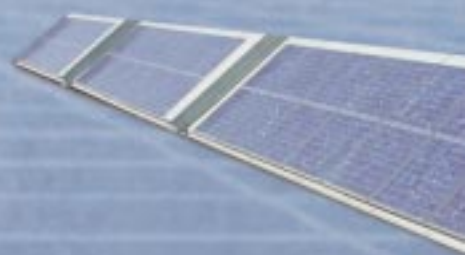


Umsetzungsaspekte eines Quotenmodells für Strom aus erneuerbaren Energien

Kurzfassung



Zu dieser Studie sind neben der vorliegenden Kurzfassung eine Langfassung des Abschlussberichts sowie eine Broschüre erschienen. Die Bezugsadressen sind auf der hinteren Umschlagseite angegeben.

© Öko-Institut/DLR/Prof. Bergmann 2001

Umsetzungsaspekte eines Quotenmodells für Strom aus erneuerbaren Energien

Kurzfassung

im Auftrag des Ministeriums
für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg

Freiburg / Stuttgart / Heidelberg

August 2001

Arbeitsgemeinschaft Öko-Institut / DLR / Prof. Dr. Bergmann

Christof Timpe (Öko-Institut – Projektkoordinator)

Prof. Dr. Heidi Bergmann

Dr. Uwe Klann (DLR)

Ole Langniß (DLR)

Dr. Joachim Nitsch (DLR)

Martin Cames (Öko-Institut)

Jan-Peter Voß (Öko-Institut)

Öko-Institut e.V. Geschäftsstelle Freiburg Postfach 62 26 79038 Freiburg Tel.: +49-761-4 52 95-0 Fax: +49-761-47 54 37	Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V. Institut für Technische Thermodynamik Pfaffenwaldring 38-40 70569 Stuttgart Tel.: +49-711-68 62-667 Fax: +49-711-68 62-783	Prof. Dr. Heidi Bergmann Römerstraße 31 69115 Heidelberg Tel.: +49-6221-16 38 95
---	--	--

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	5
1 Einführung	7
2 Die Förderung erneuerbarer Energien im Strombereich in Europa	8
3 Analyse und Vergleich alternativer REG-Fördersysteme	13
3.1 Zur Bewertung von Fördersystemen für REG-Strom	13
3.2 Schlussfolgerungen	18
4 Kosten und Potenziale der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	20
4.1 Stromgestehungskosten und Kostenstruktur der technischen Potenziale	20
4.2 Kostenverlauf unterschiedlicher Ausbaupfade erneuerbarer Energien	22
4.3 Schlussfolgerungen für den Einsatz von Förderinstrumenten	26
5 Ein konsistentes Quotenmodell für Deutschland	28
5.1 Elemente eines konsistenten Quotenmodells für Deutschland	28
5.2 Aufbau eines Systems zum Handel mit REG-Zertifikaten	30
5.3 Bedeutung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu den Stromnetzen und -märkten	33
5.4 Wechselwirkung einer Quotenregelung mit dem Markt für Ökostrom	35
5.5 Übergangsregelungen zum Schutz von Einspeisern nach dem EEG	37
6 Einbettung eines deutschen Quotenmodells mit Zertifikathandel in den europäischen Kontext	43
6.1 Rechtsetzungsbestrebungen auf europäischer Ebene	43
6.2 Kompatibilität mit anderen Zertifikathandelssystemen in Europa	44
7 Zusammenhang zwischen einem Quotenmodell für REG-Strom und dem Treibhausgashandel	48
8 Ausblick	52
9 Literatur	53

Vorwort

Diese Studie untersucht, unter welchen Rahmenbedingungen ein Quotenmodell für die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien (REG-Strom) in Deutschland geeignet wäre und wie es ausgestaltet sein sollte, um eine kontinuierliche Marktausweitung von REG-Strom sicher zu stellen. Das Projekt wurde von einer Arbeitsgemeinschaft aus Öko-Institut, DLR Stuttgart und Prof. Bergmann (Mannheim) im Auftrag des Ministeriums für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg bearbeitet.

Ausgangspunkt der Studie ist die gegebene Situation: Das Stromeinspeisungsgesetz mit seinen garantierten Mindestvergütungen war in den vergangenen Jahren sehr erfolgreich. Es hat wesentlich dazu beigetragen, dass in Deutschland der weltgrößte Markt für Windenergie aufgebaut werden konnte. Das daraus abgeleitete und weiterentwickelte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) knüpft an diese Erfolgsgeschichte an und verbessert insbesondere die Förderbedingungen für die Biomasse und die Photovoltaik. Mehrere europäische Länder, darunter zuletzt Frankreich, haben dieses Fördermodell aufgegriffen. Der Europäische Gerichtshof hat erst jüngst mit Urteil vom 13.03.2001 die Vereinbarkeit des Stromeinspeisungsgesetzes mit dem europäischen Recht bestätigt.

Trotz dieser Erfolge, die vor allem in den verlässlichen Rahmenbedingungen für die Investoren beim Aufbau von Märkten für REG-Strom bestehen, ist es notwendig, über eine Weiterentwicklung des derzeit genutzten Förderinstrument nachzudenken. Wenn sich die Marktanteile erneuerbarer Energien in den nächsten Jahren so entwickeln, wie es das Klimaschutzprogramm der Bundesregierung vorsieht, dann steigt mittelfristig der Bedarf nach einem Förderinstrument, das die positiven Steuerungsmechanismen des Marktes noch effektiver nutzt. Auch ist es für eine möglichst vollständige Erschließung der REG-Potenziale sinnvoll, die bisher vom EEG ausgeschlossene Wasserkraft größerer Leistung und die Mitverbrennung von Biomasse in Kohlekraftwerken angemessen in eine zukünftige Förderung einzubeziehen. Ein weiterer Impuls für die Fortentwicklung des Fördersystems kommt von der Europäischen Union: Die EU strebt eine Harmonisierung der Förderinstrumente innerhalb des europäischen Strommarkts an und fordert deren Kompatibilität mit den Beihilferichtlinien und den Grundsätzen des freien Warenverkehrs.

Vor diesem Hintergrund stellen frühzeitige Überlegungen zur Weiterentwicklung des Fördersystems für REG-Strom eine kluge Vorsorgepolitik dar. Ziel aller zukünftigen Regelungen muss es sein, das durch das EEG angestoßene Wachstum der erneuerbaren Energien mit gleicher Dynamik fortzusetzen. Zugleich sollten die erneuerbaren Energien im Laufe der Zeit näher an den Strommarkt herangeführt werden, so dass zu gegebener Zeit eine finanzielle Förderung nicht mehr nötig ist.

Die vorliegende Studie möchte einen Beitrag zu dieser Diskussion leisten und Anstöße dafür geben, die notwendige und sinnvolle Fortentwicklung des Förderinstrumentariums frühzeitig zu beginnen und gründlich vorzubereiten. Dabei geht es den Autoren um eine sorgfältige und nachvollziehbare Abwägung von Vor- und Nachteilen real umsetzbarer Regelungen. Die Studie soll somit eine handlungsorientierte Politikberatung leisten, die der Entscheidungsebene umfangreiche Argumentationskataloge und konkrete Hinweise für die Umsetzung gibt.

Die vorliegende Kurzfassung stellt die wesentlichen Ergebnisse des Forschungsprojektes dar. Weitere Einzelheiten und Hintergründe enthält die Langfassung des Abschlussberichts, die

beim Öko-Institut kostenlos erhältlich ist (zur Bezugsadresse siehe die hintere Seite des Umschlags).

Über die Bearbeitungszeit der Studie hinweg konnten nicht alle Kapitel der teilweise raschen Entwicklung angepasst werden. So basiert die Darstellung der bestehenden Förderregelungen in der EU im Kapitel 2 auf den Stand zum Ende des Jahres 2000, das Kapitel 6.1 stellt die europarechtliche Situation mit Stand Juni 2001 dar.

Freiburg / Stuttgart / Heidelberg im August 2001

1 Einführung

Im Mittelpunkt dieser Studie steht die Frage, unter welchen Rahmenbedingungen ein Quotenmodell für die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien in Deutschland geeignet wäre und wie es ausgestaltet sein sollte, um eine kontinuierliche Marktausweitung von REG-Strom sicher zu stellen. Bei dem Quotenmodell handelt es sich um eine monetäre Steuerung des Technikeinsatzes. Anders als bei kostenorientierten Ansätzen monetärer Steuerung (wie der Subventionierung von Investitionskosten oder Steuern) wird eine bestimmte Zielmenge an Strom aus erneuerbaren Energien festgelegt. Die spezifische Charakteristik des Quotenmodells ist also die indirekte Beeinflussung des Marktpreises über die Festlegung einer Nachfrage durch eine Quotenverpflichtung. Die Erfüllung dieser Nachfrage durch ein entsprechendes Angebot an REG-Strom bzw. von REG-Zertifikaten führt zur Herausbildung eines gegenüber dem Strommarkt veränderten Preises.¹ Die sich im freien Markt ergebenden Preise für Strom und Zertifikate bilden den ökonomischen Bezugspunkt für die Anbieter (REG-Stromerzeuger), an dem diese ihre Entscheidungen über Einsatz bzw. Entwicklung von Technologien orientieren.

Quotenregelungen weisen eine Anzahl von Strukturelementen auf, die sich unterschiedlich ausgestalten lassen. Tabelle 1-1 gibt eine Übersicht über diese Strukturelemente und mögliche Ausprägungen.²

Tabelle 1-1: Strukturelemente und mögliche Ausprägungen von Quotenregelungen für erneuerbare Energien

Strukturelement	Ausprägung
Verpflichtete	Endverbraucher / Lieferant / Netzbetreiber / Erzeuger
Begünstigte	Größenbegrenzungen, Neu- / Altanlagen, KWK
Bemessungsgrundlage	Erzeugung / Einspeisung / Abgabe / Abnahme / Verbrauch
Quotenhöhe	Einheitliche Quote / Teilquoten / Gewichtungsfaktoren
Quotenfestlegung	Hoheitlich / freiwillige Selbstverpflichtung, Anpassung jährlich / einmalig
Erfüllungsmechanismus	Nachweis über REG-Strombezug / Zertifikate
Zertifikate	Erzeugung / Einspeisung, Stückelung, Gültigkeitsdauer
Kontrolle	Staatlich / privat
Periodenausgleich	Banking und/oder Borrowing ³
Sanktionsmechanismus	Absolute Strafen / prozentual des Marktpreises
Komplementäre Instrumente	Keine / Investitionsbeihilfen / Betriebsbeihilfen / Förderkredite

Quelle: Nach Drillisch 1999

¹ Mindestpreisregulierungen (z.B. die Einspeisevergütung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes) setzen dagegen direkt am Marktpreis an, ohne eine Vermittlung über die Nachfragemenge zu verfolgen.

² Zur vertieften Diskussion vgl. die Langfassung des Abschlussberichts.

³ Zu Banking und Borrowing vgl Kapitel 5.1.

2 Die Förderung erneuerbarer Energien im Strombereich in Europa

Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist in allen Mitgliedsstaaten der Europäischen Union ein mehr oder weniger wichtiges Element der Energiepolitik.⁴ Dabei unterscheiden sich sowohl die Rahmenbedingungen und Potenziale der Nutzung erneuerbarer Energien wie auch der bisher erzielte Ausbaugrad stark voneinander. Neben direkten monetären Anreizen stellt die Förderung der Forschung, Entwicklung und Demonstration von Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in vielen Ländern eine wichtige Säule der Etablierung der erneuerbaren Energien dar. Von nicht unerheblicher Bedeutung für die Wirksamkeit der Förderinstrumente sind auch die übrigen Rahmenbedingungen für Projekte zur Nutzung erneuerbarer Energien, z.B. die Komplexität und Dauer von Planungs- und Genehmigungsverfahren sowie der Zugang zu den Stromnetzen. Tatsächlich ist es letztlich ein ganzes Bündel von Maßnahmen und Umständen, die zur Umsetzung von erneuerbaren Energien führen. Diese Maßnahmenbündel müssen dabei die Marktentwicklung stimulieren, eine ausreichende Basis für weitere Forschung und Entwicklung schaffen und schließlich auch die Etablierung der Technologie im politischen und im Rechtssystem unterstützen (Tabelle 2-1).

Tabelle 2-1: Elemente der Markteinführung erneuerbarer Energien

Forschung & Entwicklung	Marktentwicklung	Strukturelle Etablierung
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Aufbau ausreichender und kontinuierlicher Forschungskapazitäten ▪ Unterstützung der Normung ▪ Errichtung einer ausreichenden Zahl von Demonstrations- und Pilotanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Nachfragegenerierung ▪ Mobilisierung von Kunden ▪ Aufbau von Fertigungskapazitäten ▪ Öffnung von Märkten ▪ Erleichterter Zugang zu Kapital ▪ Stimulierung der Erwartungen über die künftige Nachfrage 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Energiepolitische Unterstützung der Marktentwicklung ▪ Einbindung in das Rechtssystem ▪ Unterstützung der Ausbildung und der Lehre ▪ Eröffnung von Handlungsspielräumen für möglichst viele Akteure

Quelle: BMU 2000

Zur Nachfragegenerierung über die finanzielle Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kann eine breite Palette von Instrumenten eingesetzt werden. In allen Mitgliedsstaaten der EU wird jeweils nicht nur eines dieser Instrumente eingesetzt, die Regel ist vielmehr ein Mix von Instrumenten, um die Eigenheiten der jeweiligen Technologien, deren Entwicklungsstatus und die typischen Anwender adäquat zu berücksichtigen. Dennoch lassen sich in der Regel ein oder zwei Instrumente als zentrale Bausteine der Förderstrategie für Strom aus erneuerbaren Energien identifizieren, andere Instrumente werden dagegen nur begleitend eingesetzt. In Tabelle 2-2 werden die Fördermodelle der einzelnen Länder kurz dargestellt.

⁴ Die Arbeiten zu diesem Kapitel wurden Ende des Jahres 2000 abgeschlossen. Neuere Entwicklung wie die Einführung eines Mindestpreismodells in Frankreich oder die Verschiebung der Einführung des dänischen Quotensystems konnten daher hier nicht mehr berücksichtigt werden.

Tabelle 2-2: *Finanzielle Förderung erneuerbarer Energien im Strombereich im europäischen Vergleich (Stand August 2000)*

	Einspeisevergütung	Ausschreibung	Quote mit Zertifikat-handel	Investitions-zuschuss	Steuervergünstigung	Ökostrom (freiwillig)
Belgien	+				O	
Dänemark	+		O		O	
Deutschland	+			+		O
Finnland				+	O	+
Frankreich	O	O		+		
Griechenland	+			+	O	
Großbritannien		+				O
Irland		+		+	O	
Italien	O				O	
Luxemburg	O					
Niederlande			+	+	O	O
Österreich	+	O				
Portugal	O					
Schweden	O			+		O
Spanien	O				O	

+ = Hauptinstrument, O = Zusatzinstrument

Quelle: Eigene Darstellung nach Schaeffer et al. 1999

Bisher existiert in Europa ausschließlich in den Niederlanden ein funktionierendes Quotensystem, dort allerdings auf der Basis einer freiwilligen Selbstverpflichtung. Umfassende Erfahrungen mit dem niederländischen System liegen noch nicht vor, da die Quote erst zum Ende des Jahres 2000 zum ersten Mal erfüllt werden musste. In Dänemark, Flandern (Belgien), Großbritannien Italien und Österreich wurden vor kurzen die gesetzlichen Grundlagen für eine Quotenverpflichtung für Strom aus erneuerbaren Energien geschaffen. Auch in Texas wurde erfolgreich eine Quotenregelung implementiert.⁵

Ein Vergleich der Strukturelemente der einzelnen bereits implementierten oder geplanten nationalen Quotenregelungen lässt große Unterschiede erkennen (Tabelle 2-3). In den meisten Fällen werden die Lieferanten zur Erfüllung der Quote verpflichtet, manchmal auch die Endverbraucher und in Italien die Erzeuger. Entsprechend ist die Bemessungsgrundlage der Verpflichtung entweder die Stromabgabe, der Verbrauch oder aber die Erzeugung. Zu den begünstigten Technologien gehören immer Windkraftanlagen, Solaranlagen und Biomasse. Bei der Wasserkraft sind nur kleine Anlagen zugelassen, wobei die Grenze zwischen „klein“ und „groß“ manchmal bei 5 MW, manchmal bei 10 MW und in einem Fall bei 15 MW gezogen wird. In Italien ist auch Müll als Brennstoff zugelassen, in einigen Ländern werden auch Deponiegasanlagen akzeptiert. In Italien erhalten nur neue Anlagen Zertifikate, und zwar nur für die ersten acht Jahre ihres Betriebs, während in anderen Ländern keine Unterscheidung zwischen alten und neuen Anlagen getroffen wird. Die Höhe der Quote

⁵ Zu einer ausführlicheren Darstellung vgl. die Langfassung des Abschlussberichts.

schwankt erheblich von Land zu Land. Auf eine Differenzierung der Verpflichtung in Teilquoten haben alle Länder verzichtet. Der Nachweis der Verpflichtung erfolgt allgemein über Zertifikate, ihre Stückelung schwankt jedoch von 100 kWh bis 100 MWh, teilweise ist sie noch nicht festgelegt. Da die Höhe der Sanktionen bei Nichterfüllung von Land zu Land voneinander abweichen, werden auch die sich einstellenden Zertifikatspreise (bezogen auf gleiche Strommengen) unterschiedlich sein. Auch die zusätzlich gewährte Förderung, etwa durch eine Befreiung von der Energiesteuer, unterscheidet sich von Land zu Land.

Ein bilateraler Handel von Zertifikaten zwischen einzelnen europäischen Ländern ist so zwar durchaus möglich, vorausgesetzt, dass importierte Zertifikate prinzipiell von den nationalen Regierungen anerkannt werden. Aufgrund der unterschiedlichen nationalen Gestaltungen ergeben sich jedoch massive Marktverzerrungen. Ein einheitlicher europäischer Markt, auf dem Zertifikate als homogenes Produkt gehandelt werden, kann sich unter diesen Umständen nicht etablieren. Sofern die Effizienz eines Quotensystems durch einen europaweiten Zertifikathandel gesteigert werden soll, müssen mindestens einige Grundelemente der nationalen Quotenverpflichtungen harmonisiert werden.

Darüber hinaus ist aber Import und Export von Zertifikaten bisher in kaum einem der Länder geregelt. Die zur Diskussion stehenden Regelungen folgen noch weitgehend dem Territorialprinzip. So schließt z.B. das niederländische Quotensystem *de jure* zwar ausländische Erzeuger nicht aus, um nicht gegen EU-Wettbewerbsrecht zu verstoßen. *De facto* haben ausländische Anbieter jedoch kaum die Möglichkeit, Zertifikate zu erhalten. Auch das geplante dänische System scheint von der EU-Kommission als Pilotprojekt betrachtet zu werden, bei dem die Einhaltung des Wettbewerbsrechts erst einmal nur eine untergeordnete Rolle spielt (PwC 1999).

Dies und die bestehenden Unterschiede lassen einen internationalen Handel mit Zertifikaten im größeren Umfang bis auf weiteres nicht zu. Da sich bisher noch kein einheitlicher Standard für Quotenregelung entwickelt hat, ist man auf der anderen Seite freier bei der Gestaltung einer deutschen Regelung.

