

Hübner, Malte; Schmidt, Christoph M.; Weigert, Benjamin

Working Paper

Energiepolitik: Erfolgreiche Energiewende nur im europäischen Kontext

Arbeitspapier, No. 03/2012

Provided in Cooperation with:

German Council of Economic Experts

Suggested Citation: Hübner, Malte; Schmidt, Christoph M.; Weigert, Benjamin (2012) : Energiepolitik: Erfolgreiche Energiewende nur im europäischen Kontext, Arbeitspapier, No. 03/2012, Sachverständigenrat zur Begutachtung der Gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, Wiesbaden

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/74751>

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.

Energiepolitik: Erfolgreiche Energiewende nur im europäischen Kontext

Malte Hübner

(Sachverständigenrat zur Begutachtung
der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung)

Christoph M. Schmidt

(RWI, RUB und Sachverständigenrat zur Begutachtung
der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung)

Benjamin Weigert

(Sachverständigenrat zur Begutachtung
der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung)

Arbeitspapier 03/2012*)
Juni 2012

*) Die Arbeitspapiere geben die persönliche Meinung der Autoren wieder und nicht notwendigerweise die des Sachverständigenrates zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung.

Energiepolitik: Erfolgreiche Energiewende nur im europäischen Kontext*

Malte Hübner¹, Christoph M. Schmidt^{1,2} und Benjamin Weigert¹

¹Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung

²RWI und RUB

Abstract: In Deutschland besteht seit dem Beschluss des Energiekonzepts der schwarz-gelben Koalition im Jahr 2010 und dem im Jahr 2011 erneut bestätigten Ausstieg aus der Kernenergie ein Konsens, die Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 so umzubauen, dass die erneuerbaren Energien daran den Hauptanteil übernommen haben werden. Der Weg dahin ist jedoch noch nicht vollständig ausbuchstabiert. In diesem Papier diskutieren wir die wirtschaftspolitischen Voraussetzungen, die für ein Gelingen der Energiewende notwendigerweise geschaffen werden müssen. Der Schwerpunkt der Analyse liegt auf den Instrumenten zur Verringerung der CO₂-Emissionen. Wir argumentieren, dass sich die Kosten der Energiewende minimieren lassen, wenn die Emissionen ausschliesslich durch den Emissionsrechtehandel begrenzt werden. Wenn die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien zusätzlich gefördert werden soll, lässt sich dies kosteneffizient nur durch eine mittelfristig anzustrebende europäische Harmonisierung der Förderung erreichen. Ein geeigneter Weg dorthin besteht darin, zunächst die Förderung in Deutschland auf eine Mengensteuerung umzustellen und dieses System dann schrittweise mit den Fördersystemen anderer EU-Länder zu kombinieren.

JEL-Klassifikation: Q42, Q43, Q48, Q50

Keywords: Energiewende, Erneuerbare Energien, EEG, Emissionsrechtehandel, Grünstromzertifikate

1. Die Energiewende und ihre Folgen

Die Bundesregierung hat im September 2010 ein Energiekonzept beschlossen, mit dem sie Umriss einer Gesamtstrategie beschreibt, um die Stromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2050 so umzubauen, dass darin die erneuerbaren Energien die Hauptrolle übernommen haben. Das Energiekonzept besteht aus einer Reihe von klimapolitischen Zielvorgaben und Ausbauzielen für die erneuerbaren Energien sowie einem Bündel von Gesetzesänderungen, mit denen das Erreichen der Ausbauziele erleichtert werden soll. Ein Kernbestandteil dieses Energiekonzepts war ursprünglich die Verlängerung der Laufzeiten der Atomkraftwerke um durchschnittlich zwölf Jahre.

Dieses Vorhaben wurde aber nach dem Atomunfall von Fukushima im März 2011 im Rahmen des im Juni 2011 verabschiedeten Energiepakets wieder zurückgenommen. Damit wurde der ursprünglich von SPD und Grünen eingeleitete Atomausstieg nunmehr von CDU/CSU und FDP neuerlich bestätigt. In der Frage der Kernenergie dürfte es somit kein Zurück mehr geben. Da zudem die klimapolitischen Ziele des Energiekonzepts trotz des beschleunigten Atomausstiegs nicht revidiert wurden, wird schon in naher Zukunft ein gänzlich anderes System der Energieversorgung aufzubauen sein. Doch ob diese „Energiewende“ auch tatsächlich gelingt, ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch eine offene Frage. Voraussetzung für das Gelingen dieses Vorhabens ist vor allem, dass die gesamtwirtschaftlichen Kosten der Umstellung auf eine CO₂-ärmere Energieversorgung nicht aus dem Ruder laufen.

Mit dem Emissionsrechtehandel steht bereits ein europaweit harmonisiertes Steuerungsinstrument für die CO₂-Emissionen zur Verfügung, mit dem prinzipiell der Einsatz emissionsarmer Techniken der Stromerzeugung im Vergleich zum Einsatz fossiler Energieträger attraktiv gestaltet und gleichermaßen Anreize für Investitionen in Forschung und Entwicklung gesetzt werden können. In einem Emissionshandelssystem bleibt es den privaten Akteuren überlassen, welche Technik an welcher Stelle zum Einsatz kommt und in welchen Aspekt des Entdeckungsprozesses investiert werden soll. Künftig auch außerhalb des Stromsektors möglichst viele Wirtschaftsbereiche mit einzubeziehen und die Obergrenze der zulässigen Emissionen konsequent zu senken, stellt daher grundsätzlich die beste wirtschaftspolitische Weichenstellung dar, um die Energiewende zu beflügeln.

Denn durch die zukünftig sinkende Emissionsobergrenze würde der (zu erwartende) Börsenpreis der Emissionszertifikate steigen, wodurch sich die Anreize für private Investitionen entsprechend erhöhen. Dabei würden dann tendenziell die wirtschaft-

lichsten Wege gewählt, die Stromerzeugung auf erneuerbare Energien umzustellen sowie deren Effizienz und Speichermöglichkeiten rasch zu verbessern. Für die Stromverbraucher würden so die – zweifellos erheblichen – Finanzierungslasten für den Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten sowie für deren Integration in ein zu erweiterndes Netz und für die Bereitstellung von hinreichenden Reservekapazitäten minimiert.

Doch die europäische Politik hat zusätzlich zu den Zielen für die Reduktion der Treibhausgas-Emissionen mit der Formulierung ambitionierter Ausbauziele bei den Erneuerbaren konkrete Vorgaben gemacht und auf diese Weise die Logik des Emissionsrechtehandels ausgehebelt. Da der angestrebte Ausbau angesichts des Stands der Technologie nur mit Subventionen zu erreichen sein wird, führt dies zwangsläufig zu noch größeren Finanzierungslasten. Um wieviel höher diese ausfallen werden, hängt von der konkreten Ausgestaltung des Förderregimes ab. Soll die Akzeptanz für die Energiewende bewahrt werden, dann sollten die zusätzlich formulierten Ziele zumindest so effizient wie möglich verfolgt werden. Das bestehende Fördersystem, das rein national ausgerichtet ist, kann diese Voraussetzung nicht erfüllen. Es sollte daher, sofern an den Zielen festgehalten wird, zumindest durch einen europaweit harmonisierten Mechanismus ersetzt werden.

In diesem Beitrag werden in enger Anlehnung an das aktuelle Jahresgutachten des Sachverständigenrates zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (SVR, 2011) die Implikationen der geplanten Energiewende für den Strommarkt beschrieben und ein alternatives Fördersystem zum Ausbau der erneuerbaren Erzeugungskapazitäten diskutiert. Insbesondere gilt es, die unterschiedlichen politischen Vorhaben des Kapazitätsausbaus und der Technologieförderung getrennt voneinander zu verfolgen, statt sie wie bislang in wenig zielführender Form miteinander zu verquicken. So sollte der kosteneffiziente Ausbau der erneuerbaren Energien mittels einer möglichst auf europäischer Ebene harmonisierten Mengensteuerung durch „Grünstromzertifikate“ erfolgen, während die Technologieförderung weiterhin durch separate und nach innovationsökonomischen Prinzipien ausgerichtete Programme ausgestaltet werden sollte.

