

Zertifikathandel für erneuerbare Energien statt Erneuerbare Energien-Gesetz?

Hintergrundpapier zum Vorschlag
des Verbands der Elektrizitätswirtschaft
März 2006



Gliederung

A. Kurzfassung

B. Hintergrundpapier

- 1. Zusammenfassende Darstellung des VDEW-Vorschlags**
- 2. Klärungsbedürftige Aspekte**
 - 2.1 Kompensation/Zuschlag**
 - 2.2 Zertifikatsausstellung**
 - 2.3 Langfristige Zielquote**
 - 2.4 Pönale**
- 3. Bewertung des Vorschlags**
 - 3.1 Vorbemerkung: Gründe für den Ausbau der erneuerbaren Energien**
 - 3.2 Effektivität im Hinblick auf den Ausbau der erneuerbaren Energien**
 - 3.3 Kosteneffizienz der Förderung**
 - 3.4 Transaktionskosten**
 - 3.5 Technische und organisatorische Umsetzungsprobleme**
 - 3.6 Investitionssicherheit und Vertrauensschutz**
 - 3.7 Förderung von kleinen und mittelständischen Unternehmen sowie kleinen EE-Anlagen**
 - 3.8 Innovationsanreize für die unterschiedlichen EE-Techniken**
 - 3.9 Wirkungen auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen EE-Branche**
- 4. Fazit**

A. Kurzfassung

Der Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW) ist mit einem Vorschlag zur künftigen Förderung erneuerbarer Energien an die Öffentlichkeit getreten. Das „VDEW-Integrationsmodell“ sieht vor, das Erneuerbare Energien-Gesetz (EEG) in ein Quotensystem zu überführen. Ein EU-weit harmonisierter Handel mit „Grünstromzertifikaten“ soll die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien marktfähig machen und Anreize zur Effizienzsteigerung schaffen. Übergangsweise soll eine optionale Zuschlagsregelung gelten. Lediglich die bestehenden Kleinanlagen sollen noch nach den Vorgaben des EEG gefördert werden.

Der VDEW begründet seinen Vorstoß vor allem mit der Erreichung der Marktfähigkeit für erneuerbare Energien. Die von der Bundesregierung – zum Beispiel im EEG – und von der europäischen Union – unter anderem in der Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – genannte breitere Begründung des Ausbaus als ein Element einer nachhaltigen Energieversorgung (neben Energiesparen und -effizienz) und die diesbezügliche Wirkung des Instruments erwägt der VDEW dagegen bei der Formulierung des Vorschlags nicht.

Bei dem Vorschlag handelt es sich lediglich um ein Diskussionspapier und nicht um eine umsetzungsreife Alternative zum EEG. Zentrale – für die ökonomischen und ökologischen Wirkungen entscheidende – Gestaltungsparameter sind noch nicht festgelegt (zum Beispiel die Höhe des Zuschlags, das Verfahren der Zuteilung der Zertifikate, die Zielquote oder die Höhe der Strafzahlung). Offen bleibt auch, ob eine Gesamtquote oder Teilquoten für bestimmte EE-Techniken festgelegt werden sollen.

Der VDEW-Vorschlag weist nach Meinung des Umweltbundesamtes eklatante Schwächen auf, die die Effektivität des weiteren Ausbaus der EE betreffen. So soll sich die Zielquote des VDEW-Modells nicht an den in der Richtlinie 2001/77/EG genannten Ausbauzielen, sondern an den Ergebnissen einer EU-weiten Potenzialanalyse orientieren. Erschwerend kommt hinzu, dass die Kriterien für die Bestimmung der Potenziale dynamische Effekte (Lerneffekte, economies of scale) ausblenden und damit eine systematische Unterschätzung der Potenziale fördern. Ein weiterer Schwachpunkt des VDEW-Modells besteht darin, dass sich die Vertriebsunternehmen durch Zahlung einer Pönale aus dem Zertifikatehandelssystem „freikaufen“ können. Dies beeinträchtigt die ökologische Treffsicherheit des Zertifikatmodells zugunsten einer – vom VDEW explizit gewünschten – Deckelung (Begrenzung) der EE-Förderkosten.

Auch bei der Kosteneffizienz des weiteren Ausbaus der EE greift der VDEW-Vorschlag zu kurz. Bei einer einheitlichen Zielquote ist damit zu rechnen, dass lediglich die schon heute nahezu marktfähigen Techniken (zum Beispiel die Windkraft) zum Einsatz kommen und andere nicht mehr gefördert werden. Die Innovationspotenziale bei EE würden deshalb nur unzureichend erschlossen. Damit stiegen tendenziell die Kosten, um die langfristigen Klimaschutzziele zu erreichen. In einem Quotenmodell richtet sich der Zertifikatspreis weitgehend nach den Kosten der letzten EE-Strom-Einheit. Den Betreibern bereits abgeschriebener oder an günstigen Standorten arbeitender Anlagen würden damit erhebliche „windfall profits“ zufallen. Zudem ist zu erwarten, dass die Kapitalgeber im Rahmen eines Quotenmodells höhere Risikoaufschläge auf die Verzinsung des eingesetzten Kapitals verlangen als beim EEG, da die garantierte Mindestvergütung entfielen und damit das Investitionsrisiko beträchtlich zunähme. Vor allem Kleinerzeuger dürften hiervon überdurchschnittlich betroffen sein. Das vom VDEW vorgeschlagene Zuschlagsmodell zur Kompensation der Mehrkosten würde – falls überhaupt – diese Mehrkosten nur in

der Übergangsphase kompensieren können. Diese soll nur bis zur verpflichtenden Einführung des Quotenmodells laufen, während die Vergütung nach EEG meist über 20 Jahre besteht. Ein Quotenmodell hätte darüber hinaus voraussichtlich eine starke regionale Konzentration der Anlagen an den besten Standorten zur Folge. Dies führte tendenziell zu Zusatzkosten bei den Netzbetreibern sowie zu nachteiligen Folgen für die Umwelt (beispielsweise bei einer starken räumlichen Konzentration von Windkraftanlagen).

Schließlich bestünde bei Einführung eines Quotenmodells auch die Gefahr, dass Deutschland wegen der oben genannten Mängel des VDEW-Modells seine führende Rolle auf dem Weltmarkt auf vielen Gebieten der erneuerbaren Energietechniken langfristig verliert.

Das EEG hat dagegen seine Effektivität nachgewiesen, die EU-Ausbauziele in der Richtlinie 2001/77/EG zu erreichen; auch die langfristigen Ziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2020 erscheinen erreichbar. Dies wird vor allem mit einer nach Technik, Anlagengröße und Standort hoch differenzierten, den tatsächlichen Mehrkosten genügenden Förderung bewirkt. Das EEG verfügt zudem über ein sehr kostengünstiges Verfahren, welches kaum Transaktionskosten hervorruft. Bei den Energieversorgungsunternehmen (EVUs) fallen lediglich Zusatzkosten für die EEG-Umlage an. Die degressiven Vergütungssätze im EEG haben erhebliche Innovationsanstrengungen ausgelöst und zu realen Kostensenkungen geführt. Sie werden im nächsten Jahrzehnt zu einem Kostenniveau führen, welches verschiedene Sparten der EE – wie die Windenergie- oder Biomassenutzung – marktfähig machen werden, sofern parallel Vorkehrungen getroffen werden, welche eine fluktuierende Einspeisung als Systemelement einer nachhaltigen Energieversorgung unterstützen. Das EEG hat außerdem dazu geführt, dass in Deutschland ein neuer Wachstumsmarkt entstand. Deutschland nimmt heute weltweit eine herausragende Stellung bei der Entwicklung und dem Export der EE-Techniken ein. Die Umsätze der EE-Branche lagen bei 11,6 Milliarden Euro im Jahr 2004, 130.000 Menschen waren in der Branche beschäftigt. Anlagenhersteller, Planer und die große Palette der Zulieferindustrie (Stahl, Bau, Logistik, Forschung) sowie Finanzwirtschaft haben die stabilen Rahmenbedingungen für den Aufbau einer erfolgreichen Exportbranche genutzt.