Tabelle 2-3: Vergleich installierter und geplanter Quotenregelungen in Europa (Stand Ende 2000, 2 Seiten)

Strukturelement	Niederlande	Dänemark	England und Wales	Italien	Flandern (Belgien)	Österreich
Status	Eingeführt 1998, 1. Erfüllung Ende 2000	Beschlossen 1999, 1. Erfüllung Ende 2003, Implementierung war bis Herbst 2000 ausgesetzt	2. Diskussionspapier Oktober 2000, 1. Erfüllung März 2003	Eingeführt 1999, 1. Erfüllung 2002	Dekret veröffentlicht 22.9.2000, bisher nicht in Kraft getreten; Zertifikatsausgabe ab 1.1.2001 geplant	Verabschiedet Juli 2000, bisher nicht in Kraft, Zeitpunkt der 1. Erfüllung unbestimmt
Verpflichtete	Lieferanten	Endverbraucher	Lieferanten	Erzeuger	Lieferanten	Lieferanten / Endverbraucher
Bemessungsgrundlage	Stromabgabe	Stromverbrauch	Stromabgabe	Thermische Erzeugung	Stromabgabe	Stromabgabe /-verbrauch
Begünstigte	Wind, Wasser < 15 MW, Biomasse, Sonne, Deponiegas	Wind, Wasser < 10 MW, Biomasse, Sonne, Geothermie	Alle REG, auch Deponiegas aber keine Wasserkraft >10 MW und keine Müllverbrennung	Wind, Wasserkraft, Biomasse, Sonne, Geothermie, Gezeitenenergie, Müllverbrennung; nur Anlagen nach 1.4.99 in Betrieb gegangen; nur in den ersten 8 Jahren ihres Betriebes;	PV, Wind-, Wasserkraft, Gezeiten- / Wellenenergie, Geothermie, Deponie- / Klärgas, organische Abfälle	Ausschließlich heimische Wasserkraft <10 MW
Quotenhöhe	1,8 % des Verbrauchs	20 % des Verbrauchs	5 % bis 2003, 10 % bis 2010	2 % bis 2002, 6 % bis 2006, 8 % bis 2008	3 % bis 2004, 5 % bis 2010	8 % kleine heimische Wasserkraft
Quotendifferenzierung	keine	Keine	Keine	Keine	?	Heimische Wasserkraft < 10 MW
Quotenfestlegung	Freiwillige Selbstverpflichtung	Gesetzlich	Durch Regierung	Gesetzlich		Gesetzlich
Erfüllungsmechanismus	Zertifikate	Zertifikate	Zertifikate	Zertifikate	Zertifikate	Zertifikate

Tabelle 2-3: Vergleich installierter und geplanter Quotenregelungen in Europa (Stand Ende 2000, Seite 2)

Strukturelement	Niederlande	Dänemark	England und Wales	Italien	Flandern (Belgien)	Österreich
Zertifikate	Auf eingespeisten Strom aus REG, 10 MWh Stückelung, unbegrenzte Gültigkeitsdauer	?	10 MWh Stückelung vorgeschlagen	auf Einspeisung; 100 MWh Stückelung, Gültigkeit nur im Jahr der Ausstellung, untere Vorlage einer Bürgschaft können Zertifikate bis zu 2 Jahre im Voraus ausgestellt werden, handelbar	1 MWh Stückelung	0,1 MWh Stückelung
Sanktionsmechanismus	Strafe 150 % des Marktpreises	Feste Strafe 7,1 Pf/kWh, Mindestpreis Zertifikat 2,6 Pf/kWh	10 Pf/kWh	Strafe in Höhe des Zuschlags, wie es die bisherige, staatlich festgelegte Vergütungsregelung vorsah	24 Pf/kWh	Differenz von durchschnittlichen Erzeugungskosten kleine Wasserkraft - Marktpreis Strom
Kontrolle	Zertifikatausgabe durch Netzbetreiber, Kontrolle durch Dritte	?	Zertifikatausgabe, Zertifikathandelsaufsicht und Erfüllungskontrolle durch staatliche Preisaufsicht	Durch Netzbetreiber	Zertifikatausgabe durch staatliche Regulierungsbehörde	Kontrolle durch privatrechtliche Gesellschaft unter staatlicher Aufsicht
Import / Export	Keine ausländischen Zertifikate zugelassen	?	Import voraussichtlich bis auf weiteres nicht möglich	Import zugelassen, soweit mit Zertifikattransfer auch ein kaufmännischer Stromhandel einher geht	Keine ausländischen Zertifikate zugelassen	Keine ausländischen Zertifikate zugelassen

3 Analyse und Vergleich alternativer REG-Fördersysteme

3.1 Zur Bewertung von Fördersystemen für REG-Strom

In der Diskussion herrscht Konsens darüber, dass der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion erhöht werden soll. Sowohl die Europäische Kommission wie auch die deutsche Bundesregierung und die Landesregierung Baden-Württemberg haben sich die Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2010 zum Ziel gesetzt.

Zur orientierenden Bewertung verschiedener Fördersysteme für REG-Strom dient das in Tabelle 3-1 dargestellte Bewertungssystem. Dabei wird vorausgesetzt, dass alle in Frage kommenden Fördersysteme bei entsprechend intensiver Anwendung grundsätzlich in der Lage sind, das politische Verdopplungsziel bis 2010 zu erfüllen.

Tabelle 3-1: Bewertungssystem für Ansätze zur REG-Förderung

Kriterium	Bewertungsgröße
Politische Zielerfüllung	Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energie an der Stromerzeugung bis 2010
Ziel der REG-Förderung: Strategische CO₂-Reduktion	
Technikentwicklung	Investition in F&E: stabiles Investitionsumfeld, Technikdifferenzierung
Kostendegression	Betriebswirtschaftliche Rationalisierung: Wettbewerbsdruck entlang der gesamten REG-Wertschöpfungskette
Markteinführung	Vertriebsstruktur & Marketing: Vermarktungsanforderungen an REG-Anbieter
Implementationseigenschaften von Fördersystemen	
Flexibilität	Anpassungsfähigkeit, Kombinationsoffenheit: variable Elemente, Verflechtung mit Strommarkt
Kontextkompatibilität	Rechtliche Zulässigkeit, kulturelle Akzeptanz: Recht d. Binnenmarktes, Wettbewerbsneutralität
Handhabbarkeit	Transparenz, Transaktionskosten: Einfachheit, Aufwand für Feinsteuerung
Fördermitteleffizienz	Mitnahmeeffekte, Überförderung: Treffsicherheit in Bezug auf technikspezifischen Förderbedarf
Verteilungseffekte	Kosten-/ Nutzenverteilung: Verursacherprinzip, ökonomische Renten, Ansiedlung
Nebeneffekte der REG-Förderung	
Luftreinhaltung	Minderung lokaler Schadstoffkonzentration: Dezentralität der REG-Ansiedlung
Stärkung regionaler Wirtschaft	Lokalität/ Konzentration der Wertschöpfung: Dezentralität der REG-Ansiedlung
Wettbewerbssicherung	geringe Markteintrittsbarrieren: Vorrang Netzzugang, Diversität der Anbieterstruktur
Beschäftigungsförderung	regionale Beschäftigungswirkungen: Beschäftigungsintensität, Dezentralität der REG-Ansiedlung

Quelle: Eigene Darstellung

Ausgehend hiervon unterscheidet das Bewertungssystem drei Gruppen von Kriterien:

- Beitrag zur strategischen (langfristigen) CO₂-Reduktion (durch Technikentwicklung, Kostendegression und Markteinführung von REG)
- Implementationseigenschaften der Fördersysteme (Flexibilität, Kontextkompatibilität, Handhabbarkeit, Fördermitteleffizienz, Verteilungseffekte)
- Nebeneffekte der REG-Förderung (Luftreinhaltung, Stärkung regionaler Wirtschaft, Wettbewerbssicherung, Beschäftigungsförderung)

Anhand dieser Bewertungskriterien werden das derzeit geltende Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), das von Groscurth vorgeschlagene Quotenmodell für Deutschland (Groscurth 1999) und das britische System der dritten Non-Fossil-Fuel Obligation (NFFO 3) exemplarisch analysiert und verglichen.

Tabelle 3-2: Vergleich von REG-Fördersystemen nach Ausprägung von Strukturelementen

Strukturelement	Erneuerbare-Energien-Gesetz (Mindestpreisvergütung)	Vorschlag von Groscurth (Quotenverpflichtung)	Third Non-Fossil-Fuel-Order (Ausschreibung)
Marktdifferenzierung			
Kriterium f. Marktdifferenzierung	Technik, Größe, Alter	Technik, Alter	Technik
Form d. Marktdifferenzierung	Strommengen	Zertifikate	Strommengen
Sekundärdifferenzierung	vielfach	nein	Vielfach
REG-Marktregulierung			
Steuerungsgröße	Preis	Menge	Menge
Marktzugang	stetig	stetig	Punktuell
Steuerungsadressat	Netzbetrieb	Endverbraucher	Erzeugung
Finanzierung	Strompreisumlage	Strompreisumlage	Strompreisumlage
Implementation	hoheitlich	hoheitlich	hoheitlich

Quelle: Eigene Darstellung

Primäres Ziel: strategische CO₂-Reduktion

Die strategische Erschließung von CO₂-Reduktionspotentialen beinhaltet die Erhöhung der Wettbewerbsfähigkeit von erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung: Mittel- und langfristig müssen REG ihren Beitrag zur CO₂-Reduktion zu moderaten Kosten leisten können. Dabei müssen sie sich im konventionellen Strommarkt letztlich eigenständig behaupten können (ggf. unterstützt durch ökologische Steuern auf nicht erneuerbare Energieträger). Die Fördersysteme werden in Bezug auf die strategische CO₂-Reduktion in vier Teilbereichen bewertet.

- Technologieentwicklung

Für die technologische Entwicklung von regenerativen Energiewandlungsverfahren ist das Investitionsumfeld für Forschung und Entwicklung entscheidend. Hierfür sind zwei Indikatoren von Bedeutung:

- a) die Differenzierung der Förderung nach dem spezifischen Förderungsbedarf unterschiedlicher Technologien,
- b) die Gewährleistung stabiler Rahmenbedingungen für langfristige Investitionen und die Entwicklung von Innovationsinfrastrukturen.

Diese beiden Punkte werden unter den betrachteten Beispielen für Fördersysteme am besten vom EEG erfüllt. Im Vorschlag von Groscurth ist keine Differenzierung der Förderung nach der unterschiedlichen Marktnähe verschiedener Technologien vorgesehen, so dass langfristige Entwicklungspotenziale von zunächst noch marktfernen Technologien überhaupt nicht adressiert werden. Im System der NFFO3 stellt der punktuelle Marktzugang durch die Ausschreibungsrunden und der kurzfristige Kostendruck potenzielle Hindernisse für Investitionen in langfristig ausgerichtete Technologie-Entwicklung dar.

- Kostendegression

Die Wettbewerbsfähigkeit von Erzeugungsverfahren für REG-Strom entscheidet sich letztendlich am Preis, zu dem Elektrizität angeboten werden kann. In Bezug auf dieses Kriterium ist entscheidend, inwieweit die Fördersysteme

- a) die Anbieter von REG-Strom einem wettbewerblichen Kostendruck aussetzen und
- b) ob der Druck zur Kostensenkung entlang der gesamten Wertschöpfung (inkl. Anlagenproduktion, Anlagenbetrieb und Vertrieb) wirksam wird.

In Bezug auf die Anlagenherstellung werden mit allen drei Instrumenten vergleichbare Anreize zu Kostensenkungen gegeben, da die Anlagenhersteller unabhängig von der Wahl des Instrumentes dem Wettbewerb untereinander ausgesetzt sind. Nur im Quotenmodell stehen die Anlagenbetreiber auch während des Betriebes im Wettbewerb zueinander. Beim EEG und bei der Ausschreibung ist es dagegen "nur" die Profitmaximierung, die Anlagenbetreiber zu weiteren Kostensenkungen auch während des Betriebes motiviert. Die auf diese Weise erzielten Kostensenkungen schlagen sich allerdings im Gegensatz zum Quotenmodell nicht in einer Senkung des Fördermittelbedarfs für die bereits laufenden Anlagen nieder. Ein System mit Quotenverpflichtung kommt somit der Marktsituation im konventionellen Strommarkt am nächsten.

- Markteinführung

Für die Markteinführung ist der Aufbau von Vertriebsstrukturen, der Gewinn von Vermarktungserfahrung und die Verbreitung von Akzeptanz und Produktwissen bei den Kunden von Bedeutung. Die durch eine Quotenverpflichtung geschaffene Marktsituation stellt in Bezug auf die Vermarktung der Produkte Strom und Zertifikate vergleichbare Anforderungen wie der konventionelle Strommarkt, so dass die Entwicklung wettbewerbsfähiger Vermarktungskapazitäten erforderlich ist. Das System der NFFO3 erfüllt diese Anforderung nicht. Eine selbstständige Vermarktung ist nach dem Zuschlag bei der zentralisierten Nachfrage nicht notwendig. Auch die Abnahmepflicht im EEG entlässt die Erzeuger aus eigenständigen Vermarktungsanstrengungen.

- Kurzfristige CO₂-Reduktion

Die Ausschöpfung der kurzfristigen CO₂-Reduktionspotentiale ist ein wesentliches Element innerhalb einer langfristig orientierten Reduktionsstrategie. Dabei ist es wichtig,

dass die zur Verfügung stehenden Fördermittel die *im Rahmen der übergeordneten Strategie* größtmögliche Produktion regenerativer Strommengen induzieren. Fördersysteme können hierzu beitragen, indem sie Anreize nicht nur zur Installation, sondern auch zum dauerhaften Betrieb von REG-Anlagen geben und indem sie möglichst umfassenden Wettbewerb unter REG-Anbietern erlauben, so dass mit gegebenen Fördermitteln möglichst große REG-Strommengen produziert werden.

In Bezug auf das Kriterium einer möglichst hohen kurzfristigen CO₂-Reduktion bei gegebenem Fördermittelvolumen lassen die Systeme mit Mengenregulierungsansätzen zunächst besondere Stärken erwarten. Hier wirkt der Wettbewerb um die Nachfrageerfüllung als Selektionsmechanismus für die effizientesten REG-Stromanbieter. Das EEG sieht keinen Wettbewerb innerhalb der Gruppe der REG-Stromanbieter vor, so dass die Wirkung in Bezug auf Maximierung kurzfristiger CO₂-Reduktionen bei gegebenem Fördermittelvolumen nur schwach ist. Bei einem genaueren Blick auf die zum Vergleich stehenden Systeme ist allerdings festzustellen, dass der hier herangezogene Vorschlag für eine Quotenverpflichtung keine Sekundärdifferenzierung nach dem unterschiedlichen Förderbedarf von REG-Technologien vorsieht. Dadurch ergeben sich bei Festlegung hoher Quoten große Mitnahmeeffekte.

Implementationseigenschaften

Die Implementationseigenschaften von Fördersystemen sind insbesondere in praktischer Perspektive bedeutsam. Sie bilden allerdings keine eigenständigen Ziele, sondern sind für die Ziele der Förderung mittelbar von Bedeutung, indem sie die Realisierbarkeit der intendierten Förderwirkungen beleuchten.

- Flexibilität

Hier wird bewertet, inwieweit relevante Strukturelemente innerhalb eines Systems variiert werden können, ohne dass eine Veränderung der Grundstrukturen des Systems selbst nötig ist oder gar weitergehende Anpassungsmaßnahmen z.B. im konventionellen Strommarkt notwendig sind. Dieses Kriterium erfüllen Fördersysteme, die eine Differenzierung des REG-Marktes über Zertifikate vornehmen, am besten, da die REG-Marktregulierung hier nur eine geringe Verflechtung mit dem konventionellen Strommarkt aufweist. Von den betrachteten Systembeispielen kann der Vorschlag für eine Quotenverpflichtung das Kriterium der Flexibilität also am besten erfüllen.

- Kontextkompatibilität

Dieses Kriterium bezieht sich in erster Linie auf die etwaige Beeinträchtigung des Wettbewerbs im Strommarkt durch bestimmte Formen der REG-Förderung. Im europäischen Binnenmarkt gilt dies insbesondere für den Wettbewerb über die Grenzen der Mitgliedstaaten hinweg. Hier ist insbesondere die Bevorzugung heimischer REG-Stromanbieter als kritisch einzustufen. Fördersysteme auf der Basis international handelbarer REG-Zertifikate erfüllen dieses Kriterium am ehesten. Das EEG hingegen erfordert ein komplexes Umlagesystem, um die Kompatibilität mit dem Wettbewerbsrahmen zu gewährleisten. In Bezug auf das Recht des europäischen Strombinnenmarktes

ist der im EEG wie in der NFFO3 enthaltene Territorialbezug der Förderung problematisch.⁶

- Handhabbarkeit

Die Einfachheit und Transparenz eines Fördersystems ist entscheidend für seine Akzeptanz und die mit seiner Umsetzung verbundenen Kosten. Das System der NFFO3 weist in Bezug auf dieses Kriterium die relativ günstigsten Implementationseigenschaften auf, die aber zum Teil auf fehlende Detailregelungen zurückzuführen sind, die wiederum die Effektivität des Fördersystems beeinträchtigen (z.B. Sanktion bei Nichterfüllung des Förderzuschlags). Die anderen Systeme verlangen entweder eine Anpassung von Mindestpreisvergütungen an fortschreitende Kostendegressionen sowie komplexe finanzielle Umlagesysteme (EEG) oder zumindest zu Beginn relativ aufwändige Rahmenregelungen für den Handel mit Zertifikaten (Vorschlag Quotenverpflichtung). Aus Sicht der Erzeuger von REG-Strom bietet das EEG den geringsten Aufwand.

- Fördermitteleffizienz

Die Fördermitteleffizienz eines Fördersystems entscheidet sich an der Höhe der „Mitnahmeeffekte“, das heißt, des Anteils an Fördermitteln, der als Produzentenrente anfällt und nicht dazu eingesetzt wird, die Produktion einer zusätzlichen Menge REG-Strom wirtschaftlich zu machen. Vor diesem Hintergrund sind Fördersysteme insbesondere dann problematisch, wenn sie den unterschiedlichen Förderbedarf von verschiedenen regenerativen Erzeugungstechnologien und deren Einsatzfeldern nicht durch eine angemessene Sekundärdifferenzierung des REG-Marktes reflektieren. In Bezug auf den Quotenvorschlag hängt das Ausmaß, in dem dieses Problem zum Tragen kommt, von der Höhe der Quote ab. Wenn diese so hoch ist, dass ein Anlagenspektrum mit hoher Kostenspreizung zur Nachfrageerfüllung herangezogen werden muss, verringert sich die Fördermitteleffizienz sehr schnell durch steigende Mitnahmeeffekte der kostengünstigen Erzeuger. Das EEG hat in Bezug auf die effiziente Verwendung von Fördermitteln mittelmäßige Wirkungen; die geringen Effizienzanreize durch Mindestpreise werden durch eine nach unterschiedlichen Technologien weit differenzierte Festlegung von Fördersätzen und deren vorgegebene Degression ausgeglichen. Das System der NFFO3 ist – sofern strategisches Bieterverhalten ausgeschlossen werden kann – frei von Mitnahmeeffekten und weist deshalb eine hohe Fördermitteleffizienz auf.

- Verteilungseffekte

Das Kriterium der Verteilungseffekte bezieht sich auf die Verteilung von Kosten und Nutzen der Förderung auf unterschiedliche Gruppen von Akteuren. Für die Implementation von Fördersystemen sind sie insbesondere in Bezug auf Legitimations- und politische Durchsetzungsprobleme entscheidend. Auf der Aufkommenseite sind Fördersysteme umso problematischer, je weiter sie vom Verursacherprinzip abweichen. In Bezug auf die Ansiedlung von REG-Erzeugungsanlagen sind regionale Konzentrationseffekte als problematisch einzustufen. Auf der Verwendungsseite der Fördermittel bilden überhöhte Mitnahmeeffekte einen problematischen Verteilungseffekt. Die regionale Konzentration von Erzeugungsanlagen im System der NFFO3 sind in Bezug auf das Kriterium der Verteilungsgerechtigkeit kritisch zu sehen.

⁶ Vgl. hierzu jedoch das Urteil des EuGH vom 13. März 2001 zum Stromeinspeisungsgesetz.

Nebeneffekte

Bei der Betrachtung der Fördersysteme in Bezug auf ihre Nebenwirkungen fällt auf, dass die Zentralität von Erzeugungsstrukturen und die wirtschaftliche Konzentration im REG-Markt, die durch verschiedene Fördersysteme in unterschiedlichem Ausmaß befördert wird, einen bedeutenden Faktor für alle vier Nebeneffekte bildet. Der positive Nebeneffekt auf die lokale Luftqualität sowie die Stärkung regionaler Wirtschaftsstrukturen hängt von der räumlichen Verteilung regenerativer Stromproduktion ab. Die Wettbewerbssicherung durch eine diversifizierte Anbieterstruktur und etwaige Vorrangregelungen beim Marktzugang sowie die beschäftigungsfördernde Wirkung der REG-Förderung hängen entscheidend vom wirtschaftlichen Konzentrationsgrad in der REG-Branche ab. In Bezug auf die Nebeneffekte hat das EEG deshalb die besten Wirkungen, weil es einer dezentralen und diversifizierten Marktstruktur Vorschub leistet. Die Anreize zur räumlichen und wirtschaftlichen Konzentration, die verstärkt in den Fördersystemen mit Mengenregulierung, also dem Vorschlag für eine Quotenverpflichtung, und der NFFO3 auftreten, haben in Bezug auf die hier aufgeführten Nebeneffekte keinen positiven Einfluss.

Tabelle 3-3: Stärken und Schwächen konkreter Ausgestaltungsformen von REG-Fördersystemen (beispielhaft)

Bewertungskriterium	Erneuerbare-Energien-Gesetz	Quote nach Groscurth	Third Non-Fossil-Fuel-Order
Ziel: strategische CO₂-Reduktion			
Technikentwicklung	• • •	•	•
Kostendegression	• •	• • •	• • •
Markteinführung	• •	• • •	• •
kurzfristige CO ₂ -Reduktion	• •	• •	• • •
Umsetzungseigenschaften			
Flexibilität	•	• • •	• •
Kontextkompatibilität	• •	• • •	• •
Handhabbarkeit	• •	• •	• • •
Fördermitteleffizienz	• •	• •	• • •
Verteilungseffekte	• • •	•	• •
Nebeneffekte			
Nebeneffekte (Luftreinhaltung, Strukturstärkung, Wettbewerbssicherung, Beschäftigungsförderung)	• • •	•	•

Quelle: Eigene Darstellung

3.2 Schlussfolgerungen

Hinsichtlich der Erfüllungsbedingungen für das Ziel der strategischen CO₂-Reduktion lässt sich im Vergleich von Fördersystemen ein interessanter Sachverhalt feststellen: Wenn im Sinne einer langfristigen Wettbewerbsfähigkeit von REG-Strom im konventionellen Strommarkt die komplementäre Erfüllung von Anforderungen in unterschiedlichen Phasen

der Produktentwicklung der Bewertung zugrundegelegt wird, so zeigt sich, dass kein Förderansatz allein in der Lage ist, alle Anforderungen zu erfüllen. Hier wirkt sich die Ausprägung des Strukturelementes „Steuerungsgröße“ sehr stark aus. Dabei zeigt sich, dass die durch differenzierte Mindestpreise gegebene Investitionssicherheit eine positive Förderwirkung für die Technologieentwicklung besitzt, also in frühen Phasen der Produktentwicklung zu bevorzugen ist. Für die Beförderung von Kostendegression und den Aufbau von Marktstrukturen für REG-Strom zeigt der mit einer Quotenverpflichtung verbundene Wettbewerb und Vermarktungszwang deutliche positive Effekte. Diese Analyse führt zu der Schlussfolgerung, dass eine nach dem Entwicklungsstand spezifischer REG-Technologien differenzierte Kombination von Mindestpreisregulierung und Quotenverpflichtung das Ziel der strategischen CO₂-Reduktion am besten ansteuern kann.⁷ Eine solche Kombination und der mit fortschreitender Technologieentwicklung ggf. anstehende Übergang von einem Förderansatz auf den anderen lassen sich auf der Basis eines zertifikatbasierten Systems am leichtesten realisieren.