In Abschnitt 2 werden das Energiekonzept der Bundesregierung skizziert und der Beschluss vom Juni 2011, binnen eines Jahrzehnts aus der Nutzung der Kernenergie auszusteigen, darin eingeordnet. Abschnitt 3 diskutiert kritisch die beiden bestehenden Instrumente, mit denen die Energiewende umgesetzt werden soll: (i) den (prinzipiell zielführenden) europaweiten Handel mit Emissionsrechten und (ii) die (zumindest in Kombination mit dem Emissionsrechtehandel äußerst problematische)

Förderung erneuerbarer Erzeugungskapazitäten jenseits eines reinen Erprobungsmarkts mittels Einspeisevergütungen. Abschnitt 4 stellt mit einer zunächst national ausgestalteten und in weiteren Schritten europaweit zu harmonisierenden Mengensteuerung einen zielführenden Weg vor, um die nunmehr geplanten Ausbauziele mit vergleichsweise geringen zusätzlichen Kosten zu erreichen. Abschnitt 5 zieht ein kurzes Fazit.

2. Das Energiekonzept der Bundesregierung

Nach der Atomkatastrophe von Fukushima im März 2011 hat die Bundesregierung Ende Juni 2011 ein Gesetzespaket zur Beschleunigung der Energiewende in den Deutschen Bundestag eingebracht. Bei diesem sogenannten Energiepaket handelt es sich überwiegend um die Umsetzung von Vorhaben aus dem im September 2010 von der Bundesregierung beschlossenen Energiekonzept. Darin beschreibt die Bundesregierung mit einer Reihe von klimapolitischen Zielvorgaben und Ausbauzielen für die erneuerbaren Energien sowie einem Bündel von Gesetzesänderungen Umriss einer Gesamtstrategie, mit der die Stromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2050 so umgebaut werden soll, dass dann die erneuerbaren Energien den Hauptanteil übernommen haben.

Das Energiekonzept reiht sich historisch in eine Folge nationaler Gesetzes- und Maßnahmenpakete zum Klimaschutz ein, in denen häufig technologie- und energieträgerspezifische Zielvorgaben der Europäischen Union (EU) übernommen wurden. Allerdings erstreckten sich diese Zielvorgaben bislang lediglich bis zum Jahr 2020. Mit der Verabschiedung des Energiekonzepts hat die Bundesregierung diese Ziele nun bis in das Jahr 2050 fortgeschrieben. So wird das schon im Integrierten Energie und Klimapaket (IEKP) aus dem Jahr 2007 enthaltene Ziel, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 um 40 % gegenüber dem Jahr 1990 zu reduzieren, in Zwischenschritten bis zum Jahr 2050 auf 80 % ausgeweitet.

Ferner soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch (Bruttostromverbrauch) von 11 % (17 %) im Jahr 2010 auf 60 % (80 %) bis zum Jahr 2050 gesteigert werden. Des Weiteren sollen der Stromverbrauch und der Primärenergieverbrauch bis zum Jahr 2050 um 25 % bzw. 50 % gegenüber dem Jahr 2008 sinken, während der Endenergieverbrauch im Verkehrsbereich um 40 % gegenüber dem Jahr 2005 zu vermindern ist (Tabelle 1). Es handelt sich dabei also um äußerst ambitionierte Vorhaben, mit denen im Hinblick auf die grundlegende Struktur der Bereitstellung und Nutzung von Energie völliges Neuland betreten wird. Insbesondere gilt dies für den Strommarkt, auf dem angesichts der naturgemäßen

Volatilität der erneuerbaren Energien weiterhin ein sehr hohes Maß an Versorgungssicherheit zu gewährleisten ist.

An konkreten Maßnahmen enthält das Energiepaket unter anderem eine Neufassung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Die im Juni 2011 verabschiedete EEG-Novelle 2012 behält die bisher geltenden Vergütungsstrukturen im Wesentlichen bei. Zudem wurden zur Förderung der Markt- und Systemintegration zusätzliche Anreize zur Stromeinspeisung in Zeiten starker Nachfrage gesetzt. Zugleich wurden die Anspruchsschwellen für eine Ausnahme von der EEG-Umlage für Unternehmen des Produzierenden Gewerbes deutlich abgesenkt. Einem Gesetzentwurf zur steuerlichen Förderung von energetischen Sanierungsmaßnahmen an Wohngebäuden wurde aufgrund damit voraussichtlich verbundenen Belastungen der öffentlichen Haushalte von Ländern und Gemeinden vom Bundesrat bislang die Zustimmung verweigert.

Tabelle 1

Klima- und energiepolitische Ziele des Energiekonzepts der Bundesregierung

	Ausgangs- lage	Zielvorgaben				
	2010	2020	2030	2040	2050	
Veränderungen (Prozent):						
Treibhausgasemissionen gegenüber 1990	– 23	– 40	– 55	– 70	– 80	
Primärenergieverbrauch gegenüber 2008	– 1	– 20	.	.	– 50	
Stromverbrauch gegenüber 2008	– 2	– 10	.	.	– 25	
Endenergieverbrauch im Verkehrsbereich gegenüber 2005	– 1	– 10	.	.	– 40	
Anteile in Prozent:						
Erneuerbare Energien am Bruttoendenergieverbrauch	11	18	30	45	60	
Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien am Brutto- stromverbrauch	17	35	50	65	80	

Quellen: AGEB, AGEE, BMU, Bundesregierung, UBA

Darüber hinaus sieht das Energiepaket eine Reihe von Änderungen im Verwaltungsrecht vor, insbesondere solche, mit denen Hindernisse für den Ausbau der erneuerbaren Energien, vor allem bei der Offshore-Windenergie und beim Netzausbau, abgebaut werden sollen. So sollen die bislang zu beobachtende Vorratshaltung von Genehmigungen für Offshore-Projekte vermieden und durch die Einführung einer bundeseinheitlichen Fachplanung für die Transportleitungen von Elektrizität mit überregionaler Bedeutung und die gemeinsame Netzausbauplanung aller Übertragungs- und Fernleitungsnetzbetreiber der Ausbau der Stromnetze der Höchst- und der Hochspannungsebene beschleunigt werden.

Um die Klimaschutzziele des Energiekonzepts zu geringeren Kosten erreichen zu können, war die im Oktober 2010 vom Deutschen Bundestag beschlossene Laufzeitverlängerung der Atomkraftwerke um durchschnittlich zwölf Jahre Kernbestandteil der ursprünglichen Fassung des Energiekonzepts. Die daraus für die Betreiber resultierenden Zusatzgewinne sollten mit der gleichzeitig eingeführten Kernbrennstoffsteuer teilweise abgeschöpft werden und so dem Bundeshaushalt jährlich zusätzliche Einnahmen in Höhe von 2,3 Mrd Euro bescheren. Darüber hinaus wurde ein zum Teil aus diesen Einnahmen zu speisendes Sondervermögen "Energie- und Klimafonds" eingerichtet, um innovative Technologien bei der Erzeugung, Speicherung, Verteilung und Nutzung von Energie zu fördern.

Nach der Reaktorkatastrophe am 11. März 2011 im japanischen Fukushima hat die Bundesregierung jedoch eine atompolitische Kehrtwende vollzogen. Bereits im März 2011 wurden die sieben ältesten Kraftwerke als „Moratoriumsmeiler“ für die Dauer von drei Monaten vom Netz genommen. Im Juni 2011 beschloss die Bundesregierung dann, gestützt auf die Empfehlungen der ad hoc gegründeten Ethik-Kommission „Sichere Energieversorgung“, den endgültigen Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022, ohne die übrigen Bestandteile des Energiekonzepts zu verändern. Für alle Kernkraftwerke wurde daraufhin ein verbindliches Ende der Berechtigung zum Leistungsbetrieb festgelegt. Die sieben „Moratoriumsmeiler“ und der zurzeit ohnehin abgeschaltete Reaktor Krümmel werden nicht wieder ans Netz gehen.

