

Börner, Kira

**Article — Digitized Version**

## Die Folgen der Strommarktliberalisierung für regenerative Energiequellen

Wirtschaftsdienst

*Suggested Citation:* Börner, Kira (2002) : Die Folgen der Strommarktliberalisierung für regenerative Energiequellen, Wirtschaftsdienst, ISSN 0043-6275, Springer, Heidelberg, Vol. 82, Iss. 1, pp. 33-39

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/41201>

**Standard-Nutzungsbedingungen:**

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

**Terms of use:**

*Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.*

*You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.*

*If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.*

Kira Börner\*

# Die Folgen der Strommarktliberalisierung für regenerative Energiequellen

*Nach dem Willen der Bundesregierung soll der Anteil der regenerativen Energien an der Stromerzeugung vergrößert werden. Wie sind die Chancen der grünen Energiequellen nach der Liberalisierung des deutschen Strommarktes? Muss die Energie- und Umweltpolitik stärker an den Markt angepasst werden?*

Umwelt- und Klimaschutz nehmen einen immer wichtigeren Platz auf der globalen Agenda ein. Als eine Basis des Wirtschaftens spielen dabei die Energie- und Stromerzeugung eine Schlüsselrolle. Bis heute sind in Deutschland erneuerbare Energien nur marginal an der Stromerzeugung beteiligt<sup>1</sup>. Welchen Stellenwert hat die Liberalisierung des deutschen Strommarktes in diesem Zusammenhang? Der letztlich EU-weit angestrebte Wechsel von staatlich regulierten Stromunternehmen zu einer wettbewerblich organisierten Energiewirtschaft bedeutet eine gravierende Veränderung der Rahmenbedingungen für alle Beteiligten, von Energieproduzenten über Stromhändler bis zu den Endverbrauchern, die ihren Stromanbieter nun wählen können. Ebenso wichtig wie Potential und Wettbewerbsfähigkeit grüner Stromerzeugung sind die Maßnahmen der Energiepolitik, die teilweise zeitgleich mit, aber nicht zwingend aufgrund der Deregulierung des Strommarktes umgestellt wurden. Wie lassen sich staatliche Eingriffe im Strommarkt rechtfertigen, welche Ziele sollten sie verfolgen, und wie stehen sie mit dem Wettbewerb in Wechselwirkung? Wie viel Markt sollte man zulassen, wenn man den Anteil grüner Energien an der Stromerzeugung erhöhen will?

Ein Gedankenexperiment soll die Konsequenzen, die sich aus der Wettbewerbssituation ergeben, von den Folgen der neuen und bestehenden staatlichen Förderung trennen: Zunächst wird angenommen, dass eine vollständige Liberalisierung des Strommarktes ohne jegliche staatliche Eingriffe stattgefunden hat. Der vollkommene Wettbewerb bietet nur geringe Chancen für regenerativen Strom, sogar unter der Annahme gleicher Ausgangsbedingungen für alle Stromerzeuger. Auch aus theoretischer Sicht ist vollkommener Wettbewerb im Strommarkt nicht optimal, da externe Effekte ineffiziente Allokationen erzeugen.

*Kira Börner, 26, Dipl.-Volkswirtin, MA, ist wissenschaftliche Mitarbeiterin am Seminar für Komparative Wirtschaftsforschung der Ludwig-Maximilians-Universität München.*

Damit muss die Energiepolitik zweierlei leisten: Neben der Internalisierung externer Effekte, die sich direkt aus der Theorie ableitet und die für die gesamte Zeit des Wettbewerbs gültig bleiben muss, ergibt sich aus dem Übergang der regulierten Stromwirtschaft in den freien Markt eine weitere, temporäre Aufgabe: Nur wenn der Staat gleiche Startpositionen für den Wettbewerb schaffen kann, wird sich zusammen mit der Internalisierung der externen Effekte eine effiziente Lösung ergeben.

Die Zerteilung der staatlichen Regulierungsaufgaben auf dem deutschen Strommarkt ist das erste wichtige Ergebnis dieser Analyse. Anhand dieser Kriterien soll nun bewertet werden, wie gut die deutsche Energiepolitik ihre Aufgaben erfüllt. Wie sollten Förderprogramme gestaltet werden, damit sie besser zum Wettbewerb passen? Die Einbindung sowohl der Regulierungstheorie als auch der aktuellen Lage auf dem deutschen Strommarkt ist der eigentliche Beitrag dieser Untersuchung zur größeren Diskussion. Die Vorschläge für eine besser an den Wettbewerb angepasste staatliche Förderung regenerativer Energien können über die Theorie der optimalen Regulierung hinausgehen, weil sie die Gegebenheiten des Wettbewerbs auf dem deutschen Strommarkt mit einbeziehen.

## Energiepolitik vor der Strommarktliberalisierung

Vor der Liberalisierung des deutschen Strommarktes griff der Staat in nahezu allen Energiezweigen ein. Hierbei verschaffte die Energiepolitik fossilen Energiequellen einen großen Vorsprung vor der regenerativen Stromerzeugung, der sich nun auch auf die jeweiligen

\* Seminar für Komparative Wirtschaftsforschung, Akademiestr.1 / III, 80799 München, Tel: 0 89/21 80 27 66, Fax: 0 89/21 80 27 67, Email: Kira.Boerner@lrz.uni-muenchen.de

<sup>1</sup> 1998 hatten regenerative Energien bundesweit einen Anteil an der Stromeinspeisung für die allgemeine Stromversorgung von 5,2%. Vgl. A. D. Neu: Eine Zwischenbilanz zum Einsatz und zur Förderung erneuerbarer Energie in Deutschland, Institut für Weltwirtschaft, Kiel 2000, S. 8.

<sup>2</sup> Deutschland hat sich für eine 100%ige Öffnung des Strommarktes entschieden, in der EU außerdem Finnland, Großbritannien und Schweden. Die EU fordert eine Marktöffnung von ca. 30% abhängig vom Verbrauch vor allem bei Großkunden.