Ein solches Kombinationsmodell, das den heterogenen Förderbedarf innerhalb des Spektrums regenerativer Erzeugungstechnologien angemessen berücksichtigt, ist schließlich auch in Bezug auf Implementationseigenschaften und Nebeneffekte zu empfehlen. Dort können sich die Vorteile beider Ansätze in weiten Teilen positiv ergänzen.

⁷ Alternativ wäre eine Kombination mit hier nicht näher betrachteten kostenorientierten Förderansätzen zu erwägen. Denkbar wäre z.B. eine Quotenverpflichtung mit ergänzender Investitionszuschussregelung für Technologien, deren Entwicklungsschwerpunkt noch in der technologischen Optimierung liegt (z.B. Photovoltaik).

4 Kosten und Potenziale der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

4.1 Stromgestehungskosten und Kostenstruktur der technischen Potenziale

Zur Abschätzung von Zertifikatpreisen bei vorgegebener Quotenhöhe ist die Kostenstruktur der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien und ihre zukünftige Entwicklung von wesentlicher Bedeutung. Diese Energien sind durch eine beträchtliche Vielfalt der möglichen Erzeugungstechnologien gekennzeichnet. Zum einen variiert die Einheitsleistung um mehrere Größenordnungen (z. B. von 1 kW bei der Photovoltaik bis zu 100 MW bei der Wasserkraft), zum anderen ist das Energieangebot nicht beeinflussbar und regional teilweise sehr unterschiedlich ausgeprägt. Darüber hinaus existieren im Bereich der Wasserkraft Anlagen unterschiedlichen Alters, was je nach Abschreibungsgrad des eingesetzten Kapitals zu unterschiedlichen Stromgestehungskosten führt. Bei der Biomassenutzung, die i.a. in Form der Kraft-Wärme-Kopplung erfolgt, treten die (sehr unterschiedlichen) Kosten für die Bereitstellung der Brennstoffe sowie unterschiedliche Mengen und Erlöse für die verwertbare Nutzwärme hinzu. Die Kosten für Strom aus erneuerbarer Energien bewegen sich demzufolge in einem sehr weiten Bereich. Die Bandbreite der derzeitigen Kosten reicht von 0,04 DM/kWh für abgeschriebene größere Wasserkraftwerke bis zu 1,60 DM/kWh für kleine Photovoltaikanlagen (Abbildung 4-1).⁸

Abbildung 4-1: Bandbreite der Leistung und der Kosten der untersuchten Referenztechnologien, sowie ihre technischen Zubaupotenziale für Deutschland

	Leistung MW	Stromkosten 2000 DM/kWh	Potenzial TWh/a
Wasser	0,05 - 100	0,04 - 0,37	6,3
Wind *	0,50 - 60	0,11 - 0,35	> 130
Photovoltaik	0,002 - 0,5	1,00 - 1,57	> 150
Biogas	0,02 - 2,0	0,11 - 0,33	11
Biomasse **	0,10 - 8,0	~ 0 - 0,42	40
Erdwärme ***	5,0 - 50	(0,10 - 0,15)	125
Stromimport °°	30 - 150	0,19 - 0,26	hoch

*) einschl. Offshore (ab 2002); **) Brennstoffkosten 0 bis 5,5 Pf/kWh; ***) ab ca. 2005

°°) solarthermische Kraftwerke, Import ab ca. 2015

uvmiretech.pre; 30.10.00

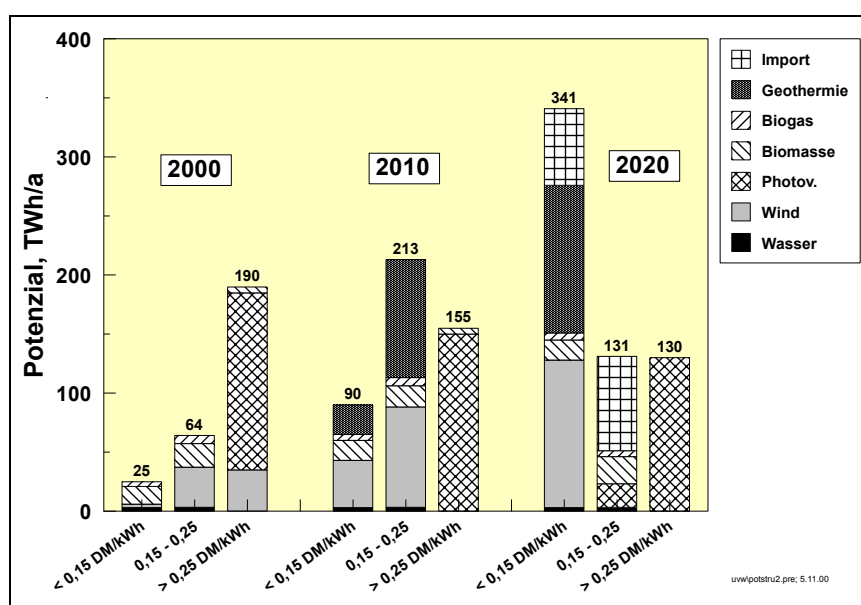
Quelle: Eigene Darstellung

Die technisch in Deutschland verfügbaren Potenziale erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung sind beträchtlich. Ohne Stromimport beläuft sich ihre Untergrenze bereits auf rund 450 TWh/a. Je nach der Nutzungsintensität von Offshore-Wind-Potenzialen, der Nutzung

⁸ Basis für die Kostenberechnung sind ein Zinssatz von 6 %/a und Abschreibungszeiten entsprechend der Nutzungsdauer der Technologien (15/20 a bis max. 30 a für Wasserkraft).

weiterer Dachflächen für die Photovoltaik und der Potenziale des Stromimports könnte der heutige Stromverbrauch praktisch vollständig mit erneuerbaren Energien gedeckt werden. Außer der Wasserkraft und der Biomasse besitzen alle Technologien noch teilweise beträchtliche Kostenreduktionsmöglichkeiten, die entsprechend der vorliegenden Daten auf der Basis von Lernkurven wesentlich von ihren Marktvolumina abhängen. Diese Rückkopplung ist von wesentlicher Bedeutung für Art und Ausgestaltung von Förderinstrumenten, die eine längerfristig wirksame Mobilisierung der erneuerbaren Energien zum Ziele haben. Die vorliegende Analyse führt zu folgender Kostenstruktur der Potenziale (Abbildung 4-2).

Abbildung 4-2: Kostenstruktur der Potenziale erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung. Für 2010 und 2020 sind Kostendegressionen auf der Basis von Lernkurven bei wachsenden Marktvolumina vorausgesetzt



Quelle: Eigene Darstellung

- Derzeit existiert ein kostengünstiges Potenzial mit Stromkosten bis zu 0,15 DM/kWh in Höhe von rund 25 TWh/a (Biomasse 15, Biogas 4, Wind und Wasser je 3 TWh/a). Zwischen 0,15 und 0,25 DM/kWh liegen rund 65 TWh/a. Weitere 190 TWh/a kosten mehr als 0,25 DM/kWh, davon allein 150 TWh/a aus Photovoltaik. Das kostengünstige Potenzial reicht allein nicht für die angestrebte Verdopplung des REG-Beitrags bis 2010.
- Wird das Verdopplungsziel mit einem ausgewogenen Technologiemix umgesetzt – d.h. wird die Marktentwicklung alle Technologien ausreichend stimuliert – so wächst das kostengünstige Potenzialsegment mit Kosten zwischen 0,10 und 0,15 DM/kWh infolge von Kostendegressionen und Marktzutritt neuer Technologien (Offshore-Wind, Geothermie) bis 2010 auf rund 90 TWh/a. Aus demselben Grund wächst das Gesamtpotenzial auf rund 450 TWh/a.
- Längerfristig (> 2020) kann durch weitere Mobilisierung aller Technologien das kostengünstige Potenzialsegment auf rund 350 TWh/a anwachsen, das Gesamtpotenzial

600 TWh/a überschreiten. Hauptursache hierfür ist der dann mögliche Stromimport aus solarthermischen Kraftwerken⁹ und die breite Ausnutzung von Offshore- und Geothermie-Potenzialen.

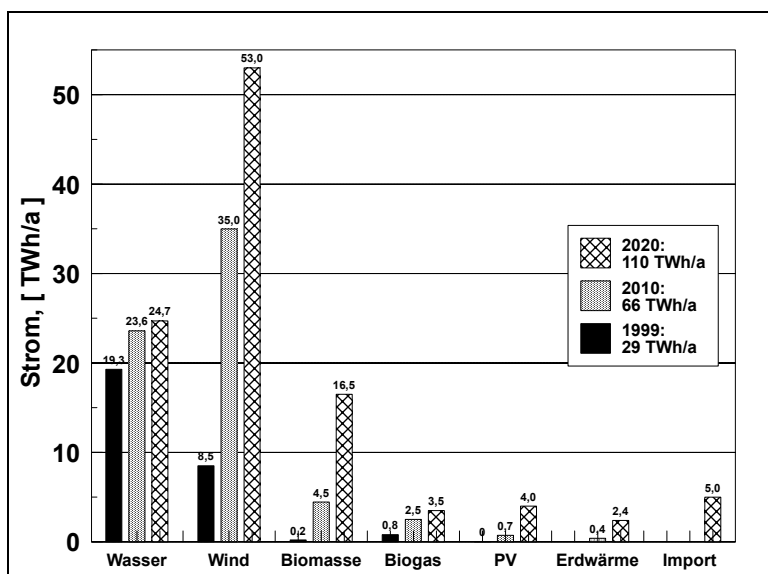
Die CO₂-Vermeidungskosten des Einsatzes erneuerbarer Energien belaufen sich gegenwärtig zwischen 50 DM/t CO₂ (größere, modernisierte Wasserkraftwerke, Biomasseanlagen mit geringen Brennstoffkosten) über 100 DM/t CO₂ (z.B. Windkraft, Erdwärme, biogene Reststoffe) bis zu 150 DM/t CO₂ (z.B. kleine Wasserkraft, Energiepflanzen, Wind im Binnenland). Sehr hohe Vermeidungskosten besitzen Photovoltaikanlagen mit 900 DM/t CO₂ (Südeuropa) bis 1.900 DM/t CO₂ (Deutschland). Bis 2020 tendieren zahlreiche Technologien gegen CO₂-Vermeidungskosten um Null oder sind deutlich günstiger als ihre fossile Konkurrenz (Biomasse mit günstigen Brennstoffkosten). Dafür ist zum einen die ermittelte Kostendegression verantwortlich, zum anderen sind (mäßig) steigende anlegbare Stromkosten und Wärmegutschriften angenommen worden. Abgesehen von der Photovoltaik in Mitteleuropa liegen die höchsten Vermeidungskosten dann um 100 DM/t CO₂.

4.2 Kostenverlauf unterschiedlicher Ausbaupfade erneuerbarer Energien

Mittels der Kosten-Potenzial-Funktionen der Einzeltechnologien wird nun der Kostenverlauf der zusätzlichen Stromerzeugung für unterschiedliche Ausbaupfade dargestellt. Als „Referenzszenario“ dient dazu eine Zubauentwicklung, die sich bis 2010 am „Verdopplungsziel“ orientiert und danach von einer „ausgewogenen“ Weiterentwicklung **aller Technologien** einschließlich des Imports von Solarstrom ab etwa 2015 ausgeht. Ausgangspunkte dieser Referenzentwicklung sind sowohl die derzeitige Marktdynamik als auch die derzeit geltenden Rahmen- bzw. Vergütungsbedingungen in Form des EEG, die den weiteren Zuwachs für die nächsten Jahre bestimmen dürften. Für den Zeitraum nach 2010 wird davon ausgegangen, dass sich die angestoßene Ausbaudynamik im Rahmen der dann weiterentwickelten liberalisierten Märkte mit entsprechend angepassten Instrumenten weiter umsetzen lässt. Die Beiträge der einzelnen Technologien in der Referenzentwicklung bis zum Jahr 2020 (Abbildung 4-3) zeigen die Dominanz der Windenergie, die ab 2005 die Wasserkraft überholt und im Jahr 2020 mit 53 TWh/a knapp die Hälfte der gesamten Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (110 TWh/a) bestreitet. Die jährlichen Zubauraten der Windenergie liegen dabei bei durchschnittlich 1.300 MW/a, also unterhalb der derzeitigen Rekordumsätze. Alle anderen Technologien haben sich ab ca. 2010 – entsprechend der Verdopplungsstrategie – in beträchtlichem Umfang am Markt etabliert mit bis zum zehnfachen Marktvolumen im Vergleich zu heute. Auch der Import von Strom aus erneuerbaren Quellen ab ca. 2015 ist Bestandteil dieser Referenzentwicklung. Der Anteil erneuerbarer Energien liegt, bezogen auf den gegenwärtigen Nettostromverbrauch von 510 TWh/a, im Jahr 2010 bei 13 % und im Jahr 2020 bei 21,5 %.

⁹ Im Rahmen eines europäischen Stromverbunds kommt zusätzlich auch der Import von Strom aus Windenergie, Wasserkraft und Erdwärme in Frage (TAB 2000).

Abbildung 4-3: Struktur eines „Referenzszenarios“ der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2020 auf der Basis derzeitig geltender Rahmenbedingungen und Vergütungsregelungen



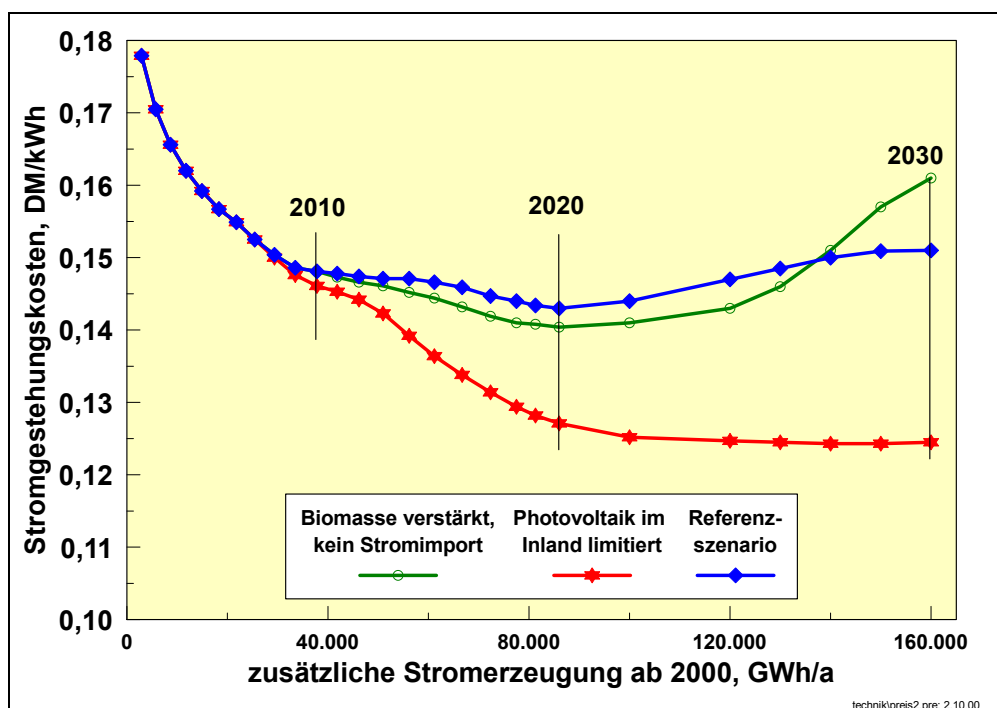
Quelle: Eigene Darstellung nach BMU 2000; TAB 2000

Bis 2010 werden insgesamt Anlagen mit einer Stromerzeugungskapazität von 37 TWh/a zugebaut, wovon entsprechend Abbildung 4-3 rund 70 % Windkraftanlagen sind. Dementsprechend dominiert die zukünftige Kostenentwicklung der Windenergie zunächst auch die mittleren Stromgestehungskosten des Gesamtausbaus (Abbildung 4-4, Referenzszenario). Bis 2010 sinken die mittleren Kosten von 0,178 DM/kWh (2000) auf 0,148 DM/kWh. Nach 2010 kommt die Degression zum Stillstand, obwohl bei der Windenergie auch danach noch von weiteren Kostensenkungen (Offshore-Anlagen) ausgegangen werden kann. Einerseits liegt die nun stärker dominierende Biomasse in einem ähnlichen Kostenband um 0,14-0,16 DM/kWh, wobei dort keine Kostendegressionen zu erwarten sind. Zum anderen wird von einem anhaltenden Wachstum der Photovoltaik ausgegangen, die trotz deutlicher Kostendegressionen in diesem Zeitraum immer noch mittlere Stromgestehungskosten zwischen 0,50 und 0,80 DM/kWh aufweist (Neuanlagen in 2020: 0,35 DM/kWh). Im Jahr 2020 stellen sich danach in der Referenzentwicklung mittlere Stromgestehungskosten von 0,145 DM/kWh ein, mit leicht steigender Tendenz.

Verlängert man bei stetigem weiteren Wachstum erneuerbarer Energien den Betrachtungszeitraum bis 2050 so erreicht man in der Referenzentwicklung einen Deckungsanteil von 70 % (bezogen auf den derzeitigen Stromverbrauch). Das Kostenniveau bleibt, mit leichten Schwankungen, stabil zwischen 0,14 und 0,15 DM/kWh. Wind-, Geothermie- und Importstrom kompensieren in diesem Szenario näherungsweise die mit dem weiteren Photovoltaikausbau verbundenen höheren Kosten.

Variationen des Referenzpfades werden bis 2010 weitgehend durch die starke Dynamik der Windenergie überlagert. untersuchte Varianten sind die Begrenzung des Ausbaus der PV bzw. der Ausschluss des Importes zugunsten des verstärkten Ausbaus der Biomasse,

Abbildung 4-4: Stromkosten erneuerbarer Energien für den Ausbauezeitraum 2000 bis 2030 für unterschiedliche Ausbaupfade auf der Basis von Mindestpreisregelungen bis etwa 2010. Dargestellt sind die mittleren Kosten des jeweiligen Bestandes (ohne „Altanlagen“ bis 1999).



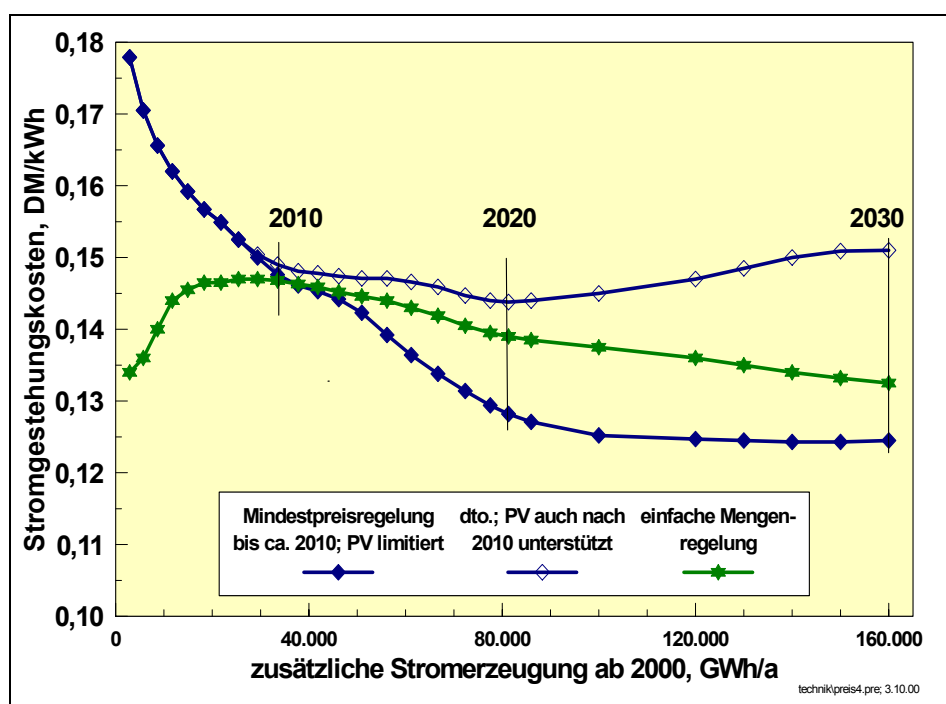
Quelle: Eigene Darstellung

Im Gegensatz zu der in der Referenzentwicklung beschriebenen Mindestpreisregelung lässt eine Mengenregelung ohne Technologiedifferenzierung zunächst die Technologien mit den kurzfristig günstigsten Strombereitstellungskosten zum Zuge kommen, also die erläuterten 25 TWh/a. Bei der Windenergie gehören dazu nur sehr günstige Standorte mit nur noch relativ geringen Zubaupotenzialen. Das Mischungsverhältnis der zugebauten Technologien wird sich daher zunächst stark von der Windkraft zur Biomasse verlagern. Bei der Windenergie wird sich entsprechend zunächst ein deutlicher Rückgang des derzeitigen Zubauvolumens einstellen. Nach Ausschöpfung der kostengünstigen (Biomasse-) Potenziale wird die Nachfrage nach Windkraft jedoch wieder anziehen, sofern die zu erfüllenden Quoten hoch genug sind, da sie – und die Stromerzeugung aus Erdwärme¹⁰ – auf mittlere Sicht die kostengünstigsten Technologien sind. Allerdings werden sich die Potenziale einer weiteren Kostendegression bei der Windenergie entsprechend der geringer umgesetzten Marktvolumina jetzt nur zeitlich verzögert umsetzen lassen. Photovoltaik kommt nur zum Zug, wenn zusätzliche Instrumente vorhanden sind oder eine Differenzierung der Mengenregelung in Teilquoten stattfindet.