Daher gibt es keinen Grund, einen Systemwechsel nach den Vorstellungen des VDEW zu vollziehen. Vielmehr würde er den Ausbau der EE voraussichtlich deutlich verlangsamen, die Rolle Deutschlands als einem der führenden Anbieter im wachsenden Zukunftsmarkt für EE schwächen und die langfristige Ausbildung einer nachhaltigen Energieversorgung bremsen.

B. Hintergrundpapier

1. Zusammenfassende Darstellung des VDEW-Vorschlags¹

Die Ankündigung der Europäischen Kommission, einen Sachstandsbericht über die nationalen Fördersysteme für Erneuerbare Energien (EE) in den einzelnen Mitgliedstaaten zu erarbeiten², nahm der VDEW zum Anlass, seinen Vorschlag für die zukünftige Förderung der EE zu präsentieren.

Die Realisierung eines europäischen Strombinnenmarktes im Jahr 2007 erfordert nach Auffassung des VDEW eine Harmonisierung der Förderinstrumente für EE in Europa, denn nationale Einzelregelungen würden zu abgeschotteten Märkten mit Wettbewerbsverzerrungen führen. Am deutschen Fördersystem (hier ist vor allem die Förderung durch das EEG gemeint) werden eine mangelnde wirtschaftliche Effizienz und hohe volkswirtschaftliche Kosten kritisiert.

Als gemeinsames Förderinstrument für den europäischen Markt schlägt der VDEW eine Quotenregelung mit handelbaren „Grünstromzertifikaten“ vor.

Die Vorteile dieses Instrumentes sind nach Einschätzung des VDEW:

- Die Förderung würde „subventionsfrei“ erfolgen;
- Der Ausbau der EE würde zu den geringstmöglichen volkswirtschaftlichen Kosten vonstatten gehen;
- Das Förderinstrument böte einen Anreiz zur Effizienzsteigerung;
- Die attraktivsten Standorte in Europa würden genutzt werden;
- Es würde eine bessere Verzahnung des Ausbaus der EE (insbesondere der Windenergie) mit dem Ausbau der Netzinfrastruktur erfolgen.

Zusätzlich schlägt der VDEW vor, die Förderung nach dem EEG auf bestehende Kleinanlagen zu beschränken. Die Betreiber größerer Bestandsanlagen und Neuanlagen sollen ihren Strom nach den Vorstellungen des VDEW selber vermarkten. Hierfür benötigen sie einen Herkunftsnachweis in Form eines „Grünstromzertifikates“. Dabei sollte auf das bereits existierende „Renewable Energy Certificate System“ (RECS) zurückgegriffen werden. Für eine Übergangsphase soll den Betreibern von Bestandsanlagen, die bisher eine Vergütung durch das EEG erhalten, im Rahmen eines Opt-In die Möglichkeit eines freiwilligen Wechsels vom EEG in ein Zuschlagsystem angeboten werden.

Nach Auffassung des VDEW sollte ein abrupter Wechsel von den nationalen Fördersystemen in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten hin zu dem vorgeschlagenen europaweiten Fördersystem vermieden werden. Daher sollen in einer Übergangsphase die Mehrkosten für die Erzeugung von Strom aus EE (erhöhte Gestehungskosten, Vertriebsaufwand und „Veredelungsaufwand“, also Verstetigung fluktuierender Quellen durch geeignete Maßnahmen) durch Einführung eines freiwilligen Zuschlagsmodells als Einstiegsangebot kompensiert werden.

¹ Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V. (VDEW): Diskussionsvorschlag zur künftigen Förderung Erneuerbarer Energien: „Ausbauziele effizient erreichen“, Juni 2005

² Der Bericht „The support for electricity from renewable energy sources“ (COM(2005) 627) wurde am 7. Dezember 2005 veröffentlicht.

Für die Festlegung der Quote bei der Einführung eines europaweiten Handelssystems mit „Grünstromzertifikaten“ will der VDEW die europäischen Potentiale der EE auf Grundlage der folgenden Parameter analysieren:

- Spezifische Investitionskosten- und Stromgestehungskosten;
- „Energiequalität“ (Profilmöglichkeit, zeitliche Verfügbarkeit);
- Umweltbeeinträchtigungen;
- „Reifegrad“ der Technik;
- Anforderungen im Rahmen erforderlicher Bewilligungsverfahren;
- Öffentliche Akzeptanz.

Für den Ausbau der Netzinfrastruktur hält der VDEW es zudem für erforderlich, die Infrastruktur für Stromtransport und -verteilung in Europa zu erfassen, um belastbare Ergebnisse hinsichtlich des zukünftig möglichen Beitrags der EE zur Stromerzeugung zu erzielen.

2. Klärungsbedürftige Aspekte

Der VDEW-Vorschlag stellt auf sechs Seiten einige Eckpunkte für ein Quotenmodell und eine vorgeschaltete Übergangsphase dar. Im Vorfeld gab es mehrere Arbeitspapiere des VDEW mit zum Teil konkreteren Aussagen zu einem solchen Modell. Auf der Jahrestagung des Verbandes am 8. Juni 2005 wurde das Kompromisspapier vorgelegt, das Gegenstand der folgenden Analyse ist. Es ist in der Ausgestaltung des Vorschlags wenig konkret. Vor allem folgende Fragen bleiben offen:

2.1 Kompensation/Zuschlag

Der VDEW-Vorschlag sieht vor, das Quotenmodell ab 2013 verpflichtend einzuführen. Gleichzeitig ist von einer Kompensation für (größere) Bestandsanlagen als Vertrauensschutz in Form eines gesicherten Zertifikatspreises die Rede. Unklar ist allerdings, wie dieser Garantiepriis – über den Zeitraum mehrerer Jahre – festgelegt werden soll, ob es eine Differenzierung nach Techniken gibt und wie diese Kompensation europaweit finanziert/überwältzt werden soll. Dasselbe gilt für den Zuschlag, der während der Übergangsphase an die freiwillig in das System optierenden Anlagenbetreiber gezahlt werden soll. Offen bleibt, ob er nur an Bestands- oder auch an Neuanlagen ausgezahlt und ob er nach Techniken, Kapazität, Standort, Veredelungsaufwand usw. differenziert werden soll.

2.2 Zertifikatausstellung

Die EE-Stromerzeuger sollen – neben dem Strompreis aus der Vermarktung – ihre Kosten durch Einnahmen aus dem Verkauf von „Grünstromzertifikaten“ decken. Offen ist, wann diese Zertifikate ausgestellt werden und durch wen. Dies könnte bei der Erzeugung, der Speicherung oder nach erfolgreicher Vermarktung (Einspeisung) des Stroms erfolgen.

2.3 Langfristige Zielquote

Es soll für alle Vertriebsunternehmen in der EU eine langfristige Zielquote für die Abnahme von „Grünstromzertifikaten“ verbindlich werden. Unbeantwortet bleibt die Frage, wie hoch diese Zielquote ist, wie die Zwischenschritte zum Erreichen der

Zielquote gestaltet sind und ob eine nationale Differenzierung der Quoten erfolgen soll. Zur Ermittlung des langfristigen Ausbauziels für die EU soll eine Potenzialanalyse gemacht werden. Dabei sind Annahmen zu Technikentwicklung, Lernkurven und Zertifikatspreisen sowie langfristige Preisprognosen für Energieträger zu treffen. Es ist nicht klar, auf welche Weise diese Dynamik abgebildet werden soll; die im VDEW-Vorschlag genannten Kriterien (zum Beispiel „spezifische Investitions- und Stromgestehungskosten“ und „Reifegrad“ der Technik“) greifen jedenfalls zu kurz und sind vorwiegend statischer Natur.

