuerbarer Energieträger hat in der Gemeinschaft Priorität

Zu den Hauptprioritäten der EU-Energiepolitik gehören:

- · Sicherung der Energieversorgung,
- · Wettbewerbsfähigkeit und
- · Umweltschutz.

Die Förderung erneuerbarer Energieträger mit der Zielstellung einer Steigerung ihres Anteils am Brennstoffmix, und zwar insbesondere durch Gewährleistung effizienter und geeigneter Förderregelungen zur Kostensenkung, ist mit all diesen politischen Zielstellungen vereinbar.

Die Hauptgründe, weshalb erneuerbare Energieträger entwickelt werden müssen, betreffen:

- die Umwelt: Die Umweltvorteile erneuerbarer Energieträger sind unbestritten. Durch erneuerbare Energieträger entstehen gar keine oder drastisch verminderte schädliche Gasemissionen wie CO₂, NO_x und SO_x. CO₂ gilt als Hauptverursacher des Treibhauseffektes und bewirkt zum Teil globale Klimaveränderungen. NO_x und SO_x sind Gase, die sauren Regen verursachen, dessen negative Auswirkungen in großem Umfang dokumentiert wurden. Erneuerbare Energieträger sind entweder kohlenstofffreie Brennstoffe, oder sie sind kohlenstoffneutral, wie die Biomasse. Das Protokoll von Kioto verpflichtet die Mitgliedstaaten der Europäischen Union, in dem Bindungszeitraum von 2008 bis 2012 die Treibhausgasemissionen um 8 % ihres 1990 erreichten Niveaus entweder einzeln oder gemeinsam zu verringern. Erneuerbare Energieträger sind deshalb ein wichtiges Element des benötigten Maßnahmenpakets, wenn die Europäische Union die von ihr bei der Ratifizierung des Protokolls von Kioto eingegangenen Verpflichtungen einhalten will. Eine erhebliche Anhebung des Anteils erneuerbarer Energieträger am Primärenergieverbrauch der EU ist ferner ein wichtiges Element der Integration des Umweltfaktors und insbesondere der Klimaänderungen in die EU-Energiepolitik, wie sie auf den Tagungen des Europäischen Rates in Cardiff und Wien gefordert wurde.

- die Wettbewerbsfähigkeit des EE-Sektors der EU: Eine Politik, die darauf ausgerichtet ist, den Anteil erneuerbarer Energieträger zu erhöhen, wird der europäischen EE-Industrie neue Impulse verleihen und maßgeblich dazu beitragen, daß die zur Finanzierung verstärkter FuE-Aktivitäten in diesem Sektor in der EU erforderliche kritische Masse erreicht wird. Der Export von Anlagen und Technologien wird sich auf die Handelsbilanz der Europäischen Union positiv auswirken.

- Versorgungssicherheit und -diversifizierung: Da es sich bei erneuerbaren Energieträgern um einheimische Energiequellen handelt, erhöhen sie die Sicherheit der Energieversorgung innerhalb der Europäischen Union, die immer stärker vom Import fossiler Brennstoffe abhängig wird. Sie führen auch zu einer stärkeren Diversifizierung der Brennstoffpalette.

- den sozialen und wirtschaftlichen Zusammenhalt:

- · erneuerbare Energieträger haben beträchtliche Vorteile für isolierte Regionen, die nicht ausreichend oder überhaupt noch nicht an das Netz angeschlossen sind,
- · durch die Verwendung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern im Rahmen kleiner isolierter Systeme können kostspielige Anschlüsse an das Netz vermieden oder hinausgezögert werden,
- · die Nutzung einiger erneuerbarer Energieträger ist arbeitsintensiv und schafft Arbeitsplätze, insbesondere an Standorten in ländlichen Bereichen. Dies gilt besonders für Biomasse. In den arbeitsmarktpolitischen Leitlinien für 1999 wird den Mitgliedstaaten empfohlen, die Ausschöpfung des Arbeitsmarktpotentials im Bereich der Umwelttechnologien voranzutreiben.

In Anbetracht dieser Tatbestände sowie der fortlaufenden Analyse der Kommission in diesem Sektor werden künftige Förderregelungen der Gemeinschaft in bezug auf die regionale Entwicklung im kommenden Bezugszeitraum 2000-2006 effektiver und fokussierter sein können.

2.2. Historische Entwicklung und zu erwartendes Wachstum in der EU

Der einzige erneuerbare Energieträger, der vor 1990 in beträchtlichem Umfang in Anwendung kam, war die Wasserkraft, und zwar gewöhnlich in Form großer Wasserkraftwerke. Seitdem ist dank verschiedener Fördermaßnahmen der nationalen Regierungen wie auch der Gemeinschaft bei allen erneuerbaren Energieträgern ein signifikantes Wachstum von 15-30% zu verzeichnen. Ihr Anteil am gesamten EU-Elektrizitätsmarkt ist jedoch nach wie vor gering; wenn man die großen Wasserkraftwerke ausklammert, liegt er bei 3%. Die spezifische Entwicklung an installierter Leistung auf dem Windkraftsektor ist aus Anhang I ersichtlich.

Die Entwicklung der aus erneuerbaren Energieträgern erzeugten Elektrizität in den einzelnen Mitgliedstaaten ist aus Anhang II ersichtlich.

Die Bedeutung der aus erneuerbaren Energieträgern erzeugten Elektrizität wird in den kommenden Jahren signifikant zunehmen. Die Internationale Energieagentur (IEA) hat beispielsweise in ihrem "World Energy Outlook" für 1998 prognostiziert, daß die Zunahme an Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern in den Mitgliedstaaten der

Europäischen Union größer sein wird als die Zunahme an konventionell erzeugter Elektrizität.

Dies wird durch Angaben bestätigt, die die Kommission von den Mitgliedstaaten erhalten hat. Die folgenden Länder³ haben Wachstumsziele für die Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern angegeben (sofern nicht anders angegeben, gelten die Zahlen ausschließlich großer Wasserkraftwerke): Österreich (3 % im Jahre 2005), Vereinigtes Königreich (10 % im Jahre 2010, einschließlich großer Wasserkraftwerke), Dänemark (20 % Anstieg bis 2005, 79 % Anstieg bis 2030), Finnland (100 MW-Wind bis 2005, 25 % Anstieg an Bioenergie bis 2005), Griechenland (255-355 MW bis 2003), Irland (19,7 % im Jahre 2010, einschließlich großer Wasserkraftwerke), Portugal (837 MW bis 2006), Spanien (1200 MW bis 2000).

2.3. Das Weißbuch

In dem Weißbuch über erneuerbare Energieträger⁴ wird festgestellt, daß erneuerbare Energieträger im Vergleich zu dem verfügbaren technischen Potential immer noch einen unannehmbar bescheidenen Anteil an der Energiebilanz der Gemeinschaft haben. 1995 betrug der Anteil erneuerbarer Energieträger am gesamten Bruttoinlandsenergieverbrauch der EU etwas weniger als 6 %. Das Weißbuch setzt sich das ehrgeizige Ziel, den Anteil erneuerbarer Energieträger bis 2010 auf 12 % zu verdoppeln. Dieser Prozentsatz ist um so ehrgeiziger, als der größte Teil des derzeitigen Anteils erneuerbarer Energieträger von 6 % aus großen Wasserkraftwerken stammt, deren Entwicklungsperspektiven sehr begrenzt sind. Die Mitgliedstaaten sind dahingehend übereingekommen, daß ein anhaltender und substantiell vergrößerter Einsatz erneuerbarer Energieträger in der gesamten Gemeinschaft gefördert werden muß, und sie haben das Weißbuch als Grundlage für die Entwicklung von Aktionen auf Gemeinschaftsebene in Ergänzung zu Aktionen auf nationaler Ebene begrüßt⁵. Dieses Engagement ist in Anbetracht der Verpflichtungen der EG und der Mitgliedstaaten aus dem Kioto-Protokoll, die Treibhausgasemissionen zu reduzieren, um so wichtiger.

3. Die Elektrizitätsbinnenmarktlinie

Die Richtlinie 96/92/EG betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt⁶ schafft nur einen einzigen expliziten Mechanismus für die Begünstigung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern: Artikel 8 Absatz 3⁷:

³ In den Antworten auf einen Fragebogen, den die Kommission 1998 an alle Mitgliedstaaten richtete.

⁴ "Energie für die Zukunft: Erneuerbare Energieträger - Weißbuch für eine Gemeinschaftsstrategie und Aktionsplan", KOM(97) 599endg. vom 26.11.1997.

⁵ Entschließung des Rates vom 8. Juni 1998, ABl. C 198 vom 24.6.1998.

⁶ ABl. L 27 vom 30.1.1997, S. 20.

„Der Mitgliedstaat kann dem Betreiber des Übertragungsnetzes zur Auflage machen, dass er bei der Inanspruchnahme von Erzeugungsanlagen solchen den Vorrang gibt, in denen erneuerbare Energieträger oder Abfälle eingesetzt werden oder die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung arbeiten.“

Damit wird eine Ausnahme von der in Artikel 8 Absatz 2 aufgestellten Grundregel gemacht, nach der *"die Einspeisung aus den Produktionsanlagen und die Nutzung der Verbindungsleitungen auf der Grundlage von Kriterien erfolgen, ... bei denen der wirtschaftliche Vorrang von Strom aus verfügbaren Erzeugungsanlagen berücksichtigt wird."*

Dieses Verfahren wurde in der Tat von den meisten Mitgliedstaaten vor der Liberalisierung angewendet: Der Übertragungsnetzbetreiber kauft Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern zu höheren Preisen, die über denen für „konventionell“ erzeugte Elektrizität liegen, gibt diese Zusatzkosten an seine abhängigen Kunden weiter und legt die Zusatzkosten somit auf alle abhängigen Kunden um.

Nach der Liberalisierung könnte es jedoch zunehmend schwieriger werden, die Förderung für erneuerbare Energieträger weiterhin auf dieses Verfahren zu gründen. Da eine große Zahl von Verbrauchern wählen kann, von wem sie Elektrizität kauft, kann sie sich dafür entscheiden, nicht von dem vertikal verflochtenen Netzbetreiber zu kaufen. Tritt dieser Fall ein, kann der Netzbetreiber die Kosten der Verpflichtung für die Zuschaltungspriorität von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern nur auf eine kleinere Kundenbasis umlegen. Dies wird wiederum dazu führen, daß der Netzbetreiber die Preise erhöhen muß, da die aus der Zuschaltungspriorität für erneuerbare Energieträger resultierende Preissteigerung auf weniger Kunden zu verteilen ist. Das kann wiederum dazu führen, daß weitere in Frage zugelassene Kunden anderswo kaufen, so daß ein Teufelskreis entsteht.

In einem liberalisierten System stehen die Mitgliedstaaten deshalb unter Druck, um ein solches Verfahren zu Gunsten eines Verfahrens aufzugeben, bei dem alle Elektrizitätsverbraucher ungeachtet dessen, ob sie zugelassene Kunden sind oder nicht, in gleicher Weise zu den Zusatzkosten für die Förderung erneuerbarer Energieträger beitragen. In der EU geschah dies über einen finanziellen Fördermechanismus, der von allen inländischen Elektrizitätsverbrauchern finanziert wurde. Artikel 8 Absatz 3 ist deshalb auf solche Regelungen nicht anwendbar, da er klar auf Zuschaltungspriorität ohne ein weiteres finanzielles Förderungsinstrument begrenzt ist.

Die derzeit in der EU geltenden Förderregelungen werden also in der Richtlinie nicht ausdrücklich gebilligt.

Da die Richtlinie eine Ausnahmeregelung von den geltenden Wettbewerbsregeln des EG-Vertrags nicht rechtfertigt, gelten diese Regeln auch für Regelungen, die die Mitgliedstaaten geschaffen haben, um die EE-Elektrizität zu fördern. Sofern eine Prüfung zu dem Ergebnis führt, daß diese Regelungen die Gewährung staatlicher Beihilfen beinhalten, können solche Beihilfen im Einklang mit jenen Grundsätzen gerechtfertigt werden, die im Gemeinschaftsrahmen für staatliche Umweltschutzbeihilfen⁸ festgelegt

⁷ Die Richtlinie enthält in Artikel 11 Absatz 3 eine ähnliche Bestimmung für die Verteilung; die nun folgende Analyse gilt auch für jenen Artikel.

⁸ ABl. C 72 vom 10. März 1994, S. 3.

sind. Unter Punkt 2.3 dieses Gemeinschaftsrahmens werden Betriebsbeihilfen für die Erzeugung erneuerbarer Energien ausdrücklich erwähnt. Der Gemeinschaftsrahmen soll im Laufe des Jahres 1999 einer Überprüfung unterzogen werden.

I DERZEITIGE FÖRDERREGELUNGEN FÜR ERNEUERBARE ENERGIETRÄGER IN DER EUROPÄISCHEN UNION

1. Die Notwendigkeit der Förderung erneuerbarer Energieträger

Erneuerbare Energieträger müssen kurz- und mittelfristig gefördert werden, damit sie sich entwickeln und die in Kioto übernommenen Verpflichtungen erfüllen können. Die Gründe für die Notwendigkeit der Förderung hängen grundlegend mit den folgenden beiden Aspekten zusammen:

Kosten: Der größte Nachteil der Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern ist im Augenblick die Tatsache, daß ihre Kosten unter den derzeitigen Rahmenbedingungen, die durch fehlende Internalisierung externer Kosten der Energieproduktion gekennzeichnet sind, die Tendenz haben, beachtlich höher zu sein als die Kosten für konventionelle Energieträger.

Dieser Kostennachteil wird sich mit der Zeit verringern. Die Preise für die Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern haben sich in den letzten 10 Jahren aufgrund des Technologiefortschritts und der breiteren Basis, auf der Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern hergestellt wird, beträchtlich verringert, wie aus nachstehender Tabelle zu ersehen ist:

Entwicklung der Produktionskosten für Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern pro kWh (in €)

Technologiebereich	1980	1985	1990	1995	2000 (Prognose)
Wind	0,22 ⇔ 0,57	0,11 ⇔ 0,28	0,067 ⇔ 0,17	0,030 ⇔ 0,077	0,025 ⇔ 0,065
Biomasse					
a) Vergasung				a) nicht zutreffend	a) 0,077
b) Zufeuerung	c) 0,074	c) 0,074	c) 0,074	b) 0,061	b) nicht zutreffend
c) Dampfkreislauf				c) 0,083	c) 0,074
Kleine Wasserkraftwerke	0,02 ⇔ 0,17	0,02 ⇔ 0,15	0,019 ⇔ 0,13	0,019 ⇔ 0,12	0,019 ⇔ 0,1

Quelle : ATLAS, Compendium of Technology Modules, Energy Technology Information Base 1980-2010, European Network of Energy Agencies

Diese Kostensenkung hat natürlich eine Auswirkung auf die Preise. In Großbritannien betrug beispielsweise der von Elektrizitätsgesellschaften für Strom gezahlte Durchschnittspreis 2,53 Pence pro kWh 1997, und das durchschnittliche Angebot für Wind (> 0,768 MW) betrug 3,53 Pence pro kWh im Vergleich zu 10 p/kWh im Jahre 1990. Die vollständigen Zahlen zu der Preisentwicklung in Großbritannien sind in Anhang III aufgeführt.

