

# Politikkoordination im Rahmen der Energiewende – das Beispiel Emissionshandelssystem und Förderung erneuerbarer Energien

**Im Rahmen der Umsetzung der Energiewende steigt der Bedarf an Politikkoordination angesichts des Zusammenwirkens multiplen Marktversagens und der Interaktion umwelt-, energie- und innovationspolitischer Ziele und Instrumente im Policy-Mix. Zugleich erweist sich eine Koordination als zunehmend schwierig, und es entsteht die Gefahr ökonomischer Ineffizienz. Dieses Spannungsverhältnis wird am Beispiel des Zusammenspiels des Emissionshandelssystems (ETS) einerseits mit der Förderung der Forschung, Entwicklung und Diffusion von erneuerbaren Energien andererseits dargestellt. Bereits die getrennte Betrachtung dieser Bereiche offenbart z.T. erhebliche Effizienzverluste in der Politikimplementation. Politikinteraktionen sorgen für Komplexität. Es werden verschiedene Reformansätze zur Verbesserung der Politikkoordination formuliert. Beim ETS bieten sich vor allem die Einführung EU-weiter Mindestpreise und eine Weiterentwicklung klimapolitischer Ziele und rechtlicher Vorgaben in längerfristiger Perspektive an. Hilfreich wäre zudem die Ausweitung des Anwendungsbereichs auf alle treibhausgasemittierenden Sektoren. Bei der Förderung erneuerbarer Energien ist anzuraten, das Verhältnis zwischen Diffusionsförderung und FuE-Förderung zugunsten letzterer zu verschieben. Die Förderung des Einsatzes und der Diffusion erneuerbarer Energien kann u.a. über ein revidiertes Marktprämienmodell effizienter bewerkstelligt werden.**

Innerhalb der energiebezogenen Umweltpolitik haben sich in den letzten 20 Jahren neue, teils komplementäre und teils konkurrierende Ziele und Instrumente herausgebildet. Das aktuelle Energiekonzept der Bundesregierung stellt einerseits den Endpunkt dieser Entwicklung dar. Andererseits weist es in die Zukunft. Nach den Zielvorgaben des Energiekonzepts und der sog. Energiewende werden fundamentale Strukturveränderungen im Energiesystem angestrebt, insbesondere eine weitgehende Abkehr von kohlenstoffintensiven fossilen Energieträgern bis 2050 und ein mittelfristiger Verzicht auf Kernenergie bis 2022. Klimapolitisch soll eine Reduktion der Treibhausgasemissionen gegenüber dem Basisjahr 1990 um 40% bis 2020 und um mindestens 80% bis 2050 erreicht werden. Zugleich soll der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 von heute rund 20% auf 35% gesteigert und danach weiter kontinuierlich erhöht werden. Weitere Ziele betreffen die Senkung des Energieverbrauchs bzw. -bedarfs. Außerdem werden neben dem Stromsektor auch spezielle Ziele für den Wärme- und Verkehrsbereich definiert.

Um diese Ziele möglichst effizient zu erreichen und gleichzeitig Versorgungssi-

cherheit zu gewährleisten, sind Innovationen in verschiedenen Formen unabdingbar (wie Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz, verbesserte Technologien zur Nutzung erneuerbarer Energien, intelligente Energienetze, Energiespeicher, neue Geschäftsmodelle, veränderte Konsummuster etc.), um den zum Teil konkurrierenden Anforderungen an die Transformation des Energiesystems gerecht zu werden. Der Innovationspolitik kommt dabei eine Schlüsselrolle zu, da Innovationen im Allgemeinen und Umweltinnovationen im Besonderen nicht allein aus wettbewerblichen Prozessen resultieren. Bereits »allgemeine« Innovationen sind mit positiven Externalitäten verbunden, die tendenziell zu einer Unterinvestition in den technischen Fortschritt führen. Umweltinnovationen richten sich zudem auf negative Externalitäten durch Treibhausgasemissionen (bzw. andere Formen von Umweltbelastungen und Übernutzungen). Ebenso werden starke nachfrageseitige Externalitäten bzw. Hemmnisse in der Phase der Adoption und Diffusion von Innovationen bei vielen Umweltinnovationen angeführt. Erschwerend wirkt sich auch die Existenz problematischer Pfadabhängigkeiten bei fossilen Energieträgern (sog. carbon lock-in) auf CO<sub>2</sub>-arme bzw. -mindernde Innovationstätigkeiten aus.

Eine Politik, die Umweltinnovationen fördert, hat zwar vor dem Hintergrund multiplen Marktversagens eine prinzipiell gute Legitimationsgrundlage. Aus dem Zusammenwirken von Marktversagen und der Interaktion verschiedener politischer Ziele und Instrumente im Policy-mix lässt sich auch i.d.R. ein erhöhter Koordinations- und Abstimmungsbedarf ableiten. Die starke Regulierungsbedingtheit dieser Innovationen stellt allerdings auch eine besondere Herausforderung für die Politik dar. Instrumente können sich ergänzen und gegenseitig verstärken, sich aber auch neutralisieren oder gar konterkarieren und so wiederum Politikziele und ihre Glaubwürdigkeit unterminieren. Mit zunehmender Zahl von Instrumenten und Überlappungen steigt die Wahrscheinlichkeit von Effizienzverlusten oder gar regelrechten »Politikstaus«. Die Regulierungsbedingtheit bildet also per se keine hinreichende Grundlage für eine Kumulation von politischen Instrumenten und Zielen zugunsten von Umweltinnovationen (und anderen Umweltschutzmaßnahmen). Werden etwa mehrere Instrumente eingesetzt, die sich auch auf die Erreichung eines Politikziels zurückführen lassen, entstehen leicht Redundanzen und zusätzliche Kosten. Insofern besteht die Gefahr, Koordinationsbedarf zu erzeugen, wo eigentlich keiner besteht. Für eine gewisse Zurückhaltung beim Einsatz von Policy-mixes spricht aus ökonomisch-ordoliberaler Sicht ebenso die Tatsache, dass nicht alle politischen Ziele gleichermaßen begründbar sind (sog. Legitimationspostulat). Das Ziel der Treibhausgasreduzierung hat etwa vor dem Hintergrund von Markt- bzw. Systemversagen im Klimaschutz einen übergeordneten Stellenwert gegenüber dem politisch postulierten Ziel, einen ganz bestimmten Anteil von Strom aus erneuerbaren Energien zu erzeugen. Generell sind ökonomisch nicht begründbare Ziele entweder überflüssig oder mit zusätzlichen Kosten verbunden. Sie sind überflüssig, wenn das übergeordnete Ziel anderweitig kosteneffizient erreicht wird. Und sie führen zu zusätzlichen Kosten, wenn sie bindend werden und von einer kosteneffizienten Lösung wegführen.

Im Auftrag der Expertenkommission Forschung und Innovation des Stifterverbandes für die Deutsche Wissenschaft hat das ifo Institut daher kürzlich das Zusammenspiel von Innovationspolitik, Energiepolitik und Umweltpolitik vor dem Hintergrund der Transformation des Energiesystems in Deutschland aufgearbeitet.<sup>1</sup> Es wurden Interaktionen zwischen den angestrebten Zielen und verwendeten Instrumenten herausgestellt und bewertet und Implikationen für eine bessere Koordination der Politiken gezogen. Basis der Untersuchung bildete eine Literatur- und Dokumentenanalyse sowie ergänzend einige deskriptiv-statistische Auswertungen. Vorrangig richtete sich der Blick auf Literaturquellen, die ihre Reformempfehlungen als ein Beitrag zu

mehr ökonomischer Effizienz verstehen.<sup>2</sup> Der Policy-mix von Innovations-, Energie- und Umweltpolitik wurde konkret vor dem Hintergrund des Energiekonzepts der Bundesregierung und einiger aktueller Entwicklungen der europäischen Umwelt- und Energiepolitik thematisiert und bewertet. Illustriert wird dies anhand einer Betrachtung des Zusammenspiels von Emissionshandelssystem und der Förderung erneuerbarer Energien.<sup>3</sup> So stellt der Emissionshandel (ETS) im Sinne der umweltökonomischen Internalisierungsansätze ein zentrales Element einer ökologisch treffsicheren und ökonomisch effizienten Umweltpolitik dar. Maßnahmen, die auch auf eine Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen zielen, aber gewissermaßen unterhalb der durch den ETS festgelegten Obergrenze wirken, sind potenziell ineffizient und besonders begründungsbedürftig. Die zusätzliche Förderung CO<sub>2</sub>-armer, erneuerbarer Energien wird zugleich mit besonderem politischem Nachdruck betrieben. Sie stellt auch einen expliziten Bezug zur Innovations- und Technologiepolitik dar. Im Folgenden soll zunächst auf die Begründbarkeit, Wirksamkeit und Effizienz von Emissionshandelssystem einerseits und Fördermaßnahmen andererseits getrennt eingegangen werden, bevor dann die Interaktionen thematisiert werden und Reformoptionen aufgezeigt werden.

### Getrennte Betrachtung von Emissionshandelssystem und Förderung erneuerbarer Energien

Theoretisch stellt der Emissionshandel ein ökonomisches Mengeninstrument dar, das grundsätzlich darauf ausgelegt ist, umwelt- bzw. klimapolitische Ziele – die stellvertretend für das schwer ermittelbare optimale Schadensniveau stehen – kosteneffizient zu erreichen. Dies erfolgt über den Ausgleich der Grenzvermeidungskosten (statische Effizienz). Gleichzeitig schaffen die regelmäßige Absenkung der Emissionsobergrenze und das generierte Preissignal einen Anreiz, neue Technologien zur Emissionsvermeidung zu entwickeln und einzusetzen, wenn diese mit längerfristig geringeren Kosten zur Zielerreichung verbunden sind als die Vermeidung im Rahmen heutiger Technologien (dynamische Effizienz i.e.S.). Entsprechend wäre ein positiver Impuls auf

<sup>2</sup> Dahinter steht die Einschätzung, dass die derzeitige Energie- und Umweltpolitik das Effizienzkriterium gegenüber dem Kriterium der Effektivität oder dem Kriterium der Verteilungsgerechtigkeit vernachlässigt. Zugleich richtet sich der Blick aber verstärkt auch auf solche Reformempfehlungen, die unter den vorherrschenden politischen und institutionellen Rahmenbedingungen oder zumindest in einem überschaubaren Zeitraum machbar erscheinen. Gegenüber zum Teil sehr abstrakten Effizienzbetrachtungen werden also die Voraussetzungen und Folgen erfolgreicher Implementation ausgehend vom Status quo betrachtet.

<sup>3</sup> In der Studie wurden ebenso die Förderung erneuerbarer Energien im Strommarkt unter Berücksichtigung der angestrebten Umgestaltung des Energieversorgungssystems (Netze, Speicher, Marktdesign), die Förderung der Energieeffizienz und des Einsatzes erneuerbarer Energien im Gebäudesektor sowie direkte Formen der Koordination auf politischer und administrativer Ebene im Hinblick auf ein potenziell zu gründendes Energie- und Klimaministerium untersucht.