Es soll darüber hinaus geprüft werden, ob eine begrenzte Zahl von Teilquoten für homogene Technikgruppen sinnvoll ist. Wie hoch sollen diese Teilquoten sein? Für welche Techniken sollen sie gelten? Es wird auch die Möglichkeit zusätzlicher Instrumente für die spezifische Förderung politisch gewollter Techniken, wie der Photovoltaik, erwogen. Wie sollen diese Instrumente mit der langfristigen Zielquote in Einklang gebracht werden?

2.4 Pönale

Der Vorschlag sieht weiter vor, dass bei Nichterfüllung der verbindlichen Zielquote den Vertriebsunternehmen eine Strafzahlung abverlangt wird. Diese Pönale soll in Cent/kWh vorab festgelegt werden und zur Begrenzung der Förderkosten des Gesamtsystems dienen. Denn steigt der Zertifikatspreis über die Pönale, so werden die Vertriebsunternehmen es vorziehen, die Strafe zu zahlen anstatt die Quote zu erfüllen. Es ist nicht klar, in welcher Höhe die Pönale festgeschrieben, ob und wie sie im zeitlichen Verlauf angepasst und wie die Einnahmen verwendet werden sollen.

3. Bewertung des Vorschlags

3.1 Vorbemerkung: Gründe für den Ausbau der erneuerbaren Energien

Der Ausbau der EE dient der Realisierung energie- und gesellschaftspolitischer Ziele: Neben der Verringerung der Treibhausgasemissionen und Schonung der erschöpfbaren Energieressourcen bieten die weltweit, dezentral und nach menschlichem Zeithorizont unerschöpflich verfügbaren Energieträger die Chance, die Abhängigkeit von fossilen Energieträgern und Konflikte darum zu vermindern. Ferner können sie eine langfristig stabile Energieversorgung sichern und damit eine energetisch autarke wirtschaftliche Entwicklung auch für die ärmsten Länder der Erde unterstützen. Gemeinsam mit einer sparsamen Energienutzung und effizienten Umwandlung sind die EE die Grundlage einer nachhaltigen Energieversorgung.

Im Gegensatz dazu beruht das heutige Energiesystem auf großen Anlagen und wenigen Unternehmen mit weitgehender Abhängigkeit von fossilen Rohstoffen, die in nur wenigen Ländern verfügbar sind.

Aus diesen Gründen hat sich sowohl auf UN- als auch auf EU-Ebene die Mehrheit der Staatengemeinschaft auf die Förderung der EE verständigt mit dem Ziel, ihren Anteil an der Energieversorgung substantiell zu erhöhen. Dies findet seinen Niederschlag in diversen, im Rahmen des Weltgipfels für Nachhaltige Entwicklung 2002 in Johannesburg und der Renewables 2004 gegründeten internationalen Initiativen.

Neben den nahe an der Wirtschaftlichkeit stehenden Techniken müssen auch jene gefördert werden, die mittel- bis langfristig erhebliche Entwicklungspotenziale bieten und einen erheblichen Anteil an der Energieversorgung ausmachen können. Dies gilt vor allem für die Photovoltaik und für bestimmte Biomassetechniken. Vor allem die

ärmsten, technisch wenig entwickelten Länder verfügen in großem Maße über Solarstrahlung, Wind oder Biomasse. Im Vorschlag des VDEW wird diese Vielfalt an Zielen nicht erwähnt, vielmehr stellen die in Punkt 2 („Anforderungen“) formulierten Ziele auf ein ausschließlich marktwirtschaftlich motiviertes Effizienzdenken ab.

Darüber hinaus argumentiert der VDEW, dass die Förderkosten des EEG zu hoch seien und nennt beispielhaft den absoluten Vergütungsbetrag von 3,4 Milliarden Euro im Jahr 2004. Das Argument der zu hohen Kosten hat allerdings wenig Bestand, wenn man berücksichtigt, dass sich die Kosten des EEG für einen durchschnittlichen Drei-Personen-Haushalt auf lediglich rund 1,60 € monatlich belaufen und dieser Betrag die vermiedenen externen Kosten konventioneller Stromerzeugung noch gar nicht einbezieht³.

Die Forderung des VDEW nach einer Harmonisierung der Instrumente in Europa steht zudem im Widerspruch zur Richtlinie 2001/77/EG, wonach ein Wettbewerb der Instrumente angestrebt wird. Nach Aussage des neuen Energiekommissars Piebalgs ist eine Harmonisierung auf längere Sicht nicht geplant, bestenfalls könnte eine Koordinierung angestrebt werden.

3.2 Effektivität im Hinblick auf den Ausbau der erneuerbaren Energien

Die Richtlinie 2001/77/EG zur Förderung der Erneuerbaren Energiequellen im Strommarkt legt als Ausbauziel für die EU 15 einen Anteil von 22,1 % und für die EU 25 einen Anteil von 21 % bis 2010 fest. In den nationalen Zielsetzungen der Mitgliedstaaten werden der Ausbaustand und die unterschiedlichen Potenziale für die Nutzung der EE deutlich. Deutschland hat sich verpflichtet, für 2010 einen Referenzwert von 12,5 % Anteil an der Stromversorgung zu gewährleisten, was einer Verdoppelung gegenüber dem Jahr 2000 entspricht. Das deutsche EEG nennt darüber hinaus für 2020 ein Ausbauziel von 20 %.

Unter dem EEG hat sich der Anteil der EE von 6,7% an der Stromversorgung im Jahr 2000 auf 9,3% im Jahr 2004 erhöht. Betrachtet man die jährliche Wachstumsrate, so ist es durchaus realistisch, das Ziel von 12,5 % bis 2010 zu erreichen.

Ob eine Quotenregelung zu einem vergleichbaren Ausbau von EE in Deutschland führt, wie eine Förderung durch garantierte Mindestvergütungen nach dem Muster des EEG, hängt in erster Linie von den Ausbauzielen ab. Der VDEW-Vorschlag fordert eine langfristig festzulegende „Zielquote“ (15 bis 20 Jahre). Bemerkenswert ist dabei, dass sich der VDEW die in der oben aufgeführten EU-Richtlinie genannten Ausbauziele offenbar nicht zu Eigen macht. Vielmehr sollen über eine Potenzialanalyse auf EU-Ebene die Ausbauziele definiert werden. Hinzu kommt, dass der Potenzialanalyse Parameter zugrunde liegen sollen, die vorwiegend statischer Natur sind – wie die spezifischen Investitions- und Stromgestehungskosten oder der „Reifegrad“ der Technik. Die unzureichende Berücksichtigung dynamischer Effekte (zum Beispiel Lerneffekte, economies of scale) führt tendenziell dazu, dass die Kosten eines Ausbaus der EE weit überschätzt werden und somit die Ausbauziele zu niedrig ausfallen. Darüber hinaus wird die vorgeschlagene Methode der Potenzialanalyse schon deshalb zu niedrige Ausbauziele ermitteln, weil sie die externen Kosten konventioneller Energieträger nicht einbezieht.

³ Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Was Strom aus erneuerbaren Energien wirklich kostet, November 2005: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_strompreise.pdf

Zudem möchte der VDEW nur große verfügbare Potenziale nutzen. Eine flächendeckende dezentrale Nutzung und fluktuierende Quellen lehnt er ab. Mit dem Wegfall des Einspeisevorrangs und der Kleinanlagenförderung ist jedenfalls damit zu rechnen, dass die dezentralen und fluktuierenden, nicht unmittelbar auszugleichenden Potenziale ungenutzt bleiben.