Aus der vorstehenden Darlegung scheint sich die richtige Schlußfolgerung abzuleiten, daß für eine künftige positive Entwicklung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern zwei wesentliche Punkte erforderlich sind: ein Preisstützungsmechanismus, der es den Produzenten für Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern ermöglicht, auf den Markt zu gelangen und akzeptablen Gewinn zu erzielen, sowie ein stabiles regulatorisches Umfeld, damit Investoren in den Markt einsteigen können, ohne befürchten zu müssen, daß der Preisstützungsmechanismus in einer Weise verändert wird, die ihre Investition unprofitabel macht.

Infrastruktur: Bezüglich der Infrastruktur stehen die Erzeuger von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern vor einer Reihe großer Herausforderungen, die angesprochen werden müssen:

- Planung: Viele Projekte werden verzögert und schließlich wegen der Länge der Planungsverfahren nicht realisiert. Da Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern meist auf dezentraler Basis erzeugt wird, müssen die erforderlichen Anlagen oft näher an Kommunen errichtet werden als die herkömmlichen Anlagen. Vereinfachte, beschleunigte Planungsverfahren — vorzugsweise auf lokaler und regionaler Ebene —, die geeignet sind, lokale Eingriffe in die Umwelt und folglich den Widerstand auf ein Minimum zu reduzieren, würde einen fortlaufenden Ausbau der Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern erleichtern.

- Fragen des Netzanschlusses: Der Anschluß von Elektrizitätserzeugern aus erneuerbaren Energieträgern an das Netz stellt für Übertragungs- und Verteilernetzbetreiber insbesondere aufgrund des dezentralen Charakters jener Erzeuger und ihrer im Vergleich zu den traditionellen Elektrizitätserzeugungsanlagen niedrigen Einheitsleistung eine Reihe von Herausforderungen und Chancen dar. Vor allem aus den vorstehend genannten Gründen kann der Anschluß an das Verteilernetz teuer sein, insbesondere dort, wo neue Leitungen gelegt werden müssen. Andererseits können Elektrizitätswerke auf der Basis erneuerbarer Energieträger durch deren dezentrale Beschaffenheit oft Elektrizität auf Verteilungs- oder Ortsebene einspeisen und dadurch die Übertragungskosten auf ein Minimum senken. Diese Punkte sowie die notwendige Gewährleistung, daß Anschlußkosten auf kostenreflektiver Basis erhoben und der Nutzen anderer aus diesen neuen Anschlüssen berücksichtigt werden, finden nach den der Kommission darüber vorliegenden Informationen bei den Betreibern der Übertragungs- und Verteilernetze nicht immer voll Berücksichtigung.

Forschung und technologische Entwicklung: Forschung und Entwicklung spielen bei der Erkennung neuer Anwendungsbereiche sowie der Entwicklung und Demonstration auf erneuerbaren Energieträgern basierender Technologien eine wesentliche Rolle. Sie leisten ferner einen wichtigen Beitrag zur Reduzierung der Stromerzeugungskosten und zur Lösung technischer Probleme in bezug auf Infrastruktur und Netzanschluß. Wenn die erneuerbaren Energieträger ihr Potential voll entfalten sollen, sind fortlaufende

Forschungstätigkeiten und technische Unterstützung in der vorwettbewerblichen Phase unbedingt erforderlich.

2. Die verschiedenen Regelungen in den Mitgliedstaaten und auf Gemeinschaftsebene

Alle Mitgliedstaaten fördern erneuerbare Energieträger auf eine oder mehrere Arten durch Forschung und Entwicklung, Steuernachlässe/Steuerbefreiungen, Garantiepreise, Investitionszuschüsse und ähnliches. Die Kommission fördert selbst seit mehr als einem Jahrzehnt Forschungstätigkeiten im Bereich der erneuerbaren Energieträger, und zwar unter dem Rahmenprogramm für Forschung, technologische Entwicklung und Demonstration, insbesondere dem spezifischen Programm für den Bereich der nichtnuklearen Energien. Dieses Programm beinhaltet die Förderung der Entwicklung und Nutzung erneuerbarer Energieträger durch Forschungs- und Demonstrationsaktivitäten mit dem Ziel, den Nutzern bessere, zuverlässigere und kostengünstigere Technologien anbieten zu können. Unter dem Fünften Rahmenprogramm⁹ soll dieses Programm auch weiterhin aktiv dazu beitragen, technische Lösungen für die im vorliegenden Arbeitspapier herausgestellten Engpässe zu entwickeln.

Die Größenordnung der gewährten Förderung schwankt je nach der gesamtwirtschaftlichen Lage sowohl im Hinblick auf die von der Politik gesetzten Prioritäten als auch im Hinblick auf das Vorhandensein natürlicher Ressourcen beträchtlich zwischen den einzelnen Mitgliedstaaten. Eine ausführliche Beschreibung der wichtigsten Förderregelungen der einzelnen Mitgliedstaaten enthält ein Arbeitspapier der Kommissionsdienststellen, das demnächst vorgelegt werden soll.

Zusammenfassend lassen sich die folgenden Hauptförderformen feststellen:

- Fast alle Formen erneuerbarer Energieträger werden von den Regierungen und von der Kommission über Subventionen für Forschung und Entwicklung gefördert. Im Durchschnitt lagen die Fördermittel aus dem Vierten Rahmenprogramm für FuE im Bereich der erneuerbaren Energieträger bei 87,5 Mio. ECU (1995 – 1998).

(Nähere Angaben zur Aufschlüsselung der Haushaltsausgaben für die einzelnen Mitgliedstaaten und für die OECD befinden sich in Anhang IV.)

- In einigen Ländern werden Subventionen für **Kapitalinvestition** oder Darlehen für Investitionen gezahlt. Relativ höhere Subventionen gibt es zur Förderung der technologischen Entwicklung der bisher wirtschaftlich ineffektiveren Technologien, wie zum Beispiel die in Dachflächen eingebauten Photovoltaik-Systeme. Technologien, die bereits stärker auf dem Markt vorgezogen sind, wie zum Beispiel Wind, profitieren auch in vielen Fällen von Subventionen, obgleich auf relativ niedrigerem Niveau.
- In einer Reihe von Ländern (insbesondere Deutschland, Spanien und derzeit Dänemark) wird Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern durch **garantierte Preise** gefördert, die mit einer Kaufverpflichtung für die öffentlichen Energie-

⁹ Beschluß Nr. 182/1999/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 22. Dezember 1998 über das Fünfte Rahmenprogramm der Europäischen Gemeinschaft im Bereich der Forschung, technologischen Entwicklung und Demonstration (1998-2002), ABl. L 26 vom 1. Februar 1999, S. 1.

versorgungsunternehmen gekoppelt sind. Die Höhe der garantierten Preise schwankt jedoch von Land zu Land beträchtlich, wobei in Deutschland, Dänemark, Spanien und Italien im Durchschnitt die höchsten Preise für die Erzeuger von Elektrizität aus erneuerbaren Energiequellen gezahlt werden (Einzelheiten zu Preisen sind nachstehend in Anhang III angegeben).

Die normale Tarifform für die Einspeisung ist ein Festpreis, den alle Elektrizitätserzeuger aus erneuerbaren Energieträgern für die erzeugte Elektrizität erhalten und der mit der Auflage an den Systembetreiber verbunden ist, die gesamte ihm angebotene Elektrizität dieser Art zu kaufen. Der Festtarif kann von Zeit zu Zeit von der entsprechenden Aufsichtsbehörde geändert werden, um beispielsweise durch technischen Fortschritt fallende Preise widerzuspiegeln. Dies kann allerdings auf den Widerstand von Stromerzeugern stoßen, die bereits Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern erzeugen. Der Tarif kann auch durch Subventionen vom Staat ergänzt werden, wie dies zum Beispiel in Dänemark der Fall ist, wo dem unabhängigen Erzeuger eine Subvention für jede in das Netz eingespeiste kWh gezahlt wird.

Eine Grundsatzfrage erwächst jedoch aus der Tatsache, daß der in manchen Einspeisungssystemen als Festpreis gezahlte Preis in Form eines Prozentsatzes des Preises der von dem öffentlichen Versorgungsunternehmen an den Endkunden (gewöhnlich die Industrieabnehmer) tatsächlich verkauften Elektrizität festgesetzt wurde. Die Stromerzeuger aus erneuerbaren Energieträgern erhalten einen festgesetzten Anteil dieses Endpreises oder die „vermiedenen Kosten“. Auf diese Weise bezieht sich der tatsächlich von den Erzeugern der Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern erhaltene Preis nicht zwangsläufig auf den „Marktpreis“ für Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern und berücksichtigt auch nicht zwangsläufig die infolge technologischer Verbesserungen fallenden Erzeugungskosten für Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern.

- Im Vereinigten Königreich und in der Republik Irland wird nach einer **Ausschreibungsregelung** verfahren. Das heißt, daß die Mitgliedstaaten über den gewünschten Umfang erneuerbarer Energieträger nach deren Zusammensetzung (Wind, Biomasse, Solarenergie, Abfall usw.) entscheiden, die die staatliche Politik vorschreibt. Es werden dann eine Reihe von Ausschreibungen für die Lieferung von Elektrizität veranstaltet, deren Lieferung danach auf Vertragsbasis erfolgt. Die Elektrizität wird dann von der für die Ausschreibung verantwortlichen Behörde zu Marktpreisen verkauft, wobei sich die Differenz zwischen Verkaufs- und Einkaufspreis durch eine nichtdiskriminierende Steuerabgabe für den gesamten Elektrizitätsbinnenverbrauch finanziert. Diese Regelung läßt eine Reihe von Variablen zu: Der Mitgliedstaat kann das Niveau der erneuerbaren Energieträger, die Zusammensetzung zwischen verschiedenen erneuerbaren Energieträgern, ihre Wachstumsrate im Laufe der Zeit und das den Produzenten im Laufe der Zeit gebotene langfristige Sicherheitsniveau bestimmen.
- Förderung kann auch in Form von fakultativen **grünen Preisbildungsregelungen** erfolgen, die 1996 in den Niederlanden und in Schweden aufkamen und jetzt auch in anderen Mitgliedstaaten Anwendung finden oder in Erwägung gezogen werden. Mit grünen Preisbildungsregelungen können die Verbraucher fakultativ dafür optieren, eine Prämie für Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern zu zahlen. Die Verbraucher zahlen einen Teil der vollen Zusatzkosten, den die Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern nach sich zieht. Die Regelungen

unterscheiden sich beträchtlich; die kleinste Verpflichtung wird nach der Regelung der Vereinigten Staaten (Colorado) verlangt, wo Verbraucher, die sich für erneuerbare Energieträger entscheiden, ihre Elektrizitätsrechnungen auf den nächsten Dollar aufrunden müssen. Darüber hinaus können sich Verbraucher freiwillig zur Verfügung stellen, in Anlagen zur Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern zu stiften oder ihre gesamte Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern zu beziehen; dies ist charakteristischerweise mit einer Preiserhöhung von ca. 20 % pro kWh gleichbedeutend.

- Die Einführung von spezifischen **Normen-/Zustimmungsverfahren** sowie Bauordnungsvorschriften und Konstruktionsrichtlinien für erneuerbare Energieträger erfolgt in einigen Mitgliedstaaten mit der Zielstellung, die administrativen Planungshürden zu vermindern oder zu straffen. Die obligatorische Zuweisung geeigneter Zonen für die Entwicklung erneuerbarer Energieträger durch örtliche Behörden erleichtert beispielsweise ebenfalls das Wachstum erneuerbarer Energieträger (wie dies in Dänemark der Fall ist).
- Einige Mitgliedstaaten fördern Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern auch über das Steuersystem. Dabei finden folgende Formen Anwendung: (i) Energiesteuerbefreiungen oder Energiesteuererstattungen in den Ländern, wo diese erhoben werden (wie beispielsweise in Finnland, wo die Elektrizitätssteuer wieder erstattet wird, in Dänemark, wo die auf Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern erhobene CO₂-Steuer zurückgezahlt wird, und in Schweden, wo ein Umweltbonus für Windenergieerzeuger gezahlt wird), (ii) niedrigere Mehrwertsteuersätze für einige erneuerbare Energieträgerregelungen, wie Solarenergieanlagen in Portugal, und (iii) Steuerbefreiungen für Investitionen in Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern im kleinen Rahmen. Im Vorschlag der Kommission für eine Richtlinie des Rates zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen (KOM (97) 30endg.) sind ebenfalls Steuerbefreiungen oder Steuersatzermäßigungen für Energie aus erneuerbaren Energieträgern vorgesehen.

3. Überblick über die Preise und Marktanteile erneuerbarer Energieträger

Die Anhänge I – III bieten einen Überblick über die Entwicklung der Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern und über die an unabhängige Erzeuger gezahlten Preise. Aus den Anhängen geht folgendes hervor¹⁰:

- Die größten Zuwächse bei der Produktion aller Formen von EE-Elektrizität mit Ausnahme großer Wasserkraftwerke — gemessen in Prozent des nationalen Elektrizitätsverbrauchs — sind in folgenden Ländern zu beobachten: Dänemark (Anstieg von 2,4% im Jahre 1990 auf 6,3% im Jahre 1996), Niederlande (von 1,4% im Jahre 1990 auf 3,5% im Jahre 1997), Spanien (von 2,6% im Jahre 1994 auf 4,0% im Jahre 1996) und Schweden (von 4,1% im Jahre 1994 auf 5,3% im Jahre 1996), während die Werte in anderen Mitgliedstaaten eher stabil geblieben sind (z.B. Deutschland mit einem geringfügigen Zuwachs von 2,2% im Jahre 1994 auf 2,4% im Jahre 1997, Belgien stabil bei 0,9%) .

¹⁰ Alle Preisangaben sind in Euro umgerechnet worden.

- Bei der Kapazitätsentwicklung ergibt sich folgendes Bild: Bei der installierten Kapazität für Windkraft sind die größten Zuwächse in Dänemark zu verzeichnen, wo die Kapazität von 343 MW im Jahre 1990 auf 1111 MW im Jahre 1997 erweitert wurde, gefolgt von Deutschland, wo sie von 48 MW im Jahre 1990 auf 1966 MW im Jahre 1997 zugenommen hat, und Spanien mit einer Zunahme von 7 MW im Jahre 1990 auf 455 MW im Jahre 1997. In den Niederlanden, wurde sie von 57 MW auf 330 MW erweitert und im Vereinigten Königreich im selben Zeitraum von 10 MW auf 322 MW.
- Die höchsten Vergütungen pro an das Netz abgegebene kWh erhalten potentielle neue Investoren für ihre Investitionen in EE-Anlagen in Deutschland (€ 0,086), Italien (€ 0,083), Dänemark (€0,079, einschließlich staatlicher Beihilfe) und Spanien (€0,068).
- Die Vergütungen sind in Deutschland und Dänemark, die feste Tarife haben, seit 1990 stabil geblieben, dagegen im Vereinigten Königreich im selben Zeitraum um 50% gesunken, nämlich von €0,099 auf €0,049.