¹⁰ Längerfristig (ab ca. 2015) kann dann der Stromimport als ebenfalls relativ kostengünstige Option hinzukommen (0,16 DM/kWh, potentiell sinkend auf ca. 0,13 DM/kWh) sofern vorher mittels entsprechende Projekte bzw. Förderinitiativen die Voraussetzungen in den Standortländern geschaffen werden und dort Überschüsse für den Export entstehen. Auch erfordert die Integration dieses Stromimports die Etablierung eines internationalen Zertifikathandels.

Zunächst besitzt der mengenorientierte Ausbaupfad gegenüber der Referenzentwicklung Kostenvorteile (Abbildung 4-5). Die mittleren Stromgestehungskosten steigen nicht über 0,15 DM/kWh. Ab 2010 muss jedoch zunehmend auf Potenzialsegmente der Windenergie zurückgegriffen werden, die zu diesem Zeitpunkt geringere Kostendegressionen aufweisen als im Falle der Mindestpreisregelung, wo anfangs zu Lasten höherer mittlerer Kosten eine beträchtliche Ausbaudynamik und damit raschere Kostensenkungen bei der Windenergie induziert werden. Längerfristig „holt“ die mengenorientierte Variante mit mittleren Kosten um 0,13 DM/kWh wieder auf, da dann die Kostensenkungspotenziale ebenfalls, wenn auch verspätet, wirken. Werden in der mengenorientierten Variante Teilquoten für teurere Technologien eingeführt, so steigt auch das Kostenniveau dieser Variante im ersten Zeitabschnitt tendenziell an. Die Wirkung beider Instrumententypen verwischt sich also zunehmend. Nach 2010 hängt der weitere Kostenverlauf stark davon ab, in welchem Ausmaß der weitere Photovoltaikausbau gezielt unterstützt wird.

Abbildung 4-5: Stromkosten erneuerbarer Energien bis zu einem zusätzlichen Ausbavolumen von 160 TWh/a (ca. 2030) für Ausbaupfade mit Mindestpreisregelung und einem Ausbaupfad ohne Mindestpreisregelung; die ersteren entsprechen denjenigen aus Abbildung 4-4.



Quelle: Eigene Darstellung

Die Kostenbetrachtungen zeigen, dass der Ausbau erneuerbarer Energien unabhängig von der Art des eingesetzten Förderinstruments auf absehbare Zeit Mehrkosten im Vergleich zur herkömmlichen Stromversorgung mit sich bringt. Legt man für Steinkohle und Erdgas die Preisannahmen des Analyserasters der derzeitigen Enquete-Kommission des Deutschen Bundestages zugrunde, so beträgt die resultierende „Zusatzbelastung“ bezogen auf die gesamte Stromerzeugung maximal 1 Pf/kWh; sie tritt etwa im Jahr 2015 ein. Diese Umlage – die derzeit mit dem EEG mobilisiert wird (in 2000 ca. 0,35 Pf/kWh) – würde also in ähnlicher

Größe auch im Falle der Quotenregelung von den Stromverbrauchern zu tragen sein. Die diskutierte Ausbaustrategie bewirkt andererseits ein Investitionsvolumen in erneuerbare Energien von rund 11 Mrd. DM/a im Jahr 2010 und von 21 Mrd. DM/a im Jahr 2020.

4.3 Schlussfolgerungen für den Einsatz von Förderinstrumenten

Bei der Ableitung von Schlussfolgerungen aus obigen Modellrechnungen für die Auswahl von Förderinstrumente muss beachtet werden, dass die dargestellten Kostenkurven des Gesamtausbaus erneuerbarer Energien grundsätzlich eine „Unschärfe“ aufweisen, da die Kosten-Potenzial-Funktionen der Einzeltechnologien teilweise beträchtliche Kostenbandbreiten besitzen. Die hier für den längerfristigen Zeitraum errechneten mittleren Kostenunterschiede zwischen den Ausbauvarianten, die zwischen 0,01 und 0,02 DM/kWh bzw. rund 10 % des mittleren Absolutwertes betragen, können also auch innerhalb dieser Unschärfe liegen. In einer integralen Betrachtung über einen längeren Zeitraum, der in jedem Fall erforderlich ist, um energiewirtschaftlich relevante Beiträge der erneuerbaren Energien zu etablieren, kann daher nicht eindeutig der einen oder anderen Förderstrategie das geringere Kostenvolumen, und damit die geringere Zusatzbelastung zugeordnet werden.

Aus den Kostenbetrachtungen lassen sich jedoch qualitative Schlussfolgerung ziehen. So dürfte eine Mengenregelung das kosteneffizientere Instrument darstellen, solange relativ kostengünstige Potenziale bestehen. Die Modernisierung größerer Wasserkraftwerke und Biomasse-/Biogasanlagen dürften daher kurzfristig von einer Mengenregelung profitieren, während die weitere Windenergienutzung deutliche Einbrüche hinnehmen müsste und damit möglicherweise die noch vorhandenen Kostendegressionspotenziale der Windenergie nicht erschlossen werden. Der kurzfristige Vorteil der marktwirtschaftlich orientierten Mengenreglung hinsichtlich einer möglichst kosteneffizienten CO₂-Minderung könnte sich somit mittelfristig ins Gegenteil umkehren, wenn größere Beiträge erneuerbarer Energien erschlossen werden sollen. Preisorientierte Instrumente können dagegen gezielt die Entwicklung einzelner Technologien beeinflussen, sofern sie, wie das EEG, mit differenzierten Vergütungssätzen und Kostendegressionsklauseln versehen sind. Dafür müssen in der ersten Phase der Förderung höhere Aufwendungen in Kauf genommen werden. Allerdings ist es erforderlich, die Kostenentwicklung genau zu beobachten und ggf. Vergütungen und Kostendegressionsvorgaben anzupassen, um überhöhte Vergütungen und Mitnahmeeffekte zu vermeiden.

Will man in einer Mengenregelung zeitgerecht ähnliche technologiepolitische Effekte erreichen wie mit einer Mindestpreisregelung, so sind Teilquoten für unterschiedlich teure Gruppen von Technologien oder Ausgleichsmaßnahmen bzw. komplementäre Instrumente für den unterschiedlichen Status der Einzeltechnologien, speziell bei der Windenergie, unerlässlich. Dies mindert jedoch die Leistungsfähigkeit des marktwirtschaftlichen Suchprozesses, die ja gerade das Kennzeichen einer Mengenregelung darstellt und erhöht tendenziell die Aufwendungen. Die Unterschiede zwischen den beiden Instrumententypen verschwimmen mit wachsender Ausdifferenzierung immer stärker.

Zu beachten ist, dass nach ausreichender Marktentwicklung und damit weitgehender Mobilisierung der Kostendegressionen der einzelnen Technologien, die technologiespezifischen Förderbedürfnisse wegfallen und sich die Gestehungskosten weitgehend stabilisieren. Außerdem reduziert sich die Kostenbandbreite und die marktnahen

Potenziale wachsen deutlich (vgl. Abbildung 4-4). Die wichtigsten Begründungen für Mindestpreisregelungen, nämlich effektive technologiespezifische Förderung und Investitionssicherheit durch garantierte Vergütungen, entfallen dann weitgehend.

Aus diesen Erläuterungen folgt, dass die Zweckmäßigkeit der einzusetzenden Instrumente in starkem Maße von den energiepolitischen Zielsetzungen abhängt. Verfolgt man eher längerfristige Zielsetzungen mit den zu unterstützenden Energietechnologien, d.h. will man ihre Entwicklung auf Dauer stimulieren und auf möglichst hohem Niveau stabilisieren, so sind Mindestpreisregelungen zumindest in der Frühphase der Markteinführung das geeignetere Instrument. Will man die aktuelle Klimaschutzpolitik möglichst marktnah betreiben und steht dabei der Beitrag der Einzeltechnologie nicht im Vordergrund, so dürften Mengenregelungen zweckmäßiger sein. Man muss dann jedoch anderweitig dafür Sorge tragen, dass zu jedem Zeitpunkt genügend weit entwickelte Technologieoptionen zur Verfügung stehen, damit der fortschreitende CO₂-Reduktionsprozess nicht ins Stocken gerät oder als Option nur teure bzw. noch unreife Technologien zur Verfügung stehen. Dies müsste dann parallel durch eine gezielte Technologiepolitik erfolgen.

Es liegt daher nahe, die Stärken beider Instrumente zu nutzen und sie in einer zeitlichen Abfolge miteinander zu verknüpfen, um sowohl zu jedem Zeitpunkt eine effiziente Klimaschutzpolitik zu gewährleisten als auch eine dauerhafte Mobilisierung erneuerbarer Energien auf hohem Niveau zu sichern. Dafür spricht auch die energiepolitische Realität, nämlich die Existenz der Mindestpreisregelung in Form des EEG und die von der EU-Kommission in ihrem Richtlinienentwurf vorgesehene 5-Jahresfrist für die Bewertung unterschiedlicher Förderinstrumente. Der Zeitpunkt eines möglichen Übergangs auf eine Mengenregelung dürfte dann am zweckmäßigsten sein, wenn Kostendegressionen einzelner Technologien weitgehend durchlaufen sind, sich die Kostenniveaus der unterschiedlichen Technologien angenähert haben und die Marktvolumina erneuerbarer Energien eine energiewirtschaftliche Relevanz erreicht haben. Dazu muss, wie die Ausbauanalysen zeigen, das Verdopplungsziel für den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung hinreichend klar erreicht worden sein.

5 Ein konsistentes Quotenmodell für Deutschland

5.1 Elemente eines konsistenten Quotenmodells für Deutschland

Ein Quotenmodell ist im Wesentlichen durch die in Tabelle 1-1 aufgeführten Strukturelemente bestimmt, deren Ausgestaltungsmerkmale bereits in Kapitel 1 dargestellt wurden. Mit dem Ziel einer strategischen CO₂-Reduktion unter möglichst geringen Mitnahmeeffekten und weitgehender Wettbewerbsneutralität werden die in Tabelle 5-1 aufgeführten Ausprägungen für ein funktions- und leistungsfähiges Quotenmodell in Deutschland vorgeschlagen. Die wesentlichen Entscheidungsgründe hierfür werden nachfolgend erläutert.¹¹

Tabelle 5-1: *Vorgeschlagene Ausprägungen eines Quotenmodells für Deutschland*

Strukturelement	Ausprägung
Verpflichtete	Inländische Lieferanten + Eigenerzeuger + Direktbezug aus dem Ausland
Bemessungsgrundlage	Inländische Stromverwendung (ohne Leitungsverluste)
Begünstigte	Neuanlagen, Leistungserweiterung, keine Größenbegrenzung
Zertifikate	Auf Erzeugung, Stückelung: 1 MWh, elektronisch, Handel getrennt von REG-Strom
Quotendifferenzierung	3 Klassen, davon 2 mit Mindestanteil <i>oder</i> keine Differenzierung
Quotenfestlegungen	Absichtserklärung über 30 Jahre, 10 Jahre per Gesetz, jährlich zur Feinsteuerung („rollende Festlegung“)
Sanktionsmechanismus	Moderate mengenbezogene Abgabe <i>oder</i> wertbezogene Abgabe (jeweils pro fehlendem Zertifikat)
Periodenausgleich	Banking ¹² : 3-5 Jahre; kein <i>oder</i> eingeschränktes Borrowing ¹³ mit Zinszahlung in Zertifikaten
Komplementäre Instrumente	Technologieförderung: Photovoltaik, Biomassevergasung, Strom aus Erdwärme (z.B. Investitionszuschüsse für Kleinanlagen, Ausschreibungen für Großanlagen).

Quelle: eigene Darstellung

Der Vorschlag zu den Verpflichteten und zur Bemessungsgrundlage folgt hier weitgehend dem Stromsteuergesetz, da so der Wettbewerbsneutralität Rechnung getragen wird und eine Verwendung der bereits erhobenen Daten die Kosten der Quotenregelung reduziert. Die REG-Erzeuger, die auf die produzierte Strommenge Zertifikate in der angegebenen Form erhalten, sind wie international üblich definiert. Die Begünstigung bezieht sich jedoch *ausschließlich auf Neubauten und Leistungserweiterungen*.¹⁴ Letzteres schränkt Mitnahmeeffekte ein, die ansonsten durch abgeschriebene Wasserkraftanlagen entstehen würden. Hier ist keine Größenbegrenzung vorgesehen, da ein genereller Umweltvorteil von Kleinanlagen nicht zu

¹¹ Zu Details vgl. die Langfassung des Abschlussberichts.

¹² Banking: Lebensdauer der Zertifikate ist größer als ein Kalenderjahr.

¹³ Borrowing: Inanspruchnahme von Zertifikaten aus einer zukünftigen Produktion für die aktuelle Quotenverpflichtung.

¹⁴ Auch die derzeit durch das EEG geförderten Anlagen werden in wesentlichem Umfang in den Kreis der Begünstigten aufgenommen, vgl. Kapitel 5.5.

erkennen ist und Modernisierungen oder Neubauten großer Wasserkraftanlagen unter den gegenwärtigen Bedingungen des Strommarkts nicht rentabel sind.

Weitere Mitnahmeeffekte, die u.a. aus den unterschiedlichen Stromgestehungskosten der verschiedenen REG-Technologien resultieren, können durch Mindestquoten aufgefangen werden: Die Verpflichtungserfüllung erfordert dann je einen bestimmten Mindestanteil von Zertifikaten aus zwei Technologieklassen, der Rest kann aus beliebigen Klassen – also auch aus der dritten Klasse der übrigen REG-Technologien – stammen. Die Klasseneinteilung erfolgt dabei nach den Stromgestehungskosten zum Zeitpunkt der Quoteneinführung. Die dritte Klasse (ohne Mindestanteil) enthält die wettbewerbsfähigsten Technologien. Da die Mindestquote eine Marktsegmentierung erzeugt und dies die Transaktionskosten erhöht und die Marktliquidität tendenziell verringert, ist eine noch größere Anzahl an Klassen nicht zu empfehlen. Aus diesem Grunde ist auch keine eigene Mindestquote für Photovoltaik vorgesehen. Ein der strategischen Bedeutung der Photovoltaik gerecht werdender Ausbau ist durch komplementäre monetäre Instrumente zu adressieren, wie z.B. Investitionsförderungen und Ausschreibungsverfahren. Ähnlich sollte bei Technologien verfahren werden, die sich technologisch noch in einer sehr frühen Phase befinden. In diesem Fördermodell aus Quotenregelung und komplementären Instrumenten ist dann eine Differenzierung der Technologien erreicht, die den Erfordernissen der strategischen CO₂-Reduktion gerecht wird und gleichzeitig größere Mitnahmeeffekte vermeidet. Sollten die mit einer Marktsegmentierung verbundenen Probleme als sehr gewichtig angesehen werden, so wäre alternativ ein Quotenmodell ohne Differenzierung zu wählen. Um gleichwohl eine strategische CO₂-Reduktion zu erreichen und Mitnahmeeffekte gering zu halten, sind in diesem Fall komplementäre monetäre Instrumente in größerem Umfang einzusetzen.

Die hier vorgeschlagene „rollende“ Quotenfestlegung stellt einen Kompromiss zwischen der Unsicherheit über zukünftige Stromgestehungskosten und der erforderlichen Planungssicherheit für Investoren dar. Eine Unsicherheit über den langfristigen Bestand der Regelung würde den REG-Ausbau verteuern. Um dem entgegenzuwirken, wird vorgeschlagen, das langfristige politische Ziel (z.B. auf 30 Jahre) in einer politischen Absichtserklärung¹⁵ zu benennen, um einen Orientierungsrahmen zu liefern. Das konkrete Ziel für die nächsten zehn Jahre wird dann in einer gesetzlich festgelegten Quotenhöhe bestimmt. Nach fünf Jahren erfolgt eine Evaluation, die zu einer Folgeregelung für die anstehenden zehn Jahre führen sollte. Damit hat ein Investor stets einen sicheren Planungshorizont von fünf bis zehn Jahren sowie die Absichtserklärung für die fernere Zukunft. Hinzu kommt eine jährliche Quotenfestlegung (Feinsteuerung), die eine möglichst friktionslose Entwicklung des Zertifikatmarktes sichern und schrittweise die gesetzlich bestimmten Zielwerte erreichen soll.

Der Sanktionsmechanismus generiert den Anreiz für die Zertifikatnachfrage und ist somit von besonderer Bedeutung. Daneben ist ein gewisser Ausgleich zwischen einzelnen Verpflichtungsperioden (Jahren) aufgrund der vielfältigen Unsicherheiten – z.B. der natürlichen Schwankung der REG-Stromerzeugung – unerlässlich. Beide Elemente – Periodenausgleich und Sanktionsmechanismus – bestimmen in ihrer Kombination in besonders starkem Maße die Preisdynamik. Geeignete Kombinationen können anhand von zwei idealtypischen Modellen, dem „Kompakt-“ und dem „Flexmodell“, verdeutlicht werden.

¹⁵ Hierüber wäre nach Möglichkeit ein breiter politischer Konsens herbeizuführen.

Das Kompaktmodell strebt eine kontinuierliche Entwicklung über eine Stabilisierung der Erwartungen an. Dies wird mittels einer möglichst einfachen, kompakten Regelung umgesetzt, die transparent ist und in der bestehende Risiken reduziert werden. Implementiert wird die Risikoreduktion durch eine in moderater Höhe festgelegte, mengenbezogene Sanktion pro fehlendem Zertifikat (Dimension der Sanktion: DM/kWh). Diese Sanktionsart begrenzt die maximalen Gesamtkosten für die Verpflichteten – zu berechnen als Produkt aus Quotenhöhe und Sanktion – nach oben („*buy-out*“-Option). Die Quote wird dann nur erfüllt, sofern die REG-Stromgestehungskosten geringer sind als die mengenbezogene Sanktion. Die implizierte Beschränkung des finanziellen Risikos der Verpflichteten dürfte auch die politische Durchsetzbarkeit erhöhen. Aufgrund der geringen Sanktionskosten kann der zugelassene Periodenausgleich eingeschränkt werden, z.B. ein dreijähriges Banking und kein Borrowing.¹⁶ Insgesamt ist das Kompaktmodell als robust anzusehen, es könnte allerdings zu höheren Ausbaurkosten als das Flexmodell führen.

Das Flexmodell will eine kontinuierliche Entwicklung durch den Einbau einer größtmöglichen Flexibilität für die Akteure erzeugen, was ihnen ermöglicht, den günstigsten Ausbaupfad zu suchen. Hierfür wird ein ausgedehnter Periodenausgleich – mit Borrowing – zugelassen und es wird eine wertbezogene Sanktion gewählt.¹⁷ Letzteres etabliert eine positive Rückkopplung, da die Sanktion mit einem höheren Preis steigt und eine höhere Sanktion wiederum die Zertifikatnachfrage erhöht und den Preis nach oben treibt. Diese Rückkopplung erhöht tendenziell die Preisschwankungen. Um diesen entgegenzutreten, ist ein umfangreicher Periodenausgleich zuzulassen. Das Regelungsdesign erfordert hier ein relativ gesichertes Wissen über die Marktprozesse. Die positive Rückkopplung führt jedoch dazu, dass das Quotenziel unabhängig von den sich zukünftig einstellenden REG-Stromgestehungskosten erreicht wird. Die finanzielle Belastung der Verpflichteten ist daher ex ante unbekannt. Das Flexmodell ist demnach zu wählen, wenn der genauen Erfüllung der Quote eine hohe Priorität zugewiesen wird und die größere Unsicherheit im Vergleich zur möglichen Kostenreduktion gering gewichtet wird.