Ein weiterer Schwachpunkt des VDEW-Modells ist die Art der Sanktionierung, falls die Quote von den Vertriebsunternehmen nicht erfüllt würde. Als Strafzahlung („Pönale“) ist ein Festbetrag pro Zertifikat vorgesehen, allerdings ohne Nachkaufpflicht. Sobald der Zertifikatspreis über diesen Festbetrag steigt, werden es die Unternehmen vorziehen, die Strafe zu zahlen. Da ein späterer Nachkauf nicht vorgesehen ist, wird folglich die Ausbaquote und damit das eigentliche Förderziel nicht erreicht. Dabei gilt: Je geringer die Pönale ist, umso höher fällt die Zielverfehlung aus. Somit entfällt beim VDEW-Vorschlag ein zentrales Argument für Zertifikatmodelle: die ökologische Treffsicherheit. Diese wird vielmehr zugunsten einer Deckelung der Förderkosten aufgegeben.

Der VDEW ist sich der Problematik einer einheitlichen Quote für alle EE-Techniken offensichtlich bewusst. Geprüft werden soll deshalb, ob eine begrenzte Zahl dieser Teilquoten zur Vermeidung von Mitnahmeeffekten erforderlich ist. Gleichwohl wäre durch die Festlegung (weniger) Teilquoten ein hoch differenziertes Ausbauniveau – wie auf Basis des EEG – nicht zu erreichen. Denn beim EEG erfolgt eine Differenzierung der Mindestvergütungen sowohl nach Sparten der EE sowie nach Technik, Anlagengröße und Standort. Auch andere, die Rahmenbedingungen definierende Regelungen (zum Beispiel zur Einspeisung und gleichmäßigen Verteilung der EE und der Kosten auf alle Konsumenten) haben wesentlich zur Effektivität des Gesetzes beigetragen.

Vom Vorschlag des VDEW sind ähnliche Effekte beim Ausbau der EE nicht zu erwarten. Er würde sich – dem Prinzip der Schwerpunktsetzung folgend – auf einzelne, besonders kostengünstige Standorte und EE-Sparten beschränken.

Insgesamt ist festzustellen, dass der VDEW-Vorschlag unter Effektivitätsgesichtspunkten deutliche Schwächen aufweist. Es ist zu befürchten, dass der Ausbau der EE bei Umsetzung dieses Vorschlags deutlich langsamer verlaufen würde als mit dem EEG.

3.3 Kosteneffizienz der Förderung

Der VDEW begründet seinen Vorschlag unter anderem damit, dass das deutsche Fördersystem für EE wenig effizient sei. Zur Begründung verweist der VDEW auf den Anstieg der EEG-Vergütung, die vom Jahr 2000 bis 2004 von insgesamt 1,2 auf 3,4 Milliarden € gestiegen sei und bis 2010 auf 7,3 Milliarden € steigen würde. Dies ist jedoch ein verkürzter Begriff der Kosteneffizienz. Kosteneffizienz eines Fördersystems besteht dann, wenn es ein gegebenes Ausbaziel für EE mit den volkswirtschaftlich geringsten Kosten erreicht. Dabei ist zwischen statischer und dynamischer Effizienz zu unterscheiden. Statische Effizienz verlangt die vorrangige Nutzung der kostengünstigsten Optionen für den Ausbau der EE-Stromerzeugung. Der Idealzustand wäre bei dieser statischen Sichtweise erreicht, falls bei Quotenerfüllung keine Option mehr zur Verfügung steht, die geringere Kosten verursacht als die letzte Einheit an erzeugtem EE-Strom. Vor allem mittel- und langfristig sind für die Höhe der entstehenden volkswirtschaftlichen Kosten jedoch auch die Innovationswirkungen der Förderung von großer Bedeutung. Daher ist die statische Betrachtung durch eine Analyse der dynamischen Effizienz zu ergänzen.

Der VDEW bezieht sich bei der positiven Bewertung des Quotenmodells in erster Linie auf den statischen Effizienzbegriff. Ein Quotenmodell weist jedoch gravierende Nachteile hinsichtlich der dynamischen Effizienz auf und ist auch mit anderen negativen Wirkungen behaftet, die seine Effizienz beeinträchtigen:

- Bei einem Quotenmodell ist damit zu rechnen, dass lediglich die schon heute nahezu marktfähigen Techniken (zum Beispiel die Windkraft) zum Einsatz kommen und andere (wie Photovoltaik) nicht mehr gefördert werden. Die Innovationspotenziale im Bereich der EE werden deshalb nur unzureichend erschlossen, die dynamische Effizienz der Förderung ist gering. Die Kosten, um die langfristigen Klimaschutzziele zu erreichen, steigen tendenziell, weil die Entwicklung, Reifung und Diffusion neuer Techniken Zeit braucht und eine kurzfristige Entwicklung zu einem späteren Zeitpunkt häufig höhere Kosten verursacht.
- Zu berücksichtigen ist außerdem, dass die frühzeitige Entwicklung von EE-Zukunftstechniken zu „first mover advantages“ auf dem Weltmarkt führt. Dies ist in den letzten Jahren mit Hilfe des EEG gelungen und hat zu erheblichen volkswirtschaftlichen Nutzen durch den Export erneuerbarer Energietechniken geführt. Bei Einführung eines Quotenmodells besteht dagegen die Gefahr, dass Deutschland seine führende Rolle auf vielen Gebieten der erneuerbaren Energietechniken langfristig verliert.
- Zudem ist zu erwarten, dass die Kapitalgeber im Rahmen eines Quotenmodells höhere Risikoaufschläge auf die Verzinsung des eingesetzten Kapitals verlangen werden als beim EEG, da die garantierte Mindestvergütung entfielen und damit das Investitionsrisiko beträchtlich zunähme. Dies kann dazu führen, dass Projekte mit höheren Kosten verbunden sind oder wegen unsicherer Erlösprognosen, die zum Beispiel von Annahmen über die Preisentwicklung fossiler Energieträger abhängen, gar nicht begonnen werden.
- Ein Quotenmodell hat voraussichtlich eine starke regionale Konzentration der Anlagen an den besten Standorten zur Folge. Dies führt tendenziell zu Zusatzkosten bei den Netzbetreibern sowie zu nachteiligen Folgen für die Umwelt (beispielsweise bei einer starken räumlichen Konzentration von Windkraftanlagen).
- In einem Quotenmodell richtet sich der Zertifikatspreis tendenziell nach den Kosten der letzten EE-Strom-Einheit. Den Betreibern bereits abgeschriebener oder an günstigen Standorten arbeitender Anlagen würden damit unter Umständen erhebliche „windfall profits“ zufallen.
- Für die Übergangsphase sollen Anlagen mit Ansprüchen aus dem EEG in das Quotenmodell optieren und dafür einen Zuschlag erhalten können. Handelte es sich dabei um einen einheitlichen Zuschlag, zum Beispiel in Höhe des durchschnittlichen EEG-Fördersatzes, so wäre davon auszugehen, dass es zu Mitnahmeeffekten käme, falls Anlagen mit bisher geringerer Förderung optierten. Damit stiegen in der Übergangsphase unter Umständen die Kosten insgesamt.
- Angesichts dieser offenkundigen Defizite des vom VDEW vorgeschlagenen Quotenmodells enthält der Vorschlag des VDEW einen Prüfauftrag zur Einführung von Teilquoten für bestimmte Technikgruppen. Dabei soll auch der unterschiedliche Marktreifegrad der Techniken berücksichtigt werden. Damit räumt der VDEW implizit ein, dass es sinnvoll ist, auch relativ teure, weniger entwickelte Techniken bereits jetzt zu fördern und dass hierzu ein reines Quotensystem nicht geeignet ist. Werden jedoch im Quotenmodell Teilquoten und/oder spezifische Zusatzförderungen vorgesehen, nähert sich das Fördermodell dem EEG an. Es ist

dann nicht einsichtig, welche Vorteile ein aufwändig neu zu installierendes Fördersystem gegenüber dem bestehenden System bringt, das zudem mit erheblichen Transaktionskosten verbunden wäre.