4. Vorläufige Überprüfung der Regelungen zur Direktförderung

4.1. Einleitung

Im Rahmen der Arbeiten zur Vorbereitung des vorliegenden Arbeitspapiers hat die Kommission die Vor- und Nachteile der derzeit in der EU geltenden Regelungen zur Direktförderung sowie mögliche künftige Alternativen untersucht.

Bei der Durchführung dieser Analyse hat die Kommission vier wichtige Fragen untersucht:

1. Die Vereinbarkeit der Regelungen mit den grundlegenden Bestimmungen der Gemeinschaft über den Binnenmarkt und über staatliche Beihilfen. Bei wachsendem Marktanteil für Strom aus erneuerbaren Energiequellen kommen die Bestimmungen des EU-Vertrags über den freien Warenverkehr und über staatliche Beihilfen voraussichtlich mehr und mehr ins Spiel. Insbesondere Regelungen, die die Förderung für Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern auf die innerstaatliche Ebene beschränken und nicht für importierte, unter gleichen Bedingungen erzeugte Elektrizität gelten, werden früher oder später mit den Regeln des Binnenmarktes und den Bestimmungen über staatliche Beihilfen in Konflikt geraten. Demzufolge müssen alle nationalen Förderungsmechanismen mit der Zeit die Möglichkeit des Zugangs importierter Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern zu innerstaatlichen Förderregelungen auf nichtdiskriminierender Grundlage vorsehen. Es ist wichtig, festzulegen, in welchem Umfang die einzelnen Regelungen mit dieser Bestimmung im Einklang stehen.

2. Die Fähigkeit der Regelungen, ein sicheres regulatorisches Umfeld zu schaffen. Bei sich entwickelnden Märkten wie dem hier untersuchten, der nur mit Hilfe einer finanziellen Förderung überleben und wachsen kann, ist regulatorische Sicherheit wichtig. Hier sind zwei Fragen von Bedeutung: (i) Ist die Förderregelung selbst mit einem stabilen Fördermechanismus für die Elektrizitätserzeuger verbunden? und (ii) Besteht die Gefahr, daß Zweifel hinsichtlich der Legalität der Regelung in bezug auf die Wettbewerbsregeln der EU mittelfristig den weiter oben unter (i) herausgestellten Nutzen unterminiert oder zumindest beeinträchtigt?

3. Die Effizienz der Regelungen in statischer Hinsicht (also ihre Fähigkeit, dafür zu sorgen, daß die Erzeugung und der Verkauf von Elektrizität mit möglichst niedrigen Kosten verbunden sind) und in dynamischer Hinsicht (also ihre Fähigkeit, Innovationen zu fördern und dadurch wiederum die Kosten nach unten zu treiben) sowie ihre Effektivität (also ihre Fähigkeit, den Umfang der EE-Elektrizitätserzeugung zu erweitern).

4. Politische oder administrative Folgen der Regelungen, die sich auf deren Effektivität als Förderregelungen auswirken können.

Hierbei handelt es sich lediglich um eine vorläufige Analyse, die im Lichte der nach Veröffentlichung dieses Arbeitspapiers eingegangenen Stellungnahmen weiterentwickelt werden soll; im folgenden sollen jedoch die Ergebnisse der bisherigen Überlegungen der Kommission bereits zusammengefaßt werden.

4.2. Feste Einspeisungstarife

4.2.1. Vereinbarkeit mit den Bestimmungen des EU-Vertrags

Regelungen mit festen Einspeisungstarifen ermöglichen zum gegenwärtigen Zeitpunkt weder einen Handel, noch einen Wettbewerb zwischen den EE-Elektrizitätserzeugern. Außerdem ist schwer zu entscheiden, wie in diese Regelungen in ihrer derzeitigen Form die Möglichkeit des Handels eingearbeitet werden könnte — zumindest, solange es diesen Regelungen nicht gelingt, Preisreduzierungen herbeizuführen, die den mit Wettbewerbs- bzw. Quotensystemen zu erzielenden entsprechen, und solange in benachbarten Mitgliedstaaten andere Quoten- bzw. Wettbewerbssysteme gelten. Wenn ein bestimmtes Land beispielsweise einen relativ hoch berechneten festen Einspeisungstarif beibehält, seine Nachbarn aber einen preislich niedriger angesetzten Wettbewerbsmechanismus anwenden, werden die Erzeuger aus letzteren Ländern zunehmend zum Export ihrer Kapazität in das Nachbarland mit dem höheren Preis verlockt. Eine solche Situation könnte beispielsweise entstehen, wenn Deutschland weiterhin hohe Einspeisungsfestpreise zahlte, während die Niederlande eine wettbewerbsorientierte Regelung einführen, deren Gesamtzahlung unter dem deutschen Preis liegen würde. Niederländische Erzeuger von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern könnten deshalb gewinnen, wenn sie die Elektrizität an deutsche öffentliche Versorgungsunternehmen verkauften, für die eine unbegrenzte Kaufverpflichtung für eingespeiste Elektrizität besteht.

4.2.2. Ein sicheres regulatorisches Umfeld

Einspeisungstarife bieten potentiellen Investoren ein hohes Maß an kurzfristiger regulatorischer Sicherheit, da diesen eine feste Rendite garantiert ist. Dies ist ein wichtiger Vorteil, der in die Schaffung von Stromerzeugungskapazität umgesetzt worden ist.

Es bleiben jedoch zwei wichtige Fragen, die in dieser Hinsicht geklärt werden müssen. Erstens besteht diese Sicherheit nur, solange die Preise von der für die Tarifgestaltung zuständigen Regulierungsbehörde nicht oder nicht oft geändert werden. Bei einer Senkung der Kosten durch technologische Entwicklung muß logischerweise auch der Einspeisungstarif gesenkt werden. Da eine Senkung auf Regierungsebene beschlossen wird, erzeugt dies ganz unvermeidlich Unsicherheit.

Zweitens werden aus den vorgenannten Gründen mittelfristig bedeutende Fragen aufgeworfen, und zwar bezüglich der Rechtsgültigkeit solcher Systeme unter dem Aspekt der Bestimmungen des EU-Vertrags über staatliche Beihilfen sowie über den

Binnenmarkt. Die hieraus resultierende Unsicherheit kann mit der Zeit das Vertrauen der Investoren beeinträchtigen.

4.2.3. Effizienz und Effektivität

Wie weiter oben bereits erwähnt, hat sich die Regelung mit festen Einspeisungstarifen hinsichtlich ihrer **Effektivität** als Mittel zum Ausbau der EE-Elektrizitätserzeugung als äußerst effektiv erwiesen. Die größten Zuwächse bei der EE-Elektrizitätserzeugung waren in den letzten Jahren in denjenigen Ländern zu verzeichnen, in denen solche Regelungen angewandt werden.

Hinsichtlich der **statischen Effizienz** sind bei derartigen Regelungen jedoch erhebliche Mängel festgestellt worden.

Der große bei der Analyse der Kommission festgestellte Nachteil fester Einspeisungstarife betrifft die statische Effizienz solcher Regelungen. Wie aus den Preisangaben des Anhangs III ersichtlich ist, ist es den Regelungen mit festen Einspeisungstarifen nicht gelungen, Preisreduzierungen für EE-Elektrizität zu bewirken. Es sind zwei wichtige Faktoren herausgearbeitet worden, die hierzu beigetragen haben:

- Erstens können Festpreisregelungen nicht flexibel und schnell auf mögliche Preissenkungen infolge von Produktivitätssteigerungen reagieren, da jeder Beschluß, die Preise zu senken, von der jeweiligen Aufsichtsbehörde gefaßt werden muß.
- Zweitens sollte der Einspeisungstarif, wie weiter oben bereits erwähnt, überprüft werden, wenn die technologische Entwicklung zu niedrigeren Produktionskosten geführt hat, um übermäßige Profite für neue Erzeuger zu vermeiden. Ungeachtet der Frage, ob der Tarif in absoluten Zahlen oder in Prozent des Marktpreises für Elektrizität aus "traditionellen" Energieträgern festgesetzt wird, kann er jedoch nur durch regulatorische Eingriffe geändert werden. Dies kann sich als unpopulär erweisen und politisch schwer durchzuführen sein, da die bestehenden Erzeuger ein starkes ökonomisches Interesse an der Sicherung von Zahlungen auf einer unverändert hohen Preisebene haben.

Auch in bezug auf die **dynamische Effizienz** gibt es große Fragezeichen in bezug auf Regelungen mit festen Einspeisungstarifen. Da dieses System nicht auf direktem Wettbewerb basiert — weder unter den EE-Elektrizitätserzeugern, noch zwischen EE-Elektrizitätserzeugern und "traditionellen" Elektrizitätserzeugern —, sind die Anreize zur Innovation definitionsgemäß weniger ausgeprägt als bei einer wettbewerbsorientierten Regelung.

4.2.4. Politische und verwaltungstechnische Fragen

Wenn die Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern erst einmal ein einschlägiges Niveau erreicht hat und sich der daraus resultierende Anstieg der Gesamtstrompreise bemerkbar macht, wird es um so wichtiger, zu zeigen, daß ein ausgewogenes Preis-Leistungs-Verhältnis vorliegt, und daß keine Monopolgewinne vorliegen, damit die öffentliche Förderung großer Mengen von EE-Elektrizität aufrechterhalten werden soll. Diese Erwägung hat beispielsweise die dänische Regierung veranlaßt, ihre Absicht bekanntzugeben, eine Umstellung von einem System festgesetzter

Tarife auf ein wettbewerbsorientiertes Tarifsystem vorzunehmen. In dieser Hinsicht kann sich die langfristige Aufrechterhaltung eines Systems von Einspeisungstarifen daher als schwierig erweisen.

Aus verwaltungstechnischer Sicht ist jedoch zu beachten, daß ein System festgesetzter Einspeisungstarife nur mit einem geringen regulatorischen bzw. "bürokratischen" Aufwand verbunden ist.

4.2.5. Abschließende Bemerkungen

Auf Grund der vorstehenden Darlegungen herrscht allgemeines Einvernehmen darüber, daß eine Umstellung von einer Festtarifregelung zu einer auf handels- und wettbewerbsorientierten Regelung auf einer gewissen Stufe unvermeidbar ist; dies gilt insbesondere dann, wenn Strom aus erneuerbaren Energieträgern einen erheblichen Anteil am nationalen Gesamtelektrizitätsverbrauch erreicht. Sobald der Wettbewerb erst einmal eingeführt ist, werden die Preise fallen, was manche Erzeuger, die auf der Basis höherer, garantierter Preise auf den Markt gelangten, zum Scheitern bringen wird. In vielen Fällen muß dies durch kostspielige Mechanismen für gestrandete Kosten gelöst werden.

Folglich könnte man auf der Grundlage der derzeit in der EU angewendeten Regelungen und aus der Sicht der bei der Durchführung der Elektrizitätsrichtlinie 96/92/EG gewonnenen Erfahrung die Auffassung vertreten, daß ein fester Einspeisungstarif zwar als geeigneter Mechanismus betrachtet werden könnte, um einen bescheidenen Marktaufschwung zu gewährleisten, dieser jedoch mittelfristig eine Reihe großer Nachteile aufweisen könnte. Sobald eine kritische Mindestmasse an Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt ist, können derartige Systeme für die ihnen zugrundeliegende Zielstellung der Erhöhung der Produktion aus erneuerbaren Energieträgern sogar kontraproduktiv sein, da es ihnen unter Umständen nicht gelingt, durch Preissenkungen und Rationalisierungsgewinne ein angemessenes Preis-Leistungs-Verhältnis zu schaffen, wovon die Förderung für eine Wachstumssteigerung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in den kommenden Jahren abhängt.

4.3. Quotenregelungen (wettbewerbsorientierte Regelungen)

4.3.1. Vereinbarkeit mit den Bestimmungen des EU-Vertrags

Im Prinzip werden von solchen Regelungen in dieser Hinsicht keine großen Probleme aufgeworfen, weil sie definitionsgemäß auf einen Wettbewerb zwischen EE-Elektrizitätserzeugern abzielen.

4.3.2. Ein sicheres regulatorisches Umfeld

Es trifft zu, daß Regelungen mit festgesetzten Tarifen im allgemeinen ein größeres Maß an Sicherheit bieten als Quotenregelungen bzw. wettbewerbsorientierte Regelungen. Tatsächlich ist in vieler Hinsicht gerade diese Sicherheit der Festpreisregelungen, gekoppelt mit den relativ hohen Preisen, wesentlich für den Erfolg verantwortlich, der in Ländern, die solche Regelungen anwenden, bei der Erweiterung der Kapazitäten zur Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern erzielt wurde. Es ist allerdings

möglich, wettbewerbsorientierte Regelungen einzuführen, die so konzipiert sind, daß sie ein erhebliches Maß an Sicherheit bieten.

Beispielsweise ist zu beachten, daß eine angebotsorientierte Regelung für erfolgreiche Bieter ein größeres Maß an Sicherheit als Festpreisregelungen für Einspeisung bietet. Sobald ein Bieter den Zuschlag erhält, bekommt das betreffende Unternehmen für die Dauer des Liefervertrages einen festen Kaufpreis für die gelieferte Elektrizität - ähnlich wie bei den Energiekaufverträgen auf dem "traditionellen" Elektrizitätssektor. Die Dauer dieses Festpreises hängt von den Konditionen des Angebots ab und kann von der Aufsichtsbehörde in Abhängigkeit von dem mit Blick auf den Markt bestehenden Erfordernis festgelegt werden, langfristige Preissicherheit zu garantieren, um zur Lieferung in dem relevanten Umfang zu verlocken. Ist das Angebot abgeschlossen, gewährleistet die Vertragslage, daß der betreffende Bieter für die volle Dauer der Vertragslaufzeit die vereinbarte und festgesetzte Vergütung für die erzeugte Elektrizität erhält.

4.3.3. Effizienz und Effektivität

In bezug auf die **statische und dynamische Effizienz** haben sich, wie aus Anhang III ersichtlich ist, quoten- bzw. wettbewerbsorientierte Regelungen in der EU als die effektivsten erwiesen haben, um die Preise für Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern nach unten zu treiben und der Wirtschaftstheorie entsprechend infolge des Wettbewerbs die Innovation zu fördern.

In bezug auf ihre **Effektivität** zur Steigerung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern haben sie sich dagegen weniger bewährt als Festpreisregelungen. Die Kommission hat die Ursachen für diesen Trend untersucht.