Wettbewerbspositionen auswirkt. So werden Stein- und Braunkohle weiterhin mit erheblichen Mitteln unterstützt, motiviert vor allem von den Zielen Arbeitsplatzertreuherhalt, Versorgungssicherheit und Importunabhängigkeit<sup>3</sup>. Der Anteil von Kohle an der Stromerzeugung liegt heute mit über 50% auf einem sehr hohen Niveau. Die von der Bundesregierung umweltpolitisch erwünschte Förderung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) trägt außerdem zu Wettbewerbsvorteilen für Kohle und zunehmend auch Erdgas als Energieträger bei<sup>4</sup>. Auch bei der Atomkraft führten staatliche Forschungsförderung, öffentliche Beteiligungen an Kraftwerken oder politische Entscheidungen bei der Freigabe von Standorten und Entsorgungsstätten zu weitreichenden Wettbewerbsvorteilen, die sich trotz des im „Kernenergie-Konsens“ vereinbarten langfristigen Ausstiegs mittelfristig fortsetzen werden<sup>5</sup>.

Eine umfassende staatliche Förderung regenerativer Energien entwickelte sich erst ab Ende der 80er Jahre. Das Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) vom 1.1.1991 stellt die bedeutendste Maßnahme aus der Zeit vor der Liberalisierung des deutschen Strommarktes dar. Das Instrument ist dabei eine vorgeschriebene Mindestvergütung für Strom aus regenerativen Energieträgern, deren Gestaltung jedoch zu einer Reihe von Problemen führte: So ergab sich durch den sehr hohen Anteil der Windkraft und den Ausschluss der Wasserkraft ein Ungleichgewicht in der Belastung für die norddeutsche Energiewirtschaft<sup>6</sup>.

<sup>3</sup> Nachdem das Bundesverfassungsgericht 1994 den Kohlepfennig für verfassungswidrig erklärte, wird die Steinkohle nun aus dem Bundeshaushalt direkt subventioniert. Um den Absatz deutscher Kohle zu wettbewerbsfähigen Preisen zu ermöglichen, können die Bergbauunternehmen mit den bereitgestellten Finanzmitteln den Unterschied zwischen ihren Produktionskosten und dem Preis für Importsteinkohle ausgleichen. Diese Finanzmittel werden von 7 Mrd. DM in 1998 allmählich auf 3,8 Mrd. DM in 2005 abgesenkt (nur Bund). Bei Braunkohle kommt insbesondere für die neuen Bundesländer hinzu, dass ein Umstieg auf andere Energiequellen weitreichende Strukturmaßnahmen erfordern würde. Aus diesen Gründen schreibt die „Braunkohleschutzklausel“ einen Anteil von Braunkohle an der Stromerzeugung in den neuen Ländern von mindestens 70% vor. Die westdeutsche Braunkohle wird im Gegensatz zur Steinkohle nicht direkt subventioniert.

<sup>4</sup> KWK-Anlagen, die meist mit Erdgas oder Kohle betrieben werden, nutzen die Wärmeentstehung bei der Stromerzeugung zugleich für die Fernwärmeversorgung der jeweiligen Gemeinden. Mit ihrem höheren Wirkungsgrad sind sie anderen Arten fossiler Stromerzeugung ökologisch überlegen. Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (18.5.2000) soll diese Art der Stromerzeugung fördern und bereits getätigte Investitionen amortisieren helfen. Die Netzbetreiber bezahlen eine Mindestvergütung von 9 Pf/kWh, die jährlich um 0,5 Pf/kWh abgesenkt wird.

<sup>5</sup> Dies ermöglichen Zugeständnisse wie zugesicherte Stromerzeugungsmengen und Regelungen zur Entsorgung, die zunächst einer Weiterführung der Atomkraftförderung gleichkommen. Zur Zeit sind 19 Atomkraftwerke in Betrieb, die insgesamt eine Reststrommenge von 2623,30 TWh produzieren können. Jährlich produzieren die deutschen Atomkraftwerke 150 TWh Strom. Dies bedeutet, dass für die Atomkraft eine Beibehaltung ihres derzeitigen Anteils an der Stromerzeugung noch für rund 17 Jahre möglich wäre.

Damit wurde die „Doppelte Deckelung“ der Abnahmepflicht zu einer Gefahr für erfolgreiche Projekte<sup>7</sup>. Die Koppelung der Mindestvergütung an die Erlöse bedeutete bei sinkenden Strompreisen geringere Vergütungen und damit zusätzliche Unsicherheit für Investoren in grüne Energien. Insgesamt schritt die Förderung von Entwicklung und Markteinführung regenerativer Stromerzeugungstechniken nur langsam voran. So betrug die Mittel 1997 insgesamt ungefähr 12% der Mittel für Steinkohlesubventionen<sup>8</sup>. Während die Windkraft begrenzt profitierte, erlaubte es der technische Entwicklungsstand anderen Optionen nicht, eine signifikante Rolle zu übernehmen.

Damit besitzen die erneuerbaren Energien keine stabile Position für den Start in den Wettbewerb. Durch die Regulierung sind nicht nur große Geldbeträge für fossile Energie gebunden, sondern auch die Anteile am Energiemix teilweise garantiert. Wenn durch umweltpolitisch motivierte Energiesparmaßnahmen der Gesamtenergieverbrauch weiter sinkt, erscheint dies noch problematischer: Nur ein Teil des kleiner werdenden Kuchens ist noch nicht durch staatliche Garantien reserviert und könnte grundsätzlich für die regenerative Stromerzeugung offen stehen.

### Chancen im vollkommenen Wettbewerb

Welche Chancen hätten regenerative Energien, wenn der Wettbewerb auf dem Strommarkt ohne staatliche Förderprogramme, aber mit der bestehenden Kraftwerksausstattung begonnen hätte? In diesem Gedankenexperiment wird staatliche Förderung ab dem Beginn der Deregulierung „abgeschafft“, so dass abrupt 100% freier Wettbewerb entsteht<sup>9</sup>. Unter der Annahme, dass es sich bei Strom um ein homogenes Gut handelt, würde sich die Konkurrenz allein über den Preis entscheiden<sup>10</sup>. Damit hätten die Unternehmen eine Chance, die Strom besonders kostengünstig produzieren können<sup>11</sup>.