3.4 Transaktionskosten

Der VDEW-Vorschlag sieht zwei getrennte Märkte für Strom und Zertifikate vor. Hierbei entstünden sowohl in der Aufbauphase als auch beim laufenden Betrieb erhebliche Transaktionskosten auf Seiten des Staates für den Aufbau der Infrastruktur, für die Ausgabe, Buchhaltung und Löschung der Zertifikate sowie für die Kontrolle der Zielquote und die Durchsetzung der Sanktionen. Zudem wäre sowohl von den Vertriebsunternehmen als auch von den Erzeugern das Management für den Kauf oder Verkauf der Zertifikate bei schwankenden Preisen zu leisten. Obwohl ein Großteil der anfallenden Tätigkeiten durch bestehende und neu entstehende Institutionen (Börsen, Makler und Banken) abgewickelt würden, fielen erhebliche Informations- und Suchkosten für die Akteure an. So wären Verträge auszuhandeln und die Transaktionen nach der Preisentwicklung zu optimieren. Auch für die Investitionsplanung wären zusätzliche Prognosen über die Zertifikatpreisentwicklung zu erstellen.

Demgegenüber verfügt das EEG bei den Transaktionskosten für die Erzeuger und den Staat über ein sehr schlankes Verfahren. Bei den EVUs fallen lediglich Kosten für die interne Verrechnung der EEG-Umlage an. Zusätzlich müssen die Netzbetreiber (oder bei Weiterwälzung die Stromkunden) die Kosten für die Anpassung und Sicherstellung des Netzbetriebes tragen. Der VDEW-Vorschlag sieht für den Bestandsschutz Kompensations- und Zuschlagszahlungen vor. Diese müssten weiter nach dem bisherigen oder einem anderen Verfahren umgelegt werden; für die Dauer des Bestandsschutzes fielen daher diese Transaktionskosten weiter an. Sofern die Zuschläge und die Kompensation nach Techniken differenziert würden, stiege der Verwaltungs- und Kontrollaufwand.

Insgesamt ist daher davon auszugehen, dass die Transaktionskosten beim Quotensystem deutlich höher ausfielen als beim EEG. Zumindest in der Anfangsphase und für Kleinerzeuger von EE würden die Kosten für den Betrieb des Systems erheblich zunehmen (siehe im Detail unter C. VII). Bei einem Kostenvergleich ist zudem zu berücksichtigen, dass ein Wechsel des Fördersystems ebenfalls Kosten verursacht. Die Erfahrungen anderer EU-Staaten bestätigen, dass die langfristige Stabilität des Fördersystems ein wichtiger Erfolgsfaktor ist. Angesichts der hohen Zahl von EU-Staaten, die mittlerweile eine dem EEG vergleichbare Einspeiseregulierung zur Förderung von EE haben, wäre eine Harmonisierung auf EU-Ebene auch über angeglichenen Fördersätze denkbar und würde keine gravierenden Umstellungskosten verursachen.

3.5 Technische und organisatorische Umsetzungsprobleme

Zwei wesentliche Aspekte des VDEW-Vorschlages sind die Eigenvermarktung des Stroms aus EE durch die Erzeuger (Wegfall der Abnahmeverpflichtung) und die Verstetigung der Einspeisung aus fluktuierenden Quellen zur Erzielung höherer Strompreise.

Die Aufnahme der Selbstvermarktung des Stroms erfordert beim Erzeuger neben dem Anschluss an das Netz einen geeigneten Zähler, der in der Lage ist, den gelieferten Strom nach den Lieferverträgen zeitlich abgegrenzt zu erfassen. Die Kosten solcher Zähler liegen bei einigen tausend Euro und müssten mit den Ausgleichszahlungen kompensiert werden.

Zur Verstetigung des aus einem Kraftwerk fluktuierend eingespeisten Stroms besteht technisch die Möglichkeit, das Kraftwerk auf konstante Last zu regeln. Dies ist jedoch bei Windenergie- oder Photovoltaikanlagen nicht beliebig möglich und mindert vor allem den Ertrag deutlich. Es ist somit aus betriebswirtschaftlicher Sicht unsinnig. Wirtschaftlich und technisch sinnvoller ist es,

- die fluktuierenden Strommengen über das Verbundnetz großräumig auszugleichen;
- mit Verbrauchern im Verbundnetz eine Lastanpassung zu vereinbaren;
- anderswo im Verbundnetz verfügbare regelbare Kraftwerke, Energiespeicher und/oder Verbraucher mit den Wind- oder Solarkraftwerken im Verbund zu betreiben („virtuelles Kraftwerk“).

Diese Lösungen werden teilweise bereits heute im Verbundnetz angewandt. Bei einem Übergang der Vermarktung auf die Erzeuger stünden diese vor nicht unerheblichen organisatorischen Problemen und Zusatzkosten, insbesondere wegen der Suche nach Partnern im Verbundnetz und des Abschlusses der notwendigen Vereinbarungen – wieder mit den oben dargestellten Problemen hinsichtlich der Kompensation durch das Zuschlagsmodell.

Dagegen sind die genannten Maßnahmen zur Verstetigung des eingespeisten Stroms an einem einzelnen Einspeisepunkt oder in ein Teilnetz eines Netzbetreibers erheblich schwieriger umzusetzen. Die Netzbetreiber müssen für die fluktuierende Einspeisung Netzkapazität in Höhe der installierten Leistung oder zumindest der in einem Zeitabschnitt zu erwartenden Maximalleistung vorhalten, die aber nicht ständig genutzt wird. Eingespeiste Leistung in konstanter Höhe führt dagegen zu besserer Ausnutzung des Netzes. Der Vorschlag des VDEW könnte somit nicht nur zu einem Preisverfall des fluktuierenden Stroms führen, der Anschluss des Kraftwerkes oder die Abnahme des Stroms könnte vom Netzbetreiber auch mit dem Argument der Überlastung durch fluktuierende Quellen verweigert werden, falls Anschluss- und Abnahmeverpflichtung des EEG wegfielen. Die oben genannten Lösungen zur Verstetigung der Stromeinspeisung (zum Beispiel Errichtung eines regelbaren Kraftwerks neben dem Windpark) wären technisch und organisatorisch aufwändig oder gar nicht realisierbar (etwa wenn an dem betreffenden Einspeisepunkt keine entsprechende Anlage installiert werden kann). Eine Kompensation über das Zuschlagsmodell wäre – falls überhaupt möglich – mit hohen Kosten verbunden.

Insgesamt wird deutlich, dass wegen der vielen KMU unter den Stromerzeugern aus EE und der gegebenen Fluktuation von Wind- und Sonnenenergie die Realisierung eines solchen Systems auf zahlreiche technische und organisatorische Probleme stößt, wobei diese Kleinerzeuger der EE tendenziell stärker belasten würden als Großerzeuger.

3.6 Investitionssicherheit und Vertrauensschutz

Ein Quotenmodell birgt für potenzielle Anlagenbetreiber gegenüber dem EEG höhere Unsicherheit: Da der Zertifikatspreis stark schwanken kann, wäre eine stetige Refinanzierung der Investitionen in EE – vor allem bei kleineren Betreibern, die das Risiko schlechter absichern können – schwieriger. Das Quotenmodell brächte nicht nur während des Betriebes Finanzierungsprobleme für einzelne Anlagenbetreiber mit sich, sondern dürfte auch den Zugang zu Fremdkapital erheblich erschweren. Denn die finanziellen Risiken der Selbstvermarktung dürften sich in den Konditionen der Banken für EE-Anlagenbetreiber negativ niederschlagen. Das EEG bietet dagegen eine vergleichsweise sichere Kalkulationsgrundlage, da die Höhe und Laufzeit der Vergütung feststehen und die Abnahme garantiert ist. Im Falle der Selbstvermarktung

müssten Anlagenbetreiber gegenüber den Banken darlegen, warum sie in der Lage sind, Strom nicht nur zu erzeugen, sondern auch am Markt zu attraktiven Preisen zu verkaufen.