Eines der bei den NFFO-Aufträgen (der Ausschreibungsregelung im Vereinigten Königreich) aufgetretenen Hauptprobleme besteht darin, daß etliche erfolgreiche Bieter die vertraglich zugesicherte Kapazität *de facto* nicht installiert haben. Beispielsweise wurden von den in Verträgen unter den ersten drei NFFO-Aufträgen (1990, 1991 und 1994) ausgegebenen 1251 MW am 30.9.1997 nur 443 MW in Auftrag gegeben¹¹. Der Grund dafür war, daß sich erfolgreiche Bieter außerstande sahen, schnell genug die erforderliche Planungsgenehmigung für den Bau von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern zu bekommen. Dies ist jedoch kein Argument, um zu belegen, daß eine wettbewerbsorientierte und insbesondere angebotsorientierte Regelungen nicht in der Lage seien, das geplante oder geforderte Wachstumsniveau für Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern zu entwickeln. Das einzige Problem, das sich in dem NFFO-System als wachstumshemmender Faktor stellte, war das Planungsproblem. Solche Planungsfragen können die Mitgliedstaaten lösen, wenn sie denn entschlossen genug sind, dies zu tun. So werden zum Beispiel in Dänemark im voraus Gebiete festgelegt, in denen Genehmigungen zum Bau von Anlagen zur Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern gebaut werden sollen. Dieses Problem hängt nicht mit der Art der Förderregelung zusammen und wird den Energiezuwachs aus erneuerbaren Energieträgern ungeachtet der Art der Förderregelung in gleicher Weise erleichtern oder begrenzen.

¹¹ Quelle: Renewable Energy Bulletin No. 7, Department of Trade and Industry, 25 November 1997.

Eine weitere Frage in bezug auf die langfristige Effizienz solcher Regelungen betrifft die Besorgnis, die Festlegung einer Quote für EE-Elektrizität, die ja die Grundlage für eine solche Regelung bildet, die die Schaffung eines künstlichen, vom Gesamtelektrizitätsmarkt abgeschotteten Marktes zur Folge hat, könne mit erheblichen Nachteilen verbunden sein. Durch die Isolierung des EE-Marktes vom Gesamtmarkt kann dies eine Reduzierung des auf das EE-Segment insgesamt ausgeübten Wettbewerbsdrucks zur Folge haben und somit verhindern, daß die EE-Elektrizität gegenüber der Elektrizität aus konventionellen Energieträgern voll wettbewerbsfähig wird. Dieses Argument ist gründlich zu erwägen, denn es gibt eine Reihe von Beispielen für den dauerhaften Charakter von Förderregelungen für Erzeugnisse, die vom Wettbewerbsdruck künstlich abgeschottet sind.

Es sieht jedoch so aus, daß solche quotenorientierten Förderregelungen, wenn sie denn ordnungsgemäß eingeführt werden, sehr wohl in der Lage sein könnten, diese potentiellen Schwierigkeiten zu überwinden. Zu diesem Zweck muß gewährleistet werden, daß zwischen den einzelnen EE-Elektrizitätserzeugern ein funktionierender Wettbewerb herrscht. Dies setzt voraus, daß die Quote auf einem Niveau festgesetzt wird, das (a) niedrig genug ist, um auf dem Markt bereits präsente EE-Elektrizitätserzeuger dem Wettbewerb von seiten neuer Marktteilnehmer auszusetzen und (b) hoch genug ist, um einen lebendigen Wettbewerb unter den einzelnen Elektrizitätserzeugern zu gewährleisten. Dementsprechend benötigen die Aufsichtsbehörden, um die Quoten präzise festsetzen zu können, ausführliche (unter Umständen nicht leicht zu beschaffende) Informationen über die Kosten und die Stromerzeugungskapazitäten für die einzelnen Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energieträger, damit die jeweilige Quote auf angemessenem Niveau festgesetzt werden kann. Wenn dieser Fall eintritt, soll mit Hilfe wettbewerbsorientierter Regelungen dafür gesorgt werden, daß durch den Wettbewerb zwischen verschiedenen Anbietern die Preise überall dort, wo dies wirtschaftlich möglich ist, weiter sinken werden. Sofern die Preise in etwa das Preisniveau für aus konventionellen Energieträgern erzeugte Elektrizität erreichen, können die Förderregelungen eingestellt und das Element der "Quote" eliminiert werden.

Hinzu kommt, daß die obige Aufzählung der wettbewerbsorientierten Regelungen (die derzeit in der EU gelten bzw. in Vorbereitung sind) keineswegs erschöpfend ist. Andere Regelungen, in denen die explizite oder implizite Festlegung einer "Quote für erneuerbare Energieträger" von seiten der Politik ausdrücklich vermieden wird, sind ebenfalls denkbar — vgl. Punkt 4.4.

4.3.4. Politische und verwaltungstechnische Fragen

Es ist wahr, daß wettbewerbsorientierte Regelungen im allgemeinen mit größerem regulatorischem und administrativem Aufwand verbunden sind als feste Einspeisungstarife. Bei einer angemessenen Umsetzung der quoten- bzw. wettbewerbsorientierten Förderregelungen läßt sich der regulatorische Aufwand jedoch erheblich begrenzen.

4.3.5. Abschließende Bemerkungen

Deshalb ist klar, daß solche Regelungen zwar eine Reihe wichtiger Fragen aufwerfen, die einer näheren Untersuchung bedürfen, daß sie jedoch mit einer Reihe von Vorteilen für die

langfristige Förderung von EE-Elektrizitätserzeugern im Kontext des Binnenmarktes verbunden sind.

In diesem Zusammenhang ist zu beachten, daß die Ausschreibungsregelung, wie sie derzeit im Vereinigten Königreich und in der Republik Irland praktiziert wird, nicht den einzigen möglichen Ansatz zur Einführung einer quoten- bzw. wettbewerbsorientierten Regelung darstellt. Ein alternativer Ansatz, der voraussichtlich in Kürze in den Niederlanden und in Dänemark eingeführt werden soll, beruht auf **grünen Zertifikaten**. Bei diesem System werden solche Zertifikate an Erzeuger von EE-Strom entsprechend der Kilowattstunden erzeugten (Eigenerzeuger) oder an den Netzbetreiber verkauften (kommerzielle Erzeuger) Stroms ausgegeben. Da der erzeugte EE-Strom beim Verkauf im Wettbewerb mit anderem Strom steht, erhalten die Erzeuger den Marktpreis für die verkaufte Elektrizität. Um die Mehrkosten, die bei der Erzeugung von EE-Strom anfallen, zu finanzieren und sicherzustellen, daß, wie gewünscht, EE-Strom erzeugt wird, erlegt man allen Verbrauchern die Verpflichtung auf, nach einem festen Anteil ihres Gesamtstromverbrauchs grüne Zertifikate zu erwerben. Jeder Verbraucher ist somit verpflichtet, grüne Zertifikate, die x% seines gesamten Stromverbrauchs ausmachen, zu erwerben. Die Menge des tatsächlich verbrauchten EE-Stroms entspricht dann nicht notwendigerweise der gerade erworbenen Menge. Die Erzeuger des EE-Stroms erhalten den 'normalen' Preis für ihren Strom und ein zusätzliches Entgelt für ihre grünen Zertifikate, das nicht unbedingt den Unterschied zwischen dem Preis für 'normalen' Strom und dem Preis für EE-Strom ausgleicht. Auf diese Weise wird sich durch den Handelsmechanismus und gewöhnlich über eine Warenbörse ein sekundärer Markt entwickeln, auf dem die EE-Stromerzeuger beim Verkauf von grünen Zertifikaten und damit von EE-Strom miteinander konkurrieren.

Alternativ dazu könnte den Elektrizitätsversorgern die Auflage der Sicherstellung, daß Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern einen Mindestanteil des gesamten Elektrizitätsverbrauchs ausmacht, auferlegt werden, indem sie per Verpflichtung gewährleisten müssen, daß x% der von ihnen gelieferten Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern erzeugt wird. Die Elektrizitätsversorger hätten dann die Wahl, Elektrizität selbst aus erneuerbaren Energieträgern zu erzeugen oder sie in Form von Zertifikaten von Elektrizitätserzeugern mit einem Überschuß an Produktion zu kaufen. Auf diese Weise werden die zusätzlichen Kosten für die Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern zwischen allen Elektrizitätsversorgungsunternehmen und demzufolge auf die Verbraucher aufgeteilt, da diese Zusatzkosten weitergegeben werden. Damit würde man zu demselben Endergebnis gelangen wie in dem vorstehend beschriebenen Fall, bei dem die Kaufverpflichtung den Verbrauchern auferlegt wird. Italien plant, eine solche Regelung einzuführen.

Es ist zu beachten, daß ein Vorteil eines solchen Konzeptes gegenüber einer Ausschreibungsregelung darin besteht, daß es bewirkt, daß auf die Stromerzeuger ein ständiger Wettbewerbsdruck ausgeübt wird, was zwangsläufig eine Verbesserung der dynamischen Effizienz zur Folge haben wird.

4.4. Regelungen mit Festprämien

4.4.1. Einleitung

Bei der Vorbereitung des vorliegenden Arbeitspapiers hat die Kommission auch mögliche alternative Förderregelungen untersucht, die in der EU bisher noch nicht eingeführt oder geplant sind. Ein solcher Ansatz könnte in einem Verfahren bestehen, durch das ein gewisses Maß an Wettbewerbs-/Binnenmarktregeln einer Festprämienregelung eingeführt würde.

Ein solches Konzept wäre darauf ausgerichtet, die Nachteile eines Festpreiskonzeptes so weit wie möglich auszugleichen und gleichzeitig seine Vorteile zu nutzen. Es würde ferner danach streben, Wettbewerbs-/Binnenmarktdisziplin auf dem Markt einzuführen, ohne spezifische "Quoten für erneuerbare Energieträger" festzusetzen.

Es ist noch zu früh, um die Einzelheiten eines solchen Konzeptes darzulegen. Ein solches Konzept könnte jedoch einige der folgenden Elemente oder alle diese Elemente enthalten:

- An Stelle eines Festpreises könnte eine Festprämie festgesetzt werden, die an alle EE-Elektrizitätserzeuger zu zahlen wäre, und deren Höhe sich nach der Anzahl der an das Netz abgegebenen Kilowattstunden richten würde. Die Erzeuger bei der Einspeisung nicht bevorzugt behandelt, so daß sie sich dem Wettbewerb mit "traditionellen" Elektrizitätserzeugern um Marktanteile stellen müßten. Sofern er sich als wirksam erweisen würde, könnte dieser letztgenannte Wettbewerb mit der Zeit eine indirekte Senkung des Gesamtstrompreises und somit des Preise für Elektrizität aus erneuerbare Energieträgern bewirken.
- Bei der Festsetzung der Höhe der Prämie wären etliche Elemente zu berücksichtigen, darunter möglicherweise die Kosten der Internalisierung, Prämien für einen "jungen, unterentwickelten Wirtschaftszweig", sowie Verfahren zur Senkung der Prämien in Anlehnung an innovationsbedingte Kostensenkungen.
- Die Prämie könnte an die Abnehmer von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern gezahlt werden, die dann den effizientesten oder den billigsten Elektrizitätserzeuger auswählen und somit den Wettbewerb unter den Erzeugern von Elektrizität aus erneuerbare Energieträger beleben würden.
- Die Prämie könnte über eine auf nichtdiskriminierende Weise von allen Elektrizitätsverbrauchern zu erhebende Abgabe finanziert werden.
- Für die einzelnen Formen der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern könnten Prämien in unterschiedlicher Höhe festgesetzt werden, um die unterschiedlichen Kostenniveaus widerzuspiegeln.

Die von der Kommission durchgeführte Analyse solcher möglichen Regelungen befindet sich noch in einem frühen Stadium. es zeichnet sich jedoch bereits ab, daß ein solches Verfahren unter anderem mit den folgenden Vor- bzw. Nachteilen verbunden sein könnte:

4.4.2. Vereinbarkeit mit den Bestimmungen des EU-Vertrags

Insofern als ein solches Verfahren dafür sorgen könnte, daß die Prämie auf einem Niveau festgesetzt wird, das einen effektiven Wettbewerb gewährleistet, scheint ein Handel mit anderen Systemen und zwischen anderen Systemen machbar.

4.4.3. Ein sicheres regulatorisches Umfeld

Auch hier gilt: Wenn eine Prämie dergestalt festgesetzt werden kann, daß sich ein aktiver Wettbewerb entwickelt und die Preise für EE-Elektrizität die infolge der Innovation sinkenden Kosten widerspiegeln, würde eine solche Regelung ein sicheres rechtliches Umfeld darstellen. Allerdings könnte die Tatsache, daß die Prämien regelmäßig gesenkt werden müßten, um das sinkende Kostenniveau widerzuspiegeln, diese Gewißheit zumindest potentiell unterminieren.

4.4.4. Effizienz und Effektivität

Innerhalb eines Systems wettbewerbsorientierter Prämien wären solche Regelungen sehr wohl in der Lage, einige der weiter oben dargelegten Nachteile fester Einspeisungstarife auszugleichen. Insbesondere kann die Einführung eines Wettbewerbselements die Begrenzungen der **statischen und dynamischen Effizienz** eines Systems festgesetzter Einspeisungstarife reduzieren. So kann insbesondere der ständige Wettbewerbsdruck, dem EE-Elektrizitätserzeuger im Wettbewerb um Marktanteile ausgesetzt sind, den Herstellern ständige Anreize zu bieten, um ihre Effizienz zu verbessern und innovativ tätig zu sein — ähnlich wie bei den Regelungen mit grünen Zertifikaten und den Ausschreibungsverfahren mit regelmäßigen Ausschreibungen. Allerdings ist hervorzuheben, daß die Fähigkeit eines solchen Verfahrens, diese Wirkung zu erzielen, von der Kapazität abhängig ist, mit deren Hilfe gewährleistet werden kann, daß die Höhe der Prämie die Kosten der Erzeugung von EE-Elektrizität jederzeit akkurat widerspiegelt.

Was die **Effektivität** in bezug auf eine Steigerung der Erzeugung von EE-Elektrizität betrifft, so wird jedoch viel davon abhängen, (i) auf welchem Niveau eine jede Preisprämie festzusetzen ist und (ii) ob in bezug auf spätere Anpassungen der Prämie eine gewisse Vorhersehbarkeit gewährleistet werden kann.

4.4.5. Politische und verwaltungstechnische Fragen

Die größte potentielle Schwierigkeit in bezug auf derartige Regelungen würde die Festsetzung und Anpassung der Prämienhöhe betreffen.

4.4.6. Abschließende Bemerkungen

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist keine entsprechende Regelung eingeführt worden, und in keinem der Mitgliedstaaten befindet sich eine entsprechende Regelung in Vorbereitung. Die Kommission wird dieses Modell weiterhin analysieren, insbesondere hinsichtlich der Frage, wie Methoden entwickelt werden könnten, um eine Festsetzung und Anpassung der Prämien auf angemessenem Niveau zu gewährleisten.