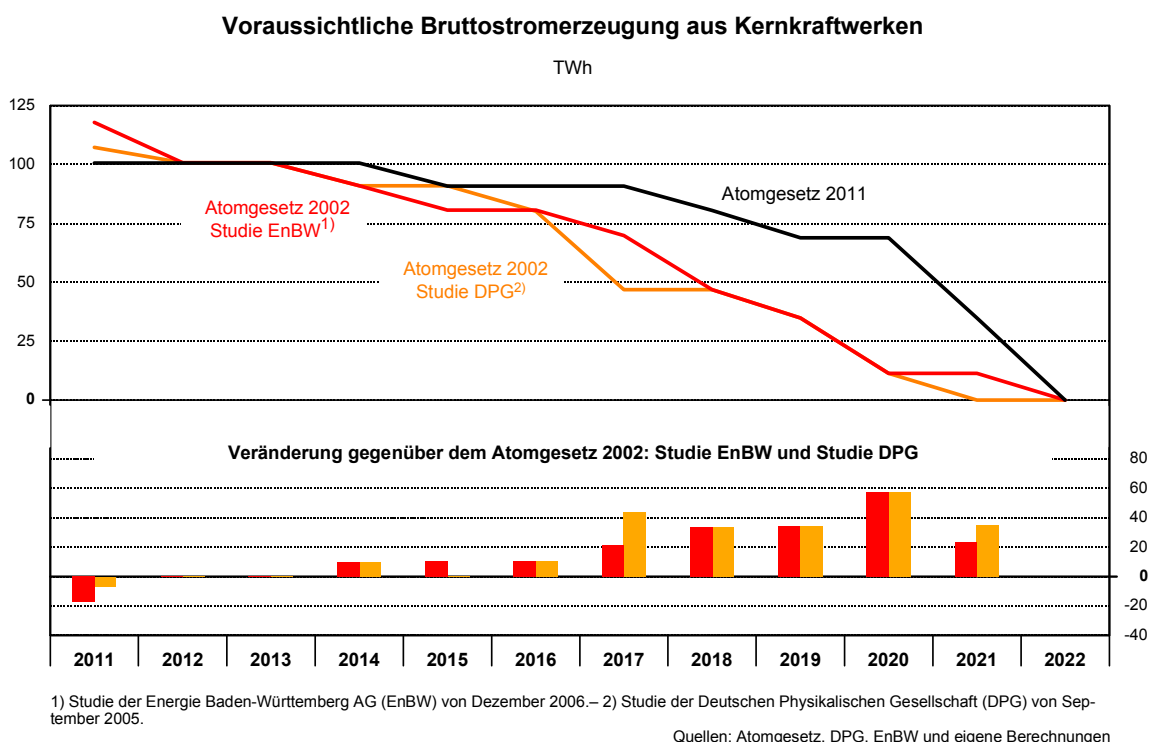
Dieser im Juni 2011 mit der Dreizehnten Novelle des Atomgesetzes umgesetzte Ausstiegsbeschluss bedeutet im Großen und Ganzen eine Rückkehr auf den zu Beginn der Legislaturperiode gültigen Ausstiegspfad. Zwar lässt die erneute Novelle des Atomgesetzes für das Jahr 2012 einen geringfügigen Rückgang der Bruttostromerzeugung aus Kernkraft gegenüber dem im Atomgesetz des Jahres 2002 festgelegten Ausstiegspfad erwarten, im Zeitraum der Jahre 2012 bis 2022 verläuft der Ausstieg aus der Kernenergie im Vergleich hingegen vermutlich etwas langsamer, so dass sich insgesamt keine großen Änderungen im Vergleich zum ursprünglichen Ausstiegspfad ergeben (Schaubild 1).

Zielte die ursprüngliche Laufzeitverlängerung vor allem darauf ab, volkswirtschaftliche Gewinne zu realisieren, so entstehen durch die Rücknahme spiegelbildliche Verluste. Die Verlängerung der Laufzeiten um durchschnittlich zwölf Jahre im Zeitraum der Jahre 2015 bis 2030 hätte gemäß verschiedenen Studien (enervis energy advisors, 2011; EWI/GWS/Prognos, 2011; IER, 2011; IER/RWI/ZEW, 2010; PIK und Universität Leipzig, 2011) zu einem um 0,4 ct/KWh bis 1,6 ct/KWh, also etwa 30 %, ge-

ringeren Großhandelspreis für Strom geführt. Das Bruttoinlandsprodukt hätte in diesem Zeitraum um 0,1 % bis 0,6 % höher gelegen als unter dem aktuell gültigen Ausstiegspfad. Kumuliert entsprechen diese Unterschiede einem Betrag von bis zu 120 Mrd Euro (IER/RWI/ZEW, 2010).

Im Umkehrschluss ist daher durch die Rücknahme der Laufzeitverlängerung eine leichte Absenkung des Niveaus des gesamtwirtschaftlichen Produktionspotenzials zu erwarten, die vermutlich bereits zu einem erheblichen Teil durch die Abschaltung der Moratoriumsmeiler im zweiten Quartal des Jahres 2011 realisiert wurde (Döhrn u. a., 2011). Darüber hinaus ergeben sich direkte Auswirkungen auf die öffentlichen Haushalte, denn aufgrund der Verkürzung der Laufzeiten sind keine Einnahmen aus den Zusatzgewinnen der Kernkraftwerksbetreiber mehr zu erwarten. Ebenfalls sinken die Einnahmen aus der Kernbrennstoffsteuer. Zur Kompensation dieses Einnahmeausfalls weist das Gesetz zur Änderung des Gesetzes zur Einrichtung eines Sondervermögens „Energie- und Klimafonds“ dem Fonds jetzt alle Einnahmen aus der Versteigerung von Emissionszertifikaten zu.

Schaubild 1



Der trotz der dauerhaften Abschaltung der Moratoriumsmeiler nur geringfügige Rückgang der Erzeugungskapazitäten gegenüber dem ursprünglichen Ausstiegsbe-

schluss darf jedoch nicht darüber hinweg täuschen, dass die zeitgleiche Abschaltung von Kraftwerken in einer Größenordnung von 5 000 MW ohne vorherige Ankündigung eine bereits angespannte Situation verschärft (Bundesnetzagentur, 2011). Denn die Systemsicherheit des Übertragungsnetzes konnte schon vor dem Moratorium an Tagen mit hoher Windeinspeisung nur durch umfassende Eingriffe der Übertragungsnetzbetreiber gewährleistet werden. In extremen Witterungssituationen könnte jetzt die Netzstabilität an ihre Grenzen stoßen.

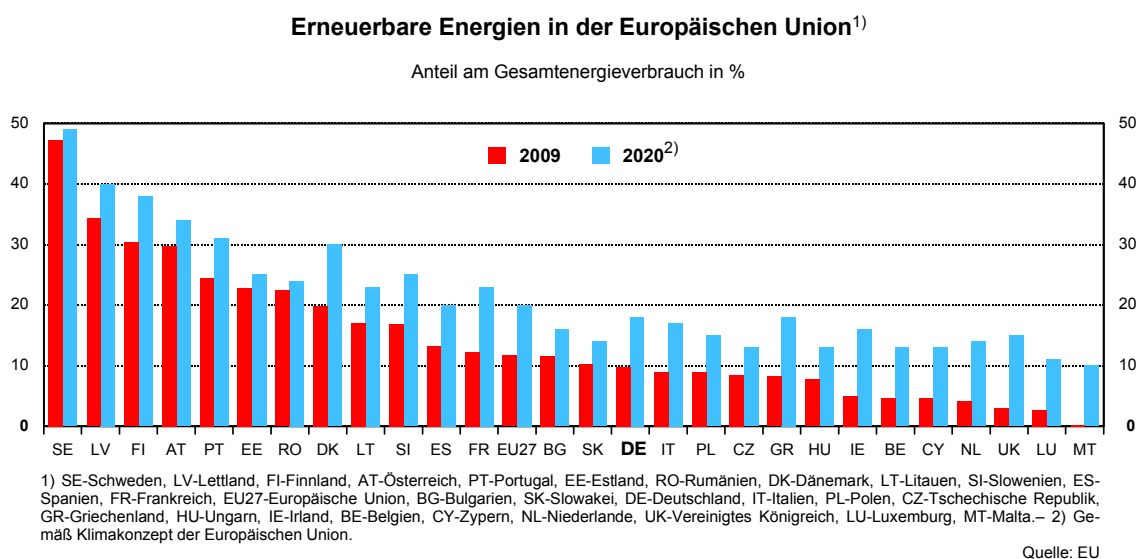
Dieser Umstand verdeutlicht, welche große Herausforderungen der grundlegende Umbau des Energiesystems in den kommenden Jahrzehnten aufwerfen wird, wenn noch weit größere Anteile des naturgemäß volatilen Stroms aus erneuerbaren Energien in das Netz zu integrieren sind. So werden sich aufgrund des starken Zubaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vor allem die Anforderungen an das Stromnetz verändern, das bislang nicht auf die erhebliche regionale Ungleichverteilung von Stromerzeugung und Verbrauch ausgelegt ist, die sich vor allem aus der starken räumlichen Konzentration der Windkraft im verbrauchsarmen Norden Deutschlands ergibt. Für die Netzintegration der erneuerbaren Energien sind daher vor allem – letztendlich durch höhere Netzentgelte zu finanzierende – Ausbaumaßnahmen im Höchstspannungsübertragungsnetz nötig, um den Strom in den verbrauchsstärkeren Süden Deutschlands zu transportieren. Zwei Studien der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena) identifizieren einen Ausbaubedarf des Höchstspannungsnetzes von mehreren Tausend km bis zum Jahr 2020 (Deutsche Energie-Agentur, 2005; Deutsche Energie-Agentur, 2010).