Zur Einführung einer Quotenregelung ist es naheliegend, eher auf ein robustes Modell, wie das Kompaktmodell, zuzugreifen. Mit zunehmender Erfahrung aller Akteure kann dann eine allmähliche Flexibilisierung erfolgen, um die möglichen Kostenvorteile des Flexmodells zu nutzen.

5.2 Aufbau eines Systems zum Handel mit REG-Zertifikaten

Das im vorigen Kapitel dargestellte mengengesteuerte Fördersystem für Strom aus erneuerbaren Energien sieht vor, dass die Erfüllung der Mengenverpflichtung durch Vorlage entsprechender Zertifikate erfolgt. Das Zertifikatssystem soll dabei das ausschließliche Nachweissystem sein, das heißt, jeder Verpflichtete muss Zertifikate selbst erzeugen oder kaufen.

Als Transmissionsriemen zwischen der durch die Verpflichtung entstehenden Nachfrage nach Zertifikaten und der Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien soll ein Handelssystem für Zertifikate eingeführt werden. Der Sinn dieser Zertifikate besteht darin, dass die Erfüllung

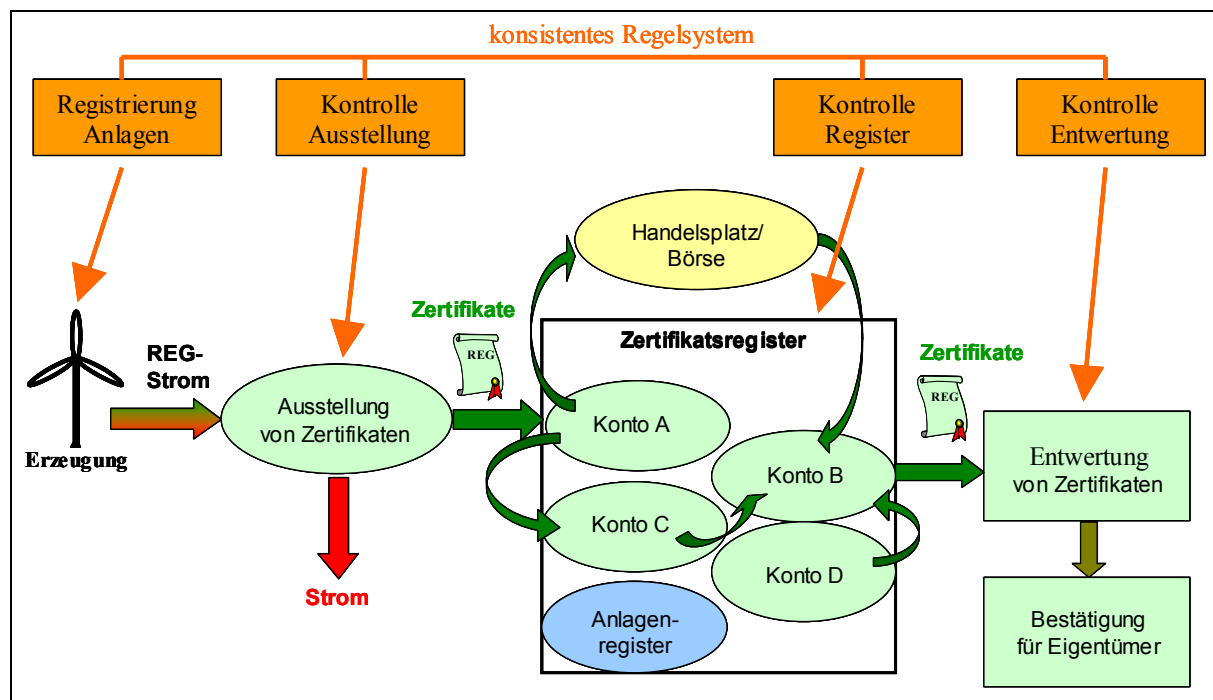
¹⁶ Vgl. hierzu die Fußnoten 12 und 13.

¹⁷ Festlegung als $(100+x)\%$ eines in einem bestimmten Zeitraum maximal aufgetretenen Zertifikatpreises.

der Mengenziele vom Stromhandel unabhängig gemacht werden kann: Durch den Erwerb eines Zertifikats erhält der Käufer ein Eigentum an den Umwelteigenschaften der entsprechenden REG-Strommenge, unabhängig davon, wohin die Strommenge selbst veräußert wurde. Die Zertifikate können nach ihrer Ausstellung beliebig gehandelt werden. Eine Nutzung des Wertes eines Zertifikats erfolgt, indem der Eigentümer das Zertifikat entwertet. Nach der Entwertung ist das Zertifikat nicht mehr handelbar.

Die Abbildung 5-1 zeigt beispielhaft den Aufbau eines Zertifikathandelssystems.¹⁸

Abbildung 5-1: Elemente eines Zertifikathandelssystems



Quelle: Eigene Darstellung nach Niermeijer 2000

In einem Zertifikatssystem produziert der Betreiber einer REG-Anlage somit zwei Güter, die separat handelbar sind:

- Strom
- Zertifikat

Zur Vermeidung einer Doppelnutzung der regenerativen Eigenschaften einer Strommenge ist es entscheidend, dass in dem Zertifikat sämtliche vom Nachfrager geforderten Umwelteigenschaften der REG-Stromerzeugung enthalten sind.¹⁹ Dies bedeutet, dass Strom aus erneuerbaren Energien, bei dessen Erzeugung Zertifikate ausgestellt wurden, anschließend keine besonderen Umwelteigenschaften mehr hat. Er darf also insbesondere nicht als Strom aus erneuerbaren Energien genutzt oder weiterverkauft werden, es sei denn, die ent-

¹⁸ Zu den Details dieses Systems vgl. die Langfassung des Abschlussberichts.

¹⁹ Zur Frage, ob und wie die durch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vermiedenen Treibhausgasemissionen Bestandteil des Zertifikats sein können vgl. Kapitel 7.

sprechenden Zertifikate werden entwertet. Sofern die zugehörigen Zertifikate handelbar bleiben, ist der Strom ohne ökologische Eigenschaften und Herkunft, er ist sozusagen „grau“.

Das Zertifikathandelssystem soll einen effizienten Marktmechanismus für die Umwelteigenschaften des REG-Stroms etablieren. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass eine Nachfrage nach Zertifikaten nicht ausschließlich von Quotenverpflichteten kommen kann. Es ist vielmehr möglich, dass die Zertifikate zugleich als Nachweis für andere Förderinstrumente für Strom aus erneuerbaren Energien genutzt werden. Dies könnten z.B. sein:

- eine Befreiung, Ermäßigung oder Erstattung von Steuern, z.B. der Stromsteuer;
- Ökostrom-Angebote an freiwillige Kunden; oder
- freiwillige Förderaktivitäten für erneuerbare Energien die nicht direkt mit dem Bezug von Ökostrom verbunden sind.²⁰

Insbesondere können Zertifikate auch genutzt werden, um komplementäre Instrumente zu einer Quote für REG-Strom oder Übergangsregelungen zu implementieren. So ist es denkbar, für Zertifikate aus bestimmten Anlagen gesetzlich garantierte Ankaufgarantien zu Mindestpreisen festzulegen, um diese Anlagen nicht einem freien Wettbewerb auf dem Zertifikatsmarkt auszusetzen.

Bei der Gestaltung eines Zertifikathandelssystems ist weiter zu beachten, dass sich der Handel voraussichtlich nicht auf einen nationalen Markt beschränken wird. Vor dem Hintergrund der Forderung der EU-Kommission, dass Förderinstrumente der Mitgliedstaaten für Strom aus erneuerbaren Energien mit den Prinzipien des Binnenmarktes für Waren und Dienstleistungen vereinbar sein sollen, sollten Zertifikatssysteme grundsätzlich für den internationalen Handel ausgelegt werden.

Die Vielschichtigkeit der Anforderungen an das Zertifikatssystem macht deutlich, dass das System möglichst flexibel konzipiert werden muss. Es sollte die denkbaren Nutzer möglichst wenig einengen und viele Optionen offen halten. Dies bedeutet z.B., dass die Auswahl derjenigen Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien, die durch ein Quotenmodell zu fördern sind, nicht auf der Ebene des Zertifikatssystems implementiert werden sollte. Vielmehr sollten alle Technologien, für die eine Nachfrage nach Zertifikaten erwartet werden kann, in das System einbezogen werden. Zugleich sollten aber die Zertifikate alle notwendigen Informationen enthalten, damit die jeweiligen Nachfrager gezielt solche Zertifikate erwerben können, für die sie einen Bedarf haben. Im Rahmen der Quotenverpflichtung würden demnach nicht alle Zertifikate des Handelssystems anerkannt werden, sondern nur diejenigen, die dem Katalog der geförderten Anlagen entsprechen.

Somit sind an das Zertifikathandelssystem folgende Anforderungen zu stellen:

- zuverlässiges, betrugssicheres Nachweissystem für die Umwelteigenschaften von aus erneuerbaren Energien erzeugtem Strom
- Flexibilität in Bezug auf verschiedene Nachfrager nach Zertifikaten
- Kompatibilität mit internationalem Handel
- Möglichst geringe Transaktionskosten

²⁰ So könnten z.B. REG-Zertifikate als Werbegeschenke eingesetzt werden.

Dabei stehen die Forderungen nach hoher Zuverlässigkeit und Sicherheit des Systems einerseits und geringen Transaktionskosten zum Teil in einem Konflikt miteinander. Bei der konkreten Ausgestaltung des Systems ist jeweils im Einzelfall zu entscheiden, wie groß der Aufwand hinsichtlich Zuverlässigkeit und Sicherheit sein darf.

5.3 Bedeutung eines diskriminierungsfreien Zugangs zu den Stromnetzen und -märkten

Im Quotenmodell wird durch das Zertifikathandelssystem auf der Seite der Zertifikate ein weitgehend nichtdiskriminierender Markt implementiert. Hier können alle Erzeuger miteinander zu vergleichbaren Bedingungen konkurrieren. Zwar wird es in der Realität eines solchen Systems auch Unvollkommenheiten des Marktes geben, insbesondere durch Informationsvorsprünge und -defizite verschiedener Akteure. Dennoch wird die Vielfalt von Angebot und Nachfrage voraussichtlich so groß sein, dass im Zertifikathandelssystem massive Diskriminierungen nicht zu erwarten sind.

Doch die Gesamterlöse, mit denen ein REG-Erzeuger seine Kosten zu decken hat, setzen sich aus den Erlösen aus dem Verkauf des erzeugten Stroms und der Zertifikate zusammen. Eine Ungleichbehandlung von REG-Erzeugern im Strommarkt schlägt also direkt auf deren wirtschaftliche Situation durch.

Für ein Quotenmodell mit fairen Chancen für unabhängige Erzeuger sind im Strommarkt zwei Rahmenbedingungen unverzichtbar:

- a) Der Zugang zu den Stromnetzen muss für alle Erzeuger zu gleichen, nichtdiskriminierenden Bedingungen in Bezug auf die Höhe der Entgelte, deren Struktur und der Transaktionskosten sichergestellt sein.
- b) Für den gleichberechtigten Verkauf des Stroms muss entweder eine Börse vorhanden sein, die den Erzeugern von Strom aus erneuerbaren Energien faire Preise bietet oder diese Funktion muss von Aggregatoren wahrgenommen werden.

Während die Bedingung b) voraussichtlich vom Markt in hinreichender Weise gelöst werden kann, kann die Erfüllung der Bedingung a) mit Schwierigkeiten verbunden sein.

Es gibt eine Vielzahl von Hinweisen darauf, dass der Netzzugang derzeit noch nicht für alle Anbieter gleichberechtigt gewährleistet ist. So sind nicht nur die Netznutzungsgebühren vieler Versorgungsunternehmen im internationalen Vergleich sehr hoch, auch ihre starke lokale Streuung zeugt von stark unterschiedlichen Netzkonditionen in Abhängigkeit vom Ort, an dem der Strom an den Kunden verkauft werden soll.²¹

Hier zeigen sich die Folgen der im Energiewirtschaftsgesetz von 1998 nur buchhalterisch vorgenommenen, schwachen Entflechtung von Erzeugung, Netzbetrieb und Lieferung von

²¹ Vgl. hierzu den Bericht der Arbeitsgruppe Netznutzung Strom der Kartellbehörden des Bundes und der Länder vom 19. April 2001 (Bundeskartellamt et al. 2001) sowie die Ausführungen des Geschäftsführers der Ampere AG vor der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ des 14. Deutschen Bundestages (Rottenbacher 2000). Für eine aktuelle Übersicht der lokalen und regionalen Netznutzungsentgelte vgl. (VEA 2001).

Strom.²² Die nach wie vor vertikal integrierten Unternehmen nehmen bei der Gewährung des Netzzugangs für konkurrierende Anbieter die Interessen von unternehmenseigener Stromerzeugung, -beschaffung und -vertrieb wahr, die derzeit in einem harten Verdrängungswettbewerb stehen.

Insgesamt wurde bisher ein nichtdiskriminierender Netzzugang nicht erreicht. Vielmehr mindern der Verzicht auf eine Netzzugangsverordnung und eine Regulierungsinstanz zur Absicherung ihrer Umsetzung in Kombination mit einem nur schwachen „Unbundling“ der Netze von den Wettbewerbsbereichen Erzeugung und Vertrieb die Wettbewerbschancen unabhängiger Anbieter erheblich (Leprich 2000). Aufgrund des aktuellen Umfeldes der Marktentwicklung und der Anreize durch (fehlende) staatliche Regulierung werden sich diese Zustände ohne staatliches Eingreifen auch kaum ändern (Brunekreeft/Keller 2000).

Es ist absehbar, dass nichtdiskriminierende Bedingungen für den Netzzugang nur dann geschaffen werden können, wenn entweder der Netzzugang staatlich reguliert wird oder eine starke und effektive Missbrauchsaufsicht über die Netzmonopole eingerichtet wird. Dies würde eine erhebliche personelle Aufstockung der Kartellbehörden des Bundes und der Länder bedingen oder die Einrichtung einer Regulierungsbehörde für die Stromwirtschaft.

Sofern und solange die beiden genannten Bedingungen nicht oder nicht ausreichend erfüllt sind, könnte zur Flankierung des unvollkommenen Strommarktes eine parallel zum Quotenmodell bestehende Ankaufspflicht für die Stromerzeugung aus Anlagen unabhängiger Erzeuger regenerativen Stroms vorgesehen werden. Dabei wären gegenüber dem jetzt bestehenden Einspeisungstarifen deutlich geringere Mindestvergütungssätze festzuschreiben, die den real vermiedenen Kosten der regenerativen Erzeugung (unter Einbezug der Vor- und Nachteile der dezentralen Einspeisung) entsprechen. Mit der zu erwartenden fortschreitenden Entwicklung eines nichtdiskriminierenden Strommarktes könnte diese Ankaufspflicht gleitend auslaufen, indem die Mindest-Ankaufpreise sukzessive abgesenkt werden. Insofern kann die Abnahme- und Vergütungspflicht zu vermiedenen Kosten auch als eine Maßnahme zur Flankierung des Übergangs vom Mindestpreissystem in ein Quotenmodell verstanden werden.

Allerdings besteht hier wie bereits beim EEG und seinem Vorläufer, dem StrEG das Problem, dass die Netzbetreiber als Monopolisten die einzigen logischen Adressaten einer solchen Ankaufspflicht sind, diese jedoch nach dem Prinzip der Entflechtung nicht selbst als Stromhändler auftreten sollen. Damit wäre es erforderlich, einen Mechanismus zu verwenden, der der jetzigen bundesweiten Umlage des EEG entspricht (Ankaufspflicht für Netzbetreiber, jedoch anteilige Weitergabe an die Letztversorger).

Letztlich wird zum Zeitpunkt der Einführung eines Quotenmodells zu prüfen sein, ob der Netzzugang und die Möglichkeiten der Teilnahme am Stromhandel für die Erzeuger von REG-Strom hinreichend diskriminierungsfrei gewährleistet sind. Sollte dies (noch) nicht der Fall sein, dann sind die genannten Kompensationsmaßnahmen unverzichtbar, um gleiche Chancen auf dem Zertifikatsmarkt sicherzustellen.

²² Der Betrieb der Netze muss auf der Ebene des Managements von den anderen Abteilungen getrennt werden. Dennoch zeigt sich, dass eine wirkliche Entflechtung der Interessen der vertikal integrierten Unternehmen so nicht hinreichend sichergestellt werden kann.

5.4 Wechselwirkung einer Quotenregelung mit dem Markt für Ökostrom

Zwischen staatlich initiierten Fördermechanismen und wettbewerblich organisiertem Markt bestehen zahlreiche Wechselwirkungen, die Konflikte hervorrufen können. Die Wechselwirkungen zwischen staatlichen Förderinstrumenten und dem Markt für Ökostrom sind insbesondere dann komplex, wenn die Eingriffe der Instrumente auf der Nachfrageseite ansetzen, wie es bei der Quotenregelung der Fall ist. Staatlich initiierte Förderung und grüner Markt können sich gut ergänzen, z.B. wenn unterschiedliche Erzeugungstechnologien angesprochen werden, so dass es zu keinen Überschneidungen in den Geltungs- bzw. Kompetenzbereichen kommt. So könnte Strom aus energieeffizienter Kraft-Wärme-Kopplung als Ökostrom zugelassen und vermarktet werden,²³ während er von einer erhöhten Vergütung gemäß EEG ausgeschlossen ist. Entsprechendes gilt aufgrund von Leistungsbegrenzungen im EEG für viele Großanlagen (z.B. Wasserkraft und Deponiegas größer 5 MW, Biomasse größer 20 MW). Daneben kann es auch aus ökonomischen Gründen zu einer mit den staatlichen Förderzielen konformen Koexistenz von Ökostrommarkt und Umweltinstrumenten kommen: Die Stromerzeugung aus Photovoltaik wird beispielsweise auf absehbare Zeit deutlich kostspieliger sein als andere umweltverträgliche Energien, so dass Erlöse aus dem EEG oder auch aus einer Quotenregelung – soweit dort keine Teilquoten vorgesehen sind – ohnehin nicht die gesamten Erzeugungskosten abdecken.

In den hier beschriebenen Fällen wird deutlich, dass sich Markt und Förderung immer dann gut ergänzen, wenn eine klare *Marktdifferenzierung* vorliegt. Konfliktträchtiger ist die Beziehung zwischen öffentlicher Förderung und grünem Markt hingegen, wenn die Nachfrage auf dem Ökostrommarkt in Konkurrenz zur Förderwirkung der Instrumente tritt. Grundsätzlich lässt sich das Zusammenspiel auf zweierlei Art regeln (Langniß/Markard 1999):

- 1) wechselseitige Ausschluss (Exklusion) von Förderinstrument und Markt, sowie
- 2) additive Ergänzung (Inklusion) von Förderinstrument und Markt.

Hintergrund des ersten Ansatzes ist die Vorstellung, dass der Umweltnutzen der umweltverträglichen Stromproduktion nur an einer Stelle vermarktet werden darf: Das heißt entweder auf dem Markt für Ökostrom oder – im Fall einer Quotenregelung – zur Erfüllung der Verpflichtung. Der Aspekt des Umweltnutzens ist damit ebenso erfüllt, wie der Wunsch der Ökostrom-Kunden nach einer weiteren Förderung der EE. Sie leisten durch ihr freiwilliges Engagement einen Beitrag über das der Allgemeinheit zumutbare Maß, die Quote, hinaus. Die Markttransparenz kann dadurch sichergestellt werden, dass ein Ökostrom Kunde gleichzeitig als Konsument von Zertifikaten auftritt und diese vom Markt genommen werden, also für die Erfüllung der Quote nicht mehr zur Verfügung stehen. Ökostromanbieter müssen dann für ihren gesamten Ökostromabsatz Zertifikate vorweisen – zusätzlich zu denen, mit denen sie die Erfüllung ihrer Quotenverpflichtung belegen. Die höhere Nachfrage nach Zertifikaten induziert jedoch eine Preissteigerung am Gesamtmarkt und verursacht somit eine höhere Belastung der Quotenverpflichteten. Diese werden daher die Variante eher ablehnen. Aus Sicht der Ökostrom-Produzenten ergeben sich aufgrund steigender Preise zusätzliche Produzentenrenten.

²³ Vgl. die Kriterien der Zertifizierungsverfahren für Ökostrom in Deutschland (z.B. Eurosolar 1999 und Öko-Institut 1999 bzw. EnergieVision 2000).

Im zweiten Ansatz wird dagegen angenommen, dass sich ein staatlich verpflichteter Nachfrager und ein Ökostrom-Kunde den Umweltnutzen durchaus teilen können. Dann könnte der Umweltnutzen auf dem Ökostrom-Markt verkauft und gleichzeitig aber auch zur Quotenerfüllung herangezogen werden.