<sup>1</sup> Vgl. Rave, Triebswetter und Wackerbauer (2013) sowie die dort zitierte Literatur. Vgl. auch EFI (2013).

den Einsatz erneuerbarer Energien zu vermuten. Gesamtwirtschaftliche Kosteneffizienz ermöglicht dabei ihrerseits die Umsetzung weiterer anspruchsvoller (umwelt-)politischer Ziele und die Gewährleistung gesellschaftlicher Akzeptanz.

Das in der EU tatsächlich realisierte Emissionshandelssystem (ETS) weist demgegenüber noch erhebliche Effizienzmängel auf:

- Gegenwärtig deckt der Emissionshandel nur etwa die Hälfte der Treibhausgasemissionen ab. Die nicht in den Emissionshandel eingebundenen Emissionsquellen (u.a. Verkehrs- und Haushaltssektor) unterliegen einer Vielzahl spezifischer, nationaler Emissionsminderungsmaßnahmen zur Einhaltung des übergeordneten Klimaschutzziels der EU der Reduktion der Treibhausgase um 20% gegenüber 1990. Zugleich besteht keine direkte Verbindung zwischen dem EU ETS und den Emittenten außerhalb des ETS. Damit findet kein Ausgleich der Grenzvermeidungskosten über alle Sektoren statt. Die kosteneffiziente Aufteilung des Emissionsbudgets auf alle Sektoren und die sachgerechte Fortschreibung von Emissionszielen (z.B. bei Vorliegen neuer technologischer Gelegenheiten) wird dadurch erschwert, und Klimaschutz auf EU-Ebene wird relativ teurer.
- Die Preise für Emissionszertifikate von derzeit etwa 5 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> liegen deutlich unter den Schätzungen für Schäden, die durch jede zusätzlich emittierte Tonne CO<sub>2</sub> verursacht werden (von etwa 70 Euro nach Umweltbundesamt 2007; European Commission 2008).
- Den vom Emissionshandel ausgehenden Anreizen zur Einsparung von CO<sub>2</sub> stehen gleichzeitig Anreize zum Einsatz CO<sub>2</sub>-intensiver Energieträger gegenüber, insbesondere in Form von in vielen Ländern gewährten Kohlesubventionen. Insgesamt werden die weltweiten Subventionen zugunsten fossiler Energieträger auf 409 Mrd. US-Dollar taxiert (vgl. IEA 2011). Diese Subventionen verhindern die Erreichung eines kosteneffizienten Energieträger-Mix.
- In seiner aktuellen Ausgestaltung setzt das EU ETS kaum Anreize, in neue Technologien zu investieren, um die Kosten der Emissionsvermeidung in der Zukunft zu verringern (dynamische Effizienz). Wenn die Zertifikatspreise wie bislang erheblich schwanken können und politische Minderungsziele im Zeitablauf unsicher sind, setzen risikoaverse Akteure eher auf etablierte Vermeidungstechniken, wie den Wechsel von Kohle- zu Gaskraftwerken, und vernachlässigen langfristig wünschenswerte Investitionen in innovative, klimafreundliche Technologien und entsprechende Infrastruktur. Bisherige empirische Arbeiten zu den Innovationseffekten des Emissionshandels zeigen, dass die Einführung des Emissionshandels zwar unternehmerische Routinen und die Erwartungsbildung der betroffenen Akteure insofern verändert, dass der CO<sub>2</sub>-Preis künftig eine wichtige Grundlage für Investi-

onsentscheidungen spielen wird. Allerdings hat der Emissionshandel in den ersten Jahren keine nachhaltige Wirkung auf Forschungs- und Entwicklungsentscheidungen und das energieträgerspezifische Portfolio von Energieunternehmen gezeigt. Begünstigt wurden vielmehr in erster Linie Wirkungsgradverbesserungen im Erdgas- und Steinkohlenkraftwerksbereich, z.T. Investitionen in sog. Clean-Coal-Technologien sowie Technologien zu Kohlenstoffspeicherung und -lagerung. Die Wirkungen auf erneuerbare Energien und nachfrageseitige Energieeinsparung sind dagegen begrenzt (vgl. Calel und Dechezlepretre 2011; Rogge, Schneider und Hoffmann 2011; Rogge und Hoffmann 2010; Matthes 2010).

Insgesamt ist der Emissionshandel stark auf die kurze Frist und nicht auf die langfristige notwendige Dekarbonisierung und die daran gebundenen Voraussetzungen (z.B. beim Aufbau der Infrastruktur) ausgerichtet. Der Emissionshandel allein ist letztlich auch kein Instrument, mit dem Pfadabhängigkeiten zugunsten des Einsatzes konventioneller (fossiler) Energieträger überwunden werden kann. Wäre der derzeitige Emissionshandel alleiniges Instrument der Klimapolitik, würden auf lange Sicht zu geringe technologische Entwicklungen im Bereich der klimaneutralen Energietechnologien angestoßen. Es droht daher ein Konflikt zwischen statischer und dynamischer Effizienz: Gegebene, kurzfristige Emissionsminderungsziele werden zwar bei minimalen bzw. zumindest relativ geringen Vermeidungskosten durch den Emissionshandel erfüllt; langfristige Emissionsminderungsziele drohen dagegen durch die Verstärkung von bestehenden Pfadabhängigkeiten verfehlt oder aufgrund von Widerständen gar nicht erst in anspruchsvoller Weise auf der Basis der kurzfristigen Ziele fortgeschrieben bzw. konkretisiert zu werden (vgl. del Rio 2008; SRU 2011).<sup>4</sup>

Gäbe es neben den durch Treibhausgase verursachten Klimaexternalitäten keine weiteren Tatbestände des Marktversagens, wäre jede Zielsetzung für erneuerbare Energien (und Energieeffizienz) kontraproduktiv oder im besten Falle überflüssig. Das Minderungsziel für Treibhausgasemissionen könnte durch ein einziges marktkonformes Regulierungsinstrument wie einen umfassenden Emissionshandel statisch und dynamisch effizient erreicht werden. Über den Ausgleich von Grenzvermeidungskosten würde sich automatisch der kosteneffiziente Mix aller Treibhausgasminderungsoptionen (erneuerbare Energien, Energieeinsparung, andere klimafreundliche Technologien) einstellen. Allerdings existieren neben Klimaexternalitäten weitere Formen des Marktversagens, denen auch ein ideales Emissionshandelssystem nur unzureichend entgegenwirken könnte. Die normative Rechtfertigung der Förderung erneuerbarer Energien

<sup>4</sup> Die Erreichung der aggregierten kurzfristigen und langfristigen Emissionsreduktionsziele zu den geringst möglichen Kosten bezeichnet del Rio (2008) auch als intertemporale Effizienz.

setzt daher an diesen Marktversagenstatbeständen an. Darüber hinaus werden in pragmatischer Absicht weitere Gründe für diese Förderung angeführt, die zum Teil die oben erwähnten Defizite des in der Praxis realisierten Emissionshandels zu kompensieren versuchen.

Ein erstes Marktversagen besteht darin, dass Wissen mit positiven Externalitäten verbunden ist und damit den Charakter eines öffentlichen Gutes hat. Grundlegend ist die Tatsache, dass sich der Nutzen von Innovationen und insbesondere von Erfindungen – trotz eines gewissen, aber letztlich meist partiellen Patentschutzes und anderer, meistens auch unzureichender Schutzmechanismen – nicht hinreichend privat aneignen lässt. Es treten nicht-kompensierte Wissens-Spill-overs zugunsten von Wettbewerbern auf. Folge dieser Spill-overs ist eine Unterinvestition in die Wissensproduktion und die Forschung und Entwicklung.

Die spezifische Forschungs- und Technologieförderung zugunsten erneuerbarer Energien liegt darin begründet, dass Wissens-Spill-overs tendenziell größer als in anderen Sektoren sind und Wissens-Spill-overs mit der Existenz eines carbon lock-in zusammenwirken. Mehr als in anderen Branchen birgt das Ausmaß und der lange Zeithorizont von Investitionen in innovative Energietechnologien zur Transformation des Energiesystems besonders hohe Risiken. So könnten sich zu einem späteren Zeitpunkt bestimmte Energietechnologien als ungeeignet erweisen bzw. ihre politische Unterstützung in einem stark regulierten Umfeld verlieren. Vor allem aufgrund der ungewissen politischen Unterstützung und unsicheren längerfristigen Klimaschutzziele lassen sich Zukunftsmärkte zur Absicherung der Risiken nur schwer etablieren. Hinzu kommt im Energiebereich die Tatsache, dass der Wettbewerb im Markt insbesondere bezüglich des relativ homogenen Gutes Strom im Wesentlichen über den Preis ausgetragen wird. Es bestehen damit wenig Möglichkeiten zur Produktdifferenzierung und damit auch wenig Chancen, hohe anfängliche Kosten später über höhere Preise auszugleichen. Gleichzeitig werden die Anbieter fossiler Energien durch das Vorhandensein eines carbon lock-in begünstigt bzw. ihr Fortbestehen stabilisiert. Dazu zählen etwa u.a. die vorhandene Infrastruktur, versunkene und amortisierte Investitionskosten und damit verbundene Trägheitsmomente oder vergangene, kostensenkende Skalenerträge und Lernkurveneffekte. Ebenso zu bedenken sind die Barrieren auf dem Kapitalmarkt durch relativ hohe Risikoprämien bei der Realisierung von Projekten im Bereich erneuerbarer Energien. Ohne substantielle politische Unterstützung jenseits des derzeitigen Emissionshandels und der allgemeinen FuT-Förderung könnten damit die Anbieter erneuerbarer Energien von etablierten und häufig marktmächtigen Firmen diskriminiert und von den Energiemärkten abgeschreckt werden. Zu rechtfertigen sind daher spezifische, auf diese »intertemporale Externalität« gerichtete Politikmaßnahmen für erneuerbare Energien, die substan-

tielle Kostensenkungen induzieren, aber temporär begrenzt sind (vgl. z.B. Neuhoff 2005; Fischer und Preonas 2010). Andererseits trifft eine derartige, auf erneuerbare Energien fokussierte Förderung (sog. Lock-out-Politik) auf mehr oder weniger starke Auswahlprobleme (»Picking-the-Winner«). Zudem stellen sich zahlreiche Fragen der Ausgestaltung der Förderung.

Besonders gut lässt sich vor diesem Hintergrund die Förderung der Forschung und Entwicklung (FuE) im Bereich erneuerbarer Energien begründen. Sie ist ein wesentlicher Hebel zur Entwicklung von Basistechnologien, über die ein carbon lock-in überwunden werden kann. Zugleich reduziert sie die Unsicherheit privater Marktteilnehmer. Die Förderung des Einsatzes und der Diffusion erneuerbarer Energien lässt sich mit kostensenkenden Lernkurveneffekten (insbesondere bei noch relativ unausgereiften Technologien) begründen. Angesichts des Zusammenwirkens von Lernkurveneffekten mit Skaleneffekten und Lock-in-Effekten kann die Existenz von Lern-Spill-overs als Basis für internalisierende Maßnahmen vermutet werden. Von Innovationssystemansätzen werden darüber hinaus positive Rückkopplungen zwischen Technologie- und Marktentwicklung angeführt (user-producer interaction, learning by interacting, learning by exporting).<sup>5</sup> Die Entwicklung innovativer, klimafreundlicher Technologien kann zudem mittelfristig über den Technologietransfer zu Emissionsminderungen in Ländern ohne strikte Klimapolitik führen und dadurch die (globale) Kosteneffizienz unilateraler Klimaschutzpolitik erhöhen und den Beitritt zu einem zukünftigen weltweiten Klimaabkommen erleichtern.