4.5. Schlußfolgerung

Die vorliegende Analyse ist vorläufiger Natur. Sie soll nach der Annahme des vorliegenden Arbeitspapiers und insbesondere im Lichte der bei der Kommission eingehenden Stellungnahmen weiterentwickelt werden.

II. ERNEUERBARE ENERGIETRÄGER UND DER BINNENMARKT: GRUNDLEGENDE OPTIONEN

Angesichts des Vorstehenden liegt es auf der Hand, daß eine Reihe von möglichen Zielen in Betracht zu ziehen sind, wenn darüber entschieden wird, wie die Ziele der Gemeinschaft und der Mitgliedstaaten auf diesem Gebiet am besten erreicht werden können:

- Schaffung eines regulatorischen Rahmens, der (i) rational und effektivitätssteigernd (und damit kostenreduzierend und innovationsfördernd) ist, (ii) langfristig ist (d. h. keinen häufigen Änderungen der Vorschriften unterliegt) und (iii) geeignet ist, um bei der Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern ein erhebliches Wachstum herbeizuführen.
- Eine allmähliche und progressive Bewegung in Richtung auf ein solches Regelwerk, um sicherzustellen, daß der bisher bei der Erhöhung des Anteiles von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern erreichte Fortschritt nicht in Gefahr gerät, und daß wichtige umweltpolitische Ziele verwirklicht werden.
- Eine kräftige Kampagne von allen Mitgliedstaaten der Gemeinschaft zur Erhöhung des Vordringens erneuerbarer Energieträger auf allen Märkten der EU und damit zunehmende Kostendegression durch Produktionsausweitung, was sich insbesondere auf die Herstellungskosten auswirkt und so wiederum die Kosten herunterdrückt.
- Eine Reihe von Maßnahmen zur Erleichterung des Zuganges der Erzeuger von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern zum Elektrizitätsbinnenmarkt. Solche Maßnahmen, die alle Mitgliedstaaten ergreifen sollten, müßten beispielsweise gewährleisten, daß durch die für Planung, Verwaltung und Netzanschluß geltenden Vorschriften die in diesen Bereichen für die Entwicklung der Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern in der EU bestehenden Hemmnisse auf ein Minimum reduziert werden.

Es ist klar, daß die unterschiedlichen Förderpläne in der gesamten EU weiterentwickelt werden müssen, um diesen Anforderungen voll gerecht zu werden.

Unter diesem Aspekt sowie unter Berücksichtigung der Erfahrungen bei der Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes im allgemeinen, gibt es wichtige Argumente für die schrittweise Schaffung eines EU-Marktes für Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern. Alle Maßnahmen und Vorschläge müssen im Kontext der grundlegendsten Zielstellungen der EU in diesem Bereich, d.h. dem bedeutenden und kontinuierlichen Wachstum der Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern in einem Rahmen, durch den alle Vorteile dieses Energieträgers ausgeschöpft werden, gesehen werden.

Die Schaffung eines solchen Binnenmarktes in zahlreichen anderen Bereichen, vor allem in den Bereichen Transportwesen, Telekommunikation, Elektrizität und Gas, weist klar die Vorteile des Binnenmarktprozesses für die Steigerung der Effektivität, Verbesserung der technologischen Innovation und Senkung der Preise aus. Abgesehen von den rechtlichen Forderungen, die sich in dieser Beziehung unmittelbar aus dem EU-Vertrag herleiten, gibt es zahlreiche Gründe, weshalb die schrittweise Entwicklung eines solchen Marktes als wichtig angesehen könnte. Diese wurden weiter oben ausführlich dargelegt.

Um ein besseres Funktionieren des Binnenmarktes zu bewirken, stehen der Gemeinschaft gegenwärtig zwei grundlegende Optionen zur Verfügung, die einer näheren Untersuchung bedürfen:

Option 1: Stufenweise Vollendung eines Binnenmarktes durch fortlaufende Anwendung der Wettbewerbsbestimmungen des EU-Vertrags

Bei dieser Option würde jeder Mitgliedstaat auch weiterhin frei entscheiden, welche Förderregelung er in Anbetracht seiner besonderen Gegebenheiten für das geeignetste hält; dies geschähe jedoch unter fortlaufender Anwendung der Bestimmungen des EU-Vertrags, insbesondere der Bestimmungen über staatliche Beihilfen. Für eine solche Option sprechen unter anderem folgende Argumente:

- Bei den für die Entwicklung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern relevanten physischen Rahmenbedingungen bestehen innerhalb der EU erhebliche Unterschiede. Es könnte als angemessen angesehen werden, die proaktive Entwicklung eines Binnenmarktes in diesem Bereich einzuschränken, damit jeder Mitgliedstaat diejenigen Maßnahmen einleitet, die seiner besonderen Situation am besten gerecht werden.
- Wie bereits erwähnt, besagt ein Argument, das für ein System fester Einspeisungstarife spricht, daß ein solches System besonders geeignet sein könnte, um einen schnellen Durchbruch der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern zu bewirken, da diese in den meisten Mitgliedstaaten der EU gegenwärtig nur auf sehr niedrigem Niveau stattfindet.

In dieser Hinsicht ist jedoch klar, daß die Bestimmungen des EU-Vertrags, und insbesondere dessen Bestimmungen über staatliche Beihilfen, auch weiterhin für solche Regelungen gelten werden. Mittel- bis langfristig ist wahrscheinlich, daß die Anwendung dieser Bestimmungen stufenweise auf jeden Fall zur Entwicklung eines Binnenmarktes führen wird, also zur Entwicklung von Systemen, die einen effektiven Handel mit und somit einen Wettbewerb im Bereich der EE-Elektrizität ermöglichen. Somit besteht eine klare Option darin, in der gegenwärtigen Phase auf Maßnahmen der Gemeinschaft in Form spezifischer Rechtsvorschriften, die darauf ausgerichtet sind, einen "Binnenmarkt" herbeizuführen, zu verzichten, damit sich dieser "Binnenmarkt" statt dessen mit der Zeit herausbilden kann.

Dieses Konzept wäre mit den weiter oben erwähnten klaren Vorteilen verbunden. Sein Nachteil bestünde in der Aufrechterhaltung eines gewissen Maßes an regulatorischer Unsicherheit, da unter Bezugnahme auf die Wettbewerbsregeln eingeleitete Gerichtsverfahren mit der Zeit Änderungen der nationalen Regelungen nach sich ziehen können. Diese Unsicherheit kann unter anderem potentielle Investoren davon abhalten, neue Investitionen in die Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern zu tätigen.

Zwei weitere mögliche Nachteile eines solchen Konzeptes sind wie folgt: (i) Sollte die Gemeinschaft auf ein proaktives Konzept zur Vollendung eines effektiven Binnenmarktes in diesem Bereich verzichten, würde dessen Herausbildung zweifellos viel länger dauern; dadurch würden der Gemeinschaft während des Übergangszeitraums die mit dem Binnenmarkt verbundenen Vorteile entgehen. (ii) Während dieses Übergangszeitraums würden die mit dem gleichzeitigen Nebenherbestehen unterschiedlicher und, aus der Sicht

des Handels, wahrscheinlich nicht miteinander kompatibler Regelungen verbundenen Schwierigkeiten fortbestehen.

Option 2: Proaktive Schaffung eines Binnenmarktes durch Tätigwerden der Gemeinschaft

Nach diesem Konzept könnte man die Einführung eines grundlegenden gemeinschaftlichen Rahmenwerkes, wahrscheinlich in Form einer Richtlinie, ins Auge fassen. Die Mitgliedstaaten müßten dafür sorgen, daß ihre Regelungen für eine Direktförderung aus erneuerbaren Energieträgern erzeugter Elektrizität nach Ablauf eines angemessenen Übergangszeitraums eine Reihe grundlegender Bedingungen erfüllen, und zwar in einer Weise, durch die eine hinreichende Kompatibilität der einzelnen Regelungen untereinander gewährleistet würde, um einen effektiven Handel und somit einen effektiven Wettbewerb zu ermöglichen.

Nach Auswertung der Stellungnahmen, die nach der Veröffentlichung des vorliegenden Arbeitspapiers voraussichtlich eingehen werden, wird die Kommission weitere Überlegungen zu der Frage anstellen, welche dieser grundlegenden Optionen umgesetzt werden sollte.

III. MÖGLICHE INHALTE EINES GEMEINSCHAFTSVORSCHLAGS

1. Grundlegende Optionen

Im Falle einer Entscheidung zugunsten eines proaktiven Konzeptes wäre eine weitere grundlegende Frage zu klären, und zwar, welche Art von System erforderlich oder geeignet ist, um einen funktionierenden Binnenmarkt zu verwirklichen. Es gibt drei Arten von Verfahren, die hierfür geeignet sein könnten: Quotenregelungen, Regelungen mit Festprämien zur Förderung erneuerbarer Energieträger sowie "gemischte" Regelungen.

Option 1: Quotenregelungen

Solche wettbewerbsorientierten Regelungen beruhen darauf, daß auf Regierungsebene nach einem wettbewerbsorientierten Verfahren eine Quote festgesetzt und dafür gesorgt wird, daß diese Quote durch den Wettbewerb unter den einzelnen Erzeugern von EE-Elektrizität erfüllt wird. Die im Vereinigten Königreich und in der Republik Irland praktizierten Ausschreibungsregelungen sind Beispiele für ein solches Verfahren. Eine Alternative ist das Konzept der grünen Zertifikate, das in Dänemark und in den Niederlanden angewandt werden soll.

Nach einem solchen Konzept müßten also alle Mitgliedstaaten dafür sorgen, daß ihre Regelungen zwei grundlegende Voraussetzungen erfüllen: Sie sollen für Wettbewerb unter den einzelnen Erzeugern von EE-Elektrizität sorgen und den Handel unter den Mitgliedstaaten ermöglichen. Abgesehen von diesen grundlegenden Anforderungen würde den einzelnen Mitgliedstaaten offensichtlich ein Höchstmaß an Freiheit gelassen, um zu entscheiden, welche Art Wettbewerbs- bzw. Quotenregelung ihren jeweiligen Umständen am besten gerecht wird, was allerdings voraussetzt, daß bei der Förderung eines wirksamen Handels und Wettbewerbs vergleichbare Ergebnisse erzielt werden.

Option 2: Regelungen mit Festprämien

Bei einer solchen Option müßten die Mitgliedstaaten ihre System erforderlichenfalls modifizieren, um eine Regelung mit Festprämie zu praktizieren. Auch bei einem solchen Konzept sollte den Mitgliedstaaten bei der Festlegung der Einzelheiten ihrer nationalen Regelungen ein Höchstmaß an Freiheit gewährt werden; das Ergebnis wären jedoch vergleichbare Preisniveaus, was einen Handel unter den Mitgliedstaaten ermöglichen würde.

Option 3: Gemischte Regelungen

Bei einem solchen Konzept bliebe es den Mitgliedstaaten überlassen, zwischen den beiden obengenannten Arten von Regelungen zu wählen. Die Funktion eines Gemeinschaftsinstruments bestünde also darin, zu versuchen, einige Grundsätze festzulegen, die die Mitgliedstaaten einhalten müßten, um eine funktionale Kompatibilität der Regelungen zu gewährleisten, was also das Vorhandensein von Handel und Wettbewerb möglich machen würde.

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt ist jedoch ungewiß, ob bzw. wie ein solches Konzept in der Praxis funktionieren könnte. Die Koexistenz von wettbewerbs-/quotenorientierten Regelungen einerseits und Prämienregelungen andererseits wirft eine Reihe von Kompatibilitätsproblemen auf. Dieser Fragenkomplex soll im Lichte der nach der

Veröffentlichung des vorliegenden Arbeitspapiers eingehenden Stellungnahmen einer eingehenderen Untersuchung unterzogen werden.

2. Zusätzliche Fragen

Sofern Vorschläge der Gemeinschaft vorgelegt werden sollen, sind eine Reihe zusätzlicher Punkte gründlich zu prüfen, damit gewährleistet wird, daß die betreffende Regelung (i) effektiv in Kraft tritt und (ii) den auf dem Markt bereits präsenten Erzeugern möglichst wenige potentielle Schwierigkeiten verursacht. Unter diesen Maßnahmen bedürfen folgende einer gründlichen Erwägung.

2.1. Definition von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern

Im Hinblick auf in diesem Bereich einzuleitende Maßnahmen wäre die Definition von "Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern" von grundlegender Bedeutung. Da eines der Ziele, die einem jeden entsprechenden Vorschlag zugrunde liegen, ein möglichst wirksamer Einsatz von Förderregelungen für EE-Elektrizitätserzeuger in der gesamten EU ist, ist von wesentlicher Bedeutung, "Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern" dahingehend zu definieren, daß nur diejenigen EE-Elektrizitätserzeuger Fördermittel erhalten, die diese auch wirklich benötigen. Insbesondere folgende Punkte bedürfen einer gründlichen Erwägung:

Große Wasserkraftwerke

Von Wasserkraftwerken erzeugte Elektrizität ist eindeutig Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern. Dennoch gibt es Gründe für den Ausschluß der großen Wasserkraftwerke (d. h. Wasserkraftwerke mit einer installierten Leistung über 10 MW) aus der Definition der Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern im Sinne eines Gemeinschaftsvorschlages:

- Generell ist die Elektrizität der großen Wasserkraftwerke mit der auf der Grundlage konventioneller Energieträger erzeugter Elektrizität wettbewerbsfähig. Die meisten großen Wasserkraftwerke befinden sich seit vielen Jahren in Betrieb, was bedeutet, daß sich die Anfangsinvestitionen bereits amortisiert haben. Für die Entwicklung des europäischen Sektors der Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern ist es wichtig, daß die Entwicklung ansonsten unwirtschaftlicher Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern in den Genuß der Förderprojekte kommt. Sie dürfen keine überhöhten Gewinne für bereits wettbewerbsfähige Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern bringen.
- Die potentiellen Entwicklungsmöglichkeiten der großen Wasserkraftwerke sind durch die Umweltauflagen beschränkt. Das Weißbuch über Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern geht nur von einer potentiellen Steigerung von 10% bei den großen Wasserkraftwerken bis 2010 gegenüber dem Stand von 1995 aus. Notwendige Unterstützung zur Nutzung dieses Potentials sollte daher außerhalb des Bereiches des Gemeinschaftsvorschlages, d. h. über spezifische staatliche Hilfe, erfolgen.