Hinsichtlich des Umweltnutzens ist diese Variante negativ zu beurteilen, da keine neue Anlagen entstehen. Darüber hinaus wird die gesetzliche Finanzierungslast der Quotenverpflichteten auf die Ökostrom-Kunden überwältigt, wodurch für diese ein wesentlicher Antrieb für ihr freiwilliges Engagement entfällt. Die Quotenverpflichteten werden diese Variante dagegen positiv beurteilen, da sie ihre durch die Quotenverpflichtung entstehenden finanziellen Belastungen durch die Vermarktung als Ökostrom reduzieren können. Insbesondere bei einer Quotenverpflichtung der Verteilunternehmen entsteht für diese ein starker Anreiz, als Anbieter im Ökostrommarkt aufzutreten.²⁴

Die Analyse zeigt, dass die privatwirtschaftliche Nachfrage nur bei einem wechselseitigen Ausschluss von Quote und Vermarktung als Ökostrom einen zusätzlichen Ausbau von Kraftwerkskapazitäten zur Nutzung erneuerbarer Energien induziert. Die Quotenregelung wird durch eine zusätzliche Nachfrage, die wie eine erhöhte Quote wirkt, dann sehr effektiv verstärkt. Es wird aber auch deutlich, dass keine der beiden dargestellten Varianten den Zielen aller beteiligten Interessengruppen in gleichem Umfang gerecht werden kann. So lässt sich beispielsweise ohne eine weitere Marktdifferenzierung nicht verhindern, dass entweder windfall-profits entstehen oder Zahlungen von Ökostromkunden ohne Förderwirkung bleiben. Insofern ist eine Abwägung der Vor- und Nachteile vorzunehmen. In Bezug auf die Quotenregelung kommt der wechselseitige Ausschluss der Nachfragströme den Strukturen eines auf Wettbewerb basierenden Marktes sehr stark entgegen, so dass sich in diesem Fall Quote und Ökostrommarkt am wirksamsten ergänzen. Die genannten windfall-profits wären dabei als marktinhärent in Kauf zu nehmen.

Zum wechselseitigen Ausschluss könnte der Gesetzgeber auf die Rahmenbedingungen des Ökostrom-Marktes einwirken. So könnte er den Vertrieb von jenen Strom als Ökostrom verbieten, der Zertifikate erhalten hat. Dies wäre aber sowohl politisch als auch von der rechtlichen Seite her nicht haltbar. Der Gesetzgeber würde auf diese Weise darstellen, dass Strom, der unter die Quotenverpflichtung fällt, eigentlich nicht ökologisch wertvoll ist und würde sich damit die Begründung für die Quotenverpflichtung selbst entziehen.²⁵ Schwerer gegen ein solches Vorgehen wiegen wohl die juristischen Bedenken. Denn die Aussagen der Anbieter zum Ökostrom beziehen sich nämlich in erster Linie auf die Umweltfreundlichkeit der Energiegestehung, die natürlich auch dann erhalten bleibt, wenn die Erzeugung im Rahmen einer Quotenregelung gefördert worden ist. Damit entfallen sachliche Gründe, den Ökostrom-Angeboten den Ausweis ihrer Umweltfreundlichkeit zu entziehen, nur weil sie öffentliche Förderung genossen haben.

Naheliegender wäre auch, genau das Entgegengesetzte des im vorherigen Absatz Beschriebenen zu fordern: Der Staat erlaubt nur für jenen Strom die Bezeichnung als "grün", für den gültige

²⁴ Dieser Fall trat anfänglich bei der Quotenregelung in den Niederlanden auf. Verteilunternehmen konnten die in eigenen Anlagen erzeugte regenerative Elektrizität als Ökostrom vermarkten und die entstehenden Zertifikate gleichzeitig zur Erfüllung ihrer Quotenverpflichtung nutzen.

²⁵ Das ist eine Problematik, die vergleichbar auch in der Diskussion über die Einführung des Umweltzeichens "Blauer Engel" für Ökostrom in Deutschland eine große Rolle spielte.

Zertifikate vorliegen. Wenn die Zertifikate zur Erfüllung der Quotenverpflichtung gelöscht werden, dürfte dann gleichzeitig der entsprechende Strom nicht mehr als Ökostrom vermarktet werden. Um den umgedrehten Fall auszuschließen, das heißt, der bereits "grün" vermarktete Strom wird gleichzeitig auch zur Erfüllung der Quotenverpflichtung herangezogen, ist staatlicherseits von den Anbietern bei der Vermarktung des Ökostroms gleichzeitig die Löschung der Zertifikate zu fordern. Die formale Begründung für eine solche Regelung sollte sich darauf stützen, dass durch ein solches Vorgehen die Ökostrom-Verbraucher vor einer mehrfachen Vermarktung der "grünen" Eigenschaft des Stroms geschützt werden sollen. Weiterhin ist bei einer solchen Regelung zu beachten, dass die Definition der begünstigten Technologien in der Quotenregelung möglichst alle denkbaren erneuerbaren Technologien umfasst.

Auch indirekte Einwirkungsmöglichkeiten der öffentlichen Hand auf die Gestaltung der Rahmenbedingungen des Ökostrom-Marktes hin zum Ausschlussprinzip sind denkbar. Staatliche Stellen können z.B. öffentlich betonen, dass ausschließlich "grüne" Angebote mit Zertifikaten einen zusätzlichen Ausbau erneuerbarer Energien nach sich ziehen.²⁶ Weiterhin könnten auch jene "grünen" Angebote staatlicherseits unterstützt werden, die auf eine Zertifizierung zum Zwecke der Quotenverpflichtung verzichtet haben. In diesem Falle wäre allerdings eine alternative Zertifizierung durch vertrauenswürdige Organisationen zu fordern. Neben öffentlichen Verlautbarungen könnte der Staat dabei selber auch als Nachfrager auftreten. Schließlich könnte er auch die Entwicklung von privaten Labels unterstützen, die nur an jene Ökostromangebote verliehen werden, die dem Ausschlussprinzip folgen. Dieses Vorgehen wird allerdings im Vergleich zu der im vorherigen Absatz beschriebenen Regelung als weniger leistungsfähig eingeschätzt.

Der wechselseitige Ausschluss von Quotenverpflichtung und Ökostromnachfrage zum Zwecke des zusätzlichen Ausbaus erneuerbarer Energien könnte also über eine staatliche Ökostrom-Definition erfolgen: Nur Strom, der

1. offiziell nach den Richtlinien der Quotenverpflichtung zertifiziert ist, und
 2. dessen Zertifikat beim Verbrauch des Stroms gelöscht wird,
- dürfte dann als Ökostrom bezeichnet werden.

5.5 Übergangsregelungen zum Schutz von Einspeisern nach dem EEG

Derjenige, der unter der Geltung der derzeitigen Förderregelungen des StrEG oder EEG eine Anlage zur Erzeugung von REG-Strom betreibt, hat ein nachvollziehbares Interesse daran, dass die Bedingungen für die finanzielle Unterstützung unverändert bleiben. Er ist längerfristige Verpflichtungen eingegangen, hat Kapital investiert und Know-how eingebracht. In der Konsequenz erwartet er, dass sein Engagement auch von der Rechtsordnung geachtet und geschützt wird. Dabei haben die Betroffenen aber keinen Anspruch darauf, dass der Gesetzgeber eine Änderung der Rechtslage unterlässt, der Übergang von einem Mindestpreismodell hin zu einer Quotenregelung ist zulässig. Der Gesetzgeber ist dem öffentlichen Interesse, also dem Gemeinwohl verpflichtet und darf nicht im Interesse Einzelner an (möglicherweise überholten) Rechtspositionen festhalten.

²⁶ In diesem Fall müssen vom Ökostrom-Anbieter die entsprechenden Zertifikate gelöscht werden, ohne sie auf die Quotenverpflichtung anzurechnen.

Bei einem Systemwechsel können jedoch die Anlagenbetreiber, die unter dem Regime garantierter Mindestpreise in die REG-Stromerzeugung investiert haben, verlangen, in ihrem Vertrauen geschützt zu werden, soweit ihre eigene Geschäftsgrundlage betroffen ist. Die konzeptionelle Verankerung dieses Vertrauens bewegt sich im Spannungsfeld zwischen unternehmerischem Risiko und eigenverantwortlichem wirtschaftlichen Handeln einerseits und der Umsetzung staatlich veranlasster Wirtschaftslenkung und gesetzlich intendiertem Verhalten andererseits. Erforderlich ist dabei insbesondere, dass der Gesetzgeber angemessene Übergangsregelungen schafft. Diese Anforderung folgt zwingend aus dem verfassungsrechtlich verankerten Grundsatz der Verhältnismäßigkeit; der Betroffene erlangt dadurch einen gewissen, zeitlich begrenzten Schutz.

Was die weitergehenden Ansprüche aus der bisherigen Planung (sog. Plangewährleistungsansprüche) der Anlagenbetreiber angeht, so muss sich das enttäuschte Vertrauen in vermögensrechtlichen Nachteilen manifestieren, die unmittelbar aus der Änderung der Fördermechanismen erwachsen, wobei nicht jeder Vermögensnachteil vermieden oder kompensiert werden muss. Der Umfang des Vertrauensschutz leitet sich aus einer Abwägung der involvierten privaten und staatlichen Interessen ab. Eine Plangewährleistung und darauf aufbauende Ansprüche gegen den Staat kommen nur dann zum Tragen, wenn kein überwiegendes öffentliches Interesse an der Planänderung feststellbar ist und die Entwertung der getroffenen Dispositionen die Wesentlichkeitsschwelle überschreitet und sich als unzumutbares Opfer erweist. Der rechnerische Abgleich der Situation unter der Geltung des EEG und der (geschätzten) Lage im Rahmen einer Quotenregelung wird im Einzelfall Aufschluss über den Wesentlichkeit entwerteter Dispositionen geben. Dabei wird nur die Möglichkeit der Refinanzierung des eingesetzten Kapitals berücksichtigt. Entgangene Gewinne dürfen dagegen nicht in die Abwägung eingestellt werden. Das rechtlich erhebliche Vertrauen kann keinesfalls weiter reichen als der Schutz von als Eigentum zu qualifizierenden subjektiven Rechten. Das bedeutet, dass Chancen, Erwartungen und Gewinnaussichten nicht gegen eine Änderung der Fördermechanismen in Ansatz gebracht werden dürfen.

Die Möglichkeiten des Gesetzgebers zur Gestaltung von Übergangsregelungen sind vielfältig. In Betracht kommen etwa Härtemilderungsklauseln, Optionsmöglichkeiten, Überbrückungs-(bei)hilfen und Ausgleichszahlungen für besondere Nachteile. Die einzelnen nachfolgenden Regelungen können alternativ oder auch in Kombinationen mit einander umgesetzt werden. Dabei wird darauf zu achten sein, dass die Übergangsregelungen einerseits die gewünschte Wirkung eines sanften Übergangs in das Quotenmodell leisten müssen, andererseits jedoch nicht zu komplex sein dürfen.

Unveränderter Fortbestand des EEG parallel zu einem Quotenmodell für Neuanlagen

Der Fortbestand des EEG ist für die Betreiber der „Altanlagen“ die komfortabelste Lösung: Für sie würde sich gar nichts verändern. Das Quotenmodell würde ausschließlich für neugebaute Anlagen zur Anwendung kommen.

Diese Variante der Übergangsregelungen hat jedoch drei entscheidende Nachteile: Zum einen kommen die Vorzüge des Quotenmodells erst sehr langsam überhaupt zur Geltung, da der überwiegende Teil der Stromerzeugung aus REG im Mindestpreissystem verbleibt. Zweitens werden auf längere Sicht zwei verschiedene Fördersysteme für REG-Strom parallel nebeneinander betrieben, was die Transaktionskosten der REG-Förderung in die Höhe treibt.

Und schließlich bedarf ein funktionierender Zertifikatsmarkt eines gewissen Mindestvolumens, um funktionsfähig zu sein. Dies wäre bei einem rein auf Neuanlagen beschränkten Quotenmodell in den ersten Jahren wohl kaum der Fall.

Aus diesen Gründen ist diese Regelung, die gar keinen „Übergang“ im eigentlichen Sinne darstellt, nicht zu empfehlen.

Teilweiser Fortbestand der Ankaufverpflichtung für REG-Strom zu Mindestvergütungssätzen

Wenn auch ein unverändertes Fortbestehen der Regelungen des EEG für die „Altanlagen“ kaum sinnvoll erscheint, so könnten diese doch für einen Teil des unter dem EEG geförderten Anlagenkatalogs weitergeführt werden. Zu denken ist hierbei insbesondere an Kleinanlagen, deren Betreibern es kaum zuzumuten ist, künftig die Produkte Strom und REG-Zertifikate auf zwei separaten Märkten unter Wettbewerbsbedingungen zu verkaufen. Denkbar wäre auch, die noch marktferneren Technologien wie z.B. die Photovoltaik, für die in einem umfassenden Fördersystem auf Basis eines Quotenmodells ohnehin eine komplementäre Förderung notwendig ist, weiterhin über eine dem heute gültigen EEG entsprechende Regelung zu fördern.

Die Umlage der Kosten der Ankaufverpflichtung und des eingespeisten Stroms würde wie bisher über den mehrstufigen Ausgleichsmechanismus des EEG erfolgen. Damit würde den Letztversorgern, die nach den Ausführungen des Kapitels 5.1 auch Adressaten der Quotenverpflichtung sind, zugleich eine Ankaufverpflichtung für denjenigen Anteil von REG-Strom auferlegt, der weiterhin der Mindestpreisvergütung unterliegt. Auch hier würden zwei parallele Fördersysteme aufrechterhalten, was zu höheren Transaktionskosten führt.

Da es keineswegs ausgemacht ist, dass ein Quotenmodell mit einem ambitionierten Zeitplan zur Erhöhung der Quote für die Erzeuger wirtschaftlich weniger attraktiv sein muss als die EEG-Vergütungen, könnte den Betreibern der im Mindestvergütungssystem verbleibenden „Altanlagen“ ein einmaliges Recht zum Wechsel in das Quotenmodell eingeräumt werden (Schaeffer et. al. 2000).

Ankaufverpflichtung für Strom und REG-Zertifikate zu Garantiepreisen

Alternativ zur vorstehend beschriebenen Weiterführung des EEG kann auch eine Ankaufverpflichtung mit Hilfe des Zertifikathandelssystems realisiert werden. In diesem Falle würden auch die Erzeuger, die weiter von Garantiepreisen profitieren sollen, für ihren REG-Strom Zertifikate erhalten. Die bisher nach dem EEG zum Ankauf von REG-Strom verpflichteten lokalen Netzbetreiber würden dann den erzeugten Strom und die zugehörigen Zertifikate als Koppelprodukt abnehmen und wie bisher unter dem EEG vergüten. Die Zertifikate können dann von diesen normal auf dem Zertifikatsmarkt verkauft werden, der Strom auf dem Strommarkt. Zum Ausgleich der Differenzen zwischen den gezahlten Vergütungssätzen und der Summe aus dem Marktwert von Strom und Zertifikaten wäre weiterhin ein Umlage-mechanismus vorzusehen, der im Gegensatz zum EEG nur noch einen finanziellen Ausgleich beinhalten würde. Da in diesem Fall auch für die „Altanlagen“ Zertifikate ausgestellt und auf den Markt gebracht werden, könnte grundsätzlich ein ausreichend großer Zertifikatsmarkt entstehen, selbst wenn alle „Altanlagen“ im hier beschriebenen Sinne weiterhin Garantiepreise erhalten würden.

Allerdings hätten die zum Ankauf verpflichteten Netzbetreiber faktisch kein allzu großes Interesse, für ihre Zertifikate optimale Marktpreise zu erwirtschaften, da sie über den Ausgleichsmechanismus ohnehin entschädigt werden. Damit würde der Zertifikatsmarkt mit einem großen Angebot zu annähernd beliebigen Preisen stark verzerrt. Ein weiterer Nachteil dieser Regelung ist, dass hierdurch die Netzbetreiber in geringem Umfang zu Stromhändlern werden, was dem Gedanken der Entflechtung der stromwirtschaftlichen Funktionen widerspricht.

Aus diesen beiden Gründen ist von der Realisierung dieser Übergangsregelung abzuraten.

Begrenzung der Ankaufverpflichtung zu Mindestpreisen auf die Zertifikate

Die Übergangsregelung besteht hier darin, dass die Betreiber der „Altanlagen“ zwar den von ihnen erzeugten Strom zu Marktkonditionen verkaufen müssen, ihnen jedoch Preisgarantien für ihre Zertifikate eingeräumt werden, die die wirtschaftlichen Unsicherheiten des Quotenmodells abfedern. Dieser Mechanismus könnte für alle bisher nach dem EEG geförderten Anlagen oder für einen Teil davon geschaffen werden.

Der Verkauf des Stroms wird voraussichtlich auch für Betreiber kleinerer Anlagen kein Problem darstellen, da sich mit großer Sicherheit Dienstleister finden werden, die als Aggregatoren den Strom vieler REG-Erzeuger aufkaufen und gebündelt an geeignete Abnehmer veräußern.²⁷ Im Gegensatz zu dem vorstehend dargestellten Modell einer Ankaufverpflichtung für Strom und REG-Zertifikate zu Garantiepreisen werden also hier die Netzbetreiber nicht zu Stromhändlern.

Allerdings tritt wie vorstehend genannt auch hier das Problem auf, dass die zum Ankauf verpflichteten Netzbetreiber kein großes Interesse haben werden, die Zertifikate bestmöglich zu verkaufen. Mit Marktverzerrungen im Zertifikathandelssystem ist also auch hier zu rechnen, wobei die Verzerrungen umso größer sind, je größer der Anteil der „Altanlagen“ im Zertifikatsmarkt ist. Auch diese Variante der Übergangsregelung ist also möglicherweise mit erheblichen Nachteilen für den Zertifikatsmarkt verbunden.

Garantierte Preisuntergrenzen für Zertifikate

Denkbar wäre es, Regelungen zur Sicherung eines Mindestpreises für Zertifikate zu implementieren. Dies könnte entweder durch Interventionen einer Aufsichtsbehörde im Zertifikatsmarkt erfolgen, die analog zur Rolle der Nationalbanken bzw. der EZB Stützungskäufe zur Preisstabilisierung vornehmen könnte. Alternativ könnte ein Mindestpreis auch ordnungsrechtlich festgesetzt werden.

Zu klären wäre weiterhin, ob die garantierten Preisuntergrenzen für alle Zertifikate oder nur für diejenigen von „Altanlagen“ gelten sollen. Eine Beschränkung auf die „Altanlagen“ könnte ggf. zu einer Spaltung des Marktes führen. Da zumindest in der Anfangsphase eines Quotenmodells die „Altanlagen“ den überwiegenden Teil, später immerhin noch einen nennenswerten Teil des Angebots an Zertifikaten ausmachen, werden die garantierten Preisuntergrenzen faktisch für den gesamten Markt wirksam werden.

²⁷ Voraussetzung hierfür ist jedoch, dass für die REG-Erzeuger ein nichtdiskriminierender Zugang zu den Stromnetzen gewährleistet wird, vgl. Kapitel 5.3.

Die Wechselwirkungen dieser Übergangsregelung mit dem Marktgeschehen sind also sehr groß. Zudem widerspräche eine Preisuntergrenze für den gesamten Markt auch dem Grundgedanken des Quotenmodells, eine möglichst kostengünstige REG-Stromerzeugung zu stimulieren und die REG an den Strommarkt heranzuführen. Aus diesen Gründen sollten garantierte Preisuntergrenzen wenn überhaupt, dann nur in einem relativ eng befristeten Zeitraum eingeführt werden.

Ausgleichszahlungen

Weiter kann vorgesehen werden, dass die Betreiber von „Altanlagen“ zwar in den Strom- und Zertifikatsmarkt eintreten müssen, zugleich jedoch einen direkten finanziellen Ausgleich im Falle einer Unterschreitung einer definierten Mindestförderung garantiert bekommen. Somit würde ein Mindestbetrag für die Summe der Erlöse aus dem Verkauf von Strom und Zertifikaten festgelegt werden, der den Mindestvergütungssätzen des EEG oder angemessenen Anteilen davon entspricht. Sollten die Erlöse unter diese Grenze fallen, so wären Ausgleichszahlungen entweder aus staatlichen Haushaltsmitteln oder aus einem Fonds zu leisten, der von den Quotenverpflichteten oder den Netzbetreibern anteilig zu speisen wäre.

Da die Förderung des Ausbaus der REG im EEG von den Stromverbrauchern und nicht von den Steuerzahlern finanziert wird und der Staat keine direkten Vorteile aus der Einführung eines Quotenmodells hat, ist wenig einsichtig, warum die Mittel für die Ausgleichszahlungen aus öffentlichen Haushalten bestritten werden sollten. Daher kommt wohl nur ein Fonds in Frage, der letztlich von den Stromverbrauchern gespeist wird.

Allerdings würde auch diese Übergangsregelung letztlich starke Auswirkungen auf den Zertifikatsmarkt haben, denn die Betreiber von „Altanlagen“ hätten kaum Anreize, optimale Erlöse für ihre Zertifikate anzustreben. Zumindest in der Anfangsphase eines Quotenmodells würde also ein großer Teil der Anbieter von Zertifikaten nicht wirklich nach Marktbedingungen operieren, der Markt würde empfindlich gestört.

Alternativ zu laufenden Ausgleichszahlungen könnte auch eine einmalige Zahlung zum Ausgleich künftig niedrigerer Erlöse gezahlt werden. Auf diese Weise bleibe die Anreizwirkung voll erhalten. Die Einmalzahlung sollte im Idealfall dem individuellen Barwert aller künftigen Differenzen zwischen Erlösen unter der neuen Quotenregelung und den ursprünglich erwarteten Erlösen unter dem EEG entsprechen. Da diese Differenzen nur ex-post exakt ermittelt werden können, sollten sie auf dem Verhandlungswege zwischen Altbetreibern und Aufnahmeverpflichteten nach EEG festgelegt werden. Diese Verhandlungen können sich als schwierig und langwierig erweisen.