<sup>6</sup> Eigenanlagen der Energieversorgungsunternehmen und deshalb die Mehrzahl der Wasserkraftwerke (1997: 91% der Wasserkraftwerke, 3% der Windkraftanlagen) waren nicht erfasst.

<sup>7</sup> Siehe StrEG §4: Die Netzbetreiber mussten bis 5% ihres Stromabsatzes nach dem StrEG vergüten und konnten Mehrkosten auf die vorgelagerten Netzbetreiber abwälzen. Erreichten auch diese die 5%-Grenze, entfiel die weitere Förderung.

<sup>8</sup> Es ist schwierig, die gesamte staatliche Förderung für die einzelnen Energiequellen in Geldbeträgen zu messen, da auch Quotenregelungen, wie bei der Braunkohleschutzklausel, oder andere politische Entscheidungen, wie die Standortwahl für Atomkraftwerke und die End- oder Zwischenlagerung, eine große Rolle spielen. Die Größenordnungen werden klar, wenn man bedenkt, dass 1997 8 Mrd. DM für Steinkohle und ca. 270 Mill. DM für die Förderung regenerativer Energien aufgewendet wurden. (Hier kommen die Subventionsanteile aus dem StrEG hinzu, die sich noch einmal ca. auf 391 Mill. DM belaufen.)

<sup>9</sup> Schwierigkeiten bei der Deregulierung wie Behinderungstaktiken von Altanbietern werden weiter unten behandelt.

<sup>10</sup> Tatsächlich entscheiden nach einer Umfrage der Stiftung Warentest 66% der Kunden, die den Stromanbieter wechseln, allein nach dem Preis; vgl. Stiftung Warentest, Mai 2000.

In diesem Szenario werden regenerative Energieerzeuger nur sehr begrenzt – wie etwa Windkraftwerke an manchen Küstenstandorten – in den Markt eintreten können. Fossile Stromerzeuger können über bereits abgeschriebene Kraftwerke mit günstigen Stromangeboten in den Wettbewerb treten und haben dadurch weitere Preisvorteile. Hinzu kommt, dass bereits zu Monopolzeiten, bei garantierter Kostendeckung Überkapazitäten aufgebaut wurden. Im Unterschied zum Telekommunikationsmarkt etwa, wo weiterhin Marktwachstum zu beobachten ist, könnten staatliche Energiesparprogramme die Nachfrage nach Strom weiter verringern. Deshalb haben hier Neuanbieter nicht die Möglichkeit, Marktwachstum abzuschöpfen, sondern müssen anderen Anbietern Marktanteile abnehmen. Da die Grundlagenforschung und Entwicklung für regenerative Energien noch jung sind, hat fossile Energie einen klaren zeitlichen Vorteil und produziert deshalb mit weiter entwickelten und kostenminimierenden Technologien<sup>12</sup>. So könnte die Liberalisierung des Strommarktes dazu führen, dass regenerativer Strom aus dem Markt verdrängt wird, da ihm in manchen Fällen die Zeit fehlt, sich bis zur Wirtschaftlichkeit weiterzuentwickeln.

Würden sich die Chancen grüner Energien verbessern, wenn alle Anbieter den Markt gleichzeitig neu betreten würden? Im Wettbewerb „von Null an“ zeigt sich die unverzerrte Wettbewerbsfähigkeit der Stromanbieter. Langfristig ist dieses Szenario nicht so unrealistisch wie es zunächst scheint, da bestehende Kraftwerke erneuert und durch den geplanten Atomausstieg auch Investitionsentscheidungen getroffen werden müssen.

Regenerative Energiequellen haben den Vorteil, dass sie kostenlos (wie Wind und Sonne) oder sehr günstig (wie Biomasse) zur Verfügung stehen, während fossile Energieträger aufwendig abgebaut oder zu

Weltmarktpreisen eingekauft werden müssen. Allerdings ist die Technologie zur Energiegewinnung bei regenerativer Energie (z.B. Windenergieräder oder Kollektoren) mit beträchtlichen Kosten verbunden, auch wenn Kraftwerke für die regenerative Stromerzeugung im kleineren Maßstab arbeiten und deshalb Transportwege verkürzen können, dann aber auch geringere Strommengen erzeugen. Zusätzlich stehen regenerative Energiequellen nicht immer und nicht an allen Standorten in gleichmäßig guter Qualität zur Verfügung. Insgesamt sind die Kosten für die Stromerzeugung auch bei neuen fossilen Kraftwerken oft noch niedriger als bei regenerativen Anlagen. So betragen die Kosten für die Erzeugung einer MWh Strom durch regenerative Energien oft das Doppelte oder ein Vielfaches der Kosten für fossile Stromerzeugung<sup>13</sup>. Auch im Wettbewerb „von Null an“ gäbe es also aufgrund der Kostendifferenzen kaum Chancen für grüne Energien.

### Notwendigkeit staatlicher Eingriffe

Bei der bisherigen Betrachtung ist ein sehr wichtiger Punkt übergangen worden: Der Marktpreis des Stroms und die Beschaffungskosten für die Energiequellen spiegeln nicht die gesamten Bereitstellungskosten wider: Für eine volkswirtschaftlich effiziente Lösung ist die Internalisierung der negativen Externalitäten der Stromerzeugung erforderlich. Da fossile Energieträger bei der Stromerzeugung weitaus größere negative Externalitäten verursachen als regenerative Energiequellen, würde sich so der Anteil grüner

<sup>11</sup> Der reale Strommarkt in Deutschland ist komplizierter, da nicht zwingend die Stromproduzenten selbst die Kunden beliefen, sondern die Produktion von Durchleitung und Vertrieb getrennt ist. So konnten auch reine Stromhändler in den Markt eintreten, die ihren Gewinn aus einer Marge zwischen Einkaufs- und Verkaufspreis ziehen. Interessant für den Zweck dieser Analyse ist vor allem der Anteil regenerativer Energien an der Produktion von Strom. Händler können diesen Anteil durch die vermehrte Nachfrage nach grünem Strom mit erhöhen.