Insgesamt herrscht ein gewisser Konsens, dass sowohl die FuE-Förderung als auch nachfrageseitige Diffusionspolitiken zur Innovationsförderung im Bereich erneuerbarer Energien erforderlich sind und sich gegenseitig befruchten können. Diskussionswürdig sind das Verhältnis und das Ineinandergreifen dieser verschiedenen Politikansätze.

So wird in Deutschland die Förderung erneuerbarer Energien stark durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) dominiert. Es sieht die Verpflichtung des Netzbetreibers zum Netzanschluss, den Einspeisevorrang des Stroms aus erneuerbaren Energien gegenüber konventionellem Strom und differenzierte Einspeisevergütungen bzw. eine optionale Marktprämie vor. Die Förderung erneuerbarer Energien über das EEG entspricht als ökologisch motivierter Technologie-

<sup>5</sup> Die Förderung des Einsatzes erneuerbarer Energien trägt prinzipiell neben dem Abbau klima- und technologiepolitischer Marktversagen auch zur Abbildung anderer Marktmängel bzw. Barrieren und zur Erreichung weiterer politischer Ziele bei. Eine gewisse Berechtigung hat ihr Beitrag zur Erhöhung der politischen Versorgungssicherheit (unsichere Energieimporte) und zum Abbau nicht-klimabezogener Umweltexternalitäten. Auf eher wackliger Grundlage steht aus normativ ökonomischer Sichtweise dagegen das industrie-, beschäftigungs- und regionalpolitische Motiv der Förderung erneuerbarer Energien (vgl. ausführlicher Rave, Triebswetter und Wackerbauer 2013).

politik nur eingeschränkt den Anforderungen einer Politik, die auf die Internalisierung von Wissens- und Lern-Spill-overs bzw. die Stimulierung von Innovationen im Sinne dynamischer Effizienz ausgerichtet ist. Generell sind die differenzierten Fördersätze nicht unmittelbar auf unterschiedliche Lernraten bzw. Adoptionsexternalitäten, sondern auf die jeweiligen durchschnittlichen Stromgestehungskosten ausgerichtet. Inkrementelle Innovationen werden zwar in dem Sinne begünstigt, dass die Anlagenbetreiber Technologien nachfragen, bei denen das Verhältnis zwischen Produktionskosten und Einspeisevergütung pro produzierte Stromeinheit am größten ist. Die Vergütung nach Durchschnittskosten führt jedoch dazu, dass der Innovator an einer (ex post) effizienten Technologie genauso viel verdient wie an einer schon vorhandenen, was radikaleren Innovationen entgegensteht.<sup>6</sup> Die verschiedenen Bonusregelungen innerhalb des EEG sind zwar im engeren Sinne technologiepolitisch motiviert. Fraglich ist aber, ob von Seiten des Staates dadurch tatsächlich längerfristig tragfähige Technologien in einem dynamischen Weltmarkt ausgewählt werden können oder nicht letztlich Investitionsanreize verzerrt und möglicherweise die Diversität der Technologien durch überzogenen staatlichen Steuerungsanspruch oder Lobbyeinfluss langfristig reduziert wird. Problematisch ist schließlich, dass das Ausmaß der Stromproduktion auch von Faktoren abhängt, die kaum mit der Innovationstätigkeit korreliert sind, insbesondere den natürlichen und örtlichen Gegebenheiten (Sonneneinstrahlung, vorhandene Fläche etc.).

Die differenzierte Förderung steht außerdem in einem Spannungsfeld mit einer möglichst kosteneffizienten und marktorientierten Emissionsreduzierung pro erzeugte Einheit erneuerbaren Stroms. So müsste im Sinne der statischen Effizienz der Ausbau erneuerbarer Energien über den Ausgleich der Grenzkosten der Erzeugung erfolgen, so dass die nächste Einheit an grünem Strom durch die günstigste Erzeugungsoption geliefert würde. Unter diesem Blickwinkel erscheint vor allem die hohe Förderung zugunsten der Photovoltaik bei weitgehend unbeschränkten Abnahmegarantien problematisch (vgl. Frondel, Schmidt und aus dem Moore 2012). Sie schneidet zudem unter dem Blickwinkel der volkswirtschaftlichen CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten ungünstig ab (vgl. ifo Institut und FfE 2012). Ein weiteres Spannungsfeld betrifft die Integration in ein marktwirtschaftlich organisiertes Energieversorgungssystem. So enthält das EEG keine Anreize, die Gesamtkosten aus Anlagenbau/-betrieb und aus Netzausbau/-betrieb zu minimieren. Außerdem sind die Anreize für die Betreiber, nachfrageorientiert zu produzieren und in Speichertechnologien oder deren Erforschung zu investieren, gering. Bisherige Ansätze in diese Richtung (sog. optionale Marktprämie, Kombikraftwerksmodell) erscheinen wenig wirksam bzw. mit erheblichen Mitnahmeeffekten verbunden zu sein. Insgesamt ist das EEG

<sup>6</sup> Lediglich die Degressionsregelungen und möglicherweise die Erwartung einer weniger großzügigeren Förderung in der Zukunft wirken zugunsten technologischer Weiterentwicklungen.

damit einerseits mit erheblichen statischen Effizienzverlusten verbunden. Andererseits erscheint fraglich, ob die dynamischen Effizienzpotenziale, die diesen Verlusten prinzipiell entgegenzutreten könnten, wirklich ausgeschöpft werden können.

Neben dem EEG wird der Energieforschungspolitik zugunsten erneuerbarer Energien und deren Systemintegration ein strategischer Stellenwert eingeräumt. So wird im Sinne des Energiekonzepts der Bundesregierung im 6. Energieforschungsprogramm von einem »neuen strategischen Ansatz« gesprochen, der die Bereiche

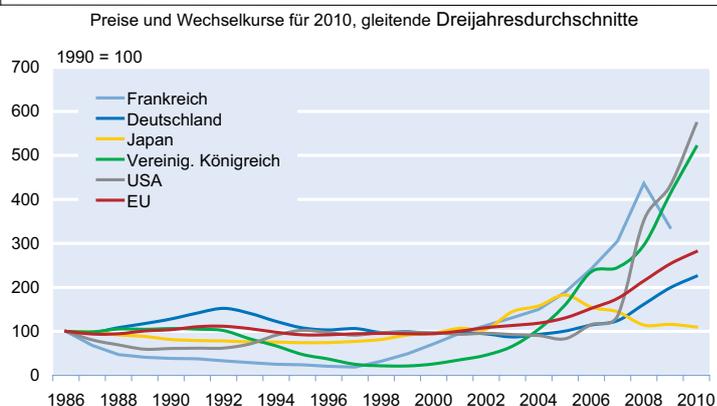
1. erneuerbare Energien,
2. Energieeffizienz,
3. Energiespeichertechnologien und Netztechnik,
4. Integration der erneuerbaren Energien in die Energieversorgung und
5. das Zusammenwirken von Energietechnologien im Gesamtsystem umfasst.

Gegenüber den vergangenen Energieforschungsprogrammen nehmen dagegen fossile Kraftwerkstechnologien (inkl. Carbon Capture and Storage (CCS)-Technologien) und die nukleare Sicherheits-, Entsorgungs- und Strahlenforschung einen deutlich nachgeordneten Stellenwert ein.

Gemessen an den gesamten energiebezogenen Ausgaben für Forschung, Entwicklung und Demonstration konnten über die Jahre die erneuerbaren Energien bis 1993 ihren Anteil rasch auf 30% erhöhen, stagnierten aber mit Aufkommen der Einspeisevergütungen – bei zwischenzeitlich auch deutlich geringeren absoluten Werten – etwa bei diesem Anteilswert. Abbildung 1 verdeutlicht auf Basis der IEA-Daten die Entwicklung der energiebezogenen Ausgaben für Forschung, Entwicklung und Demonstration im Ländervergleich im Bereich erneuerbare Energien. Die bereits oben konstatierte rasche Zunahme der Forschungsförderung in Deutschland zugunsten erneuerbarer Energien von Mitte der 1980er Jahre bis 1992/1993 fällt auch im Ländervergleich ins Auge. Während dann bezüglich der FuE-Ausgaben eine Stagnationsphase bis etwa 2003 einsetzt, ziehen einige andere Länder nach: Von einem gegenüber 1990 deutlich niedrigeren Niveau erhöht Frankreich ab 1997 die Ausgaben kontinuierlich bis 2008. Ein ähnliches Bild zeigt sich für Großbritannien von 1999 bis 2010 und für die USA von 2005 bis 2010. Insgesamt können diese drei Länder über einen Zeitraum von 25 Jahren das Niveau ihrer energiebezogenen Ausgaben etwa vervierfachen (Frankreich) bzw. (mehr als) verfünffachen (USA, Großbritannien), während es sich für Deutschland nur etwas mehr als verdoppelt. Deutschland liegt damit auch unterhalb des EU-Durchschnitts.<sup>7</sup> Ein un-

<sup>7</sup> Die Aussage darüber, um welchen Faktor sich die Ausgaben erhöhen, ist natürlich von den zugrunde liegenden Basisjahr abhängig. Dass Deutschland gegenüber den anderen drei Ländern und im EU-Durchschnitt zurückfällt, bestätigt sich aber zum Beispiel auch bei Verwendung des Ausgangsjahres 1990.

**Abb. 1**  
**Entwicklung der Ausgaben für Forschung, Entwicklung und Demonstration für mehrere Länder im Bereich erneuerbare Energien**



Anmerkung: Werte für Frankreich 2010 nicht verfügbar.

Quelle: IEA; Berechnungen des ifo Instituts.

einheitliches Bild ergibt sich für Japan. Die Ausgaben fallen hier nach einem zwischenzeitlichen Anstieg absolut zwischen 2005 und 2010 zurück.

Erst am aktuellen Rand deuten Zahlen des BMBF auf eine »Aufholjagd« Deutschlands bei der Forschungsförderung im Bereich der erneuerbaren Energien hin. Verstärkt hinzu ge-

treten sind auch erst jüngst die Bereiche Netze, Speicher und Fragen der energiewirtschaftlichen Systemintegration und -steuerung (vgl. Rave, Triebswetter und Wackerbauer 2013; EFI 2013).