Abfälle

Die mögliche Einbeziehung bzw. Nichteinbeziehung von Abfällen führt zu einer Reihe wichtiger Probleme:

- Der Beitrag nichtorganischer Abfälle bietet nicht die gleichen Umweltvorteile wie die Erzeugung von Elektrizität aus anderen erneuerbaren Energieträgern.
- Andererseits ist vom Umweltstandpunkt und bei Vorhandensein geeigneter Verarbeitungsmethoden die Verbrennung von nicht organischem Abfall der Entsorgung durch Verkipfung vorzuziehen, vorausgesetzt, daß es zu einer Rückgewinnung von Energie kommt.
- Die Produktion von Elektrizität aus organischen Abfällen kann hochwirksam und wettbewerbsfähig sein. Einige bei der Kommission eingegangene Darlegungen führen an, daß die Förderung organischer Abfälle im Zusammenhang mit einer generellen EU-Richtlinie zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern von den Anstrengungen zur Förderung und Entwicklung anderer erneuerbarer Technologien, wie z. B. Wind, ablenke.
- Im Prinzip muß jede Festlegung der Gemeinschaft, die natürlich mit den gemeinschaftlichen Rechtsvorschriften zur Rezyklierung von Abfällen im Einklang stehen muß, den Mitgliedstaaten ein mögliches Höchstmaß an Freiheit zur Festlegung der Energieträger lassen, mit denen sie ihren Markt für Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern beliefern möchten.

Diese Fragen werden im Zusammenhang mit den Reaktionen auf dieses Arbeitspapier weiter erörtert und untersucht werden.

2.2. Übergangszeiträume

Die Einführung eines Binnenmarktes für Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern auf der Grundlage von Wettbewerb müßte allmählich erfolgen (i) um keine Verwerfungen des Wachstums des Marktes durch abrupte gesetzliche Regelungen hervorzurufen, (ii) um allen Mitgliedstaaten die Möglichkeit einzuräumen, andere Förderregelungen zu nutzen, um das Ausgangsniveau der Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern auf den Punkt anzuheben, an dem ein auf einem Binnenmarkt aufbauendes System wirksam eingeführt werden kann, und (iii) um dafür zu sorgen, daß umweltpolitische Ziele wie beispielsweise die in Kioto übernommenen Verpflichtungen verwirklicht werden.

So müßte ein Übergangszeitraum - eine lange Umsetzungsfrist - vorgesehen werden, in der entsprechend zu treffender Festlegungen die Mitgliedstaaten berechtigt wären, diejenigen Fördersysteme in Kraft zu belassen, die sie für die geeignetsten zur Erhöhung der Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern zur wirksamen Einführung eines binnenmarktorientierten Systems halten.

Die genaue Dauer dieses Umstellungszeitraumes muß erforderlichenfalls unter Berücksichtigung der Reaktionen auf der Grundlage dieses Arbeitspapiers festgelegt werden.

Ferner ist zur Gewährleistung, daß die Einführung des Binnenmarktes in Anbetracht der besonderen Lage in bestimmten Mitgliedstaaten nicht zu bestimmten Problemen führt, die Einführung eines zusätzlichen Mechanismus zu überlegen, der es Mitgliedstaaten erlaubt, bei der Kommission die Verlängerung des obengenannten "automatischen" Übergangszeitraumes zu beantragen. Die Dauer des Übergangszeitraums würde somit flexibel genug gehandhabt, um dafür zu sorgen, daß die umweltpolitischen Ziele der Gemeinschaft, beispielsweise die in Kioto übernommenen Verpflichtungen, erfüllt werden können.

2.3. Kleine, isolierte Systeme und neu entstehende Marktsegmente

Bei allen Vorschlägen sind kleine, isolierte Elektrizitätssysteme und neu entstehende Marktsegmente, für die unausgereifte Technologien typisch sind, besonders zu berücksichtigen. Je nach bestehenden Umständen könnte eine binnenmarktorientierte Regelung nicht die günstigste Lösung für die Behandlung dieser speziellen Probleme und Schwierigkeiten sein. Beispielsweise kann bei neu entstehenden Marktsegmenten das Angebotsniveau so eingengt oder konzentriert sein, daß es ineffektiv wäre, kurz- bis mittelfristig eine wettbewerbsorientierte Regelung aufbauen zu wollen.

2.4. Übergangsregelungen ("gestrandete Kosten")

Zur Gewährleistung der effektiven Einführung von binnenmarktorientierten Regelungen könnte es durchaus erforderlich und angemessen sein, weitreichende Übergangsmaßnahmen - Regelungen für "gestrandete Kosten" - auf nationaler Ebene einzuführen. Mit Einführung des Binnenmarktes werden die Preise fallen. Für zahlreiche Erzeuger von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern, die bereits vordem auf den Markt gekommen sind und mit höheren Festpreisregelungen operiert haben, könnten solche niedrigeren Preisniveaus zu einer Bedrohung der Überlebenschance werden. Der Marktabgang nicht veralteter Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern kann nicht das Ziel eines möglichen Vorschlages sein. So könnten es Mitgliedstaaten für notwendig erachten, für einen festgelegten Zeitraum getrennte Zusatzmechanismen für die weitere Unterstützung der bestehenden Marktteilnehmer, wie z. B. die Beibehaltung von Festpreisregelungen für Einspeisungstarife für solche Anbieter oder andere spezielle Fördermechanismen, anzubieten. Solche Mechanismen müssen natürlich mit den beihilferechtlichen Bestimmungen des Vertrags im Einklang stehen. Jeder Vorschlag für gesetzliche Regelungen in diesem Bereich muß im Bedarfsfall die Zustimmung zu solchen Mechanismen ausreichend berücksichtigen.

2.5. Zertifizierung der Herkunft

Ergänzend zu den vorstehend erörterten Fragen und unabhängig von diesen könnte ein Zertifizierungssystem notwendig sein, um den praktischen Handel zwischen Mitgliedstaaten effektiv möglich zu machen. Mit einem solchen System wären die Erwerber sicher, daß die von ihnen gekaufte Elektrizität von erneuerbaren Energieträgern stammt. Bestünde ein solches System nicht, wäre es nicht nur für potentielle Importeure schwierig, Anbieter von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern als solche zu erkennen, sondern der "Mehrfachverkauf" von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern könnte ein Problem darstellen.

Ein einheitliches Zertifizierungssystem und ein Kontroll- und Verifizierungsmechanismus der EU wären in vielerlei Hinsicht das effektivste Verfahren in der Zertifizierungsfrage. Zumindest in der Anfangsphase ist es wahrscheinlich am günstigsten, jedem Mitgliedstaat eigenverantwortlich die Erteilung von Zertifikaten an Erzeuger von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern auf seinem Territorium zu überlassen. Die Zertifikate würden gegenseitig anerkannt werden.

Man müßte jedoch zugeben, daß die Frage der Wirtschaftskriminalität in diesem Bereich ein Problem sein könnte, das *ab initio* vermieden werden muß. Die betreffenden Zertifikate stellen einen Wert dar und wären ohne entsprechende Kontrollmechanismen Objekte von Wirtschaftskriminalität. Zu einer wirksamen gegenseitigen Anerkennung ist die Entwicklung gegenseitigen Vertrauens wichtig. Zu dessen Aufbau und Stärkung könnte vorgesehen werden, daß (i) Mitgliedstaaten rechtlich verpflichtet werden könnten, entsprechende Mechanismen zu entwickeln, die sicherstellen, daß die Zertifizierung präzise und zuverlässig ist, (ii) Mitgliedstaaten verpflichtet werden könnten, bis zu einem bestimmten Termin einen Jahresbericht vorzulegen, in dem über die Maßnahmen berichtet wird, die zur Verhinderung von Wirtschaftskriminalität getroffen wurden; (iii) die Kommission auf der Grundlage der nationalen Berichte regelmäßige Gesamtberichte erstellt, und (iv) eine "Follow-up-Gruppe" aus nationalen Fachleuten, die im Rahmen eines jeden Vorschlages gebildet werden könnte, könnte mindestens jährlich Erfahrungen in diesem Bereich auswerten und Maßnahmen oder Verbesserungen beraten, die angebracht erscheinen. Abschließend muß gegebenenfalls festgestellt werden, ob es erforderlich ist, Rechtsvorschriften auf Gemeinschaftsebene zu erlassen, um den mit 15 verschiedenen nationalen Systemen zur Zertifizierung der Herkunft verbundenen Verwaltungsaufwand zu reduzieren.

2.6. Mindestförderung für EE-Elektrizität

Im Falle einer Entscheidung zugunsten eines proaktiven Konzeptes zur Schaffung eines Binnenmarktes stellt sich ferner die Frage, ob es angemessen wäre, für jeden einzelnen Mitgliedstaat Verpflichtungen festzusetzen, um für Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern in jedem Land eine gewisse Mindestförderung festzulegen. Sofern ein gemeinschaftlicher Rahmen auf einer Quoten- bzw. Wettbewerbsregelung basieren sollte, könnte dies in Form einer Mindestquote oder eines festgesetzten Mindestverbrauchs geschehen, den jeder Mitgliedstaat zu erreichen hätte. Bei einer Regelung mit Festpreisen bzw. -prämien könnten Verpflichtungen hinsichtlich des Verfahrens angestrebt werden, nach dem die Prämie bzw. ihre Höhe festzusetzen wäre.

Die Gründe für ein solches Konzept könnten aus der Besorgnis erwachsen, daß, damit ein wettbewerbsfähiger, effektiver Binnenmarkt für EE-Elektrizität sich entwickeln und leicht und wirksam eingeführt werden kann, eine kritische Mindestmasse an EE-Elektrizität in

allen EU-Ländern als wichtiges Element angesehen werden könnte. Ferner könnte es gleichermaßen angemessen sein, um Handelsverzerrungen infolge unterschiedlicher Elektrizitätspreise in der EU infolge der unterschiedlichen Höhe der in den einzelnen Mitgliedstaaten gewährten Fördermittel für EE-Elektrizität zu vermeiden, gemeinschaftsweit eine gewisse Mindestförderung für EE-Elektrizität und deren Erzeugung einzuführen. Aus diesen Gründen ließen sich eine Mindestförderung für EE-Elektrizität oder aber Mindesttarife in Erwägung ziehen, die alle Mitgliedstaaten innerhalb eines vorgegebenen Zeitrahmens zu verwirklichen hätten.

Mit den Zielen der EU in den Bereichen Energie und Umwelt stünde ein solches Konzept nicht nur im Einklang, es würde sogar einen großen Fortschritt bedeuten. Ein solches Konzept stünde nicht nur voll im Einklang mit dem Weißbuch über erneuerbare Energieträger, das vom Rat begrüßt worden ist, und in dem ein Anteil der erneuerbaren Energieträger am Gesamtenergieverbrauch in Höhe von 12% bis zum Jahre 2010 vorgegeben ist, es würde auch den Grundstein legen für die Umsetzung der Verpflichtungen zur Bekämpfung der Klimaänderungen, die die EU in Kioto übernommen hat. Damit diese Verpflichtungen eingehalten werden können, müssen erhebliche Veränderungen stattfinden, und diese Veränderungen werden in wesentlichem Umfang auf die Elektrizitätsindustrie der EU ausgerichtet werden müssen. Über die Art und Weise, wie die notwendige Reduzierung zu erfolgen hat, soll in erster Linie auf nationaler Ebene entschieden werden.

In dieser Hinsicht würde also die Festsetzung gemeinsamer Mindestverbrauchsniveaus oder Mindesttarifbestimmungen für EE-Elektrizität zur Umwelt- und Energiepolitik der EU in diesem Bereich einen Beitrag leisten. Allerdings wäre hervorzuheben, daß die Kommission hinsichtlich der Frage, ob die Aufnahme verbindlicher Mindestverbrauchsniveaus oder Mindesttarifbestimmungen als Bestandteile eines eventuellen Vorschlags angemessen bzw. notwendig wäre, noch nicht zu einem Ergebnis gekommen ist. Es gibt auch Argumente, die dafür sprechen, diese Frage nach dem Subsidiaritätsprinzip zu klären. Der Rat hat das Weißbuch über erneuerbare Energieträger, in dem ein Anteil der erneuerbaren Energieträger an der Gesamtenergiebilanz der EU in Höhe von 12% bis zum Jahre 2010 als indikatives Ziel vorgegeben ist, begrüßt. Es bleibt jedoch den einzelnen Mitgliedstaaten überlassen, darüber zu befinden, auf welche Weise sie zur Verwirklichung dieses Ziels beitragen werden.

Ähnliche Erwägungen gelten für die Konzepte der einzelnen Mitgliedstaaten zur Einhaltung ihrer Einzelverpflichtungen im Rahmen der Gesamtverpflichtungen der EU zur Bekämpfung der Klimaänderungen. Es ist deutlich, daß alle Mitgliedstaaten ihren Verbrauch an Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern erheblich steigern werden; dies ist ein integraler Bestandteil des Pakets von Maßnahmen, die sie einleiten werden, um ihren Verpflichtungen nachzukommen und das Weißbuch zu unterstützen. Allerdings könnte man argumentieren, daß es den Mitgliedstaaten überlassen werden sollte, völlig frei zu entscheiden, welches Gesamtpaket ihrer individuellen Situation am besten gerecht wird.

Die Kommission wird dieses Thema im Lichte der auf das vorliegende Arbeitspapier eingehenden Stellungnahmen näher untersuchen.

IV. TECHNISCHE UND PLANUNGSVERFAHREN

1. Einleitung

Neben den weiter oben angesprochenen Fragen sind von den Erzeugern eine Reihe potentieller Hindernisse herausgearbeitet worden, die einer weiteren EE-Elektrizitätserzeugung in der EU im Wege stehen könnten. Diese Fragen wurden der Kommission als Bereiche geschildert, in denen ein mögliches Tätigwerden der EU mit einem Nutzen verbunden sein könnte. Bei diesen Bereichen, die im Lichte der nach Veröffentlichung des vorliegenden Arbeitspapiers eingehenden Stellungnahmen genauer untersucht werden sollen, handelt es sich um folgende:

2. Verwaltungs- und Planungsverfahren

Ein Haupthindernis für die weitere Entwicklung der Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern in der EU sind die Verwaltungs- und Planungsverfahren, an die potentielle Erzeuger gebunden sind. Dies hat eine Reihe repräsentativer Organisationen für Erzeuger von Elektrizität aus verschiedenen erneuerbaren Energieträgern nachgewiesen.

Die Artikel 4 - 6 der Elektrizitätsrichtlinie enthalten die Grundfestlegungen in dieser Hinsicht, wobei sie insbesondere fordern, daß in den Fällen, in denen ein Genehmigungsverfahren vorgeschrieben ist, die Regeln objektiv sein müssen und nicht diskriminieren dürfen. Es muß jedoch darauf hingewiesen werden, daß diese Regeln, die häufig gleichermaßen für Großerzeugeranlagen und für kleine Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern entwickelt wurden, im Hinblick auf den kleinen Maßstab der Erzeugung von Elektrizität und der durchschnittlichen Größe des Produktionsstandortes eine große Belastung für die Erzeuger von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern bedeuten. Unter diesen Bedingungen sowie in Anbetracht der Notwendigkeit der Förderung der Chancen für die Erzeuger von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern in der gesamten EU brächte eine Harmonisierung in diesem Bereich wahrscheinlich einen spürbaren Nutzen. Jedoch hätte ein solcher Weg auch eine Reihe von Nachteilen. Die Planungsverfahren sind von Mitgliedstaat zu Mitgliedstaat stark unterschiedlich und berücksichtigen die sehr unterschiedlichen umweltbezogenen, demographischen und föderalen Strukturen innerhalb der Gemeinschaft.