<sup>12</sup> Einen Anhaltspunkt bieten prognostizierte Kostensenkungspotentiale, die den heutigen Nachteil regenerativer Stromerzeugung durch den Forschungsrückstand in etwa quantifizieren: So werden für Wind 25% und für Solarenergie 50% Kosteneinsparung in den nächsten Jahren für möglich gehalten.

<sup>13</sup> Laut Verband der Elektrizitätswirtschaft betragen die Kosten für eine MWh Strom aus Steinkohle ca. 89 DM (bei einem neuen Kraftwerk), für Windkraft im günstigsten Fall 147 DM und für Photovoltaik je nach Anlage mindestens ca. 1500 DM (Quelle: VDEW-Datenbank). Berechnungen des Bundesministeriums für Wirtschaft zeigen etwas günstigere Zahlen, so werden hier für Windkraft Kosten ab 69 DM/MWh veranschlagt, so dass Windkraft teilweise konkurrenzfähig wäre (Quelle: BMWi).

<sup>14</sup> Um zu untersuchen, welcher Anteil regenerativer Energien an der Stromerzeugung optimalerweise erreichbar wäre, werden zahlreiche Studien durchgeführt, die die Zukunftschancen regenerativer Energien in verschiedenen Szenarien bewerten. Das spektakulärste Szenario (entwickelt unter der Führung des Wuppertaler Instituts für Klima, Umwelt und Energie) ergibt einen Anteil regenerativer Energien von 95% im Jahr 2050. Andere Studien ergeben 50-60%. (Vgl. z.B. O. Hohmeyer, K. Rennings: *Man-Made Climate Change, Economic Aspects and Policy Options*, Heidelberg 1999.) Dies wird durch eine konsequente Energiepolitik und große Energiesparmaßnahmen erreicht. Nur unter Einbeziehung der externen Effekte aus Klimaschadstoffen, deren Bewertung umstritten ist, kommt die Studie allerdings zu dem Ergebnis, dass die Kosten der Energieproduktion aus regenerativen Energien 2050 gleich den fossilen Energiekosten sein werden. Ohne Einbeziehung der externen Effekte wäre die Kostendifferenz weiterhin ca. 40%. Vgl. A.D. Neu, a.a.O., S. 23 f.

<sup>15</sup> Zum Thema der richtigen Abschätzung externer Effekte findet sich eine Vielzahl von Literatur. Während in der Theorie einige Fortschritte gemacht wurden, beklagen viele Autoren die mangelnde praktische und politische Umsetzung, die zu einer nur sehr grob angepassten staatlichen Regulierung führt. Vgl. z.B. in O. Hohmeyer, R.L. Ottinger (Hrsg.): *Social Costs of Energy*, Berlin 1994; und O. Hohmeyer, K. Rennings, a.a.O. Eine detaillierte Untersuchung verschiedener Steuerlösungen findet sich in Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung: *Anforderungen an und Anknüpfungspunkte für eine Reform des Steuersystems unter ökologischen Aspekten*, Berlin 1999, S. 196 ff.

<sup>16</sup> Für eine Abwägung verschiedener Methoden vgl. I. W. Parry, R.C. Williams: *A Second-Best Evaluation of Eight Policy Instruments to Reduce Carbon Emissions*, in: *Resource and Energy Economics*, Vol. 21 (1999), S. 347-373; oder H. Bonus (Hrsg.): *Umweltschutz und Wettbewerb*, 12. Trierer Kolloquium zum Umwelt- und Technikrecht, Berlin 1997, S. 22 ff.

Energien an der Stromerzeugung erhöhen. Eine konsequente Internalisierung der externen Effekte würde im Wettbewerb „von Null an“ grünen Energien durch die neuen Preissignale die Chance geben, im Markt bis zu ihrem gesellschaftlich optimalen Niveau nachgefragt zu werden<sup>14</sup>.

Die notwendigen staatlichen Eingriffe zur Internalisierung externer Effekte können unterschiedliche Formen annehmen: Bei allen politischen Maßnahmen, die direkte Vorgaben beinhalten oder sich von der Idee einer Pigou-Steuer, bei der der Staat direkt auf den Preismechanismus einwirkt, ableiten, ist die erste Herausforderung die Messung des gesellschaftlichen Schadens, der durch die verschiedenen Arten der Stromerzeugung entsteht<sup>15</sup>. Wird diese Schwierigkeit als gegeben hingenommen, ergeben sich verschiedene Möglichkeiten der umweltpolitischen Regulierung<sup>16</sup>. Die Lösung, die der Pigouschen Theorie am nächsten kommt, ist eine Steuer oder Gebühr auf die Verschmutzung. Die Höhe der Steuer entspricht dabei den Kosten der verursachten Umweltbelastung. Der Unternehmer entscheidet dann sozial optimal und wird im Gleichgewicht eine geringere Verschmutzung produzieren.

Eine eher privatwirtschaftliche Lösung, orientiert an Coase, bietet der Handel mit Verschmutzungslizenzen<sup>17</sup>. Nach der Spezifizierung von Eigentumsrechten erzeugt der Handel mit Verschmutzungslizenzen oder Umweltzertifikaten einen neuen Markt, auf dem sich die Preise für Umweltverschmutzung bilden können. Damit ist eine effiziente Allokation sichergestellt. Der Preis für eine Lizenz wird im Gleichgewicht die marginalen Kosten des Umweltschutzes widerspiegeln, da ein Unternehmen nur so lange Verschmutzungslizenzen nachfragen wird, wie eine eigene Reduktion der Verschmutzung höhere marginale Kosten bedeutet.

Durch einen ähnlichen Ansatz könnte auch eine direkte Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien durchgesetzt werden. Dabei wird zunächst eine Mindestmenge an regenerativ erzeugtem Strom festgelegt, die abgenommen oder produziert werden muss. So wäre das Erreichen des Umweltschutzzieles garantiert, auch wenn nicht klar wäre, ob es sich hierbei um den sozial optimalen Energiemix handelt<sup>18</sup>. Für die Erzeugung von Strom aus regenerativen Energien, den sie zu Marktpreisen absetzen, erhalten die Strom-

erzeuger dann zusätzlich Zertifikate (beispielsweise auf erzeugte kWh). Jeder Quotenverpflichtete erwirbt Zertifikate in Höhe der Quote. Die Anbieter regenerativen Stroms erhalten auf dem vom Strommarkt getrennten Markt für Zertifikate zusätzliche Erlöse und stehen dort auch untereinander in Konkurrenz.