Um das Verhältnis von FuE-Förderung und nachfrageseitiger Diffusionsförderung abschätzen zu können, bietet sich zudem ein direkter Vergleich der Fördersummen an. Hierbei offenbart sich ein deutliches Ungleichgewicht (vgl. Tab. 1). So beläuft sich die gesamte Forschungsförderung zugunsten erneuerbarer Energien 2011 nur auf knapp 3% der Ausgaben für die Förderung der Marktentwicklung (Faktor 35). Noch deutlicher ist das Missverhältnis zwischen der auf Bundesebene implementierten EEG-Förderung und der FuE-Projektförderung des

Bundes (Anteil unter 2% im Jahr 2011). Es ist vor allem für die Photovoltaik besonders ausgeprägt. Dabei hat sich dieses Verhältnis durch das rapide Anwachsen der EEG-Förderung in den letzten Jahren tendenziell noch verschlechtert. Erst am aktuellen Rand könnte sich die Situation wieder entschärft haben: Zum einen hat es eine gewisse Deckelung der EEG-Förderung gegeben. Zum anderen berich-

**Tab. 1**  
**Verhältnis zwischen Forschungsförderung und Förderung der Marktentwicklung bei erneuerbaren Energien in Deutschland in Mill. Euro**

	2008	2009	2010	2011 <sup>f)</sup>
Forschungsförderung gesamt <sup>a)</sup>	222	357	375	~ 373
Forschungsförderung (nur Bund)	161	277	275	~ 273
Forschungsförderung (nur Bund, nur Projektförderung)	131	220	219	~ 200
Förderung der Marktentwicklung gesamt	4 607	6 176	8 620	~ 12 920
Förderung über das EEG (EEG-Differenzkosten) <sup>b)</sup>	4 300	5 600	8 100	~ 12 400
Andere Fördermaßnahmen <sup>c)</sup>	307	576	520	~ 520
Anteil der gesamten Forschungsförderung an der Förderung der Marktentwicklung (in %)	4,8	5,8	4,4	~ 2,9
Anteil FuE- Projektförderung des Bundes an den EEG- Differenzkosten (in %)	3,0	3,9	2,7	~ 1,6
Anteil FuE- Photovoltaik-Projektförderung des Bundes an den EEG-Differenzkosten für Photovoltaik <sup>d)</sup> (in %)			~ 1,5	~ 0,9
Anteil FuE- Windenergie-Projektförderung des Bundes an den EEG-Differenzkosten für Windenergie <sup>e)</sup> (in %)			~ 1,9	~ 1,8

<sup>a)</sup> Projektförderung und institutionelle Förderung von Bund und Ländern; ohne Projektförderung mit teilweise Bezug zu FuE für EE (2010 jeweils 12 Mill. Euro von BMU, BMWi, BMBF); Forschungsförderung der Länder 2008 bei 61 Mill. Euro, geschätzte Steigerung auf 80 Mill. (2009) und 100 Mill. Euro (2010, 2011). – <sup>b)</sup> Differenzkosten: Differenz zwischen den Einnahmen der Netzbetreiber aus dem Verkauf des EE-Stroms und ihren Ausgaben beim Einkauf des EE-Stroms; 2011: Schätzung von BdeW (2012). – <sup>c)</sup> Marktanreizprogramm, 100 000 Dächer Solarstrom Programm (restliche Ausgaben), Förderung der Beratung (Anteil erneuerbarer Energien geschätzt), Unterstützung des Exports, Markteinführung nachwachsender Rohstoffe (Anteil erneuerbarer Energien geschätzt), Förderprogramme der Bundesländer zur Marktentwicklung erneuerbarer Energien (ca. 25 Mill./a); für 2010 Sollwerte. – <sup>d)</sup> EEG-Differenzkosten nach BdeW (2012): 4 470 Mill. Euro (2010) bzw. 6 914 Mill. Euro (2011); FuE-Mittelabfluss nach BMU (2011, 2012) ca. 65 Mill. Euro (2010) bzw. 60 Mill. Euro (2011). Tendenzuelle Unterschätzung der FuE-Förderung durch Zuordnungsprobleme. – <sup>e)</sup> EEG-Differenzkosten nach BdeW (2012): 1 980 Mill. Euro (2010) bzw. 2 712 Mill. Euro (2011); FuE-Mittelabfluss nach BMU (2011, 2012) ca. 50 Mill. Euro (2010) bzw. 37 Mill. Euro (2011). Tendenzuelle Unterschätzung der FuE-Förderung durch Zuordnungsprobleme. – <sup>f)</sup> Werte noch vorläufig bzw. geschätzt.

Quelle: Zusammenstellung über Breitschopf et al. (2011); BMU (2012); BMU (2011); BdeW (2012).

tet das BMU (2012) von einem deutlichen Anstieg der neu bewilligten FuE-Projekte im Jahr 2011, die 2011 allerdings noch keine entsprechend hohen Mittelabflüsse (Ausgaben) mit sich gebracht haben. So sind im Gegensatz zu 2010 (140 Mill. Euro) allein die BMU-Neubewilligungen um ca. 70% angestiegen (240 Mill. Euro, 2011).

Relativiert wird das Verhältnis der Fördersummen allerdings dadurch, dass auch durch politikinduziertes Marktwachstum (EEG) FuE-Aktivitäten induziert werden. So deuten schon die überproportional ansteigenden Patentanmeldungen in Deutschland an, dass die Förderung durch das EEG mit einer Weiterentwicklung von Stromerzeugungstechnologien einhergegangen ist. Auch eine fundierte firmenspezifische Fallstudie von Peters et al. (2011) für die Photovoltaik zeigt, dass mit dem politikinduzierten Marktwachstum Investoren angezogen wurden und die finanziellen Ressourcen der Firmen angestiegen sind, was wiederum FuE-Investitionen begünstigt hat. Allerdings wurde gleichzeitig die relative Balance zwischen FuE-Aktivitäten und produktionsbezogenen Aktivitäten verschoben. Vor allem Firmen mit relativ reifen Technologien (wie waferbasierten Siliziumzellen) sehen sich nur geringem Forschungsdruck ausgesetzt und setzen ihr knappes Personal bevorzugt in verkaufsnahen Aktivitäten ein. So hat sich auch bei einem starken Kapazitätswachstum in den letzten Jahren die FuE-Quote der deutschen Solarwirtschaft von knapp 4% (2001) auf zwischenzeitlich nur noch 1,6% (2008) verringert. Indirekt hat außerdem das übermäßige Marktwachstum zu Markteintrittsbarrieren für weniger ausgereifte Technologien geführt und Lock-in-Effekte zugunsten etablierter Technologien begünstigt.<sup>8</sup>

Insgesamt deutet damit einiges darauf hin, dass in den letzten zehn Jahren einerseits die Kostensenkungs- und Innovationspotenziale öffentlich geförderter grundlagenorientierter und angewandter Forschung bei erneuerbaren Energien und deren Systemintegration in Deutschland nicht konsequent ausgeschöpft worden sind, während andererseits der Absatz und Einsatz bislang bekannter Technologien massiv forciert worden sind. Das enge Ineinandergreifen von FuE- und Diffusionsförderung dürfte damit erschwert gewesen sein.

### Interaktion der Instrumente und Ziele

Die Effizienzmängel der bisherigen Förderung erneuerbarer Energien verschärfen sich noch, wenn die Interaktion mit dem Emissionshandelssystem betrachtet wird. Spiegelbildlich verdeutlichen sie die Notwendigkeit, das Emissionshandelssystem

tatsächlich zu einem effektiven und dynamisch effizienten Instrument der Klimapolitik zu machen.

Am deutlichsten werden die Effizienzverluste, wenn man zunächst vereinfacht von einer gegebenen und bindenden CO<sub>2</sub>-Obergrenze durch den ETS ausgeht. Zusätzliche, auf die CO<sub>2</sub>-Minderung ausgerichtete politische Instrumente führen zwar zur Emissionsminderung bei einigen Emissionsquellen; zugleich sinkt aber die Nachfrage nach Emissionszertifikaten, was zu einem Rückgang des CO<sub>2</sub>-Preises führt. Der partielle Preisrückgang führt letztlich dazu, dass keine zusätzliche Tonne CO<sub>2</sub> eingespart wird. Die Länder, die relativ umfangreiche Fördermaßnahmen für erneuerbare Energien durchführen, was tendenziell für Deutschland zutrifft, induzieren dabei in besonderem Maße Verlagerungseffekte ins Ausland und/oder auf andere Sektoren innerhalb des ETS. Zusätzlich entstehen kontraproduktive Effekte zweiter Ordnung innerhalb des Stromsektors durch relative Bevorzugung emissionsintensiver Energieerzeugungsarten wie etwa der Braunkohle. Die Überlappung von ETS und der Förderung erneuerbarer Energien führt außerdem zu höheren Kosten bei der Erreichung der gegebenen CO<sub>2</sub>-Minderungsziele. Relativ teure und über Steuerzahler oder Verbraucher zu finanzierende Emissionsminderung über den verstärkten Einsatz erneuerbarer Energien erfolgt zugunsten der Emissionsminderung über andere relativ günstige Optionen (z.B. Energieeffizienzmaßnahmen im Industriesektor).

Zusätzliche Komplikationen entstehen durch die Interaktionseffekte im Hinblick auf andere mit der Förderung erneuerbarer Energien verfolgte Ziele (politische Versorgungssicherheit, Verringerung lokaler Umweltbelastungen, Wettbewerbsfähigkeit heimischer Anbieter). Nicht eindeutig ist etwa, ob durch die zusätzliche Förderung erneuerbarer Energien weitere Nettovorteile im Hinblick auf die Reduzierung anderer Umweltbelastungen entstehen. Da die zusätzlichen Instrumente die Verbrennung fossiler Brennstoffe an anderer Stelle im Emissionshandelssystem erhöhen, hängt die Nettowirkung auf Emissionen wie SO<sub>2</sub>, NO<sub>x</sub> oder Staub von den relativen Emissionsintensitäten der den CO<sub>2</sub>-Ausstoß reduzierenden zu den den CO<sub>2</sub>-Ausstoß erhöhenden Anlagen ab. Geht man davon aus, dass Deutschland netto Zertifikate freisetzt und dem Emissionshandel unterliegende Anlagen im Ausland tendenziell weniger strikte (oder strikt kontrollierte) Grenzwerte bei Luftschadstoffen aufweisen als in Deutschland, wäre die Bilanz eher negativ. Die Gesamtbilanz lässt sich aber kaum ermitteln.

Die zusätzliche Förderung erneuerbarer Energien kann allerdings zum Abbau anderer, vom Emissionshandel grundsätzlich oder zumindest auf absehbare Zeit nicht behebbarer Marktversagen beitragen und geboten sein. Zu zeigen wäre dann, dass negative Interaktionseffekte vermieden werden können oder die begleitenden Nutzen einer verstärkten Förderung erneuerbarer Energien die zusätzlichen

<sup>8</sup> Peters et al. (2011) zitieren Evidenz, dass eine Verlagerung von FuE- zu produktionsbezogenen Aktivitäten infolge einer Demand-pull-Politik auch in der US-Windindustrie stattgefunden haben könnte, regen aber weitere Forschung zu anderen erneuerbaren Energietechnologien an.