Unter diesen Bedingungen sowie bei entsprechender Berücksichtigung der Subsidiarität erscheint es nicht angebracht, in diesem Bereich eine spezifische Harmonisierung durchzuführen. Dennoch könnten Bemühungen zur Erzielung von Fortschritten in diesem Bereich in Erwägung gezogen werden. Man könnte in dieser Hinsicht davon ausgehen, daß alle Mitgliedstaaten folgendem zustimmen:

(i) Überarbeitung der bestehenden Maßnahmen bei Planung und Verwaltung, an die potentielle Erzeuger von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern gebunden sind, um festzulegen, welche etwaigen Maßnahmen ergriffen werden können, um die Rechtshemmnisse bei der Steigerung der Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern zu vermindern, z. B. (a) Festlegung einer einzigen Eingangsstelle für Genehmigungsanträge, (b) Gewährleistung der Absprache zwischen den verschiedenen betroffenen Verwaltungsgremien und Festlegung von angemessenen Fristen, (c)

Festlegung eines beschleunigten Planungsverfahrens für Erzeuger von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern, (d) die Möglichkeit der Einrichtung von Mechanismen, nach denen Anträge, zu denen die Entscheidung der zuständigen Gremien nicht innerhalb einer bestimmten Frist vorliegt, automatisch als genehmigt gelten, (e) Erarbeitung spezieller Planungsrichtlinien für Projekte zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern, (f) Verabschiedung von Entwicklungsplänen auf nationaler, regionaler und lokaler Ebene, in denen geeignete Standorte für die Ansiedlung neuer Anlagen für die Produktion von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern ausgewiesen werden und (g) Einführung von Qualifizierungsprogrammen für die für die Genehmigungsverfahren zuständigen Mitarbeiter sowie (ii) Vorlage eines Berichtes, in dem die gezogenen Schlußfolgerungen zu notwendigen Maßnahmen enthalten sind.

3. Netzanschluß und Fragen der Verstärkung

Erzeuger von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern, die Elektrizität einspeisen möchten, müssen an das Netz angeschlossen sein, was kostenaufwendige Einrichtungen erforderlich machen kann, beispielsweise für Elektrizität aus Windanlagen, die häufig in Bereichen mit großer Entfernung vom Netz angesiedelt sind. Die Anschlußkosten können damit die Investitionskosten beträchtlich in die Höhe treiben und die Entwicklung von Einrichtungen behindern. Das ist besonders dort der Fall, wo die Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern von geringem Umfang ist: Die Anschlußkosten stellen einen erheblich größeren Teil der Gesamtinvestition je Standort einer Anlage für die Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern dar als bei einer konventionellen Anlage.

Ferner kann mit dem Anschluß neuer Erzeuger eine Verstärkung des Netzes, d. h. der Bau neuer oder leistungsstärkerer Übertragungseinrichtungen, erforderlich werden. Die Frage, wer für diese netzverstärkenden Investitionen zahlen muß, kann den Umfang der Einspeisung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern generell beeinträchtigen.

Andererseits kann der Anschluß eines neuen Erzeugers auch Vorteile für das Netzsystem haben. Erfolgt der Anschluß an dem entsprechenden Teil des Systems, kann der neue Erzeuger das Netzsystem schon allein durch seine Existenz stärken und es dadurch erweitern oder unterstützen. Dadurch werden vom Netzbetreiber vorgesehene Verstärkungen unnötig und können auf später verschoben werden.

Zur reibungslosen Funktion müßte ein Binnenmarkt für Elektrizität ein ausgeglichenes Betätigungsfeld für alle bestehenden und potentieller Erzeuger von Elektrizität bieten. Das erfordert, daß die den Erzeugern von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern im Zusammenhang mit dem Netzsystem auferlegten Gebühren die wirtschaftlichen Kosten und den Nutzen des Anschlusses korrekt wiedergeben sollten, um zu verhindern, daß Anschluß und Netzsystemkosten unfaire Höhen erreichen.

Es sei darauf verwiesen, daß Artikel 7 Absatz 2 der Elektrizitätsrichtlinie festlegt, daß Mitgliedstaaten sicherstellen müssen, daß technische Vorschriften und Betriebsbedingungen für den Anschluß von Erzeugern an das Verteilernetz objektiv und nichtdiskriminierend entwickelt werden und zu veröffentlichen sind. Eine ähnliche Festlegung für die Verteilernetze besteht jedoch nicht.

Es ist besonders von einigen Vertretern der Erzeuger von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern vorgeschlagen worden, daß die Kosten für den Anschluß der Erzeuger von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern grundsätzlich vom Netzbetreiber übernommen werden sollten, was die Standortverteilung der entsprechenden Anlagen fördern würde. Es ist jedoch zu bezweifeln, daß ein solches Verfahren gerechtfertigt wäre. Es würde vielmehr zu einer Situation führen, in der die Entfernung zum Netz für den potentiellen Investor gegenstandslos wäre. Auf diese Weise würden unwirtschaftliche Einrichtungen begünstigt. Im Gegenteil, zur richtigen Entwicklung des Bereiches Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern in der EU ist es wichtig, daß alle relevanten Investitionen, einschließlich der Netzanschlußkosten, in vollem Umfang berücksichtigt werden.

Es erscheint nicht angebracht, gesetzliche Regelungen zur Kostenteilung für Anschlüsse und andere Netzsystemkosten auf europäischer Ebene zu treffen. Es könnten jedoch Maßnahmen getroffen werden, die sicherstellen, daß die Vorschriften auf der Ebene von Mitgliedstaaten allgemeinen und EU-weiten Prinzipien entsprechen:

- Kosten und Nutzen im Zusammenhang mit dem Anschluß einer neuen Anlage für Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern müssen in vollem Umfang transparent gemacht werden.
- Der künftige Nutzen für das Netzsystem, z. B. nicht erforderliche oder auf später verlegte Verstärkung, ist zu berücksichtigen.
- Es sollte Festlegungen geben, die Ausgleichszahlungen vorsehen, wenn spätere Elektrizitätsverbraucher, die an das Netz angeschlossen werden, davon Nutzen haben (Anschluß oder Verstärkung), der mit dem ersten Verbraucher, der an das Netz angeschlossen wurde, in Beziehung steht und für den dieser bezahlt hat.

Was den Nutzen betrifft, den Anlagen für Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern dem Netzsystem hinsichtlich der Vermeidung von Systemverlusten bringen können, könnte es angebracht sein, festzulegen, daß Mitgliedstaaten dafür sorgen, daß dieser Nutzen sich voll auf die entsprechenden Tarifsysteme durchschlägt.

V. SCHLUßFOLGERUNG

Ziel des vorliegenden Arbeitspapiers ist, die zahlreichen Optionen herauszustellen, die der Gemeinschaft im Umgang mit der Thematik der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und des Binnenmarktes für Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern zur Verfügung stehen. Wie aus den obigen Ausführungen hervorgeht, können diese Optionen mit zwei grundlegenden Fragen zusammengefaßt werden. Erstens, ist ein Tätigwerden der Gemeinschaft in Form einer Richtlinie oder sonstigen Initiative notwendig, um die Ziele der EU in diesem Bereich zu verwirklichen? Zweitens, wenn ja, welches Konzept wäre geeignet? Im Lichte der nach der Veröffentlichung des vorliegenden Arbeitspapiers eingehenden Stellungnahmen beabsichtigt die Kommission hinsichtlich dieser Fragen zu Ergebnissen zu kommen, sowie dies praktisch machbar ist, und erforderlichenfalls geeignete Vorschläge vorzulegen.

ANHANG

Inhalt:

- I. Installierte Leistung an Windkraft (MW)**
- II. Anteil der Elektrizität aus EE am gesamten Elektrizitätsverbrauch in %**
- III. Preise für EE-Elektrizität in den Mitgliedstaaten**
- IV. Die nach einzelnen Ländern aufgeführten Ausgaben für Forschung und Entwicklung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern**
- V. Förderung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern außerhalb der Europäischen Union**
- VI. Einzelheiten zu den erfolgten Untersuchungen sowie Diskussionen und Stellungnahmen**

Anhang I:

Tabelle 1: Installierte Leistung an Windkraft (MW)

	1990	1992	1995	1997
Österreich	0	0	1	20
Belgien	5	4	4	5
Dänemark	343	458	617	1111
Finnland	0	1	6	12
Frankreich	0	1	3	9
Deutschland	48	183	1137	1966
Griechenland	2	17	27	28
Irland	0	7	7	50
Italien	3	7	22	99
Luxemburg	0	0	0	3
Niederlande	57	109	257	330
Portugal	1	3	8	29
Spanien	7	46	115	455
Schweden	7	20	67	122
VK	10	50	200	322
EU gesamt	483	905	2471	4661

Quellen: Eurostat, EWEA, und BTM Consult

Anhang II:

Anteil der Elektrizität aus EE am gesamten Elektrizitätsverbrauch in %

	Anteil der EE-Elektrizität am Gesamtverbrauch in %							
	einschließlich großer Wasserkraftwerke				ohne große Wasserkraftwerke			
	1990	1994	1996	1997	1990	1994	1996	1997
Österreich	62,8	70,6	66,0	k.A.	k.A.	9,0	8,7	k.A.
Belgien	1,2	1,1	1,1	1,0	k.A.	0,9	0,9	0,9
Dänemark	2,4	5,6	6,3	k.A.	2,4	5,6	6,3	k.A.
Finnland	24,0	25,0	24,1	k.A.	8,8	10,2	9,2	k.A.
Frankreich	14,8	19,3	15,5	k.A.	1,7	2,4	2,2	k.A.
Deutschland	4,9	4,5	4,4	4,5	k.A.	2,2	2,3	2,4
Griechenland	5,0	6,5	10,0	8,6	0,2	0,3	0,4	0,4
Irland	4,8	5,1	4,0	k.A.	k.A.	0,7	1,1	k.A.
Italien	13,9	18,0	16,5	16,0	3,7	4,7	4,7	4,5
Luxemburg	2,1	2,4	1,6	k.A.	2,1	2,4	1,6	k.A.
Niederlande	1,4	2,0	2,8	3,5	1,4	2,0	2,8	3,5
Portugal	35,0	36,2	44,6	k.A.	3,3	4,8	4,7	k.A.
Spanien	16,9	15,5	23,8	k.A.	k.A.	2,6	4,0	k.A.
Schweden	51,4	42,9	38,2	k.A.	k.A.	4,1	5,3	k.A.
Vereinigtes Königreich	1,8	2,1	1,6	1,7	k.A.	k.A.	0,7	0,9
Summe	13,5	14,4	13,5	k.A.	k.A.	k.A.	3,0	k.A.

Quelle: Eurostat

k.a. = keine Angaben

Anhang III

Preise für EE-Elektrizität in den Mitgliedstaaten

1 Deutschland

In dem deutschen Stromeinspeisungsgesetz ist der an Erzeuger von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern gezahlte Preis mit der durchschnittlichen Einnahme aus der Elektrizitätslieferung an den Endverbraucher ohne MwSt. verknüpft. PV (Photovoltaik-Anlagen) und Wind erhalten die höchsten Zahlungen, die sich auf 90 % belaufen. Die nachstehende Tabelle zeigt den Preis pro kWh, der seit Einführung der Regelung an die unabhängigen Windenergieerzeuger gezahlt wird. Das Gesetz trat am 1. Januar 1991 in Kraft. 1998 beläuft sich der Preis auf **16,79 deutsche Pfennig pro kWh oder € 0,086 pro kWh**).

Jahr	Preis in Pfennig
1991	16.61
1992	16.53
1993	16.57
1994	16.93
1995	17.28
1996	17.21
1997	17.15
1998	16.79

Quelle: Eurosolar, Information aus den Mitgliedstaaten

2 Dänemark

In Dänemark beläuft sich der an unabhängige Windenergieerzeuger für Elektrizität gezahlte Preis auf 85 % des Nettopreises eines Verbrauchers mit mehr als 20.000 kWh pro Jahr abzüglich der Kosten für die Netznutzung. Der gezahlte Preis hängt von dem Gebiet ab und schwankt zwischen 0,250,39 DKK/kWh. Der durchschnittliche Preis beträgt etwa 0,39 DKK/kWh. Zusätzlich hinzu kommt eine Subvention von 0,10 DKK/kWh (Erstattung der CO₂-Steuer, die für jedwede Elektrizität erhoben wird, einschließlich Elektrizität aus kohlenstofffreien Brennstoffen) und eine weitere Subvention von 0,17 DKK/kWh. Somit beträgt die Gesamtzahlung für Windenergieerzeuger 0,530,66 DKK/kWh (0,06970,0885 pro kWh) und **im Durchschnitt 0,59 DKK pro kWh (0,079**

pro kWh). Die Preisspanne blieb aufgrund der stabilen Elektrizitätspreise über die letzten Jahre stabil.