Der Zertifikatspreis wäre ein Indikator für die zusätzlichen Kosten der regenerativen Stromerzeugung und würde die positiven externen Effekte der umweltfreundlichen Stromproduktion kompensieren<sup>19</sup>. Durch die unterschiedliche Bewertung einer regenerativ erzeugten Stromeinheit wäre auch gezielte Innovationsförderung denkbar, wenn etwa bei der marktferneren Photovoltaik mehr Zertifikate pro Stromeinheit zugeteilt würden<sup>20</sup>.

Der Staat sollte also auf dem deutschen Strommarkt zwei verschiedene Aufgaben erfüllen. Die Internalisierung der externen Effekte bei der Stromproduktion ist eine ständige Pflicht, da nur so eine effiziente Allokation möglich ist. Die Theorie geht hier von freiem Wettbewerb mit gleichen Ausgangsbedingungen aus. Die ersten beiden Schritte des Gedankenexperiment haben gezeigt, dass diese Voraussetzung in der Praxis eines erst kürzlich deregulierten Strommarktes nicht gegeben ist. Für ein volkswirtschaftlich effizientes Ergebnis, das sich über den Markt ergeben soll, müssen also zusätzlich gleiche Ausgangspositionen für den Wettbewerb geschaffen werden. Sobald sich die Bedingungen angeglichen haben, kann sich der Staat hier zurückziehen. Damit der Markt die richtigen Signale erhält, wäre es aufgrund der verschiedenen Zielsetzung der beiden Aufgaben sinnvoll, diese klar zu trennen. Beispielsweise können die Marktteilnehmer dann Anreizprogramme effektiver umsetzen. Inwieweit erfüllt die deutsche Energiepolitik ihre beiden Aufgaben?

### Internalisierung der externen Effekte

Seit Beginn der Liberalisierung des deutschen Strommarktes hat sich die Energiepolitik hin zu einer stärkeren Förderung regenerativer Energien orientiert. Wichtigstes Förderelement im „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (EEG, 1.4.2000) ist die Abnahmepflicht der Netzbetreiber mit vorgeschriebenen Mindestvergütungen<sup>21</sup>. Die Einspeisevergütung des EEG stellt einen Aufschlag auf den Preis des

<sup>17</sup> Für einen Überblick über die Gedanken von Pigou und Coase und ihre Weiterentwicklung vgl. R. Cornes, T. Sandler: *The Theory of Externalities, Public Goods, and Club Goods*, Cambridge University Press, London 1986.

<sup>18</sup> Für die Bedingungen eines funktionierenden Zertifikathandels vgl. z.B. F. Furger, B. Truffer: *Umweltzertifikate und die ökologische Umgestaltung moderner Gesellschaften*, in: H. G. Brauch (Hrsg.): *Energiepolitik: Technische Entwicklung, politische Strategien, Handlungskonzepte zu erneuerbaren Energien und zur rationellen Energienutzung*, Berlin 1997, S. 169-182.

<sup>19</sup> Beim Zertifikathandel muss festgelegt werden, ob die erstandenen Zertifikate zusätzlich oder als Substitut für den Bezug oder die Produktion von grünem Strom gelten können. Für eine Diskussion der Zusammenhänge und unterschiedlichen Auswirkungen vgl. O. Langniß, J. Markard: *Grüner Strom und staatliche Förderung – Eine Analyse der Wechselwirkungen*, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, Vol. 23 (4) (1999), S. 275-284.

<sup>20</sup> Neu beschreibt die Funktionsweise eines solchen Zertifikathandels mit Quotenregelung. Ein Modell, nach dem die festgelegte Quote durch Ausschreibung der Stromproduktion erfüllt wird, ist hier ebenfalls dargestellt. Vgl. A.D. Neu, a.a.O., S. 31 ff.

regenerativen Stroms dar, der die Produzenten für positive externe Effekte der grünen Stromerzeugung (saubere Luft, kein Verbrauch endlicher fossiler Ressourcen) kompensieren soll.

Diese Maßnahme stößt auf verschiedene Probleme: Zunächst ist unklar, aus welchem Grund verschiedene Arten regenerativer Energien eine unterschiedliche Kompensation erhalten (teilweise sogar mit zeitlicher Degression der Vergütungssätze), da sie alle dieselben positiven externen Effekte erzeugen. Die Externalitäten der regenerativen Stromerzeugung zeigen keine Unterschiede dieser Größenordnung. Hier orientiert sich die Mindestvergütung an den Kosten der Stromproduktion und vermischt damit die Aufgaben Internalisierung und Schaffung gleicher Ausgangsbedingungen. Die Höhe der zu kompensierenden positiven externen Effekte ist umso schwieriger zu bestimmen, als sie sich von einem gegebenen Verschmutzungsniveau ableiten muss, in das dann saubere Umwelt als positives Gut dazustößt.

Da die Regierung auf die Förderung fossiler Energieträger, vor allem der Kohle, aus Gründen des Arbeitsplatzerhalts und der Versorgungssicherheit nicht verzichten will, verschiebt sich das Gleichgewicht aus positiven und negativen externen Effekten, und die politischen Maßnahmen in verschiedenen Bereichen der Stromproduktion wirken gegeneinander. Damit ist eine konsequente Internalisierung negativer externer Effekte unmöglich geworden. Die Vergütung positiver Externalitäten müsste berücksichtigen, dass sich durch die gleichzeitige Förderung fossiler Energien der Ausgangspunkt (die Luftverschmutzung) verschlechtert. Dies wirkt dem Umweltschutzziel entgegen.