Darüber hinaus werden die energiepolitischen Beschlüsse der Bundesregierung weitere Auswirkungen auf die Endkundenpreise haben, denn sowohl die Rücknahme der Laufzeitverlängerung als auch der Ausbau der erneuerbaren Energien müssen letztendlich vor allem von den Stromkunden über die EEG Umlage finanziert werden, sofern sie nicht als sogenannte privilegierte Endverbraucher davon ausgenommen sind. Insbesondere schwankt die Erzeugungsleistung von Erneuerbaren erheblich, so dass sich trotz deren steigender Bedeutung ein erheblicher Bedarf an konventionellen Ersatzkapazitäten bestehen bleiben wird. Steigende Strompreise sind der direkteste Weg, um bei tendenziell sinkenden Einsatzzeiten hinreichende Anreize für die entsprechenden Investitionen zu setzen. Doch auch alle anderen Wege, um diese Investitionen attraktiv zu gestalten, wären von den Stromkunden (oder den Steuerzahlern) zu bezahlen. Eine weitere Möglichkeit besteht in einer Ausweitung von Stromimporten aus dem Ausland, dies jedoch zu vermutlich höheren Preisen und verminderter Versorgungssicherheit.

3. Bestehende Instrumente zur Umsetzung der Energiewende

Aufgrund dieser unvermeidbaren Konsequenz steigender Kosten der Stromversorgung ist nach geeigneten Instrumenten zu suchen, um den angestrebten Umbau des Versorgungssystems möglichst effizient zu gestalten. Eines ist dabei klar: Eine allein auf die nationale Energiepolitik fokussierte Debatte würde weder der europäischen Dimension der Energiewende noch der globalen Dimension der Klimapolitik gerecht. Denn mit ihren Beschlüssen im Hinblick auf das Jahr 2020 leistet die Bundesregierung lediglich den auf der europäischen Ebene bereits zugesagten Beitrag zur Umsetzung der gemeinsamen klimapolitischen Strategie der EU. So soll gemäß der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie der Anteil der erneuerbaren Energien am Endenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf 20 % steigen. Die Richtlinie bricht dieses Ziel in verbindliche nationale Ausbauziele herunter. Wie auch im Energiekonzept festgeschrieben, muss demnach Deutschland seinen Anteil von derzeit 11 % auf 18 % im Jahr 2020 ausbauen (Schaubild 2).

Schaubild 2



Die Entscheidung, beim Klimaschutz international eine Vorreiterrolle einzunehmen, kann angesichts der globalen Natur des Problems ohnehin nur eine vorübergehende Situation darstellen. Zumindest auf lange Sicht besteht daher die Gefahr, dass eine dauerhafte Vorreiterrolle Dritten die Anreize nimmt, ihrerseits Vermeidungsanstrengungen zu unternehmen (Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium der Finanzen, 2010). Theoretisch lässt sich dieser Effekt zwar durch die Einführung sogenannter Klimazölle abmildern (Wissenschaftlicher Beirat beim BMWi, 2012). Doch

unabhängig von diesen strategischen Überlegungen zur internationalen Klimapolitik sollte alles daran gesetzt werden, die Klimaziele der EU so effizient wie möglich zu erreichen. Dazu gilt es vor allem, die europaweite Perspektive im Blick zu behalten, aber auch, neben den reinen Ausbauzielen technologiepolitische Ziele zu bedenken. Im aktuellen Instrumentenkasten stehen zur Umsetzung der Energiewende zwei Instrumente zur Verfügung: Dabei ist die Weiterentwicklung des Emissionsrechtehandels als zielführend und die Beibehaltung der Förderung durch technologie-spezifische Einspeisevergütungen als kontraproduktiv einzuschätzen.

EU-Emissionsrechtehandel: Das ökonomisch sinnvollste Instrument

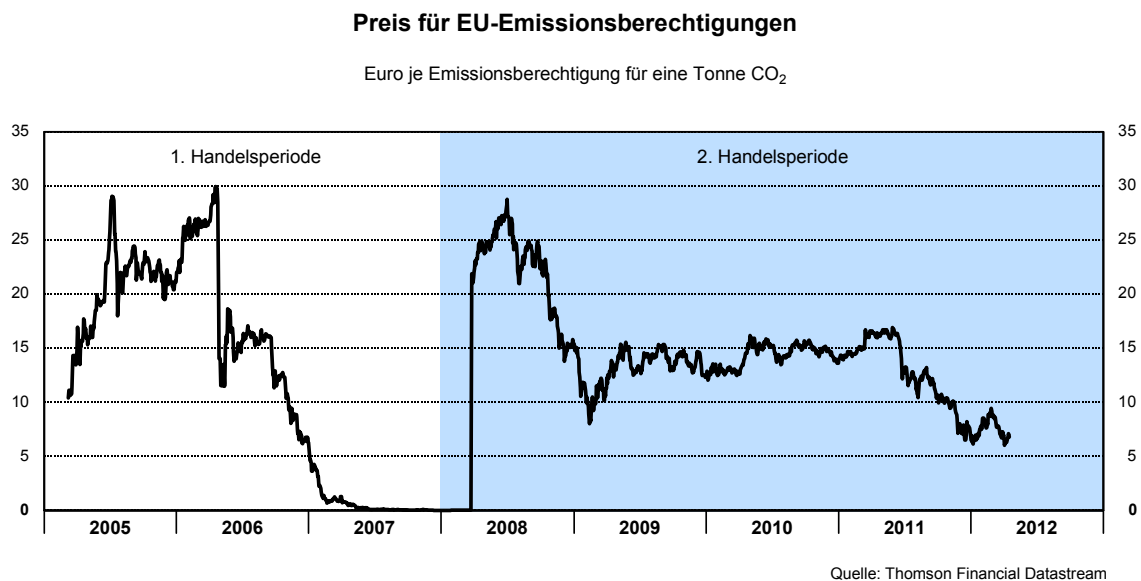
Die mit der Einhaltung der Emissionsziele der EU verbundenen Kosten ließen sich dadurch minimieren, dass allen ausgestoßenen Klimagasen ein entsprechender, mit dem Pfad der Zielvorgaben gekoppelter Preis gegeben wird. Dies könnte prinzipiell entweder durch eine Emissionssteuer geschehen oder durch einen möglichst alle Wirtschaftsakteure umfassenden Handel mit Emissionsrechten. In einer Welt ohne jedes weitere Marktversagen würde ein derartiges Handelssystem die Einhaltung der Klimaziele zu minimalen Kosten garantieren, und die Intensität des Klimaschutzes sowie die Intensität der ihm dienenden Innovationsanstrengungen ließe sich durch die entsprechend gesetzte Anzahl der Emissionsrechte effektiv steuern. Eines weiteren Klimaschutzinstruments bedürfte es darüber hinaus nicht.

Dieser grundsätzlichen Überlegung folgt weitgehend das Europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS). Seit dem Jahr 2005 wird darüber die Menge an Emissionsrechten in der EU festgelegt und definiert so die zulässige Obergrenze der Treibhausgas-Emissionen für Energieversorger und energieintensive Industriesektoren. Hierzu zählen vor allem Anlagen der Strom- und Wärmeversorgung, der Metallherstellung und -verarbeitung, der mineralverarbeitenden Industrie, der Zellstoff und Papierherstellung und der chemischen Industrie. Gegenwärtig werden europaweit etwa 12 000 Anlagen vom EU-ETS erfasst. Damit reguliert es etwa die Hälfte aller Treibhausgasemissionen in der EU und ist deren bedeutendstes Instrument zum Klimaschutz. Nicht in den EU-ETS einbezogen sind insbesondere der Transportsektor, die Landwirtschaft sowie die Emissionen der privaten Haushalte inklusive des Individualverkehrs.