Darüber hinaus besteht gerade bei Investitionsvorhaben mit hohen zusätzlichen Risiken – zum Beispiel wegen der Nutzung einer innovativen Technik – die Gefahr, dass Banken oder andere Kapitalgeber eine Finanzierung ablehnen. Dies verhindert eine frühzeitige und breite Entwicklung neuer Techniken mit Pionieranlagen, deren Risiko ex ante häufig schwer einzuschätzen ist. Es ist zudem davon auszugehen, dass es zu einer Bevorzugung von EE mit stetiger Einspeisung – zum Beispiel Biomasse – gegenüber fluktuierenden Quellen – wie Wind und Sonne – käme. Damit wird die Förderung von EE tendenziell auf wenige Techniken verengt.

Die Richtlinie 2001/77/EG über die Förderung erneuerbarer Energien im Strommarkt macht keine Vorgaben zur Selbstvermarktung. Sie verpflichtet die Netzbetreiber zwar dazu, EE-Strom zu übertragen und zu verteilen. Die Mitgliedstaaten können auch einen vorrangigen Netzzugang für Strom aus erneuerbaren Energiequellen vorsehen (Art. 7 Abs. 1 RL 2001/77) – europarechtlich bleibt es aber dem Einspeisenden überlassen, zunächst einen Abnehmer für seinen Strom zu finden. Es gibt daher europarechtlich keine Pflicht der Netzbetreiber, den Strom der EE-Anlagenbetreiber abzunehmen, zu vergüten und/oder zu vermarkten.

Aus rechtlicher Sicht wäre bei einem Wechsel vom EEG in ein neues Fördermodell jedoch der Vertrauensschutzgrundsatz zu beachten: Der Vertrauensschutz ist ein wesentlicher Bestandteil des aus dem Grundgesetz folgenden Rechtsstaatsprinzips. Im Grundsatz steht es dem Gesetzgeber frei, seine Gesetze für die Zukunft zu ändern. Er muss dabei das durch Gesetze geschaffene Vertrauen des Bürgers in begünstigende Regelungen aber ausreichend berücksichtigen. Konkret gilt: Betreiber bestehender Anlagen haben bei Planung und Errichtung ihrer Anlagen mit dem Fortbestand der EEG-Förderung gerechnet; in vielen Fällen sieht das EEG Laufzeiten von zwanzig Jahren vor. Ein Wegfall der Förderung würde das Vertrauen der Anlagenbetreiber in das EEG enttäuschen. Ob und wie weit dieses Vertrauen in das EEG schutzwürdig ist, ist differenziert zu beurteilen: Grundsätzlich möglich ist, Vergütungssätze für neue, noch nicht errichtete Anlagen zu verändern. Soweit aber Anlagen betroffen sind, die bereits gebaut sind, greift der Vertrauensschutzgrundsatz. Der Gesetzgeber darf durch den Abbau und/oder Wegfall der EE-Förderung eine Amortisation getätigter Investitionen nicht ungerechtfertigt gefährden, denn ohne die garantierte Förderung hätten viele Anlagenbetreiber nicht in EE-Anlagen investiert. Würde der Wegfall der Förderung dazu führen, dass die Anlage unrentabel wird, so wäre dieses Vertrauen auf die weitere Förderung schutzwürdig. Unzulässig wäre vor allem, die Förderung sofort und ersatzlos wegfallen zu lassen. Der Gesetzgeber muss während einer Übergangsphase die Förderung so beibehalten, dass sich Investitionen amortisieren können. Wie genau eine solche Übergangsregelung im Einzelnen auszugestalten wäre, steht letztlich im Ermessen des Gesetzgebers. Dieser hat dabei vor allem die Grundrechte aus Art. 12 und 14 Grundgesetz zu beachten. Für den Einzelfall müssen Härtefallregelungen vorgesehen werden.

Der VDEW-Vorschlag zielt auf eine „möglichst baldige Einführung“ des Quotenmodells ab. Für kleinere Anlagen soll die Förderung nach dem EEG bis dahin bestehen bleiben. Größere Altanlagen sollen als Vertrauensschutz ebenfalls eine Kompensation in Form eines gesicherten Zertifikatspreises erhalten. Anlagen, die während der Übergangsphase freiwillig in das neue System wechseln, sollen ebenfalls einen Zuschlag erhalten. Ob hierdurch ausreichender Vertrauensschutz gewährt wird, kann nicht abschließend beurteilt werden, da unklar ist, wie hoch der neue Zuschlag

ausfällt, für welche Anlagen das EEG bis dahin weiter gelten soll und welche Anlagen von Beginn an in das Zuschlagsystem wechseln müssen.

3.7 Förderung von kleiner und mittlerer Unternehmen und kleiner EE-Anlagen

Die höheren Transaktionskosten des Quotensystems und die zusätzlichen Investitionsrisiken als Folge der Selbstvermarktung würden sich vor allem auf die Förderung kleiner Anlagen negativ auswirken. Denn neben dem ohnehin schwierigen Zugang zu Fremdkapital stellt sich das Problem der Vermarktung des Stroms und der Zertifikate. Zwar ist davon auszugehen, dass sich bestehende und neue Institutionen – wie Börsen und Makler – auf den neuen Markt einstellen und Dienstleistungen in diesem Bereich anbieten würden, diese dürften aber voraussichtlich für kleine Anlagenbetreiber häufig zu teuer oder nicht angemessen sein. Dies gilt vor allem für kleine Photovoltaik- oder Windenergieanlagen, die zumeist geringe Renditen abwerfen. Um bei der Stromvermarktung erfolgreich zu sein, müssen Betreiber von EE-Anlagen, die eine schwankende Strommenge produzieren (zum Beispiel Wind- oder Sonnenenergie), „Veredelungsaufwand“ betreiben, um das Stromangebot zu verstetigen. Die dazu notwendigen Investitionen sind von Betreibern kleiner Anlagen mit großer Wahrscheinlichkeit nur sehr begrenzt zu leisten. Zudem sollen kleine Bestandsanlagen nur noch für den bereits fest zugesagten EEG-Förderzeitraum weiter unterstützt werden, für neue Kleinanlagen soll es keine Vergütung mehr geben. Insofern ist zu erwarten, dass in einem Quotenmodell das Marktsegment EE stärker von großen Unternehmen geprägt sein wird. Dies kann für einzelne Erzeugungsarten – zum Beispiel bei der weiteren Nutzung der Windkraft in Offshore-Anlagen – von Vorteil sein, lässt aber Standorte mit nur geringem Potenzial damit unerschlossen. Dies betrifft beispielsweise auch kleine Biogasanlagen in der Landwirtschaft.

Für bestehende kleinere Anlagen – und Investoren, die kleine Anlagen künftig errichten möchten – stellen sich vor allem folgende Probleme, die bei größeren Anlagen nicht oder nur in abgeschwächter Form auftreten dürften: Betreiber kleiner und dezentraler Anlagen – etwa Bauern, die eine Windkraftanlage errichtet haben und den Strom einspeisen – müssten selber einen Käufer für ihren Strom finden, die Durchleitung des Stromes zum Käufer organisieren und hierfür Preise und Bedingungen aushandeln. Dies stellt völlig neue technische, organisatorische und finanzielle Anforderungen an EE-Stromeinspeiser.