Die Internalisierung sollte so umgesetzt werden, dass sie den Wettbewerb möglichst wenig verzerrt. Besser als mit einer Subvention regenerativer Stromerzeugung könnte dies über einen Zertifikathandel erreicht werden. Denkbar wäre der Handel von Verschmutzungslizenzen zur Internalisierung der negativen externen Effekte bei der fossilen Stromerzeugung. Da die Erhöhung des Anteils regenerativer Energien ein explizites Ziel der heutigen Energiepolitik ist, bietet es sich aber besonders an, den Zertifikathandel zur Erfüllung einer Mindestquote grüner Stromerzeugung zu gebrauchen. Die Festlegung einer Quote garantiert eine Erhöhung des Anteils grüner Stromerzeugung auf den geplanten Wert unabhängig vom

Umweltbewusstsein der Stromkunden. Zusätzlich zu einer effizienten Preisbildung könnte so Wettbewerb unter grünen Stromerzeugern entstehen, der die technologische Entwicklung weiter anregen kann. Während sich Maßnahmen der Preisgestaltung mit den Subventionen für fossile Energieträger teilweise aufheben, wäre auch hier die Zertifikatlösung effektiver. Für den EU-Binnenmarkt für Strom ist eine Quotenlösung ebenfalls wahrscheinlich<sup>22</sup>.

Die „Ökologische Steuerreform“ ist zwar nicht ausschließlich auf die Stromerzeugung bezogen, wird jedoch explizit als Instrument für die Internalisierung der negativen externen Effekte von Energienutzung gepriesen. Im April 1999 neu eingeführt wurde eine Stromsteuer, die sich rein auf die verbrauchte Strommenge unabhängig von der Art der Stromerzeugung bezieht. Durch diese pauschale Gestaltung kann die Steuer den Schadstoffausstoß bei der Stromerzeugung nicht in die Preisgestaltung umsetzen. Um dieses Ziel zu erfüllen, müsste Strom aus regenerativen Energiequellen von der Steuerpflicht befreit werden<sup>23</sup>. Als positiver Nebeneffekt würde sich dadurch das Umweltbewusstsein in der Bevölkerung erhöhen: Grüner Strom würde als „guter Strom“ gekennzeichnet. Dies könnte zu Synergien mit dem Ökostrommarkt führen, der durch den materiellen Vorteil der Steuerbefreiung und den Imagegewinn von regenerativ erzeugtem Strom einen Nachfragezuwachs verzeichnen würde.

### Förderung von Forschung und Entwicklung

Die Aufgabe der Schaffung gleicher Startpositionen ergibt sich aus dem Übergang vom Monopol zum Wettbewerb und ist deshalb zeitlich begrenzt. Damit der Markt zu jedem Zeitpunkt so gut wie möglich funktionieren kann, sollten die Förderprogramme marktnah ausgerichtet werden. So kann der anfangs gesteuerte Konkurrenzdruck schneller in einen funktionierenden Wettbewerb münden.

Erfolgsmeldungen vor allem von neuen Windkraft-Anbietern zeigen, dass das EEG seine Förderwirkung in diesem Bereich nicht gänzlich verfehlt. Regenerative Stromerzeuger können jedoch heute nur selten im gesamten Strommarkt konkurrieren. Da sich alle Neuanbieter in annähernd derselben Ausgangslage

<sup>21</sup> Die Mindestvergütungen betragen 13-15 Pf/kWh bei Wasserkraft, 17,8-12,1 Pf/kWh für Windkraft, 17-20 Pf/kWh für Biomasse und 99 Pf/kWh für Photovoltaik. Mit Ausnahme von Wasserkraft ist die Förderung auf 20 Jahre begrenzt. Einige Fehler des StREG wie die Doppelte Deckelung oder die Kopplung der Mindestvergütung an die Erlöse wurden im EEG verbessert. (Quelle: Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG).)

<sup>22</sup> Ein Vorschlag der der EU-Kommission für eine Richtlinie zur Förderung erneuerbarer Energien, die eine Quotenlösung mit Zertifikathandel implementieren soll, ist derzeit bereits zur Beratung im Rat der Europäischen Gemeinschaften.

<sup>23</sup> Dies wurde im Gesetzgebungsverfahren erwogen. Dass die Umsetzung ausblieb, wird wie folgt begründet: Die Freistellung hätte für Stromimporte und Stromexporte zu rechtlichen Schwierigkeiten geführt, da importierter grüner Strom ebenfalls von der Steuer auszunehmen wäre, die Stromzufuhr nach Energiequellen aber sehr schwer nachweisbar ist. Vgl. A.D. Neu, a.a.O., S. 30.

befinden, wäre Wettbewerb unter grünen Stromerzeugern wünschenswert: Die Auslese der effizienten Technologien würde grüne Stromerzeugung schneller „fit“ für den Wettbewerb im gesamten deutschen und später auch europäischen Strommarkt machen. Die garantierte Einspeisevergütung des EEG verhindert jedoch Wettbewerb in diesem Marktsegment, da Anreize zur Kostensenkung nur bis zur Höhe der Mindestvergütung gegeben sind. Die zeitliche Degression der Förderung berücksichtigt Kostensenkungen nur exogen, ohne Konkurrenz zwischen Stromerzeugern aus verschiedenen regenerativen Energieträgern anzuregen. Eine Zertifikatlösung würde zu Wettbewerb unter grünen Stromerzeugern führen und könnte damit die Forschungsförderung effektiv umsetzen.

Die Wechselwirkungen des EEG mit dem Markt für grünen Strom sind relativ komplex, so dass nicht von vornherein klar ist, ob sich hier Synergieeffekte ergeben. Wird beispielsweise Strom, der bereits durch das EEG gefördert wurde, als grüner Strom vermarktet, wirkt die Mindestvergütung als Subvention. Dadurch können Anlagen, die durch die Mindestvergütung alleine nicht profitabel gewesen wären, gebaut werden, da sie auf dem Markt für grünen Strom zusätzliche Einnahmen erzielen. Dies gilt jedoch nur für ein garantiertes Verhältnis des Grünstromanbieters mit den Stromerzeugern<sup>24</sup>.