Anlagenbetreiber können die Emissionsrechte über Börsen oder direkt untereinander handeln, wodurch sich ein einheitlicher Marktpreis ergibt. Historisch muss zwischen den verschiedenen Handelsphasen differenziert werden, die sich vor allem im Hinblick auf die Gesamtmenge an Zertifikaten und ihre anfängliche Zuteilung unter-

scheiden. Kurz nach Einführung des Handels betrug der Zertifikatspreis je Tonne an der European Energy Exchange etwa 22 Euro. Er stieg bis zum Frühjahr 2006 auf 30 Euro, brach dann jedoch aufgrund eines Überangebots von Zertifikaten ein, weil Emissionszertifikate nicht von der ersten auf die zweite Handelsperiode übertragen werden konnten. Erst mit Beginn der zweiten Handelsperiode für den Zeitraum 2008 bis 2012 wurde die Menge der Zertifikate entsprechend verknappt, wodurch der Preis wieder auf ein Niveau von derzeit etwa 10 Euro je Tonne stieg (Schaubild 3).

Schaubild 3



Bei einem funktionierendem Emissionshandel liefert der Marktpreis für Emissionsrechte ein wichtiges Signal für Investitionsentscheidungen etwa bei der Energieumwandlung und dem Energieverbrauch: Emittenten, deren Kosten der zusätzlichen Vermeidung von CO₂-Emission, die Grenzvermeidungskosten, über dem Marktpreis der Emissionsrechte liegen, haben einen Anreiz, diese zu erwerben. Umgekehrt werden Anlagenbetreiber mit Grenzvermeidungskosten unterhalb des Marktpreises bereit sein, Emissionsrechte am Markt zu verkaufen, da sie kostengünstiger die Emissionen selbst vermeiden können. Daher werden durch den Zertifikatehandel solange Emissionsrechte von Emittenten mit günstigen Vermeidungsoptionen auf die Emittenten mit hohen Vermeidungskosten verlagert, bis alle Marktteilnehmer einheitliche Grenzvermeidungskosten aufweisen. Im Ergebnis wird die Reduktion der Emissionen daher von den Anlagenbetreibern mit den geringsten Vermeidungskosten unternommen.

Wenn dem nicht weitere Aspekte eines Marktversagens entgegenstehen, etwa Informationsdefizite oder ein übermäßiges Volumen an Investitionsrisiken, das einzelne Akteure nicht schultern können, dann minimiert der Emissionsrechtehandel daher die Kosten der Einhaltung einer gegebenen Emissionsobergrenze. Somit steht mit der im EU-ETS gesetzten Obergrenze für Treibhausgas-Emissionen ein ebenso effektives wie effizientes Instrument bereit, um bei der Stromerzeugung die Nutzung fossiler Energieträger vergleichsweise unattraktiv und die Nutzung erneuerbarer Energien vergleichsweise attraktiv zu gestalten. Wenn Klimaschutz und Anreize für technischen Fortschritt tatsächlich im Mittelpunkt des politischen Handelns stehen sollen, dann müsste diese Obergrenze zukünftig konsequent weiter gesenkt werden. Nicht zuletzt würden durch den einheitlichen Zertifikatepreis die Kosten dieser Weichenstellung völlig transparent.

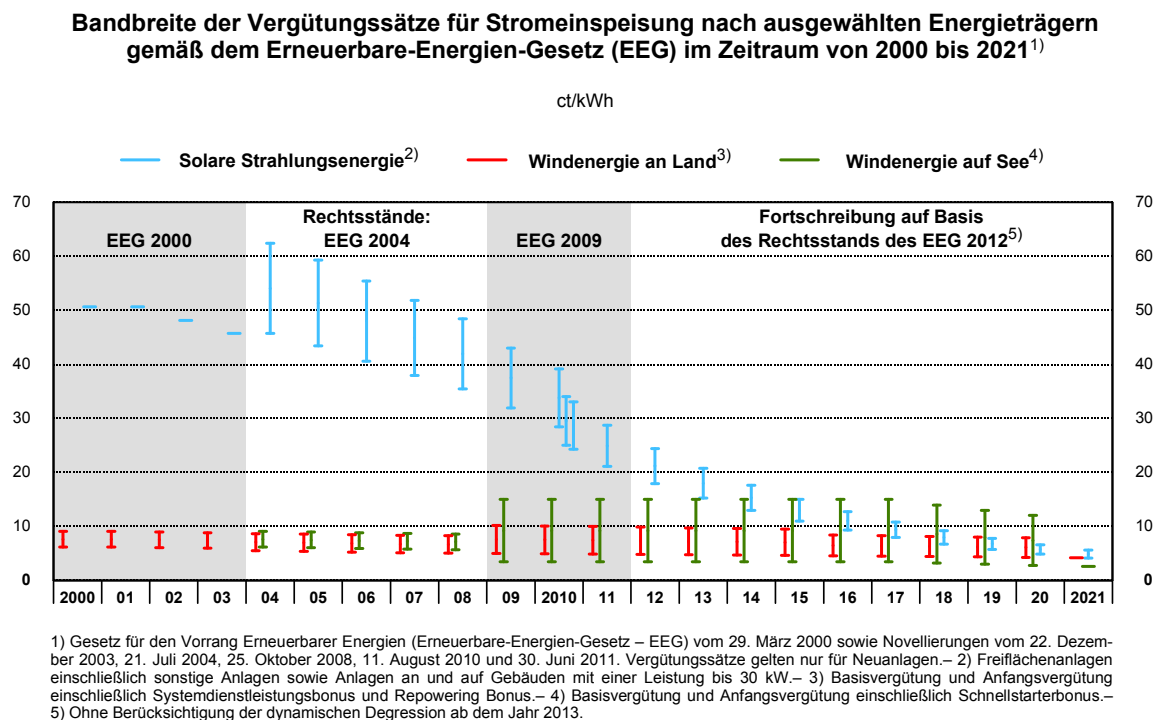
Das EEG in Deutschland: Von der Nischenförderung zum Marktersatz

Bis zum heutigen Zeitpunkt sind die meisten verfügbaren Technologien zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien nicht marktfähig. Um die jeweils angestrebten Ausbauziele zu erreichen, haben die Mitgliedsländer der EU daher unterschiedlich ausgestaltete nationale Fördersysteme für die erneuerbaren Energien etabliert. In Deutschland wird die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien seit dem Jahr 1991 gesetzlich gefördert. Ursprünglich wurde die Förderung durch das Strom-einspeisungsgesetz geregelt, das im Jahr 2000 durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ersetzt und seitdem immer wieder verändert und angepasst wurde. Durch dieses Gesetz werden die Netzbetreiber dazu verpflichtet, Anlagen zur Herstellung von Strom aus erneuerbaren Energien vorrangig an das Netz anzuschließen, deren produzierten Strom vorrangig abzunehmen, zu übertragen und an die Stromverbraucher zu verteilen (Einspeisevorrang). Anlagenbetreiber erhalten zudem von den Netzbetreibern einen auf 20 Jahre garantierten Mindestpreis (Einspeisevergütung) für aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom.

Neben der Erfüllung der politisch vorgegebenen Ausbauziele soll mit dem EEG die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien gezielt gefördert werden. Daher erhalten weniger rentable Technologien generell eine höhere Mindestvergütung (Schaubild 4). So wird Strom aus der Photovoltaik derzeit mit einem Vergütungssatz von 21 Cent/KWh bis 28,74 Cent/KWh gefördert. Um Anreize zur Kosteneinsparung bei den Herstellern von Stromerzeugungsanlagen zu setzen, sinkt die garantierte Einspeisevergütung für neu installierte Anlagen jährlich um einen festgelegten Prozentsatz (Degression). Die sich aus der Differenz von gezahlter Einspeisevergütung und dem Marktpreis des produzierten

Stroms ergebenden Zusatzkosten werden von den Netzbetreibern durch eine bundesweit einheitliche EEG-Umlage auf alle Stromverbraucher umgelegt.