Bevorzugung von REG-Strom im Strommarkt

Schließlich kann eine Absicherung der „Altanlagen“ anstelle oder ergänzend zum Zertifikatsmarkt auch auf dem Strommarkt erfolgen. Denkbar wäre es z.B., für REG-Strom aus „Altanlagen“, der dem Quotenmodell unterliegt und für den Zertifikate ausgestellt wurden, die Netznutzungsentgelte zu reduzieren oder sogar völlig zu erlassen. Die Höhe dieses Vorteils sollte sich an der Relation der Erlöse aus Stromverkauf und Zertifikaten zur früheren Einspeisevergütung oder Anteilen hiervon orientieren.

Die Umsetzung dieser Regelung würde eine relativ flexible Regulierung der ermäßigten Netznutzungsentgelte erfordern, die mindestens jährlich auf die Preisentwicklungen auf den

Märkten für Strom und Zertifikate reagiert. Zudem wäre wiederum ein Ausgleichsmechanismus erforderlich, der die Kosten dieser Regelung auf alle Netzbetreiber gleichmäßig verteilt.

Auch dieses Verfahren ist nicht ohne Auswirkungen auf den Zertifikatsmarkt: Wie in den vorstehend genannten Alternativen reduziert sich der Anreiz für die Betreiber von „Altanlagen“, die Erlöse für Strom und Zertifikate zu maximieren.

Eine andere Bevorzugung könnte in einer Befreiung des REG-Stroms von der Stromsteuer liegen. Dabei würde jedoch der Ausgleich für den Übergang zwischen den beiden Förderinstrumenten wiederum vom Steuerzahler finanziert. Zudem wäre die Frage zu klären, wie beim steuerpflichtigen Kunden der Nachweis geführt werden kann, dass der Strom aus REG stammt, wenn die Zertifikate unabhängig vom Strom gehandelt werden.

Zusammenfassung

Wie zu erkennen ist, können alle Modelle für Übergangsregelungen, die die „Altanlagen“ einerseits in den Zertifikatsmarkt integrieren, sie zugleich aber effektiv vor den möglichen Härten dieses Marktes schützen wollen, zu erheblichen Marktverzerrungen führen. Diese Verzerrungen sind insbesondere in den ersten Jahren eines neuen Fördersystems von Bedeutung, wenn der Bedarf an finanzieller Absicherung der „Altanlagen“ groß ist und sie zugleich den überwiegenden Teil des Zertifikatsmarktes ausmachen.

Eine einfache Lösung zwischen den Anliegen, einerseits ein funktionsfähiges neues Fördermodell zu schaffen, das über einem ausreichend großen Zertifikatsmarkt verfügt, andererseits jedoch die „Altanlagen“ so weit wie möglich und sinnvoll gegen die möglichen Härten eines freien Zertifikatsmarktes zu schützen, gibt es offensichtlich nicht.

Eine sinnvolle Strategie kann daher am ehesten in einer Kombination verschiedener Elemente zu einer Gesamtstrategie liegen. So könnten zunächst nur die „Altanlagen“ in das Quotenmodell entlassen werden, deren Vergütungssätze ohnehin relativ niedrig sind (z.B. Wasserkraftwerke und ältere Windkraftanlagen, deren standortabhängige Vergütung bereits in der Degression ist). Für die übrigen Anlagen könnte der EEG-Mechanismus befristet weiterbestehen und später in eine Ankaufverpflichtung zu Mindestpreisen für die Zertifikate oder in ein System mit Ausgleichszahlungen übergehen. Die Details solcher Regelungen sind in einem politischen Prozess zu entscheiden.

Zu klären ist in jedem Falle, wie weit das vorgesehene Quotenmodell jeweils für die EEG-„Altanlagen“ geöffnet werden soll. Sofern das EEG nicht von vornherein fortbestehen soll, sind die EEG-„Altanlagen“ zumindest in den Teilen in den Kreis der Begünstigten der Quote einzuschließen, die durch eine Nachfrage nach Zertifikaten gefördert werden sollen. Je nachdem, in welchem Umfang dies erfolgt, muss diese Form des zusätzlichen Angebots auch bei der Festlegung der Quotenhöhe mit berücksichtigt werden.

6 Einbettung eines deutschen Quotenmodells mit Zertifikathandel in den europäischen Kontext

6.1 Rechtsetzungsbestrebungen auf europäischer Ebene

Alle nationalen Förderinstrumente für REG-Strom – ob preis- oder mengengesteuert – müssen sich der Frage der „Europatauglichkeit“ stellen. Ein Quotenmodell der hier vorgeschlagenen Art orientiert sich eng am europäischen (Primär- und Sekundär-)Recht und nimmt die Vorgaben des EG-Vertrags und der daraus abgeleiteten Rechtsakte auf. Auch mit dem aktuell diskutierten Richtlinienentwurf der Kommission²⁸ zur Förderung der REG-Stromerzeugung lässt sich das Fördermodell ohne weiteres in Einklang bringen.

Jeder Förderansatz für REG-Strom greift – mehr oder minder stark – in den Wettbewerb ein und gerät dabei zwangsläufig in Konflikt mit den Regeln der Wettbewerbsfreiheit, die protektionistische Maßnahmen und eine Abschottung der nationalen Märkte im Sinne eines freien Binnenmarktes verbieten. Es steht außer Zweifel, dass die erneuerbaren Energien derzeit noch nicht wettbewerbsfähig sind und nicht aus eigener Kraft am Markt bestehen können. Für einen effektiven Umwelt- und Klimaschutz können Eingriffe in den Markt und den Wettbewerb zeitweise toleriert werden, jede Fördermaßnahme trägt aber ihre Endlichkeit in sich und die europäische Idee eines Binnenraumes ohne Schranken erlaubt nur ausnahmsweise ein Abweichen von den garantierten Grundfreiheiten in der Gemeinschaft.

Der REG-Stromsektor kann sich dem Bedürfnis nach einer schrittweisen Öffnung der nationalen Grenzen nicht entziehen. Die in den Gründungsverträgen der Europäischen Gemeinschaft verankerten Grundsätze der Warenverkehrsfreiheit und der Freiheit des Wettbewerbs werden kontinuierlich strengere Anforderungen an die Förderung der erneuerbaren Energien stellen, eine mittelfristige Marktorientierung des REG-Stromsektors wird unausweichlich sein. Auch der über verschiedene Entwurfsstadien entwickelte, o.g. Richtlinienvorschlag verschließt sich diesem Befund nicht und betont die Notwendigkeit einer Integration der erneuerbaren Energien in den sich entwickelnden Elektrizitätsbinnenmarkt.

Der in diesem Zusammenhang immer wieder heraufbeschworene Konflikt zwischen freiem Warenverkehr einerseits und Umweltschutz andererseits wird den tatsächlichen Strukturen des geltenden Gemeinschaftsrechts nicht gerecht. Eine zeitweise Durchbrechung der Binnenmarktregeln durch die Mitgliedstaaten lassen sich aus ökologischen Gründen durchaus rechtfertigen. Doch die Fördermaßnahmen müssen *geeignet* sein, das angestrebte Ziel zu erreichen, sie müssen *erforderlich* sein, d.h. es muss das mildeste Mittel zur Zweckerreichung gewählt werden und schließlich müssen *Zweck und Mittel in einer angemessenen Relation* stehen. Eine einmal eingeführte Fördermaßnahme hat sich fortwährend am Gebot der *Verhältnismäßigkeit* zu orientieren. Je weiter die erneuerbaren Energien in den Markt wachsen und eigene Marktpositionen verfestigen, umso mehr darf die Idee der Wettbewerbsfreiheit an Raum gewinnen. Noch sind die erneuerbaren Energien weit davon entfernt, auf dem regulären Strommarkt ohne jegliche Förderung bestehen zu können. Doch

²⁸ Vorschlag der Europäischen Kommission für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt, Mai 2000 (KOM(2000) 884 endg.).

die „Emanzipation“ der erneuerbaren Energien lässt sich als allmählicher, aber kontinuierlicher Prozess begreifen. Ein Quotenmodell erweist sich dabei als logische Fortschreibung eines Mindestpreismodells auf dem Weg zur Integration des REG-Stroms in den regulären Strommarkt.

6.2 Kompatibilität mit anderen Zertifikathandelssystemen in Europa

Einer der wesentlichen Vorzüge der Kombination eines Quotenmodells mit einem Zertifikathandelssystem ist, dass die Förderung von REG-Strom über die Zertifikate unabhängig vom Strommarkt geregelt werden kann. Dabei liegt es nahe, zur optimalen Allokation der Mittel einen europaweiten Zertifikathandel einzuführen.

Damit jedoch ein Handel von REG-Zertifikaten europaweit ohne Verzerrungen der Märkte erfolgen kann, müssen die Nachfrage nach Zertifikaten und die Handelssysteme miteinander kompatibel sein. Dies kann im Wesentlichen anhand der Strukturelemente von Quotenmodellen diskutiert werden.

- Eine Harmonisierung der *Verpflichteten* ist für einen internationalen Zertifikathandel nicht erforderlich. Für den Preis der Zertifikate ist es letztlich unerheblich, ob diese von den Händlern, Endverbrauchern oder Erzeugern gekauft und entwertet werden müssen.
- Die *Beschaffenheit der Zertifikate* ist von erheblicher Bedeutung für internationalen Handel. Dabei stellt die Stückelung der Zertifikate das geringere Problem dar. Dagegen würde der Handel über die Grenzen der Systeme deutlich erschwert, wenn in einzelnen Zertifikatssystemen Gewichtungsfaktoren für bestimmte REG-Technologien bei der Ausstellung der Zertifikate eingeführt würden. In jedem Falle sollten die Zertifikate alle notwendigen Informationen tragen, die für die Anerkennung in verschiedenen Zertifikatssystemen erforderlich sind. Hier sollte ein internationaler Mindeststandard festgelegt werden.
- Wenn diese Bedingung erfüllt ist, so ist eine Harmonisierung der *Begünstigten* verschiedener Quotenmodelle nicht in jedem Fall erforderlich. Aufgrund der auf den Zertifikaten dokumentierten Informationen kann jeweils entschieden werden, ob diese in einem nationalen Quotenmodell anerkannt werden können oder nicht.

Entscheidend für die Entstehung von Marktverzerrungen ist vielmehr die Frage, ob für REG-Strom, der im nationalen Quotenmodell nicht begünstigt ist, dennoch Zertifikate ausgestellt werden und ob diese in anderen Zertifikatssystemen anerkannt werden. Dann sind geeignete Reziprozitätsregelungen erforderlich.

- Die Fragen der *Quotenhöhe* und der *Bemessungsgrundlage* sind in einem internationalen Zertifikathandelssystem äußerst sensibel zu handhaben. Es empfiehlt sich, die langfristige Entwicklung der Quotenhöhe in einem europaweit abgestimmten Prozess festzulegen. Einen ersten Schritt hierzu hat die EU-Kommission bereits mit ihren Vorschlägen für nationale Zielwerte für REG-Strom in dem Entwurf der neuen Richtlinie getan.
- Der *Prozess zur Festlegung der Quotenhöhe* kann in einzelnen Systemen unterschiedlich sein. Die hier für Deutschland vorgeschlagene Feinsteuerung durch eine geeignete Organisation müsste in einem internationalen Zertifikathandelssystem nicht nur den nationalen, sondern den gesamten grenzüberschreitenden Zertifikatsmarkt im Auge

behalten. Von großer Bedeutung ist jedoch die Frage der *Gleichzeitigkeit bzw. Kontinuität der Quotenverpflichtung*. Idealerweise wird in jedem Land jährlich ein Zielwert vorgegeben. Alternativ dazu könnten in allen am Handelssystem beteiligten Ländern auch diskrete Jahre mit Zielwerten festgelegt werden (z.B. mit Vorgaben für die Jahre 2005, 2010 usw.). Hierbei sollten jedoch alle Länder Zielwerte für die gleichen Jahre festlegen, damit sich die einzelnen nationalen Ziele auch wirklich addieren.

- Die Regelungen für ein ggf. zugelassenes *Borrowing* sollten nicht durch Ausstellung zusätzlicher, nicht durch eine REG-Erzeugung abgedeckter Zertifikate erfolgen, sondern durch eine Übertragung von Teilen der Quotenverpflichtung auf Folgejahre. Hierdurch wird sichergestellt, dass der Zertifikatsmarkt nicht durch „ungedekte“ Zertifikate verzerrt wird.
- Eine internationale Anerkennung von Zertifikaten ist nur dann sinnvoll, wenn in allen beteiligten Systemen ein etwa gleichwertiger *Kontroll- und Sanktionsmechanismus* implementiert ist. Dies gilt unter anderem für alle Regelungen, die die Zertifikatspreise beeinflussen, z.B. die für die Einführungsphase in Deutschland vorgeschlagene „buy-out“-Option, die die Preise der Zertifikate faktisch nach oben begrenzt.

Falls es andererseits einzelne Länder mit geringeren Kontrollstandards im Zertifikatssystem gäbe, würden diese Länder „Schlupflöcher“ darstellen, die das gesamte internationale System beschädigen können. Daher ist zu empfehlen, dass jedes Land Zertifikate aus anderen Ländern nur dann für die nationale Quotenregelung anerkennt, wenn diese vergleichbare Standards in Bezug auf Kontrollen und Sanktionen erreichen.

- Wichtig für die Wechselwirkungen im internationalen Handel mit Zertifikaten sind auch die neben der Quotenverpflichtung bestehenden *komplementären Förderinstrumente* einschließlich der verwendeten Übergangsregelungen. Es liegt auf der Hand, dass flankierende Förderungen in einzelnen Ländern, die so ausgestaltet sind, dass sie faktisch die national erzeugten Zertifikate subventionieren, eine Verzerrung des internationalen Marktes darstellen.

Insgesamt zeigt sich, dass der Aufbau eines grenzüberschreitenden Zertifikathandelssystems erhebliche zusätzliche Herausforderungen mit sich bringt, die bisher erst in Ansätzen analytisch adressiert wurden.²⁹ Wenn nun die vorstehend abgeleiteten Anforderungen an die Harmonisierung nationaler Quotenmodelle und Zertifikathandelssysteme auf das in Kapitel 5.1 entwickelte Quotenmodell für Deutschland im Kontext der bereits existierenden bzw. im Aufbau befindlichen Modelle anderer europäischer Länder angewendet werden (vgl. Tabelle 2-3), so ergibt sich folgendes Bild (vgl. auch Goossens 2000):

- Der am weitesten gehende Abstimmungsbedarf auf internationaler Ebene besteht im Bereich der *Begünstigten* und der hiermit eng korrelierten Frage der *Quotenhöhe*. Die Definition der Begünstigten streut in den existierenden bzw. geplanten Quotenmodellen stark und reicht von einer ausschließlichen Begrenzung auf kleine Wasserkraft (Österreich) bis hin zu einer relativ breiten Definition von erneuerbaren Energien einschließlich Deponiegas (England und Wales sowie Flandern). Die hier für Deutschland vorgeschlagene Fokussierung der Quotenverpflichtung auf Neuanlagen ist

²⁹ Verschiedene Szenarien in Bezug auf den Grad der Subsidiarität internationaler Zertifikathandelssysteme wurden in (Schaeffer et al. 2000) entwickelt und ausgewertet.

in vergleichbarer Form nur in Italien implementiert. Dafür werden dort jedoch Zertifikate nur in den ersten acht Betriebsjahren der Anlage ausgestellt.

Die in absoluter Höhe stark streuenden Quotenziele der einzelnen Länder sind jeweils im Verhältnis zum bereits erreichten Bestand der begünstigten REG-Stromerzeugung zu sehen. Vor diesem Hintergrund geben alle bestehenden und geplanten Quotenregelungen deutliche Ausbausignale für die begünstigten Technologien.

Dennoch kann derzeit von einer ausreichenden Harmonisierung der Begünstigten in europäischen Quotenregelungen keine Rede sein. Solange dies nicht erreicht werden kann wird empfohlen, entweder in jedem System nur Zertifikate für die tatsächlich begünstigten Technologien auszustellen (die dann auch international gehandelt werden könnten) oder importierte Zertifikate nur dann für nationale Ziele anzuerkennen, wenn für diese im Exportland eine Quote mit Ausbaureiz besteht.

- Problematisch ist, dass keines der existierenden bzw. geplanten Quotenmodelle eine kontinuierliche jährliche Entwicklung der Zielvorgaben vorsieht und die diskreten *Zeitpunkte der Zielvorgaben* international nicht koordiniert sind. Unter diesen Rahmenbedingungen ist von einer Anerkennung ausländischer Zertifikate für nationale Quoten dringend abzuraten, denn es wäre nicht auszuschließen, dass Anlagen mit ihren Zertifikaten in einem Jahr für das zu diesem Zeitpunkt geltende Ziel eines Landes angerechnet werden, in einem anderen Jahr jedoch die Zertifikate in ein anderes Land exportiert und für die dortige Quote verwendet würden. Im Zuge der Einführung eines deutschen Quotenmodells wäre auf eine entsprechende Harmonisierung hinzuwirken, bevor Importe anerkannt werden.
- Die *Beschaffenheit der Zertifikate* ist in den einzelnen Systemen durchaus unterschiedlich gestaltet. Die Stückelung der Zertifikate streut stark. Eine Annäherung der Stückelungen ist wünschenswert. Erleichternd für einen internationalen Handel ist, dass bisher kein Land vorgesehen hat, nach Technologien gewichtete Zertifikate einzuführen. Ob die Zertifikate ausreichende Informationen tragen, um im Falle eines Imports über deren Anerkennbarkeit für eine nationale Quote entscheiden zu können, ist derzeit in den meisten Fällen noch nicht absehbar.
- Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass in allen Ländern die implementierten Zertifikathandelssysteme und die Quotenverpflichtungen ausreichend scharf kontrolliert werden. Bevor eine gegenseitige Anerkennung der Zertifikate erfolgt, sollten jedoch angemessene gemeinsame Mindeststandards der beteiligten Länder vereinbart und deren Einhaltung kontrolliert werden. Problematisch kann die Interaktion eines freiwilligen Systems, wie es derzeit noch in den Niederlanden implementiert ist, mit gesetzlich verpflichtenden Systemen sein.
- Unter den derzeitigen Rahmenbedingungen würden in einem internationalen Zertifikathandel Marktverzerrungen aufgrund der *verschiedenen komplementären Förderinstrumente* auftreten. Dabei wird die für Deutschland vorgeschlagene und auch in anderen Ländern mit Quotenmodell praktizierte separate Förderung marktferner REG-Technologien wie der Photovoltaik eher eine geringe Rolle spielen. Bedeutsamer sind Regelungen wie der generell kostenlose Netzzugang für REG-Strom in Flandern, der den REG-Erzeugern einen erheblichen Vorteil auf dem Strommarkt verschafft. Ähnlich wirken sich die Steuervergünstigungen für REG-Strom in England und Wales und in den

Niederlanden aus. Um Marktverzerrungen zu vermeiden, sollte hier eine Harmonisierung erfolgen.

Aus diesen Ausführungen wird deutlich, dass es bis zu einer Harmonisierung der verschiedenen in Vorbereitung befindlichen Quotensysteme mit Zertifikaten in Europa noch ein weiter Weg ist. Selbstverständlich können Quotenmodelle sinnvoll auch auf nationaler Ebene eingeführt werden. Zu bedenken ist dabei jedoch, dass in diesem Fall das Argument der besonderen ökonomischen Effizienz eines internationalen Zertifikathandelssystems entfallen würde und eine Optimierung der Ressourcenallokation ausschließlich auf nationaler Ebene ermöglicht würde. Zudem würden sich gegen rein national ausgerichtete Quotenmodelle dieselben Bedenken hinsichtlich ihrer Kompatibilität mit den Grundsätzen der Warenverkehrsfreiheit richten, wie sie derzeit gegen die Einspeisungsmodelle vorgebracht werden. Insofern sollten Strategien zur Einführung eines Quotenmodells für REG-Strom immer darauf abzielen, einen grenzüberschreitenden Zertifikathandel zu ermöglichen.

Zu bedenken ist dabei, dass die nachträgliche Anpassung eines einmal eingerichteten Quotenmodells mit Zertifikathandel an sich evtl. später entwickelnde europäische Standards mit erheblichem Aufwand verbunden ist. Insofern ist Deutschland in einer relativ komfortablen Situation, da es die Erfahrungen der einzelnen Länder abwarten kann, die derzeit Quotenmodelle einführen und die sich der Herausforderung stellen müssen, die Grundlagen für internationalen Handel zu schaffen.

Zu hoffen ist, dass von der RECS-Initiative Impulse für eine Vereinheitlichung der derzeit diskutierten nationalen Systeme ausgehen.³⁰ Verwertbare Ergebnisse aus dieser Initiative werden zum Abschluss der derzeit laufenden Testphase des RECS-Systems Ende des Jahres 2002 vorliegen.