Kosten durch die überlappende Regulierung mit dem Emissionshandelssystem übersteigen. Am unproblematischeren ist in dieser Hinsicht eine, auf die Internalisierung positiver Externalitäten gerichtete Förderung, die nicht sofort CO<sub>2</sub>-mindernd eingesetzt wird bzw. direkt oder indirekt den Anlagenbetreibern zugutekommt, da negative Interaktionseffekte dann entfallen und die Wirkung als komplementär zum ETS anzusehen ist. Dies ist am ehesten bei Maßnahmen zur Förderung der Grundlagen- und gegebenenfalls auch angewandten Forschung und Entwicklung bei erneuerbaren Energien der Fall. Auch aus diesem Blickwinkel erscheint damit die lange Zeit relativ moderate Forschungsförderung in Deutschland problematisch. Im Hinblick auf die Förderung des Einsatzes und der Diffusion erneuerbarer Energien müssten dagegen die Nutzen die Kosten überkompensieren. In dieser Hinsicht gibt es zwar gute Gründe, dass eine spezifische Förderung erneuerbarer Energien diese Nutzenwirkungen erschließen kann (höhere Wissens-Spill-overs als in anderen Bereichen, intertemporale »Externalitäten« durch carbon lock-in, positive Rückkopplungseffekte zwischen FuE- und Diffusionsförderung). Zu erwartende dynamische Effizienzgewinne der Diffusionsförderung können zudem als umso gewichtiger angesehen werden, wie die dynamischen Effizienzgewinne des Emissionshandels unabhängig von den negativen Interaktionseffekten der Förderung erneuerbarer Energien nicht realisiert werden. So gelten als die Hauptgründe für die geringe Anreizwirkung des Emissionshandelssystems das Überangebot an Zertifikaten infolge der (nicht erwarteten) Wirtschafts- und Finanzkrise und die umfangreich zugelassene Nutzung externer Emissionsminderungsgutschriften (Clean Development Mechanism, Joint Implementation).<sup>9</sup> Wie oben erläutert, erscheint es jedoch trotz dieser anderweitig bedingten Mängel im Emissionshandelssystem sehr fraglich, ob substantielle dynamische Effizienzgewinne durch eine weitere (unveränderte) Förderung im Rahmen des EEG erschlossen werden können. Insofern können aus ökonomischer Sicht die Mängel des Emissionshandels nicht durch die Mängel des EEG kompensiert werden.

Unter dem Gesichtspunkt der ökologischen Effektivität erscheint die Förderung von Emissionsminderungen über das EEG (und andere unmittelbar emissionsmindernde Maßnahmen) in einem positiveren Licht, wenn diese Maßnahmen und ihre Wirkungen bei der Festlegung der CO<sub>2</sub>-Obergrenze korrekt antizipiert und berücksichtigt werden (wovon in der Praxis allerdings höchstens teilweise auszugehen ist). Die gesamte Emissionsreduktion entspricht dann der Summe der durch den ETS und der im Idealfall korrekt durch

<sup>9</sup> Den negativen Anreizwirkungen der Förderung erneuerbarer Energien auf den Zertifikatspreis wird empirisch eine geringere Bedeutung zugemessen. Traber und Kemfert (2009) gehen bei einer Modellierung des europäischen Kraftwerksparks und Strommarktes von einem Rückgang des Zertifikatspreises um 13% von 23 auf 20 Euro/tCO<sub>2</sub> aus, der auf das deutsche EEG zurückzuführen ist. Deutlichere Effekte ermitteln Böhringer und Rosendahl (2009) in einem numerischen Modell.

andere Maßnahmen antizipierten Emissionsreduktion. Gegenüber einer Situation, die die Wirkung dieser Maßnahmen bei der Festlegung der Obergrenze gar nicht berücksichtigt und sie niedriger ansetzt, ist dieses Zusammenwirken der Instrumente ökologisch effektiver. Zugleich bleiben aber statische Effizienzverluste im engeren Sinn bestehen. Zum einen wird die Obergrenze in der Folge allein durch das ETS garantiert, unabhängig von der weiteren Förderung erneuerbarer Energien nach der Festlegung der Obergrenze. Zum anderen führt die zertifikatspreiserhöhende Wirkung der Absenkung der Obergrenze zwar auch wieder zu vermehrten Anstrengungen in den Industriesektoren und in Ländern, die weniger umfangreiche überlappende Regulierungsmaßnahmen wie das EEG ergreifen; die zertifikatspreissenkenden Interaktionseffekte bleiben jedoch dennoch bestehen: Der *zusätzliche* Anreiz der Industriesektoren (anderer Länder) infolge der Absenkung der Obergrenze Emissionsminderungsmaßnahmen zu entwickeln und mit Innovationen verbundene Lernkurveneffekte zu realisieren wird nicht erhöht. Je nach Stärke der Interaktionseffekte wird die zusätzliche Emissionsminderung vom Stromsektor (bzw. den Stromsektoren einzelner EU-Länder) »getragen« und ineffizient verzerrt. Dies erscheint vor allem dann problematisch, wenn die Fördermaßnahmen relativ teuren, aber nur bedingt zukunftsträchtigen erneuerbaren Energietechnologien (z.B. herkömmliche Fotovoltaik) zugutekommt und gleichzeitig endogen durch den Emissionshandel erschließbare Minderungsmaßnahmen diskriminiert werden.

Eine generelle Problematik besteht mit Beginn der dritten Handelsperiode darin, dass auf EU-Ebene ex ante eine einheitliche Obergrenze und ein im Zeitablauf bis 2020 vorgegebener Minderungspfad festgelegt ist, während vor allem auf Seiten der Mitgliedstaaten Ziele gesetzt und Fördermaßnahmen getroffen werden, die zeitlichen Schwankungen unterliegen und unterschiedliche Wirksamkeit entfalten.<sup>10</sup> Nicht antizipierte Verschärfungen von Zielen und Maßnahmen, die ihre Wirksamkeit entfalten, führen dann c.p. zu einer Senkung der Zertifikatspreise. Ähnliche negative Anreizwirkungen gehen von Maßnahmen aus, die bei der Festlegung der Obergrenze antizipiert, aber in der Folge dann nicht umgesetzt werden. Bislang gibt es im Emissionshandelssystem keine Vorkehrungen, um sich flexibel an aktuelle Entwicklungen bei den Fördermaßnahmen bzw. beim Ausbau erneuerbarer Energien anzupassen oder anderweitig preisstabilisierend einzugreifen. Die Zertifikatsnachfrage ist vielmehr unsicher, während das Zertifikatsangebot ex ante fixiert und damit rigide ist.

Die Frage, ob die zusätzliche Förderung erneuerbarer Energien zum Abbau anderer Marktversagen (neben den un-

<sup>10</sup> Die Mitgliedstaaten müssen neuerdings nationale Aktionspläne zum Ausbau erneuerbarer Energien vorlegen, in denen sie unter Zuhilfenahme von Szenarioanalysen und Studien darlegen, in welchen Sektoren (Wärme/Kälte, Verkehr, Strom) welche Ausbauergebnisse nach aktuellem Stand erwartet werden.

mittelbaren Klimaexternalitäten) bzw. zur Überwindung (anderer) politischer Barrieren zu begründen ist, wurde bereits bei Vorliegen einer gegebenen Obergrenze diskutiert. Dort wurde begründet, dass mit der Förderung erneuerbarer Energien dynamische Effizienzpotenziale verbunden sein können, die aber über die Fortsetzung der bestehenden EEG-Förderung kaum realisiert werden können und kaum die statischen Effizienzverluste überkompensieren dürften. Die dort getroffenen Aussagen erscheinen bei Berücksichtigung der Wirkung von Fördermaßnahmen bei der Festlegung der Obergrenze in einem etwas positiveren Licht. Im Hinblick auf die Klimaschutzwirkungen ist dies insbesondere dann der Fall, wenn angenommen wird, dass die Fehler, die durch falsche Antizipation der Fördermaßnahmen entstehen nicht zu groß sind. Diese positivere ökologische Beurteilung ergibt sich allerdings nicht direkt aus ökonomischer Effizienzperspektive, sondern eher unter der Maßgabe, dass aus politischen Gründen die Fördermaßnahmen und Ziele notwendig sind, um zukünftig den Emissionshandel effektiver zu machen und insbesondere die CO<sub>2</sub>-Obergrenze zu verschärfen (vgl. zu einer ähnlichen Argumentation OECD 2011; BMU 2010). Akzeptiert man diese politische Maßgabe, lassen sich nicht nur vorrangig Reformvorschläge zur Verbesserung des Emissionshandels, sondern auch Vorschläge zur Verbesserung – d.h. nicht nur zur bloßen Abschaffung – der bestehenden Form der Diffusionsförderung erneuerbarer Energien entwickeln. Dieser Weg erscheint zumindest auf weiteres ohnehin vorgegeben, solange die Ausbauziele für erneuerbare Energien nicht revidiert werden. Schließlich gehen vom Emissionshandel bislang kaum Anreize zugunsten erneuerbarer Energien aus. Zugleich wirken Reformen hier nur mittel- bis längerfristig.

### Reformansätze zur Verbesserung der Politikkoordination

Reformen innerhalb des *Emissionshandelssystems* zielen vor allem darauf ab, den niedrigen Zertifikatspreis zu stützen und verstärkte Anreize zu Investitionen in CO<sub>2</sub>-arme Energieerzeugungsanlagen sowie CO<sub>2</sub>-mindernde Technologien zu setzen (vgl. Battles, Clò und Zoppoli 2012; Grubb 2012). Die Vorschläge setzen entweder bei der Festlegung der Emissionsobergrenze (also mengenbezogen) oder direkt auf der Ebene des Zertifikatspreises (preisbezogen) an. Zugleich sind sie zum Teil eher kurzfristig, zum Teil eher langfristig ausgerichtet. Derzeit im Zentrum der Diskussion stehen kurzfristig wirksame Maßnahmen, die auf eine Ex-post-Anpassung der ETS-Obergrenze hinauslaufen: Indem Emissionsberechtigungen »beiseitegelegt werden« (sog. *set asides*) bzw. die Versteigerung von Zertifikaten verschoben wird (*backloading*), könnte das Überangebot an Berechtigungen reduziert und der Zertifikatspreis gestützt werden. Ein derartiger Eingriff wird angesichts der Fehlentwicklungen im Emissionshandelssystem und des seit längerer Zeit sehr

niedrigen Zertifikatspreises auch von zahlreichen Ökonomen befürwortet (vgl. Auffhammer et al. 2013), ist jedoch vorerst im Europäischen Parlament gescheitert. Er würde als kurzfristige Intervention jedoch noch nicht die strukturellen Probleme im ETS beheben.

Komplementär werden daher – eher in mittelfristiger Perspektive – Maßnahmen diskutiert, die direkt am Zertifikatspreis ansetzen. Von besonderem Interesse sind in diesem Zusammenhang EU-weite Mindestpreise (sog. *price floors*). Bei sehr niedrigen Zertifikatspreisen (wie derzeit) würden zu diesem Zweck Mindestpreise als eine Art Steuer greifen. Neben einer Reduktion von Preisschwankungen und damit Unsicherheiten werden mit einem derartigen Ansatz die Interaktionseffekte aus dem Zusammenspiel von ETS und anderen, auf CO<sub>2</sub>-Minderung ausgerichteten Instrumenten (Förderung erneuerbarer Energien, Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung etc.) abgemildert bzw. ein Nachsteuern durch weitere *set-asides* vermieden. Umsetzen ließe sich dies über einen zu etablierenden Reservationspreis für öffentliche Auktionen. Das Angebot an Emissionsberechtigungen wird dabei indirekt rationiert, indem Gebote unterhalb des Reservationspreises automatisch abgelehnt oder an zukünftige Auktionen überführt werden. Die Höhe des Reservationspreises wäre dabei Gegenstand politischer Verhandlungen.<sup>11</sup> Als alternativen Preisstabilisierungsmechanismus könnte eine zentrale unabhängige Behörde eingerichtet werden, die den Zertifikatspreis anhand bestimmter Regeln so steuert, dass er sich auch bei wirtschaftlichen Verwerfungen innerhalb eines bestimmten Korridors bewegt.