Schaubild 4



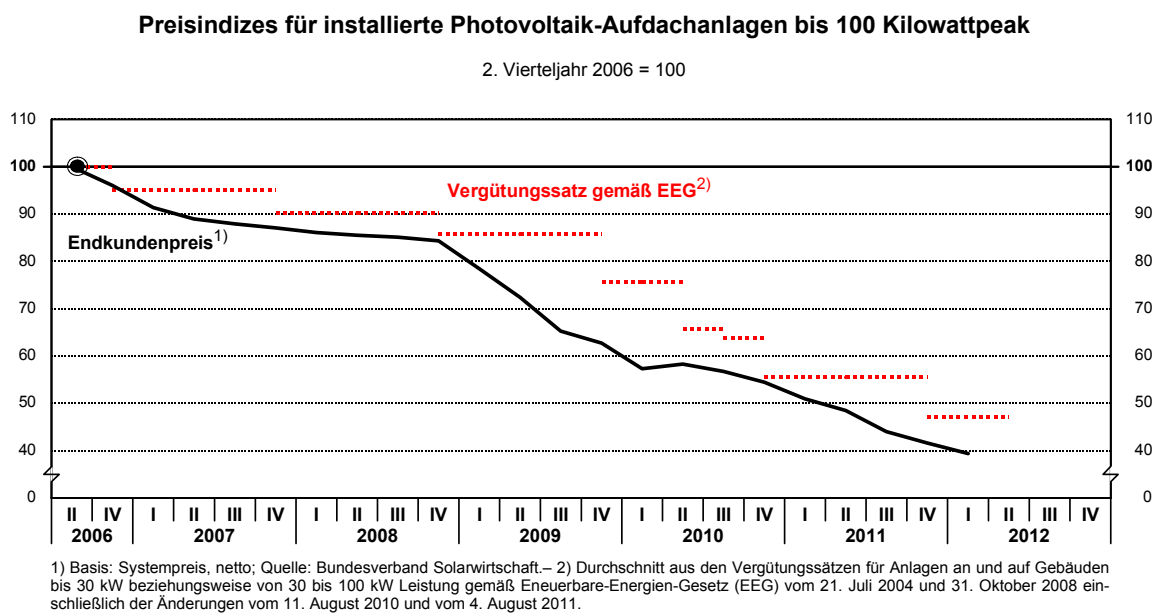
Die EEG-Umlage stieg in den vergangenen Jahren stetig von 0,54 Cent/KWh im Jahr 2004 auf 2,05 Cent/KWh im Jahr 2010 und 3,53 Cent/KWh im Jahr 2011 und 3,59 Cent/KWh im Jahr 2012. Insgesamt belief sich die gezahlte Umlage im Jahr 2010 auf über 12 Mrd Euro. Kostentreibend wirkt vor allem der gestiegene Anteil der großzügig geförderten Photovoltaik. So wurden im Jahr 2010 38,6 % der EEG-Umlage zur Förderung der Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie verwendet, obwohl diese Technologie nur einen Anteil von 14,5 % am gesamten EEG-Strom dieses Jahres hatte. Die durch den Kapazitätszubau der vergangenen Jahre bedingten Verpflichtungen werden die Verbraucher noch über die nächsten zwei Dekaden erheblich belasten. So entstehen allein aus den bis zum Jahr 2010 errichteten Photovoltaik-Anlagen in Zukunft Kosten mit einem Gegenwartswert von etwa 80 Mrd Euro (Frondel u. a., 2011).

Damit die Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Unternehmen durch die Umlage nicht gefährdet wird, gelten für Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes weitgehende Ausnahmen. Der Kreis der begünstigten Unternehmen wurde in der Vergangenheit immer stärker erweitert. Diese besondere Ausgleichsregelung verzerrt die

Kostenstruktur zwischen den Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes. Darüber hinaus wird die Belastung der anderen Wirtschaftsbereiche einschließlich der Verbraucher stark erhöht. Durch die besondere Ausgleichsregelung sind im Jahr 2011 voraussichtlich 74,73 GWh privilegiert; dies entspricht etwa 16 % des gesamten Stromverbrauchs oder mehr als 36 % des Stromverbrauchs des Verarbeitenden Gewerbes (EEG Erfahrungsbericht 2011). Ohne die Ausnahmeregelung hätte die EEG-Umlage im Jahr 2011 bei 2,96 Cent/kWh statt bei 3,53 Cent/kWh gelegen.

Zudem hat sich die grundsätzliche Entscheidung des Gesetzgebers, die Ausbauziele für die erneuerbaren Energien durch die Festsetzung von Mindestvergütungssätzen, also auf dem Wege einer Preissteuerung zu erreichen als problematisch erwiesen. Bei einer Preissteuerung hängt die Geschwindigkeit des Ausbaus vor allem von der Differenz der Vergütungssätze zu den Stromgestehungskosten der einzelnen Technologien ab. Im Gegensatz zu einer Mengensteuerung müssen bei diesem Verfahren die Fördersätze zügig angepasst werden, wenn es zu einem Preisverfall der geförderten Anlagen kommt und eine Überförderung vermieden werden soll.

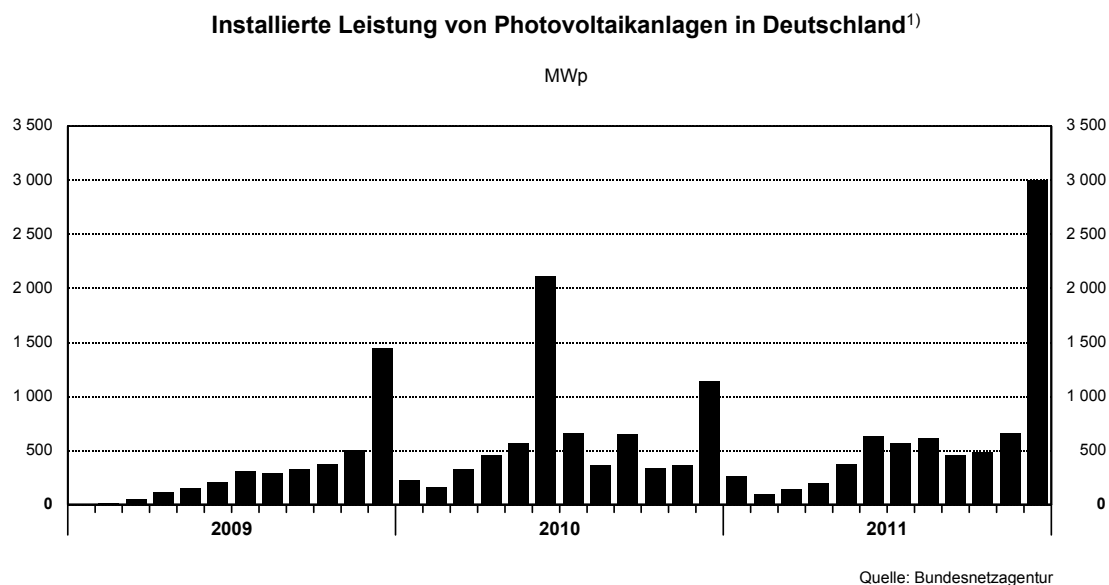
Schaubild 5



Besonders gravierend war dieses Problem in der Vergangenheit im Zusammenhang mit der Photovoltaik. Im Zeitraum der Jahre 2006 bis Mitte 2011 sanken die durchschnittlichen Kosten für die Errichtung einer Photovoltaik-Anlage mit einer Leistung von 100 kW um mehr als 50 %, während die durchschnittlichen Vergütungssätze für die Stromerzeugung aus solarer Strahlungsenergie mit dieser Entwicklung kaum Schritt halten konnten (Schaubild 5). Diese Entwicklung dürfte Hauptursache für den

Ausbauboom bei der Photovoltaik gewesen sein, in dessen Folge es zu einem Zubau von 1,8 GW im Jahr 2008, 3,8 GW im Jahr 2009 und rund 7 GW im Jahr 2010 kam. Dieses Problem wird auch durch die vorgesehene Degression nicht gelöst. So mussten diese für die Photovoltaik bereits in den Jahren 2008 und 2010 zusätzlich zur Degression durch diskretionäre Eingriffe des Gesetzgebers korrigiert werden. Darüber hinaus ist in der Vergangenheit jeweils vor dem In-Kraft-Treten der neuen Degressionsstufen ein deutlicher Vorzieheffekt zu beobachten gewesen. Jeweils kurz vor dem 1. Januar 2010, 1. Juli 2010, 1. Januar 2011 und 1. Januar 2012 ist der Zubau der Photovoltaik-Kapazitäten deutlich in die Höhe geschneilt (Schaubild 6).