Finanziell abfedern will der VDEW-Vorschlag dies zwar – für die Übergangsphase – durch einen neuen Zuschlag, der auch den „*vertrieblichen Aufwand aufgrund des eigenständigen Agierens am Markt*“ berücksichtigen soll. Der Zuschuss ändert aber nichts daran, dass es wesentlich unsicherer wird, ob der Absatz des Stromes erfolgt. Denn im neuen Modell entscheiden die Netzbetreiber, unter welchen Bedingungen der Zugang zum Netz erfolgt. Zwar müssen sie die §§ 17, 20 und 21 EnWG 2005 über den Netzanschluss und -zugang einhalten und vor allem diskriminierungsfreien Zugang zum Netz gewähren. Der Vorrang erneuerbarer Energieträger gegenüber anderen Energieträgern zum Beispiel bei Netzüberlastung – bisher über § 13 Abs. 1 EnWG 2005 i.V.m. § 4 Abs. 1 EEG sichergestellt – entfielen jedoch. Ob der Verkauf von EE-Strom daher immer möglich bliebe, ist unsicher (siehe Abschnitt „Technische Probleme“). Zudem erhöhen sich für die Anlagenbetreiber die Transaktionskosten gegenüber dem EEG-System, da sie die Konditionen von Netzanschluss und Netzzugang selbst – unter Umständen also über §§ 17, 20 und 21 EnWG 2005 gerichtlich oder über die Regulierungsbehörde (jetzt: Bundesnetzagentur) – durchsetzen müssten. Dass die Netze in Deutschland in den Händen der vier großen Energieversorger liegen, die tendenziell ein Interesse daran haben könnten, EE und

kleine Konkurrenten vom Markt zu halten, erhöht das Einspeise- und Vermarktungsrisiko.

Ein weiteres – vor allem finanzielles – Risiko des vom VDEW vorgeschlagenen finanziellen Abfederungsmechanismus liegt auch darin, dass völlig unklar ist, wie hoch der neue Zuschlag im individuellen Fall sein müsste, um die mangelnden Kenntnisse der Anlagenbetreiber bei Vertrieb und Marketing des EE-Stroms auszugleichen. Es ist fraglich, ob das vom VDEW vorgeschlagene Zuschlagsmodell die dadurch entstehenden Zusatzkosten vollständig kompensiert. Außerdem ist in Rechnung zu stellen, dass eine solche (Teil-)Kompensation laut VDEW nur während eines Übergangszeitraums vorgesehen ist. Fraglich ist auch, ob eine einheitliche Aufwandspauschale kleine Anlagenbetreiber tatsächlich befähigen würde, den Strom selbst zu vermarkten: Das Geld könnten diese dafür nutzen, um externen Sachverstand einzukaufen – etwa einen Dienstleister, der den Strom für die Anlagenbetreiber vermarktet. Völlig unklar ist aber, ob (und wann) sich derartige Dienstleistungen am Markt zu attraktiven Preisen etablieren würden. Dienstleister einzubinden, dürfte für kleine Anlagenbetreiber jedenfalls mit spezifisch höheren Transaktionskosten verbunden sein als für große. Dies ist ein wesentlicher Nachteil gegenüber dem EEG, das die Netzbetreiber verpflichtet, den Strom abzunehmen und zu verteilen.

Diese Selbstvermarktung ist für kleine EE-Anlagen rechtlich vor allem an Art. 12 Grundgesetz (Berufsfreiheit, Gewerbefreiheit) und Art. 3 Grundgesetz (Gleichheitsgrundsatz) zu messen. Verstöße gegen Art. 12 und/oder Art. 14 Grundgesetz sind allerdings nur in Ausnahmefällen denkbar. Art. 12 schützt die freie Berufsausübung sowie die freie Berufswahl. Art. 14 Grundgesetz schützt den eingerichteten und ausgeübten Gewerbebetrieb vor staatlichen Eingriffen; geschützt ist aber nur bereits Erworbenes, nicht bloße Gewinnchancen. Begünstigende Regelungen kann der Staat vergleichsweise einfach beseitigen, ohne Art. 12 und 14 Grundgesetz zu verletzen.

Wie dargelegt, sind die kleinen Unternehmen im Vergleich zu den großen von den Änderungsvorschlägen relativ stärker betroffen. Ob die Schwelle für eine verfassungsrechtlich relevante Ungleichbehandlung (Art. 3 Grundgesetz) überschritten würde, ist allerdings zweifelhaft. Rechtlich unzulässig ist nur eine willkürliche Ungleichbehandlung, für die sich keine sachlich nachvollziehbaren Gründe finden lassen. Bei der sachlichen Einschätzung hat der Gesetzgeber einen weiten Entscheidungsspielraum.

3.8 Innovationsanreize für die unterschiedlichen EE-Techniken

Für die Entwicklung, Erprobung und Weiterentwicklung neuer Techniken für die Nutzung der EE ist ein stabiles Finanzierungsumfeld entscheidend. Mit langfristig planbaren und stetigen Fördersätzen bietet das EEG die notwendige Sicherheit, um auch risikobehaftete Pionieranlagen zunächst zu erproben und dann weiterzuentwickeln. Degressive Fördersätze geben Anreize zu Kostensenkungen und tragen der zunehmenden Marktreife der bereits eingeführten Techniken Rechnung. Auch der VDEW geht davon aus, dass „langfristig gesicherte Rahmenbedingungen“ wichtig für die „hinreichende Investitionssicherheit für Anlagenbetreiber“ sind. Daher soll im vorgeschlagenen Quotenmodell eine langfristige Ausbauquote festgelegt werden. Allerdings wird wegen der gleichzeitigen Abschaffung des Einspeisevorrangs und wegen der Erwartung schwankender Zertifikatpreise ein stabiles Refinanzierungsumfeld gerade nicht geschaffen. Vielmehr würden die Unsicherheiten erhöht, was insbesondere für neue Techniken zu höheren Risikoaufschlägen führen

dürfte. Die Finanzierungskosten und der Planungsaufwand im Vorfeld stiegen erheblich, wodurch weniger entwickelte Techniken benachteiligt würden. Es besteht die Gefahr, dass bereits begonnene Technikentwicklungen abgeschnitten und ganze Technikbereiche nicht weiter entwickelt würden. Dies beträfe insbesondere die Photovoltaik, die Geothermie oder manche Biomasetechniken, die mittel- bis langfristig große Entwicklungspotenziale bieten und zukünftig einen erheblichen Anteil an der Energieversorgung – auch außerhalb Europas – ausmachen können. Nur mittels einer differenzierten breiten Förderung lassen sich auch diese EE-Potenziale mit den passenden Techniken erschließen.

3.9 Wirkungen auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit der deutschen EE-Branche

Deutschland nimmt derzeit eine herausragende Stellung bei der Entwicklung und dem Export von EE-Technik ein. Die Umsätze der EE-Branche lagen bei 11,6 Milliarden € im Jahr 2004, 130.000 Menschen waren in der Branche beschäftigt. Vor allem bei Windanlagen und in der Solarwirtschaft hat sich Deutschland einen führenden Platz erarbeitet. Von diesem Wachstumsmarkt profitieren Unternehmen aus fast allen Wirtschaftsbereichen: Planungsbüros, Anlagen- und Maschinenbauer, Elektro- und Elektronikindustrie, Stahl- und andere Grundstoffproduzenten, Bauunternehmen, Logistikunternehmen, Forschungsinstitutionen sowie Finanzierungs- und Beratungsgesellschaften. Es hat sich gezeigt, dass für die Entwicklung neuer Techniken ein stabiler Heimatmarkt von Vorteil ist. Er dient sowohl als Nachweis der Leistungsfähigkeit für zukünftige Exporteure als auch als Grundlage für die Erprobung von Weiterentwicklungen. Hierfür ist eine Bündelung von Know-how und Erfahrungswissen von Vorteil, das erst in einem dynamischen Markt entstehen kann. Von einer solchen Basis aus können die Unternehmen dann erfolgreiche Exportaktivitäten entwickeln.