3 Spanien

Nach der Einspeisungsregelung in Spanien wurde Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern 1997 zu folgenden Preisen an das Netz verkauft:

Kleine Wasserkraftwerke: **11,37 PSE (€0,068)**

Wind: **11,48 PSE (€0,068)**

(Quelle: Information des Mitgliedstaates)

4 Vereinigtes Königreich

Im Rahmen der vier NFFO-Ausschreibungen, die 1990, 1991, 1994 und 1997 veranstaltet wurden, haben sich die Preise für Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern in der nachstehend in der Tabelle aufgeführten Form entwickelt (Preise pro kW/h):

	Durchschnittspreis Wind	Durchschnittspreis sämtliche Technologien
1990 (NFFO-1)	10,0p	7,0p
1991 (NFFO-2)	11,0p	7,2p
1994 (NFFO-3)	4,8p ¹²	4,35p
1997 (NFFO-4)	3,53p¹³ (€ 0,05)	3,46p (€0,049)

Quelle: Renewable Energy Bulletin Nr. 7, Department of Trade & Industry, 25. November 1997

¹² Für Investitionen in eine Windkraftkapazität von mehr als 1,6 MW

¹³ Für Investitionen in eine Windkraftkapazität von mehr als 0,768 MW

5 Sonstige Mitgliedstaaten (neueste Angaben)

Italien: zwischen €0,083 und €0,154 in Abhängigkeit von der Technologie; nach 8 Jahren werden die Preise für alle Technologien auf €0,053 gesenkt

Frankreich: 0,337 FF (€0,056)

Niederlande: 0,08 G (€0,036)

Belgien: 2,1 BEF (€0,052)

Portugal: 10,8 ESC (€0,053)

Quelle: Information aus den Mitgliedstaaten

6 Zusammenfassende Tabelle der derzeit gezahlten Preise

Um zu veranschaulichen, vor welcher Situation ein potentieller neuer Investor derzeit im Hinblick auf Preise in den vorstehend genannten Mitgliedstaaten stehen würde, gibt die nachstehende Tabelle einen Überblick über die aktuellen Preise pro kW/h (in €, auf der Grundlage der neuesten Daten):

	D	DK	E	VK	I	F	NL	B	P
€	0,086	0,079	0,068	0,049	0,083	0,056	0,036	0,052	0,053

Anhang IV: F&E-Ausgaben für erneuerbare Energieträger nach Ländern:

	Hydro	Geothermal	Biomasse	Wind	Solarenergie (Heizung und Kühlung)	Solar- energie: Photovoltaik	
Österreich	k.A.	K.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1
Belgien	0,1	0,0	2,5	0,2	0,9	1,2	(
Dänemark	0,0	0,0	8,9	7,0	2,3	0,2	(
Finnland	k.A.	K.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1
Frankreich	0,1	1,3	2,0	0,2	0,3	2,2	(
Deutschland	0,0	2,6	2,1	27,2	19,4	40,4	4
Griechenland	k.A.	K.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1
Irland	k.A.	K.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	1
Italien	0,0	0,0	9,8	10,1	0,0	22,2	(
Luxemburg	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	(
Niederlande	0,1	0,1	1,9	6,9	1,8	9,4	(
Portugal	0,0	0,0	0,4	0,0	0,0	0,1	(
Spanien	0,0	0,0	14,2	33,0	1,3	8,7	8

¹⁴ 'Renewable Energy Policy in IEA Countries, Volume I: Overview. International Energy Agency, 1997, S.29

Schweden	0,1	0,1	10,3	2,0	1,5	0,4	0,4
Vereinigtes Königreich	0,2	0,0	5,1	5,0	2,8	0,7	0,7
EU gesamt	0,6	4,1	59,2	91,0	30,3	85,5	
Australien	k.A.	K.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
Kanada	0,8	0,1	5,6	1,1	2,0	1,5	1,5
Japan	0,0	40,9	6,2	6,7	3,6	80,4	80,4
Neuseeland	0,0	0,9	0,1	0,1	0,1	0,0	0,0
Norwegen	2,7	0,0	0,9	0,4	0,7	0,1	0,1
Schweiz	4,8	2,6	8,5	0,8	11,4	9,8	9,8
Türkei	0,0	0,0	0,1	0,0	0,3	0,0	0,0
Vereinigte Staaten	4,9	37,8	59,6	47,1	93,7	87,5	87,5
Summe der angegebenen Beträge:	13,8	86,5	138,1	147,7	142,3	264,8	

Quelle : IEA Energy Technology R&D Statistics, 1974-1995, IEA/OECD 1997.

* In dem Betrag für "Summe erneuerbare Energieträger" sind 30,9 Mio. USD aus dem Jahre 1995 für flankierende Politiken und Management enthalten, ferner Mittel für Programmförderung, Ressourcenbewertung und andere nicht den einzelnen Unterkategorien zugeordnet worden sind.

Anhang V: Förderung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern außerhalb der Europäischen Union

Es folgen einige Angaben zur Förderung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträger außerhalb der EU.

Vereinigte Staaten

Im Jahre 1996 betrug die Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern 11,9% der Gesamterzeugung an Elektrizität. Davon kamen 2,3% nicht aus dem Bereich der Wasserkraft.

Seit 1978 werden nichtöffentliche Erzeuger von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern im Rahmen von PURPA (Public Utility Regulatory Policies Act) unterstützt, das die Elektrizitätsversorgungsunternehmen verpflichtete, Elektrizität aus Anlagen mit erneuerbaren Energieträgern und kombinierten Kraft- und Heizwerken zu den von dem Elektrizitätsversorgungsunternehmen vermiedenen Kosten zu kaufen. Im Rahmen des Planes zur Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes hat die Regierung Clinton vorgeschlagen, PURPA durch ein RPS (Renewable Portfolio Standard) zu ersetzen, das von den Elektrizitätsanbietern fordert, einen Teil ihrer Verkäufe mit Elektrizität zu tätigen, die nicht in Wasserkraftwerken erzeugt wurde. Kleinanbieter könnten der Festlegung durch die eigene Erzeugung ausreichender Mengen an Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern, durch den Kauf von begebaren Elektrizitätspapieren von Erzeugern, die mehr als die vorgeschriebene Mindestmenge erzeugen oder durch eine Kombination von Eigenerzeugung und Kauf von Papieren nachkommen.

Der Grund für diese Veränderung besteht darin, daß (i) eine Kaufverpflichtung wie PURPA in einem Markt ohne relevante unternehmensgebundene Kunden als unsinnig betrachtet wird, (ii) RPS auf dem Wettbewerb zwischen Erzeugern aus erneuerbaren Energieträgern beruht und für eine gleichmäßige Verteilung der Kosten am Markt sorgt und (iii) die aufwendige gesetzliche Regelung hinsichtlich vermiedener Kosten hinfällig macht.

Es ist vorgesehen, die RPS-Forderung anfänglich eng an das derzeitige Verhältnis der RPS-berechtigten Erzeugung anzulehnen, dann aber bis zum Jahre 2010 die Forderung auf 5,5% zu steigern. Im Rahmen von PURPA bestehende Verträge sollen im Rahmen der jetzt geltenden Regelung bestehen bleiben, um den Übergang zu dem auf Wettbewerb beruhenden System zu erleichtern¹⁵.

Für die meisten Solartechniken und Erdwärmeanlagen wird ein Investitionskredit in Höhe von 10% gewährt; Wind und Biomasse werden durch die Gewährung von Produktionssteuererleichterungen gefördert, und in den Fällen, wo Steuererleichterungen wegen Nichtzahlung von Bundessteuern nicht in Anspruch genommen werden können,

¹⁵ Vgl. Abschnitt III 3.1.5., "Übergangsregelungen".

werden Produktionsanreizvergünstigungen gewährt. Schließlich werden Forschung und Entwicklung durch verschiedenen Programme des Ministeriums für Energie gefördert¹⁶.

Japan

Im Jahre 1996 betrug die Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern 8% der Gesamterzeugung an Elektrizität. Davon kamen 2,4% nicht aus dem Bereich der Wasserkraft.

Der verstärkte Einsatz von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern wird als zwingend erforderlich betrachtet, wenn das Ziel der Stabilisierung der CO₂-Emission im Jahre 2000 auf dem Stand von 1990 erreicht werden soll. Japan hat folgende unverbindliche Zielvorgaben für die Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern formuliert:

- Erhöhung der Erzeugung von Elektrizität aus Wasserkraft auf 45 500 MW im Jahre 2000 und auf 57 000 MW im Jahre 2010;
- Erhöhung der installierten geothermischen Leistung auf 600 MW im Jahre 2000 und auf 2 800 MW im Jahre 2010;
- Erhöhung der Photovoltaik-Leistung auf 400 MW im Jahre 2000 und auf 4600 MW im Jahre 2010;
- Erhöhung der Erzeugung aus Windkraft auf 20 MW im Jahre 2000 und auf 150 MW im Jahre 2010;
- und die Erzeugung aus Abfällen soll auf 2 000 MW im Jahre 2000 und 4 000 MW im Jahre 2010 steigen.

Die japanische Regierung fördert den Bau neuer Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern durch Subventionen (von 10% der Kapitalinvestitionen bei Wasserkraftwerken bis zu 50% für einige Photovoltaik- und Windkraftanlagen). Daneben bietet der Staat steuerliche Vorteile durch Reduzierung der Einkommenssteuern oder der Abschreibungszulagen sowie durch zinsgünstige Kredite bzw. die Rückzahlung eines Teiles des Zinsaufwandes.

Außer den finanziellen Anreizen wurden Festpreise für Photovoltaik und Windkraft in Höhe der Endverbraucherpreise festgesetzt. Es besteht jedoch kein garantierter Markt, und das Aufkommen an Elektrizität aus diesen Quellen ist sehr begrenzt (2 GWh der Gesamterzeugung aus erneuerbaren Energieträgern, außer Wasser, in Höhe von 23 949 GWh im Jahre 1996).

Norwegen

¹⁶ Vgl. die Tabelle 1 im Anhang.

Beinahe 100% der in Norwegen erzeugten Elektrizität kommt aus der Wasserkraft (die Produktion beruht beinahe ausnahmslos auf der Bereitstellung von Elektrizität aus Wasserkraftwerken mit mehr als 10 MW Leistung). Als Zielstellung soll die Bedeutung neuer Erzeugungstechniken aus erneuerbaren Energieträgern, d. h. Bioenergie, Windenergie und Solarenergie, erhöht werden.

Der Staat fördert Forschung und Entwicklung bei neuen Erzeugungstechnologien aus erneuerbaren Energieträgern sowie Einführungs- und Demonstrationsprojekte besonders bei neuen Technologien. Ab Januar 1999 gilt die Befreiung von der Investitionssteuer (7%) für Investitionen in den Bereichen Bioenergie, Windenergie, Wärmepumpen, städtische Fernheizung, Wellenkraft sowie für Kleinstwasserkraftwerke (< 1 MW). Ferner wird Windkraft in Höhe von 50% der Elektrizitätssteuer subventioniert.

Einzelheiten zu den erfolgten Untersuchungen sowie Diskussionen und Stellungnahmen

Im Anschluß an das Weißbuch über erneuerbare Energieträger und den Bericht über den Harmonisierungsbedarf hat die Kommission die Lage bei der EE-Elektrizität in der Europäischen Union ausführlich untersucht. Bereits vorliegende Studien und Berichte¹⁷ zum Aufbau und zur Funktion bestehender Förderregelungen sowie zu den Hindernissen nicht-finanzieller Art, etwa zu Verwaltungsfragen und zu Fragen des Zugangs zum Netz, wurden konsultiert.

Ferner sind auf Grund eines von der Kommission verschickten Fragebogens wertvolle Informationen von seiten der Mitgliedstaaten eingegangen.

Zusätzlich zu den obengenannten Untersuchungen sind mit den interessierten Parteien, darunter den im folgenden genannten, Gespräche geführt worden, und/oder diese interessierten Parteien haben Stellungnahmen abgegeben:

- **Beratender Energieausschuß** (in dem Vertreter des EE-Sektors ebenso präsent sind wie die Elektrizitätsindustrie, Umweltorganisationen, Gewerkschaften, Arbeitgebervertreter, Verbrauchervertreter usw.).
- Europäischer Verband für Windenergie (EWEA)
- European Biomass Association (AEBIOM)
- European Small Hydropower Association (ESHA)
- European Photovoltaic Industry Association (EPIA)
- EURELECTRIC
- European Utilities for Renewable Energies (EURE)
- Bundesverband Windenergie (BWE, nationaler deutscher Verband für Windenergie)
- Vertreter von Unternehmen, sowohl aus dem EE-Sektor als auch aus dem Bereich der traditionellen Energieerzeugung
- Greenpeace
- IFIEC (industrielle Großverbraucher von Elektrizität)

¹⁷ Beispiele für die ausgewerteten Studien und Berichte: - *IEA: Renewable Energy Policy in IEA Countries*, (Juni 1998); *E.D. CROSS (Institute of Energy Law, Leiden): Legal frameworks for the promotion of wind energy and other renewable energy resources in the EU Member States* (1997); *EUROSOLAR: Legal, technical, administrative and structural conditions for Common Feed-In Rules in the EU for electricity generated with renewable energy sources (RES) by auto-producers* (März 1996, APAS-Studie, erstellt im Auftrag der GD XII); *ILEX/RAMBOLL: European Union Member States connection and use of system policies for renewable generators* (Oktober 1996, ALTENER-Studie); *C. MITCHELL (Koordinator): The value of renewable electricity* (endgültiger Entwurf April 1998, JOULE-Studie, erstellt im Auftrag der GD XII); *C. MITCHELL: Renewable Energy in the UK* (Februar 1998); *UK DEPARTMENT OF TRADE & INDUSTRY: Renewable Energy Bulletin No 7* (25. November 1997); *FORUM FÜR ZUKUNFTSENERGIEN: Aktionsprogramm Abbau von Hemmnissen bei der Realisierung von Anlagen Erneuerbarer Energien*¹⁷ (April 1997)

- Für Energiefragen zuständige Mitglieder nationaler Parlamente sowie des Europäischen Parlaments

Im folgenden sollen die von ihnen vertretenen Auffassungen kurz zusammengefaßt werden:

Der **Beratende Energieausschuß** hat zu dem Thema nach lebhaften Diskussionen auf der Grundlage eines Katalogs einschlägiger Fragen, den die Kommission dem Ausschuß übermittelt hatte, eine Stellungnahme abgegeben.

Bei den bilateralen Kontakten mit Vertretern des EE-Sektors hat sich gezeigt, daß dieser Sektor europäische Rechtsvorschriften im Bereich der EE-Elektrizität als äußerst notwendig erachtet, um zu gewährleisten, daß sich der EE-Sektor unter den neuen Rahmenbedingungen des Elektrizitätsbinnenmarktes weiterentwickeln kann. Allerdings haben einige dieser Vertreter, vor allem aus Mitgliedstaaten, in denen derzeit Einspeisungsgesetze in Kraft sind, hinsichtlich des Vorschlags, diese Einspeisungsgesetze künftig durch Alternativverfahren zu ersetzen, ihre Besorgnis zum Ausdruck gebracht. Alle Vertreter haben hervorgehoben, daß neben der finanziellen Frage weitere Hemmnisse, etwa Fragen der Planungsverfahren und des Zugangs zum Netz, fortbestehen und den Ausbau erneuerbarer Energieträger behindern.

Die traditionelle Elektrizitätsindustrie begrüßt im allgemeinen den Vorschlag, Gemeinschaftsbestimmungen über Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern einzuführen. Sie betont, daß eventuelle Bestimmungen dahingehend zu konzipieren sind, daß die mit der Förderung von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern verbundenen Kosten möglichst niedrig gehalten werden, und daß die Lasten gleichmäßig zu verteilen sind, um Wettbewerbsverzerrungen zu vermeiden.

Von den anderen Teilnehmern, beispielsweise den auf Energiefragen spezialisierten Abgeordneten, den betroffenen Nicht-Regierungsorganisationen usw., ist ein breites Spektrum von Stellungnahmen eingegangen. Die größten Kontroversen werden von der Frage hervorgerufen, ob und wie lange bestehende Einspeisungssysteme auf dem Elektrizitätsbinnenmarkt fortbestehen können; zu dieser Frage gibt es offensichtlich keinen Konsens. Die Notwendigkeit von EU-Harmonisierungsmaßnahmen, welcher Art auch immer, wird allgemein anerkannt.

Abschließend soll darauf hingewiesen werden, daß eine Reihe zusätzlicher Studien zu diesen Fragen entweder im Entstehen sind oder infolge der ALTENER-Ausschreibung von 1998 in Auftrag gegeben worden sind. Es wird erwartet, daß die Ergebnisse dieser Studien nützliche Orientierungshilfen für das weitere Vorgehen bieten werden.