Schaubild 6



Aufgrund dieser Unzulänglichkeiten der Preissteuerung sah sich der Gesetzgeber gezwungen, erneut diskretionär einzugreifen und die Vergütungssätze für Aufdachanlagen und Freiflächenanlagen zum 1. April 2012 um 20 bis 29 % gegenüber den seit dem 1. Januar 2012 geltenden Sätzen zu senken. Ferner wurde die Degression auf eine monatliche Basis umgestellt, um Vorzieheffekte zum Jahresende zu vermeiden. Der gesetzgeberische Aufwand ständiger Anpassungen des EEG liesse sich vermeiden, wenn die Förderung auf eine Mengensteuerung umgestellt würde. Bislang hat der Gesetzgeber jedoch nur recht zurückhaltend Elemente einer Mengensteuerung in das EEG aufgenommen, indem die Degression bei den Vergütungssätzen für Strom aus solarer Strahlungsenergie an die Zubaugeschwindigkeit gekoppelt wurde (sogenannter Zubaukorridor).

Ein weiteres Problem besteht ferner darin, dass die aktuelle Ausgestaltung der Förderung durch die EEG-Umlage für die privaten Haushalte tendenziell regressiv wirkt. Aufgrund der relativ einkommensunelastischen Nachfrage werden Haushalte mit einem geringen Einkommen vergleichsweise stark von der EEG-Umlage betroffen. Diese Verteilungsproblematik dürfte zukünftig noch verschärft werden, wenn sich neben der weiter steigenden Umlage im Zuge des fortgesetzten Ausbaus zusätzlich durch den notwendigen Netzausbau die Netzentgelte entsprechend erhöhen. Zudem scheint die heute gültige EEG-Umlage von 3,53 Cent/KWh bereits über ihrem mehrheitsfähigen Niveau zu liegen, das bei einem Anteil der erneuerbaren Energien von 18 % am Strommix einer Studie zu Folge bei 1,27 Cent/KWh liegt (Grösche und Schröder, 2011)

Das Hauptproblem des EEG liegt daher in seinem (vordergründigen) Erfolg: Es hat sich im Hinblick auf die Anreize zum Kapazitätsausbau als sehr effektiv, aber gleichzeitig als äußerst ineffizient erwiesen. Dass es dem EEG gelingen könnte, den Beitrag der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung von 4 % im Jahr 2000 bis zum Jahr 2010 zu vervierfachen, war ursprünglich wohl kaum zu erwarten gewesen, denn dies konnte nur zu gewaltigen Kosten gelingen. Mittlerweile haben daher selbst grundsätzliche Befürworter einer technologiespezifischen Förderung durch das EEG aus Sorge um dessen fortwährende Akzeptanz eine Deckelung des künftigen Ausbaus gefordert (Erdmann u. a., 2010). Es ist somit kaum vorstellbar, dass ein auf diese Weise organisierter weiterer Ausbau der Erzeugungskapazitäten der erneuerbaren Energien die mit der Energiewende verbundenen Herausforderungen wird bewältigen können. Stattdessen bedarf es einer grundlegenden Neukonzeption der Förderung, die sich am Prinzip der Kosteneffizienz orientiert.

Bewertung: Eine fehlgeleitete Innovations- und Industriepolitik

Ein verbindlicher Pfad für die jährliche Obergrenze an Treibhausgas-Emissionen ist für alle wirtschaftlichen Akteure die Basis, auf der sich die Erwartungen für zukünftige Preise von Emissionsrechten bilden können. Auf deren Grundlagen werden nicht nur Entscheidungen über jegliche Sachinvestitionen getroffen, sondern ebenso die Entscheidungen über die Ausrichtung von Forschung und Entwicklung, etwa hinsichtlich neuer Speichertechnologien. Zusätzlich sollte im Rahmen einer sinnvoll ausgestalteten Technologiepolitik die Infrastruktur für Innovationen ausgebaut und der ungehinderte Innovationswettbewerb zwischen privaten Akteuren sichergestellt werden.

Darüber hinaus mag es sinnvoll sein, die Suche nach innovativen Lösungen für große gesellschaftliche Herausforderungen, wie dem vollständigen Umbau des Systems

der Energieversorgung, durch gezielte innovationspolitische Eingriffe zu flankieren. Diese zusätzliche, gezielte Innovationsförderung sollte zeitlich begrenzt sein, stetig überprüft werden und allen Akteuren gleichermaßen offenstehen. Insbesondere sollte die Suche als ein Entdeckungsprozess aufgefasst werden und nicht als der Vollzug der Vorstellungen eines vorausschauenden Planers (SVR, 2009).

Die Ausgestaltung des EEG erfüllt diese Voraussetzungen jedoch nicht. Zwar lässt die breit angelegte Förderung unterschiedlicher Erzeugungstechniken im Prinzip zu, dass sich anfänglich weniger kostengünstige Lösungen nach einiger Zeit am Markt durchsetzen könnten, wenn sich ihre Effizienz im Verlauf ihrer Förderung erhöht, aber weder ist dieses Förderinstrument zeitlich begrenzt ausgestaltet, noch ist es in der Lage, einer offensichtlichen Fehlsteuerung effektiv zu begegnen, wie sie bei der Überförderung der Photovoltaik vorliegt. Zu verfestigt sind offenbar mittlerweile die entsprechenden Partikularinteressen. Und selbst wenn die Bereitschaft der Politik zur konsequenten Korrektur der Fördersätze gegeben wäre, so ist völlig unklar, wie der Gesetzgeber über die nötigen Informationen zum jeweiligen Stand des technischen Fortschritts verfügen sollte.

Die Verknüpfung der Preissteuerung mit dem absoluten Einspeisevorrang verlagert außerdem den Wettbewerb von der Erzeugerebene vollständig auf die Ebene der Anlagenbauer. Dadurch gibt es für die einzelnen Stromerzeuger keinerlei Anreize, nachfrageorientiert zu produzieren und in Speichertechnologien oder deren Erforschung zu investieren. Dies lässt sich dann nur durch zusätzliche Instrumente, wie etwa die neu eingeführte Marktpremie und die Flexibilitätsprämie erreichen, die allerdings ebenfalls nicht vollständig ohne subventionähnliche Elemente auskommen. Daher gilt es bei der Formulierung der energiepolitischen Strategie zur Umsetzung der Energiewende nicht nur die europaweite Perspektive im Blick zu behalten, was das EEG explizit vermeidet, sondern auch zwischen reinen Ausbauzielen und innovationspolitischen Zielen der Förderung zu unterscheiden. Denn grundsätzlich bedarf es für jedes Ziel jeweils mindestens eines spezifisch darauf ausgerichteten Instruments.

Schließlich lässt sich die derzeitige Ausgestaltung der Förderung der erneuerbaren Energien auch nicht durch Argumente der klassischen Industriepolitik rechtfertigen: Durch die künstliche Schaffung eines ausreichend dimensionierten Marktes sollten vermeintliche Zukunftstechnologien in Deutschland angesiedelt werden, sodass die derart geförderten Unternehmen auf dieser Basis dauerhaft globale Marktanteile erobern können. Sowohl der SVR (2009) als auch der wissenschaftliche Beirat des Bundeswirtschaftsministeriums haben sich gleichermaßen kritisch gegen die indust-

riepolitische Motivation des EEG gewandt (Wissenschaftlicher Beirat beim BMWi, 2004). Mittlerweile zeigen insbesondere die Probleme der deutschen Solarindustrie im globalen Wettbewerb mehr als deutlich, wie flüchtig vermeintliche Führungspositionen in einem dynamischen Markt sein können, wenn sie vor allem auf der künstlichen Sicherstellung von Markterfolg beruhen.