Falls der Anbieter von regenerativem Strom diesen jedoch von den vergütungspflichtigen Netzbetreibern erwirbt, entlastet er durch die Übernahme der Mindestvergütung in seinen Angebotspreis lediglich die Netzbetreiber von ihrem Kostenanteil an der Förderung durch das EEG. Die Last der Förderung tragen damit allein die Kunden grünen Stroms. Die „free-rider“-Problematik kann dann dazu führen, dass die Akzeptanz von „Ökostrom“-Angeboten nachlässt und der Zubau neuer Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung gefährdet ist. Das EEG an sich gibt also noch nicht die richtigen Signale für einen Ausbau der regenerativen Stromerzeugung.

<sup>24</sup> Manche Umweltzertifikate wollen diese Beziehung vorschreiben, damit gesichert ist, dass durch den erhöhten Ökostrompreis neue Anlagen gefördert werden, die ohne diese Kumulierung von EEG und höheren Preisen nicht gebaut worden wären.

<sup>25</sup> Durch den Erlös aus der Versteigerung der UMTS-Lizenzen konnten die Mittel für die Energieforschung kürzlich um 107 Mill. DM aufgestockt werden. Damit belaufen sie sich nun (ohne die Subventionsanteile der Einspeisevergütung) auf ungefähr 600 Mill. DM, etwas mehr als 10% der für die Steinkohleförderung bereitgestellten Mittel.

<sup>26</sup> Für die Flexibilität im Hinblick auf die Unsicherheit zukünftiger Entwicklungen ist auch die Grundlagenforschung wichtig. Deshalb sollten heute marktfähig erscheinende Technologien nicht gänzlich aufgegeben, sondern ebenfalls weiterentwickelt werden. Dies ist auch einer der Grundsätze der Forschungs- und Entwicklungspolitik der EU im Energiebereich.

<sup>27</sup> So verlangen private Anbieter von grünem Strom durchschnittlich 6-10 Pf/kWh (20-35%) mehr als der Durchschnittstarif.

Eine Ausweitung der Förderung von Grundlagenforschung, Produktentwicklung und Markteinführung ist notwendig, damit die Stromerzeugung aus regenerativen Energien den Vorsprung fossiler Energietechniken aufholen kann, der seinerseits weiterhin durch eigene Unterstützungsprogramme ausgedehnt wird<sup>25</sup>. Hier hat die Bundesregierung eine Reihe von spezifischen Programmen wie das „Marktanreizprogramm zugunsten erneuerbarer Energien“ und das „100 000-Dächer-Solarstrom-Programm“ geschaffen. Durch erhöhte Nachfrage soll Massenproduktion angeregt werden, die durch Größenvorteile die Produktionskosten senkt. Dies erklärt auch die vergleichsweise hohe Förderung für Solaranlagen, der bis heute marktfähigsten Technologie<sup>26</sup>. Die Fortsetzung der Programme für fossile Energieträger wirkt in die entgegengesetzte Richtung, da sie die Kostenvorteile fossiler Stromerzeugung verstärkt. Für die Angleichung der Wettbewerbsbedingungen wäre das Ende dieser Förderung ein großer Schritt nach vorne, der jedoch aufgrund anderer politischer Ziele nicht unternommen wird.

### Hat Strom eine Farbe?

Neben der Konkurrenz über den Preis zeigt der deutsche Strommarkt eine weitere Entwicklung: Strom hat eine Farbe bekommen. Die Möglichkeit, mit „grünem Strom“ ein anderes Produkt einer „anderen Qualität“ anbieten, und damit auch Preisunterschiede motivieren zu können, ist eine Chance für die regenerative Stromerzeugung, die sich durch den Wettbewerb neu ergeben hat<sup>27</sup>. Die recht große Anzahl neuer Anbieter von „Ökostrom“-Produkten zeigt, dass sich hier zumindest ein Nischenmarkt entwickelt<sup>28</sup>. In einer Studie der Universität Karlsruhe gaben 20% der Haushalte an, einen grünen Stromtarif wählen zu wollen, auch wenn dies höhere Kosten verursachte<sup>29</sup>.

Auch die Altanbieter reagierten auf diese Möglichkeit und brachten „Ökostrom“-Produkte auf den Markt. Dieser Schritt scheint aus ganz anderen Überlegungen geboten. Aus der Theorie ergibt sich, dass es sich für etablierte Unternehmen lohnt, Nischen mit eigenen Marken zu besetzen, um damit neue Kon-

<sup>28</sup> Laut Bundesumweltministerium boten Ende 1999 40 Unternehmen der allgemeinen Elektrizitätsversorgung und 20 EVU-unabhängige Unternehmen Verträge mit „Ökostrom“ an. Vgl. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Klimaschutz durch Nutzung Erneuerbarer Energien (Klimaschutzstudie), 1999.

<sup>29</sup> Tatsächlich wechselten nur ca. 1,2% der Stromkunden wirklich zu einem „Ökostrom“-Angebot, teilweise bei ihrem Altanbieter. Diese geringe Wechselbereitschaft ist oft durch Wechselkosten bedingt.

<sup>30</sup> Bei einem möglichen Eintritt auf neue Nischenmärkte kommt es zu einer Einführung sehr vieler Marken durch alteingesessene Unternehmen („brand proliferation“), da es lohnend ist, auf diese Weise Newcomer vom Markt abzuhalten. Nach R. Schmalensee: Entry Deterrence in the Ready-to-Eat Breakfast Cereal Industry, in: The Bell Journal of Economics, 1978, S. 305-327.

kürrenz zu verhindern<sup>30</sup>. Diese Strategie der „brand proliferation“ trifft Neuanbieter von grünem Strom besonders, da sie sich auf ein klar abgrenzbares Marktsegment spezialisieren<sup>31</sup>.

### Markteintrittsbarrieren für grüne Stromanbieter

Versuchen Anbieter von grünem Strom als Neuanbieter in den Markt einzutreten, so haben sie – abgesehen von Preisnachteilen – wie alle anderen Neuanbieter mit Markteintrittsbarrieren zu kämpfen, die sich teilweise aus der Marktstruktur ergeben, aber auch gezielt von den Altanbietern errichtet werden<sup>32</sup>: Die etablierten Stromunternehmen führen durch den Abbau von vorhandenen Überkapazitäten aus Monopolzeiten eine Verknappung von Strom herbei, die einen ruinösen Preiswettbewerb unwahrscheinlicher macht<sup>33</sup>. Einerseits bleiben so die Gewinnmargen der Altanbieter erhalten, so dass sich für Neuanbieter ein Zutritt lohnen könnte. Andererseits können die Kraftwerksschließungen aber auch als Signal an neue Anbieter gewertet werden, dass die Kapazitätsüberschüsse so hoch sind, dass für weitere Unternehmen im Markt kein Platz ist. Problematisch ist der Abbau von Kapazitäten auch, wenn teurere deutsche Kraftwerke durch Importstrom aus Ländern mit niedrigeren Sicherheitsstandards und deshalb günstigerer Stromproduktion abgelöst werden<sup>34</sup>.