³⁰ Das Renewable Energy Certificate System (RECS) ist eine Initiative europäischer Energieversorgungsunternehmen und ihrer Verbände mit dem Ziel, in Europa ein einheitliches Zertifikathandelssystem für REG-Strom aufzubauen (RECS 2000). Die in der Testphase von 2001 bis Ende des Jahres 2002 gehandelten REG-Zertifikate sollen ausschließlich für den freiwilligen Ökostrom-Markt verwendet werden. Website: <http://www.recs.org>.

7 Zusammenhang zwischen einem Quotenmodell für REG-Strom und dem Treibhausgashandel

Das Kioto-Protokoll (UNFCCC 1997) sieht eine Minderung der Treibhausgasemissionen der sogenannten Annex I-Staaten³¹ im Zeitraum von 2008 bis 2012 um durchschnittlich 5,2% gegenüber dem Niveau von 1990 vor. Das Protokoll tritt erst in Kraft, wenn 55 Vertragsstaaten, die zusammen für mindestens 55% der Treibhausgasemissionen von 1990 verantwortlich sind, das Protokoll ratifiziert haben.

Von besonderer Bedeutung für ein internationales Mindestmengenmodell für REG-Zertifikate sind die im Kioto-Protokoll festgelegten flexiblen Instrumente. Dies sind im vor allem Emissionshandel (Emissions Trading, ET), Joint Implementation (JI) und Clean Development Mechanism (CDM).³² Durch das Protokoll verpflichten sich die einzelnen Vertragsstaaten (Parties) zur Treibhausgasminderung. Die Vertragsstaaten können aber auch private Institution (Legal Entities) ihres Landes ermächtigen, an der Erfüllung ihrer Pflichten mitzuwirken. Die Kontrolle der Pflichterfüllung erfolgt im Wesentlichen auf Grundlage der sogenannten Treibhausgasinventare (GHG Inventories).

In Tabelle 7-1 sind die wesentlichen Merkmale der einzelnen flexiblen Instrumente zusammengestellt.

Tabelle 7-1: Übersicht der flexiblen Instrumente im Kioto-Protokoll

	Basis	Abdeckung	Einheit
Emission Trading (ET)	Treibhausgasinventar	Annex I – Annex I	Parts of Assigned Amounts (PAA)
Joint Implementation (JI)	Treibhausgas-minderungsprojekt	Annex I – Annex I	Emission Reduction Units (ERU)
Clean Development Mechanism (CDM)	Treibhausgas-minderungsprojekt	Annex I – Non Annex I	Certified Emission Reductions (CER)

Quelle: Zusammenstellung des Öko-Instituts

Ein internationaler Handel mit REG-Zertifikaten ist nicht unmittelbar kompatibel mit dem territorial orientierten Kioto-Protokoll. Das Problem kann am besten anhand eines Beispiels erläutert werden: Angenommen Land A exportiert REG-Zertifikate nach Land B. Im Gegenzug fließen Zahlungen im Umfang des Wertes der REG-Zertifikate von Land B nach Land A. Dies führt dazu, dass der Ausbau der REG-Stromerzeugung in Land A im Umfang des Wertes der REG-Zertifikate durch Land B gefördert wird. Die hierdurch induzierte REG-Stromerzeugung in Land A drängt – konstanter Strombedarf vorausgesetzt – fossile Stromerzeugung zurück und bewirkt eine Reduktion der Treibhausgasemissionen in Land A und trägt damit letztlich zur Erfüllung der im Kioto-Protokoll eingegangenen Verpflichtungen

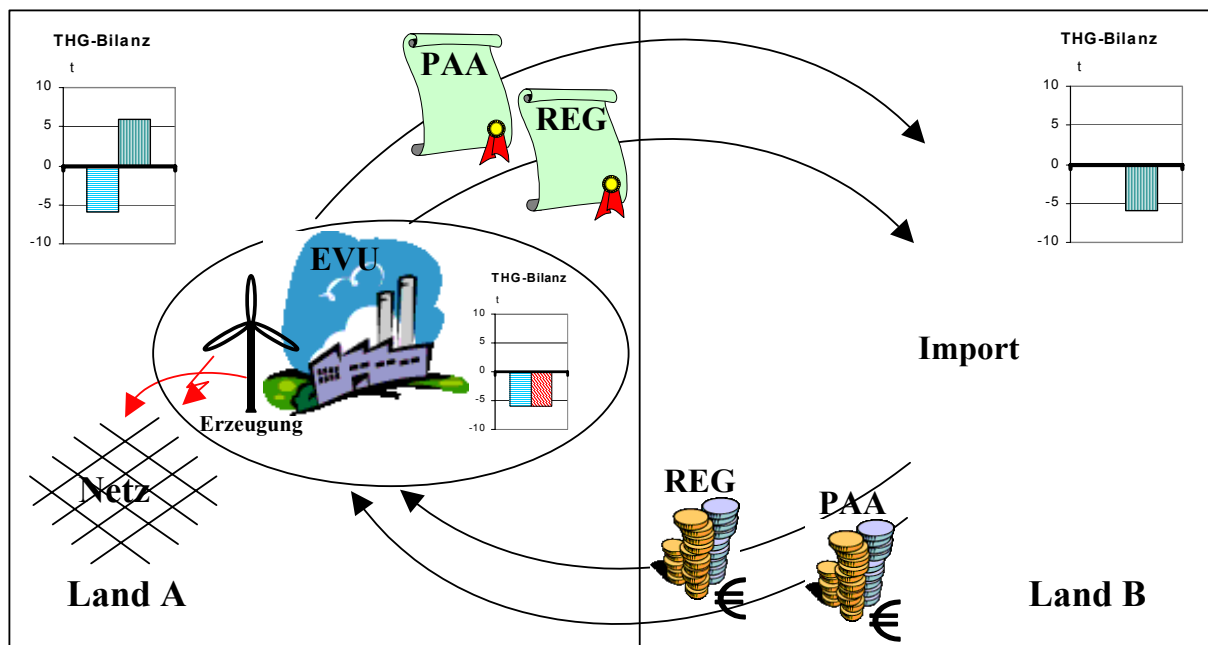
³¹ Im Annex I der Klimakonvention (UNFCCC) sind die Staaten aufgeführt, die sich zur Emissionsminderung verpflichtet haben. Dies sind einerseits die westlichen Industrieländer (im Wesentlichen die OECD-Staaten) und andererseits die Mittel- und Osteuropäischen Staaten sowie die Staaten der früheren Sowjetunion. Die individuellen Minderungsziele der Annex I-Staaten wurden im Annex B des Kioto-Protokolls fixiert.

³² Für JI und CDM haben sich bisher keine einheitlichen deutschen Begriffe herausgebildet. Deshalb wird im Folgenden immer auf die international gebräuchlichen Begriffe zurückgegriffen.

in Land A bei.³³ Mit anderen Worten: Land B finanziert Treibhausgasminderung in Land A; aufgrund des territorial orientierten Kioto-Protokolls wird dieser Minderungsbeitrag jedoch nicht – wie intuitiv anzunehmen wäre – Land B sondern Land A angerechnet. Aus diesem Grund sind Staaten, die wie z.B. die Niederlande den Import von REG-Zertifikaten zulassen, auch bemüht eine Regelung zu finden, durch die dieses Problem überwunden werden kann.

Allerdings tritt das beschriebene Problem unter bestimmten Konstellationen nicht auf. Denn wenn ein in den Emissionshandel involviertes Unternehmen, z.B. ein EVU, seine REG-Stromerzeugung ausbaut, führt dies dazu, dass sie Treibhausgasemissionen des Unternehmens sinken und damit PAAs 'frei werden', die veräußert werden können (Abbildung 7-1).

Abbildung 7-1: Am Emissionshandel teilnehmende Unternehmen



Quelle: Darstellung des Öko-Instituts

In dieser Situation wird die durch die REG-Stromerzeugung erzielte Treibhausgasminderung in den PAA 'verbrieft'. Alle anderen "grünen" Eigenschaften der REG-Stromerzeugung werden dagegen im REG-Zertifikat 'verbrieft'. Ein Importeur von REG-Zertifikaten importiert demnach zunächst nur die übrigen "grünen" Eigenschaften der REG-Stromerzeugung. Gibt es parallel ein System für den internationalen Treibhausgashandel (Emissions Trading) so kann durch den zusätzlichen Import entsprechender PAAs auch die durch die REG-Stromerzeugung erzielte Treibhausgasminderung importiert werden. Land B erhält in dieser Situation tatsächlich die von ihm finanzierten Treibhausgasminderungen, während Land A gegenüber der Situation ohne den Export der REG-Zertifikate und PAA nicht schlechter gestellt ist. Faktisch findet in dieser Situation eine Trennung zwischen dem Markt für durch REG-Stromerzeugung erzielten Treibhausgasminderungen und dem Markt für die übrigen "grünen" Eigenschaften der REG-Stromerzeugung statt.

³³ Ausgedrückt in den Kategorien des Kioto-Protokolls: Das Treibhausgasinventar von Land A fällt im Fall des Exports von REG-Zertifikaten niedriger aus als im Fall ohne Exporte.

Grundsätzlich lassen sich die Optionen zur Interaktion von Emissions- und REG-Zertifikat-handelssystemen in drei Kategorien einteilen, die hier in Kürze dargestellt werden.³⁴

- *Negation*: Das Problem der Interaktion zwischen beiden Systemen könnte schlichtweg ignoriert werden. In diesem Fall besteht jedoch für die einzelnen Länder kaum ein Anreiz, Importe von REG-Zertifikaten zuzulassen, wenn sie damit nicht in irgendeiner Weise auch die damit verbundenen Treibhausgasgutschriften übertragen bekommen.
- *Integration*: Hier werden der Wert der Treibhausgasminderung und die sonstigen Werte von REG-Stromerzeugung zu einem Wert verschmolzen. REG-Stromerzeuger generieren demnach neben dem Strom lediglich ein Produkt und müssen deshalb nur auf zwei Märkten operieren. Dies kann im Wesentlichen durch zwei verschiedene Verfahren erfolgen:
 - Verbindung des REG-Zertifikathandels mit dem physischem Stromhandel, d.h. REG-Zertifikate dürfen nur zusammen mit den entsprechenden Strommengen importiert werden. Damit würde jedoch die ursprüngliche Idee des Zertifikatssystems aufgegeben, die gerade die Trennung von Strom und Zertifikat beinhaltet. Zudem könnten die benötigten Stromlieferverträge nur zum Schein abgeschlossen und umgehend durch gegenläufige Vereinbarungen wieder aufgehoben werden.
 - Zuweisung eines Treibhausgasminderungspotenzials für die REG-Zertifikate: Hierzu wäre es nötig, eine internationale politische Vereinbarung darüber herbeizuführen, welcher THG-Reduktionswert den Zertifikaten zugewiesen wird. Es ist allerdings noch nicht absehbar, ob die Einführung einer solchen direkten Kopplung mit der Ausgestaltung der flexiblen Mechanismen des Kioto-Protokolls vereinbar sein wird.
- *Separation*: Beide Systeme werden präzise abgegrenzt und unabhängig voneinander implementiert. REG-Stromerzeuger generieren dem gemäß drei Produkte – Strom, ein REG-Zertifikat und ein Treibhausgaszertifikat – und müssen dementsprechend auf drei Märkten operieren. Auch hier ergeben sich zwei Optionen:
 - Ausgabe von Parts of Assigned Amounts an die REG-Erzeuger: Als Grundlage hierfür könnte der durchschnittliche Emissionsfaktor des fossilen Kraftwerksparks im Inland dienen. Problematisch ist hierbei, dass Emissionsrechte für Aktivitäten vergeben werden, die eigentlich gar keine Emissionen hervorbringen. Daher müssten anderen Akteuren, z.B. Stromerzeugern aus fossilen Energien, in dem Maße weniger PAAs zugeteilt werden, wie sie von REG-Erzeugern in Anspruch genommen werden.
 - Ausgabe von Emission Reduction Units an die REG-Erzeuger, d.h. die REG-Stromerzeugung wird als eine Maßnahme des Joint Implementation (JI) interpretiert. Um einen internationalen Transfer dieser ERUs zu ermöglichen, wäre eine politische Rahmenvereinbarung der teilnehmenden Länder über die Anerkennung der ERUs und über das Verfahren der Zuweisung von Emissionsminderungen zu den erzeugten Strommengen erforderlich.

³⁴ Zu Details vgl. die Langfassung des Abschlussberichts.

Schlussfolgerungen

Die Frage nach dem Zusammenwirken eines REG-Zertifikathandels mit den flexiblen Mechanismen des Kioto-Protokolls ist mit Sicherheit eine der entscheidenden Hürden für den Aufbau eines internationalen Zertifikatssystems. Eine ideale Lösung des Problems kann an dieser Stelle noch nicht entwickelt werden. Von den oben dargestellten Optionen scheinen aus umweltökonomischer Sicht die Varianten der Separation beider Systeme am besten geeignet, Transparenz in beiden Teilmärkten zu schaffen. Alternativ hierzu könnte, auch um den REG-Erzeugern den Umgang mit einem dritten Produkt (neben Strom und REG-Zertifikaten) zu ersparen, eine politische Einigung über die Zuweisung eines Treibhausgas-minderungspotenzials für die REG-Zertifikate erfolgen. In dem Maße, wie sich die Ausgestaltung der flexiblen Mechanismen des Kioto-Protokolls konkretisiert, besteht hier weiterer Forschungsbedarf.

8 Ausblick

Ein Quotenmodell in Verbindung mit einem Zertifikathandel stellt eine attraktive Option für die mittelfristige Weiterentwicklung des Förderinstrumentariums für REG dar. Es würde geschützte Marktsegmente für verschiedene REG-Technologien schaffen und dadurch deren weiteren Ausbau sichern, zugleich aber die Erzeuger in einen stärkeren Wettbewerb untereinander stellen und diese näher an das Marktgeschehen heranführen. Flankierende Instrumente – wie z.B. eine Investitionsförderung für Photovoltaik – müssen ein Quotenmodell genauso wie das EEG ergänzen.

Um die Entscheidung vorzubereiten, in welche Richtung das EEG fortentwickelt werden könnte, sind noch verschiedene Fragen zu klären, die in den vorstehenden Kapiteln erörtert wurden. Eine Umstellung des Förderinstrumentariums bedarf eines ausreichenden zeitlichen Vorlaufs, insbesondere um geeignete Übergangsregelungen zu vereinbaren und damit einen Bruch in der Entwicklung der erneuerbaren Energien zu vermeiden. Daher ist die fachliche und politische Diskussion über die Weiterentwicklung und Harmonisierung des REG-Förderinstrumentariums schon heute erforderlich.

9 Literatur

Eine umfassende Literaturliste ist in der Langfassung des Abschlussberichts enthalten.

- BMU 2000 Nitsch, J.; Fishedick, M.; Langniß, O. et al.: Klimaschutz durch Nutzung erneuerbarer Energien. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit und des Umweltbundesamts. DLR/WI/ZSW/IWR/Forum, Bonn, Münster, Stuttgart, Wuppertal, Oktober 1999. Erschienen im Erich Schmidt Verlag, Berlin. 2000
- Brunekreeft/Keller 2000 Brunekreeft, G.; Keller, K.: Netzzugangsregime und aktuelle Marktentwicklung im deutschen Elektrizitätssektor, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 3/2000, Köln
- Bundeskartellamt et al. 2001: Arbeitsgruppe Netznutzung Strom der Kartellbehörden des Bundes und der Länder: Bericht über die Reichweite der kartellrechtlichen Eingriffsnormen für die Überprüfung der Höhe der Entgelte für die Nutzung der Stromnetze und die kartellrechtliche Relevanz von den Netzzugang behindernden Verhaltensweisen der Stromnetzbetreiber vom 19. April 2001. Bonn
- Drillisch 1999 Drillisch, J.: Quotenregelungen für regenerative Stromerzeugung. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft. Nr. 4/1999
- EnergieVision 2000 Kriterien für das Gütesiegel des EnergieVision e.V. für Ökostrom, getragen von WWF Deutschland, Öko-Institut und Verbraucher-Zentrale Nordrhein-Westfalen, Version 3.0, Freiburg, Dezember 2000
- Eurosolar 1999 Eurosolar (Hrsg.): Kennzeichnungskriterien für das Label als Grüner Stromanbieter. In: Der Markt für Grünen Strom, Eurosolar-Verlag, Bochum 1999
- Goossens 2000 Goossens, A: National regulatory systems of Tradeable Green certificates in the EU. Präsentation auf dem Workshop „Green certificate trading in Europe“, Brüssel 12.10.2000
- Groscurth 1999 Groscurth, H.-M.: Vorschlag zur Ausgestaltung eines Quotenmodells für den Einsatz erneuerbarer Energiequellen in der Stromerzeugung. Version 2.1 vom 22.12.1999. Unveröffentlichtes Diskussionspapier
- Langniß/Markard 1999 Langniß, O.; Markard, J.: Grüner Strom und staatliche Förderung: Eine Analyse der Wechselwirkung. In: Zeitschrift für Energiewirtschaft 4/99. Köln 1999
- Leprich 2000 Leprich, U.: Schriftliche Stellungnahme zur Anhörung der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages am 30. Oktober 2000 in Berlin
- Niermeijer 2000 Niermeijer, P.: Renewable Certificate Systems (RECS), Präsentation am 30. März 2000 in Hamburg
- Öko-Institut 1999 Entwicklung eines Zertifizierungsverfahrens für „Grünen Strom“ Darmstadt/Freiburg/Berlin, August 1999
- PWC 1999 Warberg, F.; Cramon, J.; Kronen, T.: Organisation of RE Market and Trading of Green Certificates. Price Waterhouse Coopers (PWC). Hellerup 1999
- RECS 2000 RECS Basic Commitment, Version 5, erhältlich zum Download auf dem Website <http://www.recs.org>
- Rottenbacher 2000 Mündliche Ausführungen von Claus Rottenbacher, Ampere AG, in der Anhörung der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages am 30. Oktober 2000 in Berlin
- Schaeffer et al. 2000 Schaeffer, G. J. et al.: Options for Design of Tradable Green Certificate Systems. Petten 2000

- Schaeffer et. al. 1999 Schaeffer, G. J.; Boots, M. G.; Martens, J. W.; Voogt, M.H.: Tradeable Green Certificates. A market based incentive scheme for renewable energy: Introduction and analysis. ECN-I-99-004. Petten, März 1999
- TAB 2000 Nitsch, J.; Trieb, F.: Potenziale und Perspektiven regenerativer Energieträger. Gutachten im Auftrag des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, Stuttgart, März 2000
- UNFCCC 1997 United Nations Framework Convention on Climate Change (UNFCCC): Kyoto Protocol, <http://www.unfccc.int/text/resource/docs/convkp/kpeng.htm>
- VEA 2001 VEA Energiepreis-Check, in: vwd SalesNews Strom & Erdgas, 4/2001

Weitere Exemplare dieser Kurzfassung, die zugehörige Langfassung des Abschlussberichts (ca. 310 S.) sowie eine Broschüre sind kostenlos beim Ministerium für Umwelt und Verkehr erhältlich. Alle drei Publikationen stehen auch im PDF-Format auf den Websites des Öko-Instituts und des DLR zum Download bereit:

<http://www.oeko.de/service/reg-quote>

<http://www.dlr.de/tt/system>

Kontaktadressen:

Ministerium für Umwelt und Verkehr Baden-Württemberg
Postfach 10 34 39
70029 Stuttgart
<http://www.uvm.baden-wuerttemberg.de>

Öko-Institut e.V.
Postfach 62 26
79038 Freiburg
info@oeko.de
<http://www.oeko.de>

Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
Institut für Technische Thermodynamik
Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung
Postfach 80 03 20
70503 Stuttgart
<http://www.dlr.de/TT/system>

Prof. Dr. Heidi Bergmann
Heidelberg

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird in Deutschland seit 1990 mit festen Einspeisevergütungen gefördert. Das Stromeinspeisungsgesetz war eine sehr erfolgreiche Grundlage für den rasanten Ausbau der Windenergie. Das seit April 2000 gültige Erneuerbare Energien Gesetz knüpft an diese Erfolge an und weitet sie u.a. auf die Biomasse aus.

Trotz dieser Erfolge ist es notwendig, über eine Weiterentwicklung des derzeit genutzten Förderinstrumentariums nachzudenken. Bei zukünftig erheblich ausgeweiteten Marktanteilen erneuerbarer Energien bedarf es einer effektiven Förderstrategie, die die positiven Steuerungsmechanismen des Marktes besser nutzt und den Erfordernissen eines zusammenwachsenden Europas gerecht wird. Zugleich soll sie das dynamische Wachstum der erneuerbaren Energien fortsetzen, das durch die Einspeisevergütung angestoßen wurde.

Verschiedene europäische Länder führen derzeit Quotensysteme mit Zertifikatshandel zur Unterstützung erneuerbarer Energien ein. Ähnliche Instrumente werden international im Rahmen des Kioto-Prozesses entwickelt. Auch für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland wird bereits diskutiert, ob und unter welchen Umständen ein Quotenmodell mit Zertifikatshandel ein geeignetes Instrument sein kann.

In dieser Studie wird ein konkreter Vorschlag für die Ausgestaltung eines solchen Fördermodells vorgestellt. Die Bedingungen für dessen Umsetzung und seine Einbettung in den internationalen Kontext werden diskutiert.