Parallel bedarf es schließlich auch der Weiterentwicklung klimapolitischer Ziele und rechtlicher Vorgaben bis mindestens 2030 (vgl. auch SRU 2011). Dies betrifft zum einen die Verschärfung der ETS-Obergrenze und die Festlegung einer längerfristigen Minderungstrajektorie, zum anderen die Vorgabe von Treibhausgasminderungszielen für alle Sektoren (ETS, Nicht-ETS). Die Verschärfung der ETS-Obergrenze/Trajektorie würde zwar für sich gesehen nicht die derzeit niedrigen Zertifikatspreise stützen, könnte aber zukünftige Preisermwartungen stabilisieren und strategische Planungen in langfristige Investitionen zugunsten CO<sub>2</sub>-armer Anlagen und Technologien begünstigen. Zugleich würde die regulatorische Unsicherheit auf Seiten langfristig orientierter Investoren (insbesondere im Energiesektor) gemildert. Die Weiterentwicklung der Treibhausgasziele bis 2030 würde nur indirekt dem ETS helfen, wenn sie mit einer Verschärfung der ETS-Obergrenze verbunden ist. Sie würde aber Signale für die internationalen Klimaverhandlungen setzen.

Konsequent wäre es dann nicht zuletzt, das Emissionshandelssystem mittel- bis langfristig auf alle Sektoren auszuweiten und im Sinne eines sog. *Midstream-* oder *upstream-*

<sup>11</sup> Grubb (2012) geht in seinen Berechnungen von einem Preis von 15 Euro/t CO<sub>2</sub> (2013) aus, der bis 2020 auf 22 Euro/t CO<sub>2</sub> steigt.

Ansatzes zu reformieren, der bereits beim Import bzw. Inverkehrbringen von fossilen Energieträgern anknüpft. Über den Marktpreismechanismus würden dann Anreize gesetzt, EU-weit über alle Treibhausgas- Emissionsquellen hinweg die kostengünstigsten Vermeidungsoptionen zu nutzen. Die derzeitigen Zusatzkosten segmentierter Regulierungsregime (ETS, zahlreiche Nicht-ETS Sektoren und Länder) sowie unkoordinierter bzw. schwer koordinierbarer Instrumente und Ziele würden damit abgebaut. Zumindest würde transparenter werden, welche zusätzlichen Markteingriffe neben dem ETS erforderlich und zielführend sind.

Reformvorschläge in Bezug auf die *Förderung erneuerbarer Energien* können zum einen im Hinblick auf das Verhältnis zwischen Diffusionsförderung und FuE-Förderung bzw. sog. Demand-pull- und Supply-push-Politik formuliert werden; zum anderen sind Reformmaßnahmen innerhalb der vom EEG dominierten Diffusionsförderung zu thematisieren.

Eine stärkere *Verlagerung von der Diffusionsförderung zur FuE-Förderung* wurde von ökonomischer Seite für Deutschland immer wieder angemahnt (vgl. Frondel et al. 2010; ifo Institut und FfE 2012; Peters et al. 2012). Zwar kann diesbezüglich kein ökonomisch optimales Verhältnis bestimmt werden. Dennoch zeigt – wie oben dargestellt – ein Zusammentragen von Fördersummen der verschiedenen Förderpolitiken ein extremes Ungleichgewicht (vgl. Tab. 1). Ökonomisch würde die Verschiebung des Verhältnisses zwischen EEG- und FuE-Förderung in erster Linie verdeutlichen, dass nach zwölf Jahren EEG- Förderung und 22 Jahren der Förderung über Einspeisevergütungen Adoptionsexternalitäten abnehmen, zugleich aber von weiterer grundlagenorientierter und angewandter Forschung erhebliche und tendenziell größere Kostensenkungen und Innovationspotenziale ausgehen dürften. Darüber hinaus ist auch unter dem Blickwinkel der Industriepolitik bzw. der intendierten Stärkung der Wettbewerbsfähigkeit erneuerbarer Energien eine zu starke Gewichtung der Diffusions- gegenüber der FuE-Förderung angesichts länderübergreifender Innovations-Spill-overs und daraus sich ergebender Folgewirkungen riskant (vgl. Peters et al. 2012).

Die verstärkte öffentliche FuE-Förderung zugunsten erneuerbarer Energien findet auch unter Fachleuten hohe Resonanz. So ist etwa vor einiger Zeit das breit angelegte Forschungsvorhaben »Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung« entstanden, das von 60 Wissenschaftlern aus sieben Instituten bzw. Forschungszentren und Vertretern aus drei großen Industrieunternehmen erstellt wurde (vgl. Wietschel et al. 2010). Für die Photovoltaik legt die Studie u.a. nahe, dass die Forschungsförderung in diesem Bereich verstärkt die gesamte Wertschöpfungskette abdecken und vor allem die »intelligente Systemintegration« (Gebäudeintegration, Netzein-

bindung) in Zukunft ein stärkeres Gewicht bekommen sollte. Bei der Onshore-Windenergie sollte die öffentliche Förderung sich auf konkrete Optimierungsansätze konzentrieren, da es sich um ein relativ reifes Technologiefeld handelt. Bei der Offshore- Windenergie gibt es dagegen noch eine ganze Reihe förderungswürdiger Forschungsthemen wie z.B. die Anpassung der Windenergieanlage (Größe, Zuverlässigkeit); die Entwicklung und Verbesserung von Tragstrukturen, Installations- und Wartungskonzepten (bei großen Wassertiefen, bei Großserieneinsatz); Fragen des Zugangs und der Arbeitssicherheit und die ökologische Begleitforschung. Ähnlich wie bei der Photovoltaik besteht auch bei der intelligenten Integration von Windenergie ins elektrische Versorgungsnetz noch großer Forschungsbedarf. Als unzureichend wird auch die Verknüpfung zu anderen Industriezweigen und deren Forschung angesehen (z.B. Flugzeugbau, Mikrosystemtechnik).

Die stärkere FuE-Förderung im Bereich der erneuerbaren Energien, die sich in den letzten Jahren bereits abzeichnet und vor allem für die Jahre 2013 und 2014 anvisiert wird, steht allerdings auf einem wackligen Fundament. So basiert der Zuwachs der FuE-Förderung nahezu ausschließlich auf Mitteln aus dem Sondervermögen »Energie- und Klimafonds«, der sich aus Versteigerungserlösen aus dem Emissionshandel speist (vgl. BMU 2012). Das Mittelaufkommen wird jedoch angesichts der derzeit geringen Zertifikatspreise und der nur partiellen Versteigerung von Zertifikaten geschmälert. Die Erhöhung und Verstetigung der FuE-Mittel macht daher die beim ETS anvisierten Reformmaßnahmen (inklusive der kurzfristigen Maßnahmen) besonders dringlich.

Reformmaßnahmen innerhalb der *Diffusionsförderung* bieten verschiedene Möglichkeiten, dem ökonomischen Effizienzanliegen stärker Rechnung zu tragen. Grundlegend müssen zunächst die politischen Rahmenbedingungen auf internationaler Ebene berücksichtigt werden. Vor allem sollten Reformmaßnahmen mit Entwicklungen auf der EU-Ebene kompatibel sein. Zum einen stellt sich die Frage nach separaten Instrumenten und der Anpassung von Ausbauzielen vor dem Hintergrund der weiteren Entwicklung im ETS. Zum anderen ermöglicht eine stärkere europäische Harmonisierung von Fördersystemen zugunsten erneuerbarer Energien Effizienzpotenziale.

Die Einführung eines Systems von Grünstromzertifikaten als mengenbasiertes Förderinstrument und als Alternative zum EEG würde grundlegende Veränderungen mit sich bringen (vgl. SVR 2011; Frondel, Schmidt und aus dem Moore 2012). Den Energieversorgungsunternehmen wird in einem solchen System zur Auflage gemacht, dass eine bestimmte Menge des von ihnen an die Letztverbraucher gelieferten Stroms aus erneuerbaren Quellen stammt (Grünstromquote). Den Nachweis, dass sie diese Verpflichtung erfüllen, müssen sie durch Vorlage einer äquivalenten Menge von Zertifikaten erbringen,

die sie von den Betreibern der Grünstromanlagen erwerben. Letztere erhalten wiederum Zertifikate von den Netzbetreibern als Gegenleistung für den eingespeisten erneuerbaren Strom. Auf dem Markt, auf dem diese Grünstromzertifikate gehandelt werden, bildet sich ein einheitlicher Preis, der im Prinzip dafür sorgt, dass die Grenzkosten der verschiedenen zum Einsatz kommenden erneuerbaren Energietechnologien übereinstimmen und somit anders als derzeit eine statisch kosteneffiziente Lösung erreicht wird. Investitionen werden folglich in die jeweils nach Gestehungskosten kostengünstigste Technologie an den dafür geeigneten Standorten getätigt. Zugleich wird im Prinzip Wettbewerb zwischen den verschiedenen Arten erneuerbarer Energietechnologien angeregt. Im Hinblick auf die Stromeinspeisung würden sich die Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien zudem am Spotmarktpreis für Strom orientieren, wodurch sie insbesondere einen Anreiz erhalten, ihr Angebot an die jeweilige Nachfragesituation anzupassen (z.B. möglichst Verzicht auf Einspeisung in Zeiten hinreichend negativer Strompreise). Zudem erhöht sich insgesamt der Anreiz, in Speichertechnologien zu investieren, die es den Produzenten ermöglichen, den Produktionszeitpunkt vom Einspeisezeitpunkt des Stroms zu trennen.

Der Übergang zu einem solchen Fördersystem könnte zunächst in einer technologie- und größenneutralen Ausgestaltung der Fördersätze im EEG für alle zukünftig zu installierenden Anlagen auf einem einheitlichen Niveau erfolgen (Harmonisierung der Mindestvergütungssätze). Altanlagen würden demgegenüber weiterhin über das EEG-Regime gefördert. In einem zweiten Schritt könnte dann der Umstieg auf eine marktbasierende Mengensteuerung in Form von Grünstromzertifikaten erfolgen. In einem dritten Schritt könnten durch einen grenzüberschreitenden Zertifikatehandel die Handelsvorteile und Skalenvorteile für erneuerbare Energien innerhalb Europas nutzbar gemacht werden. Die Handelsvorteile ergeben sich dabei vor allem aus den unterschiedlichen meteorologischen und topographischen Verhältnissen zwischen den EU-Mitgliedsländern bzw. Erzeugungsstandorten. Zudem könnten auf diese Weise Schwankungen im europäischen Stromverbund – bei Vorhandensein einer entsprechenden Netz- und Speicherinfrastruktur – besser ausgeglichen werden.

Nach der Vorstellung des Sachverständigenrates für Wirtschaft würde auf diese Weise die Politikkoordination zwischen Energie- und Innovationspolitik erleichtert. Die Ausbauziele für erneuerbare Energien würden über ein marktbasierendes Quotensystem nach dem Prinzip strikter Kosteneffizienz angesteuert und von technologie- und innovationspolitischen Zielen getrennt. Letztere wird vielmehr flankierend eingesetzt und zielt insbesondere auf eine angemessene Infrastruktur für Wissenschaft und Forschung und gezielte, ergänzend wirkende technologiepolitisch motivierte Eingriffe und Demonstrationsprojekte ab.