Auch Wechselkosten erschweren es neuen Unternehmen, Kunden zu gewinnen und geben den Altanbietern die Möglichkeit, die Konkurrenz durch aggressive Preisstrategien kurzfristig aus dem Markt zu treiben. Kleine Preisunterschiede machen in diesem Fall einen Wechsel noch nicht attraktiv, da damit zusätzliche Kosten verbunden sind<sup>35</sup>. Manchen Altanbietern wird vorgeworfen, ihre Kunden durch Einschüchterung und überhöhte Wechselgebühren gezielt vom Anbieterwechsel abzuschrecken. Für Anbieter von regenerativ erzeugtem Strom, die nicht in der Lage sind, Konkurrenzpreise und Wechselkosten zu unterbieten, ist dies ein besonderer Nachteil. Der Markt, der für neue Anbieter zur Verfügung steht, bleibt weiterhin sehr begrenzt<sup>36</sup>.

Die Überwindung von Markteintrittsbarrieren gehört zur politischen Aufgabe der Gestaltung gleicher Ausgangsbedingungen. In diesem Punkt ist die Energiepolitik oft kritisiert worden. Deutschland setzt bisher bei der Verhandlung der Durchleitungsentgelte mit der Verbändevereinbarung als einziges EU-Land auf eine reine Marktlösung. Einige Neuanbieter, zusammengeschlossen in der „Initiative-Pro-Wettbewerb“, fordern eine eigene Regulierungsbehörde für den Strommarkt. Zwar wäre in diesem Fall die Forderung, dass der Staat möglichst zurücktreten und nur die geeigneten Rahmenbedingungen schaffen sollte, nicht erfüllt. Andererseits wäre eine zeitlich begrenzt angelegte Regulierungsbehörde das richtige Signal dafür, dass die Schaffung gleicher Ausgangspositionen als politische Aufgabe notwendig ist, da nur so ein effizientes Marktergebnis ermöglicht werden kann.

### Neue Formen der Regulierung

Im Vergleich zur Zeit vor der Deregulierung des deutschen Strommarktes hat die heutige Energiepolitik die Förderung regenerativer Energien verbessert. Jedoch berücksichtigt sie nicht in ausreichendem Maße, dass sich durch die Liberalisierung auf dem deutschen Strommarkt eine grundsätzlich neue Situation ergeben hat. So sollte sich die Energiepolitik stärker marktnaher Instrumente bedienen und dabei die beiden Hauptziele der Energie- und Umweltpolitik klar trennen. Die Internalisierung externer Effekte wird als Aufgabe immer neben dem Wettbewerb bestehen bleiben und sollte deshalb möglichst wenig in den Markt eingreifen. Damit sich ein freier Wettbewerb entfalten kann, der – in Zusammenarbeit mit der Internalisierung externer Effekte – schließlich den gesamtwirtschaftlich effizienten Anteil regenerativer Energien erreicht, sollten außerdem die ungleichen Startpositionen der verschiedenen Energieträger angeglichen werden. Umweltzertifikate in Verbindung mit einer Quote und eine zeitlich begrenzt angelegte Regulierungsbehörde könnten hier Ansatzpunkte sein.

<sup>31</sup> Für die Förderung regenerativer Energien wäre es grundsätzlich belanglos, welcher Anbieter grünen Strom vermarktet. Doch stellt sich bei vielen Produkten das Problem, dass die bereits vorhandene grüne Stromerzeugung zu einem neuen Produkt „umgewidmet“ wird und es deshalb nicht zu einer vermehrten Nutzung regenerativer Energien kommt. Eine solche Differenzierung bedeutet nur eine erhöhte Einnahmequelle für das betreffende Unternehmen, da der grüne Strom bereits im „normalen“ Stromangebot enthalten war und deshalb eigentlich nicht zusätzlich förderwürdig ist. Ein gutes Beispiel ist die aufwendige Vermarktung des „AquaPower“-Produkts von E.ON, das jüngst öffentlich kritisiert wurde. Hier zeigt sich das Problem einer garantierten Zertifizierung von „Ökostrom“. Um dem abzuhelfen, sind bereits verbindliche Gütesiegel geplant, für die die Energiequelle, die Förderung durch das EEG und der Anteil von Neuanlagen berücksichtigt werden sollen.

<sup>32</sup> Vgl. hierzu z.B. J. Drillisch, Ch. Riechmann: Liberalisation of the Electricity Supply Industry – Evaluation of Reform Policies, EWI-Working Paper 98/5, S. 42 ff.

<sup>33</sup> Nach der Fusionswelle wird der Kapazitätsabbau oft als nächste Stufe der Reaktion auf die Preissenkungen und den Zwang zu kosteneffizienter Produktion dargestellt. RWE hat die Stilllegung von Kraftwerken mit einer Produktion von 5000 Megawatt angekündigt. Ähnliche Zahlen gelten für E.ON.

<sup>34</sup> Hier gerieten die Bayernwerke (E.ON) in Verbindung mit dem Atomkraftwerk Temelin in die Kritik.

<sup>35</sup> Für das theoretische Modell vgl. P. Klemperer: Competition when Consumers have Switching Costs, in: Review of Economic Studies, Vol. 62 (1995), S. 515-539.

<sup>36</sup> Nach einer Studie der GfK Marktforschung hat sich der Anteil der Kunden, die tatsächlich ihren Stromanbieter gewechselt haben, bis Mai 2000 auf 5% erhöht. Image und Präsenz des Anbieters spielten dabei neben dem Preis die größte Rolle.