Das VDEW-Modell will eine einheitliche Quote auf EU-Ebene mit handelbaren Zertifikaten erreichen. Es würden damit vorrangig Standorte mit hohen Erträgen und Techniken nahe der Marktreife gefördert. Ganze Techniklinien (wie die Photovoltaik in Deutschland) würden damit abgeschnitten, wodurch die Weiterentwicklung unterbliebe. Damit würden wichtige Grundlagen für den erfolgreichen Export deutscher EE-Technik und von Zulieferbranchen zerstört und die Chancen eines bedeutenden Zukunftsmarktes nicht genutzt. Ob ein nach EE-Typen differenziertes Quotenmodell zu dem EEG vergleichbaren innovations- und marktdurchdringungsfördernden Effekten führen würde, ist unsicher und wäre genauer zu untersuchen. Der VDEW-Vorschlag zielt jedoch vorrangig auf die Einführung einer einheitlichen Quote und erwähnt eine Differenzierung nur am Rande, ohne sie weiter auszuführen.

4. Fazit

Die vom VDEW als Alternative zum EEG vorgeschlagene Quotenlösung mit europaweit harmonisiertem Zertifikatehandel soll die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien marktfähig machen und Anreize zur Effizienzsteigerung schaffen. Übergangsweise soll eine optionale Zuschlagsregelung gelten. Lediglich die bestehenden Kleinanlagen sollen noch nach den Vorgaben des EEG gefördert werden. Bei der Bewertung des Vorschlags sind folgende Aspekte besonders bedeutsam:

Bei dem Vorschlag handelt es sich lediglich um ein Diskussionspapier und nicht um eine umsetzungsreife Alternative zum EEG. Zentrale – für die ökonomischen und ökologischen Wirkungen entscheidende – Gestaltungsparameter sind noch nicht

festgelegt (zum Beispiel die Höhe des Zuschlags, das Verfahren der Zuteilung der Zertifikate, die Zielquote oder die Höhe der Pönale). Offen bleibt auch, ob eine Gesamtquote oder Teilquoten für bestimmte EE-Techniken festgelegt werden sollen.

Der VDEW-Vorschlag weist eklatante Schwächen auf, die sowohl die Effektivität als auch die Kosteneffizienz des weiteren Ausbaus der EE betreffen:

- Die in der Richtlinie 2001/77/EG genannten Ausbauziele macht sich der VDEW offensichtlich nicht zu Eigen. Denn die Zielquote soll sich nicht an den dortigen Vorgaben, sondern an den Ergebnissen einer EU-weiten Potenzialanalyse orientieren. Erschwerend kommt hinzu, dass die Kriterien für die Bestimmung der Potenziale nicht sachgerecht sind, weil sie dynamische Effekte (Lerneffekte, economies of scale) ausblenden und damit eine systematische Unterschätzung der Potenziale fördern.
- Ein weiterer Schwachpunkt des VDEW-Modells besteht darin, dass sich die Vertriebsunternehmen durch Zahlung einer Pönale aus dem Zertifikatehandelssystem „freikaufen“ können. Dies beeinträchtigt die ökologische Treffsicherheit des Zertifikatemodells zugunsten einer – vom VDEW explizit gewünschten – Deckelung der EE-Förderkosten.
- Bei einer einheitlichen Zielquote ist damit zu rechnen, dass lediglich die schon heute nahezu marktfähigen Techniken (zum Beispiel die Windkraft) zum Einsatz kommen und andere nicht mehr gefördert werden. Die Innovationspotenziale bei EE würden deshalb nur unzureichend erschlossen, die dynamische Effizienz der Förderung ist gering. Damit stiegen tendenziell die Kosten um das langfristige Klimaschutzziel zu erreichen. Teilquoten, die zur Verminderung von Mitnahmeeffekten geprüft werden sollen, verringern diese Probleme lediglich und verursachen zusätzliche Transaktionskosten.
- In einem Quotenmodell richtet sich der Zertifikatspreis tendenziell nach den Kosten der letzten EE-Strom-Einheit. Den Betreibern bereits abgeschriebener oder an günstigen Standorten arbeitender Anlagen würden damit unter Umständen erhebliche „windfall profits“ zufallen.
- Zudem ist zu erwarten, dass die Kapitalgeber im Rahmen eines Quotenmodells höhere Risikoaufschläge auf die Verzinsung des eingesetzten Kapitals verlangen würden als beim EEG, da die garantierte Mindestvergütung entfielen und damit das Investitionsrisiko beträchtlich zunähme – vor allem wegen des Vermarktungsrisikos und des Risikos schwankender Zertifikatspreise. Dies führte dazu, dass der Ausbau der EE mit höheren Kosten verbunden wäre oder Projekte wegen der unsicheren Erlösprognosen gar nicht erst begonnen würden. Vor allem Kleinerzeuger dürften hiervon überdurchschnittlich betroffen sein. Das vom VDEW vorgeschlagene Zuschlagsmodell zur Kompensation der Mehrkosten würde – falls überhaupt – diese Mehrkosten nur in der Übergangsphase kompensieren können. Diese soll nur bis zur verpflichtenden Einführung des Quotenmodells laufen, während die Vergütung nach EEG meist über 20 Jahre besteht. Insgesamt sind - vor allem in der Übergangsphase – die Transaktionskosten des VDEW-Modells jedenfalls erheblich höher als beim EEG.
- Ein Quotenmodell hätte voraussichtlich eine starke regionale Konzentration der Anlagen an den besten Standorten zur Folge. Dies führte tendenziell zu Zusatzkosten bei den Netzbetreibern sowie zu nachteiligen Folgen für die Umwelt (beispielsweise bei einer starken räumlichen Konzentration von Windkraftanlagen).

- Schließlich bestünde bei Einführung eines Quotenmodells auch die Gefahr, dass Deutschland wegen der oben genannten Mängel des VDEW-Modells seine führende Rolle auf dem Weltmarkt in Sachen erneuerbarer Energietechniken langfristig verliert.

Das EEG hat dagegen seine Effektivität nachgewiesen, die EU-Ausbauziele in der Richtlinie 2001/77/EG zu erreichen; auch die langfristigen Ziele der Bundesregierung bis zum Jahr 2020 erscheinen erreichbar. Dies wird vor allem mit einer nach Technik, Anlagengröße und Standort hoch differenzierten, den tatsächlichen Mehrkosten genügenden Förderung bewirkt. Das EEG verfügt zudem über ein sehr kostengünstiges Verfahren, welches kaum Transaktionskosten hervorruft. Bei den EVUs fallen lediglich Zusatzkosten für die EEG-Umlage an. Die degressiven Vergütungssätze im EEG haben erhebliche Innovationsanstrengungen ausgelöst und zu realen Kostensenkungen geführt. Sie werden im nächsten Jahrzehnt zu einem Kostenniveau führen, welches verschiedene Sparten der EE – wie die Windenergie- oder Biomassenutzung – marktfähig machen werden, sofern parallel Vorkehrungen getroffen werden, welche eine fluktuierende Einspeisung als Systemelement einer nachhaltigen Energieversorgung unterstützen. Das EEG hat außerdem dazu geführt, dass in Deutschland ein neuer Wachstumsmarkt entstand. Deutschland nimmt heute weltweit eine herausragende Stellung bei der Entwicklung und dem Export der EE-Techniken ein. Die Umsätze der EE-Branche lagen bei 11,6 Milliarden € im Jahr 2004, 130.000 Menschen waren in der Branche beschäftigt. Anlagenhersteller, Planer und die große Palette der Zulieferindustrie (Stahl, Bau, Logistik, Forschung) sowie Finanzwirtschaft haben die stabilen Rahmenbedingungen für den Aufbau einer erfolgreichen Exportbranche genutzt.

Daher gibt es keinen Grund, einen Systemwechsel nach den Vorstellungen des VDEW zu vollziehen. Vielmehr würde er den Ausbau der EE voraussichtlich deutlich verlangsamen, die Rolle Deutschlands als einem der führenden Anbieter im wachsenden Zukunftsmarkt für EE schwächen und die langfristige Ausbildung einer nachhaltigen Energieversorgung bremsen.