Ob sich die theoretischen Effizienzpotenziale eines Grünstromzertifikatesystems in der Praxis realisieren lassen, erscheint jedoch zumindest kurz- bis mittelfristig fragwürdig (vgl. kritisch jüngst auch Diekmann et al. 2013). Als schwierig erweist sich der Übergang zu einem derartigen System sowohl auf nationaler und erst recht auf europäischer Ebene. Ähnlich wie beim Emissionshandelssystem könnte der Zertifikatepreis zumindest anfänglich sehr volatil und schwer prognostizierbar sein. Investoren könnten sich zum einen dazu veranlasst sehen, erhebliche Risikozuschläge einzufordern und die Kapitalkosten für den Neubau von Erzeugungsanlagen erhöhen. Für die Anlagenbetreiber würden sich zum anderen erhebliche Planungsunsicherheiten ergeben. Beides zusammen genommen könnte wiederum gerade bei weniger kapitalkräftigen Unternehmen zu einer Zurückhaltung bei Investitionen und Innovationen führen. Um diesen Risiken zu begegnen, müssen demzufolge verschiedene begleitende Regelungen getroffen werden (z.B. Einführung eines periodenübergreifenden Handels und eines Terminmarktes oder Einbau von Preisunter- und Preisobergrenzen).

Als problematisch erweisen sich auch die durch Quotensysteme erzeugten Produzentenrenten, die zudem mit steigender Quote zunehmen. Da der Grünstromzertifikatepreis immer durch die Kosten der letzten und damit am teuersten produzierten Einheit erneuerbaren Stroms gesetzt wird, werden Anlagenbetreiber mit geringeren Erzeugungskosten über das für einen wirtschaftlichen Betrieb notwendige Maß entlohnt. Dies ist insbesondere dann problematisch, wenn sich die erneuerbaren Technologien, die sich im Marktprozess als die effizientesten durchsetzen, etwa aufgrund physischer Begrenzungen oder Implementationsproblemen vor Ort nicht in beliebigem Umfang installieren lassen. Bei den kostengünstigeren Anlagen fällt damit zwangsläufig und nicht nur Übergangsweise eine Differentialrente an, die allein durch Standortvorteile bedingt sind und sich somit nicht wegkonkurrieren lassen. Erfahrungen in Schweden und Großbritannien zeigen, dass auf diese Weise die Kosten für die Energieverbraucher ansteigen (vgl. Bergek und Jacobsson 2010).

Zu vermuten ist, dass die erwähnten Produzentenrenten in erster Linie etablierten Akteuren der Energiewirtschaft zugutekommen, die in reife erneuerbare Erzeugungstechnologien investieren. Zusätzliche Gewinne dieser Akteure würden c.p. mit steigender Grünstromquote zunehmen und wären bei einem europaweiten System angesichts größerer Kostendifferenziale zwischen den Standorten noch erheblicher. Sie wären aber nicht (unbedingt) das Ergebnis von Investitionen in innovative Technologien. Zugleich würden bei Einführung eines Grünstromzertifikatesystems Investitionen in marktferne Technologien nicht mehr bzw. kaum angereizt.<sup>12</sup> Damit kön-

<sup>12</sup> Erst wenn ein europaweites System tatsächlich implementiert sein sollte, wäre ein breiteres Erzeugungsportfolio, das auf die Standortbedingungen abstellt, vermutlich tragfähig (z.B. Photovoltaik in Spanien, Windkraft in Dänemark etc.).

nen Markteintrittsbarrieren für neue Energieanbieter geschaffen und die bestehende Marktmacht großer Energieunternehmen erhöht werden (vgl. Battle et al. 2012). Zweifelhaft erscheint auch, ob die relativen Nachteile marktferner Technologien durch die vom Sachverständigenrat angedachten Forschungs- und Demonstrationsprojekte kompensiert werden können. Im Sinne des Innovationssystemansatzes, der die Wechselwirkungen zwischen Technologie- und Marktentwicklung (learning by interacting u.Ä.) betont, könnte vielmehr eine Lücke zwischen der Grundlagenforschung (inklusive Demonstrations- und Pilotprojekte) und der Förderung durch das Quotensystem eintreten. Darüber hinaus wären Folgewirkungen für bzw. über die betroffenen Industriezweige hinaus zu bedenken (z.B. Abschreibung bisheriger Planungen in derzeit noch teure erneuerbare Energieanlagen, mögliche Abwanderung innovativer Technologieanbieter im Investitionsgütersektor, Verlust an Humankapital u.Ä.). Ähnlich wie bei einem allein auf das bisherige CO<sub>2</sub>-Emissionshandelssystem abstellenden Ansatz könnte sich ein Konflikt zwischen statischer und dynamischer Effizienz ergeben, der sich darin ausdrückt, dass langfristige und tragfähige Innovationen nicht in hinreichendem Maße bzw. zu spät induziert werden. Dieser Gefahr könnte entgegengewirkt werden, indem erneuerbare Technologien mit derzeit noch höheren Erzeugungskosten mehr Grünstromzertifikaten pro erzeugte Kilowattstunde zugewiesen werden (sog. Banding-Verfahrens). Allerdings sind dabei wie bei der Festlegung der derzeitigen Einspeisevergütungen im EEG diskretionäre Entscheidungen zu Gunsten der Förderwürdigkeit alternativer Erzeugungstechnologien notwendig.

Schließlich ist insbesondere die Implementation eines EU-weiten Handelssystems mit erheblichen Anpassungsmaßnahmen und Transaktionskosten verbunden. Problematisch ist etwa das derzeit noch nicht von einem voll funktionsfähigen europäischen Strommarkt auszugehen ist. Ohne einen Abbau von Hemmnissen bei der Infrastruktur (Netzausbau, Interkonnektoren etc.) und mangelnder Konvergenz der Strompreise würden ansonsten die (theoretischen) Effizienzpotenziale eines Grünstromzertifikatesystems unterminiert bzw. Investitionsentscheidungen in die Standorte verzerrt. Ähnliches gilt, solange die Förderregime der EU-Länder zugunsten erneuerbarer Energien und begleitende Rahmenbedingungen (Genehmigungsverfahren, Raumplanung etc.) nicht einheitlichen Regelungen unterworfen werden.

Vor diesem Hintergrund sind daher Reformvorschläge aufzugreifen, die sich enger an dem bestehenden Fördersystem zugunsten erneuerbarer Energien orientieren. Relativ einfach wäre es etwa, die politisch definierten Zeitpfade für den Ausbau der verschiedenen Arten erneuerbarer Energien als gegeben zu nehmen und die Förderung weiterhin über feste, staatlich festgelegte Vergütungssätze umzusetzen, die zu fördernden Anlagen aber auf der Basis von Aus-

schreibungen zu bestimmen. Auf diese Weise könnte zumindest eine Kontrolle der Ausbaumengen einzelner erneuerbarer Technologien gewährleistet werden (sog. Kapazitätsdeckelung, wie bereits bei der Fotovoltaik jüngst implementiert).

Alternativ könnten Mengen an erneuerbaren Erzeugungskapazitäten gebündelt oder separat für einzelne Bereiche ausgeschrieben und im Rahmen von Auktionsverfahren mit hinreichend langer Vorlaufzeit an Investoren vergeben werden. Bei diesem Verfahren könnte im Vergleich zu einer administrativen Bestimmung der Einspeisevergütungen darauf verzichtet werden, die längerfristigen Kosten der zu fördernden Technologien abzuschätzen. Die Politik wäre weniger stark mit dem Problem asymmetrischer Information konfrontiert und könnte die Gefahr einer Überforderung vermindern. Bei einem Übergang zu einem derartigen Auktionsmodell könnten auch die in den sog. Leitszenarien politisch definierten Ausbauziele für die verschiedenen Arten erneuerbarer Energien kritisch überprüft werden, da sie ohnehin nicht direkt auf allgemein akzeptierten Oberzielen basieren («Zielkritik»). Vielmehr könnte sich das Verhältnis der Ausbauziele stärker an der langfristigen CO<sub>2</sub>-Kosteneffizienz einzelner Arten erneuerbarer Energien, ihrer Verfügbarkeit bzw. ihrem technischen Potenzial und den mit den verschiedenen erneuerbaren Energien verbundenen unerwünschten Nebenwirkungen bzw. Kosten orientieren. So legt die Analyse von ifo Institut und FfE (2012) nahe, dass Onshore-Windenergie zumindest mittelfristig zum einen die kostengünstigste Form erneuerbarer Energien bleiben wird, zum anderen ihr in Deutschland vorhandenes Potential zur Deckung des Strombedarfs prinzipiell ausreicht. Eine zu einseitige Ausrichtung auf die Onshore-Windenergie sollte jedoch angesichts (anderer) umweltpolitischer und raumplanerischer Ziele (Lärm- und Sichtbeeinträchtigungen, Natur- und Landschaftsschutz) vermieden werden. Gegen eine zu einseitige Ausrichtung auf die Onshore-Windenergie sprechen auch die (schwer messbaren) Vorteile, die ein Mix verschiedener erneuerbarer Energieträger mit sich bringt. Angesichts der unterschiedlichen Charakteristika der einzelnen erneuerbaren Energieträger kann auf diese Weise insbesondere der Speicher- und Regelenergiebedarf verringert und die Versorgungssicherheit verbessert werden. Schließlich bietet sich ein separater Ausschreibungswettbewerb insbesondere für die Offshore-Windenergie an, da sie in Deutschland eine vergleichsweise neue Technologien mit noch geringer Marktdurchdringung ist, die voraussichtlich noch entsprechende Lernkurven und damit erhebliche Kostensenkungspotenziale aufweisen dürfte. Analog könnte sie erheblich zur Erreichung längerfristiger Ziele bei den erneuerbaren Energien beitragen (vgl. Perner und Riechmann, 2013).

Mit Auktionen ggf. kombinieren lässt sich das sog. Marktprämienmodell. Es zielt einerseits auf die Marktintegration erneuerbarer Energien. Diese Marktintegration erfordert,

dass die Anlagenbetreiber von Grünstrom zum einen überhaupt in den Strommarkt (und die Regelenergiemärkte) eingebunden werden und Marktsignale erhalten. Im Gegensatz zum Festpreissystem und institutionellen Einspeisevorrang – wie es im Kern das EEG vorsieht – würden diese Signale Auskunft über den Wert von Strom im Versorgungssystem in zeitlicher und ggf. räumlicher Hinsicht geben. Andererseits zielt das Modell darauf, die Marktpreise in möglichst effizienter Weise zu ergänzen, so dass die Anlagenbetreiber ihrer Lieferverpflichtung nachkommen können.<sup>13</sup> Erste Ansätze in diese Richtung sind bereits im EEG implementiert. Allerdings schöpfen sie aufgrund der Berechnungsmethode und Optionalität des Modells die Effizienzgewinne nicht aus und führen zu Mitnahmeeffekten. Zweckmäßig ist daher ein alternatives, vor allem auf Erzeugungskapazitäten zielendes Marktprämienmodell für Neuanlagen anstelle der nur noch für Bestandsanlagen geltenden EEG-Regelungen. Zur Festlegung der Marktprämie bietet es sich vor dem Hintergrund staatlicher Informationsdefizite an, wettbewerbliche Auktionen durchzuführen. Basis dafür wäre eine über einen längeren Zeitraum festzulegende Kapazitätsmenge (in Euro/kW), die aufzubauen ist und ggf. zusätzlich eine festzulegende Stromeinspeisung in Euro/kWh. Den Zuschlag und die vertragliche Zusage der Abnahme erhalten, in aufsteigender Reihenfolge, diejenigen Anbieter, die die niedrigsten Gebote abgeben, bis der Kapazitätspool ausgeschöpft ist. Mit Inbetriebnahme der Anlage werden die von der Anlage erzeugten Strommengen dann am Strommarkt angeboten. Über einen vorab definierten Zeitraum werden die Prämienzahlungen auf den Marktpreis in fixierter Höhe gewährt, so dass sowohl die Signalfunktion der Marktpreise als auch der Leistungsanreiz zur Maximierung der Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien erhalten bleiben.

Im Rahmen des Auktionsverfahrens könnte in begrenztem Maße bzw. übergangsweise eine Ausschreibung technologiespezifischer Kapazitätsmengen erfolgen.<sup>14</sup> In diesem Sinne wäre es denkbar, in der Ausschreibung zwischen dargebotsabhängigen Grünstromtechnologien (z.B. Wind) und dargebotsunabhängigen Grünstromtechnologien (z.B. Biomasse) zu unterscheiden, da diese sich in ihren Auswirkungen auf den Strommarkt grundlegend unterscheiden, sich aber gut ergänzen können. In dem sog. Mengen-Marktmodell von Bode und Groscurth (2011) wäre für dargebotsabhängige Technologien eine Kapazität in GW bzw. MW bei einer vorgegebenen Zahl an Volllaststunden die Basis für die zu liefernde Strommenge, während bei dargebotsun-

abhängigen Technologien eine sog. Verfügbarkeitsprämie in GW bzw. MW gewährt wird. Die separate Behandlung dargebotsunabhängiger Technologien setzt damit Anreize dahingehend, dass die Anlagen dann produzieren, wenn die Residuallast größer null ist bzw. die Erzeugung aus anderen Quellen (inklusive über Speicher und flexible Nachfrage) nicht ausreichend ist. Bei den dargebotsabhängigen Technologien kann u.a. wegen meteorologischer Schwankungen nicht genau prognostiziert werden, wann produziert wird, so dass die Anpassungsmöglichkeiten an Preissignale begrenzt sind bzw. hohe Risiken entstehen können, wenn vor allem Spotmarktpreise maßgeblich sind. Zu überlegen wäre daher, ob unabhängig vom Spotmarktpreisen eine vergleichsweise hohe fixe Prämie (ähnlich wie die derzeitige Einspeisevergütung) festgelegt wird. Um dennoch Anreize zu setzen, die Kosten der Systemintegration zu verringern und etwa die Windprognosegüte zu verbessern, könnten dargebotsabhängige Anbieter dagegen verstärkt in den Regelenergiemarkt einbezogen werden (vgl. ifo Institut und FfE 2012). Die Vorabfestlegung der abzunehmenden Strommenge könnte im Vergleich zum EEG dennoch die Gesamtkosten verringern, weil sich bei starker Einspeisung der Abnahmezeitraum verkürzt. Außerdem kann bei der Ausschreibung auch die jeweilige Netzanschlusszone einbezogen werden, so dass möglichst die Gesamtkosten aus Kapazitätsausbau und Netzausbau minimiert wird. Unter dem Gesichtspunkt der Implementations- und Transaktionskosten erscheint ein Marktprämienmodell schließlich auf absehbare Zeit geeigneter als ein – langfristig denkbare – Grünstromzertifikatesystem.

## Literatur

Auffhammer, M. et al. (2013), »Offener Brief zum europäischen Emissionshandel«, 18. März 2013, online verfügbar unter: <http://www.cesifo-group.de/de/ifoHome/policy/Spezialthemen/Policy-Issues-Archive/Energie-und-Umweltpolitik.html>.

Battle, C. et al. (2012), »Regulatory Design for RES-E Support Mechanisms: Learning Curves, Market Structure, and Burden-sharing«, *Energy Policy* 41, 212–220.

Battles, S., S. Clò und P. Zoppoli (2012), »Policy Options to Stabilize the Carbon Price within the European Emissions Trading System: Framework for a Comparative Analysis«, Working Paper, online verfügbar unter: <http://ssrn.com/abstract=2062753>.

Bergek, A. und S. Jacobsson (2010), »Are Tradable Green Certificates a Cost-Efficient Policy Driving Technical cChange or a Rent-generating Machine? Lessons from Sweden 2003–2008«, *Energy Policy* 38, 1255–1271.

Bode, S. und H.M. Groscurth (2011), »Das Mengen-Markt-Modell – Ein Vorschlag zur Schaffung bzw. Sicherstellung von Investitionsanreizen beim Ausbau der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung unter Nutzung marktorientierter Instrumente«, Discussion Paper 4.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2010), »BMU-Stellungnahme zur erneuten RWI-Kritik am EEG: Altbekannt und längst widerlegt«, online verfügbar unter: [http://www.bmu.de/erneuerbare\\_energien/downloads/doc/45090.php](http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/downloads/doc/45090.php).

Böhlinger, C. und K.E. Rosendahl (2009), »Green Serves the Dirtiest. On the Interaction between Black and Green Quotas«, Discussion Papers 581,

<sup>13</sup> Die Begründung für eine derartige ergänzende Förderung liegt nicht nur in den weiter oben aufgeführten Argumenten (Adoptionsexternalitäten, Mängel im ETS etc.), sondern auch in den Schwierigkeiten in einem liberalisierten Strommarkt die Finanzierung von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien mit ihrer spezifischen Kostenstruktur sicherzustellen (sog. Missing-Money-Problem) (vgl. z.B. ifo Institut und FfE 2012).

<sup>14</sup> Bei den Auktionen könnten auch Vorgaben zugunsten neuer Anbieter getroffen werden, um neue Marktteilnehmer nicht gegenüber etablierten Firmen zu benachteiligen.

- Statistics Norway, Discussion Papers in Economics V-315-09, Oldenburg University und CESifo Working Paper No. 2837.
- Breitschopf, B. et al. (2011), *Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten- und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt* – Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (2012), »Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2011)«, online verfügbar unter: [www.bdew.de](http://www.bdew.de).
- BMU Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2011), *Innovation durch Forschung*, Jahresbericht 2010 zur Forschungsförderung im Bereich der erneuerbaren Energien, Berlin.
- BMU Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2012), *Innovation durch Forschung*, Jahresbericht 2011 zur Forschungsförderung im Bereich der erneuerbaren Energien, Berlin.
- Calel, R. und A. Dechezleprêtre (2012), »Environmental Policy and Directed Technological Change: Evidence from the European Carbon Market«, Grantham Research Institute on Climate Change and the Environment Working Paper No. 75, London School of Economics, London.
- Del Rio, P. (2008), »Policy Implications of Potential Conflicts between Short-term and Long-term Efficiency in CO<sub>2</sub> Emission Abatement«, *Ecological Economics* 65, 292–303.
- Diekmann, J. et al. (2013), »Erneuerbare Energien: Quotenmodell keine Alternative zum EEG«, *DIW Wochenbericht* (45).
- European Commission (2008), »Impact Assessment on the Internalisation of External Costs«, Commission staff working document, SEC(2008) 2209, Brussels.
- Expertenkommission Forschung und Innovation (EFI) (2013), *Gutachten zur Forschung, Innovation und technologischer Leistungsfähigkeit Deutschlands*, online verfügbar unter: [www.e-fi.de](http://www.e-fi.de).
- Fischer, C. und L. Preonas (2010), »Combining Policies for Renewable Energy: Is the Whole Less than the Sum of its Parts?«, *International Review of Environmental and Resource Economics* 4, 51–92.
- Frondel, M. et al. (2010), »Economic Impacts from the Promotion of Renewable Energy Technologies: The German Experience«, *Energy Policy* 38, 4048–4056.
- Frondel, M., C. Schmidt und N. aus dem Moore (2012), *Marktwirtschaftliche Energiewende: Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien*, Studie im Auftrag der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft, Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung, RWI Projektbericht, Essen.
- Grubb, M. (2012), *Strengthening the EU ETS: Creating a Stable Platform for EU Energy Sector Investment*, Climate Strategies Report, London.
- International Energy Agency (IEA) (2011), *World Energy Outlook*, International Energy Agency, Paris.
- Ifo Institut – Leibniz Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München und Forschungsstelle für Energiewirtschaft (ifo Institut und FfE) (2012), *Die Zukunft der Energiemärkte – Ökonomische Analyse und Bewertung von Potentialen und Handlungsmöglichkeiten*, ifo Forschungsberichte 57, ifo Institut, München.
- Matthes, F. (2010), *Der Instrumenten-Mix einer ambitionierten Klimapolitik im Spannungsfeld von Emissionshandel und anderen Instrumenten*, Bericht für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Öko-Institut e.V., Freiburg.
- Neuhoff, K. (2005), »Large-scale Deployment of Renewables for Electricity Generation«, *Oxford Review of Economic Policy* 21, 88–110.
- OECD (2011), *Interactions between Emission Trading Systems and other Overlapping Policy Instruments*, General Distribution Document, Environment Directorate, Paris.
- Perner, J. und C. Riechmann (2013), »Das zukünftige EEG – wieviel Reform ist erforderlich?«, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 63, 8–13.
- Peters, M. et al. (2011), »The two Faces of Market Support – How Deployment Policies Affect Technological Exploration and Exploitation in the Solar Photovoltaic Industry«, in: M. Peters (2011), *The Role of Technology Policy in Fostering Technical Change – Lessons from the Cases of Solar and Wind Power*, Dissertation submitted to ETH Zürich.
- Peters, M. et al. (2012), »The Impact of Technology-Push and Demand-Pull Policies on Technical Change – Does the Locus of Policies Matter?«, *Research Policy* 41, 1296–1308.
- Rave, T., U. Triebswetter und J. Wackerbauer (2013), *Koordination von Innovations-, Energie- und Umweltpolitik*, Studie im Auftrag der Expertenkommission Forschung und Innovation (EFI), ifo Forschungsberichte 61, ifo Institut, München.
- Rogge, K. und V. Hoffmann (2010), »The Impact of the EU ETS on the Sectoral Innovation System of Power Generation Technologies – Findings for Germany«, *Energy Policy* 38, 7639–7652.
- Rogge, K., M. Schneider und V. Hoffmann (2010), »The Innovation Impact of the EU Emission Trading System, Findings of Company Case Studies in the German Power Sector«, *Ecological Economics* 70, 513–523.
- SRU – Sachverständigenrat für Umweltfragen (2011), *Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung*, Sondergutachten, Berlin.
- SVR – Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2011), *Verantwortung für Europa wahrnehmen – Jahresgutachten 2011/2012*, Wiesbaden.
- Umweltbundesamt (2007), *Ökonomische Bewertung von Umweltschäden, Methodenkonvention zur Schätzung externer Umweltkosten*, Berlin.
- Wietschel, M. et al. (2010), *Energietechnologien 2050 – Schwerpunkte für Forschung und Entwicklung*, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, ISI Schriftenreihe Innovationspotenziale, Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung, Karlsruhe.