4. Ausbauziele europäisch koordinieren – auf Mengensteuerung umstellen

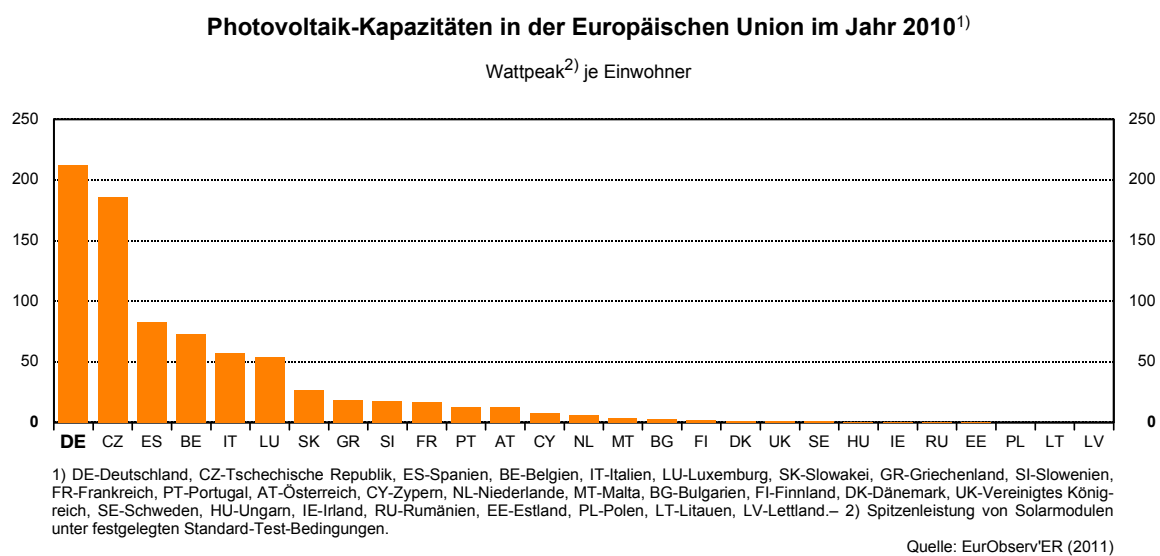
Es ist durchaus fraglich, ob mit einer zusätzlichen Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien überhaupt ein Beitrag zum Klimaschutz geleistet werden kann. Denn durch den EU-ETS wird bereits der Gesamtausstoß von Treibhausgasen begrenzt. Bei der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien werden zwar Emissionen eingespart, aber gleichzeitig werden dadurch Emissionsrechte frei, die wiederum in anderen vom EU-ETS erfassten Bereichen eingesetzt werden können. Die emittierten Klimagase werden also effektiv durch die Obergrenze des EU-ETS bestimmt, unabhängig davon, ob im Stromsektor viel oder wenig erneuerbare Energien zum Einsatz kommen. Diese Einsicht hat zu einer breiten Kritik am EEG aus den Reihen der Energie- und Umweltökonomien geführt (Wissenschaftlicher Beirat beim BMWi, 2004). Geht man allerdings davon aus, dass die Vorgaben des EU-ETS in den kommenden Jahren politisch nicht mehr zu verrücken sind, dann lässt sich eine umfangreiche Steigerung der Bedeutung der Erneuerbaren bei der Stromerzeugung nur auf dem Wege zusätzlicher Förderinstrumente realisieren.

Unzulässig ist an dieser Stelle das Argument, durch den Ausbau der erneuerbaren Energien seien die Emissionsobergrenzen im EU-ETS ehemals ambitionierter gefasst worden. Denn zum Zeitpunkt der Konzeption des EU-ETS zielte Deutschland noch darauf ab, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung bis zum Jahr 2010 auf 8 % auszubauen. Dieses Ziel wurde angesichts eines tatsächlich erreichten Anteils von 16 % allerdings weit übertroffen. In einer Abkehr von dieser unkoordinierten Vorgehensweise sollte künftig ein Förderregime für den Ausbau der Erneuerbaren etabliert werden, dass zumindest im Grundsatz mit der europaweiten Ausrichtung und technologieoffenen Grundidee des EU-ETS kompatibel ist.

Bei der bisherigen Förderstrategie ist es besonders problematisch, dass das Erreichen der Ausbauziele in nationaler Verantwortung belassen wird. Anders als beim EU-ETS, der für eine europaweite Minimierung der Vermeidungskosten sorgt, bleiben so Größenvorteile ungenutzt und es wird eine nach meteorologischen und topografischen Gesichtspunkten effiziente Verteilung der Erzeugungsstandorte verhindert. Im Ergebnis führt dies zu der paradoxen Situation, dass es im relativ sonnen-

armen Deutschland zu dem im EU-Vergleich schnellsten Zubau bei der Photovoltaik gekommen ist. Insgesamt entspricht die im Jahr 2010 in Deutschland installierte Kapazität zur Stromerzeugung aus Solarenergie einem Anteil von knapp 60 %, in den vergleichsweise sonnenreichen Griechenland und Portugal befanden sich hingegen nur 0,7 % bzw. 0,44 % der europaweit installierten Solarmodule. In der Konsequenz liegt Deutschland mit einer installierten Kapazität an Photovoltaik-Kapazitäten von 212 Wp je Einwohner weit über dem europäischen Durchschnitt von 58,5 Wp je Einwohner (Schaubild 7).

Schaubild 7



Vor allem jedoch aufgrund der mangelnden Technologieoffenheit existieren bei der derzeitigen Förderung des Ausbaus der Erneuerbaren erhebliche Effizienzreserven. Ein Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ließe sich daher zu weitaus geringeren Kosten realisieren, wenn anstatt eines Zubaus von Photovoltaik-Anlagen verstärkt auf wirtschaftlichere Technologien wie Wind- oder Wasserkraft zurückgegriffen würde. Dies könnte am ehesten durch die Vereinheitlichung der Fördersätze über alle Technologien hinweg erreicht werden. Die rein auf die Erprobung von Nischentechnologien ausgerichtete Förderung durch das EEG sollte daher durch ein Fördersystem ersetzt werden, das streng am Prinzip der Kosteneffizienz ausgerichtet ist und die Möglichkeit eröffnet, zukünftig mit weiteren europäischen Ländern zu kooperieren und dadurch absolute Standortvorteile für die verschiedenen Erzeugungstechnologien zu nutzen. Der Übergang zu einem neuen Fördersystem liesse sich vermutlich durch eine schrittweise Umsetzung einfacher gestalten.

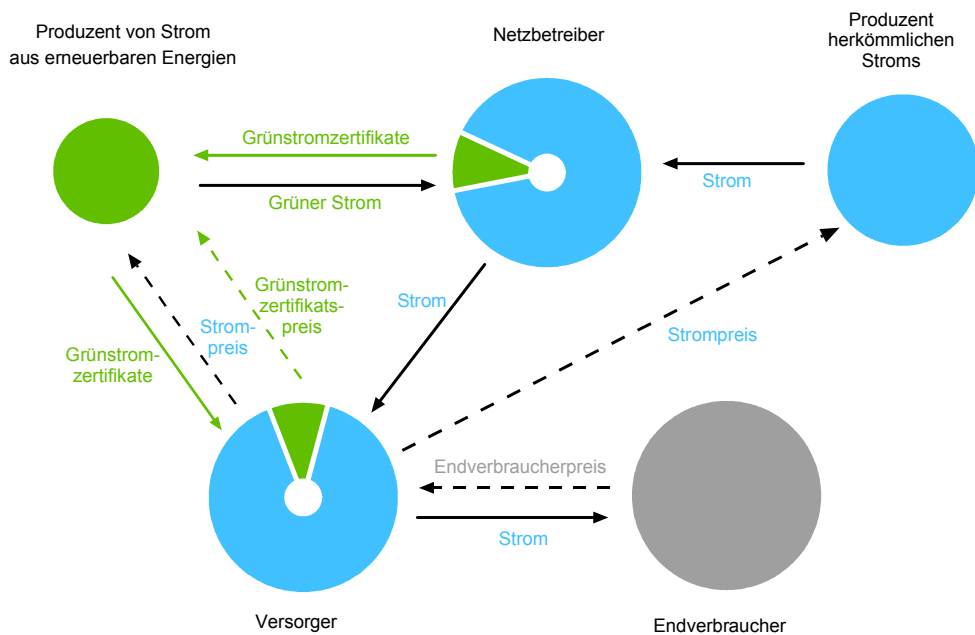
Ein erster Schritt in Richtung einer kostenminimalen Erreichung der Ausbauziele wäre die technologie- und größenneutrale Ausgestaltung der Fördersätze für alle zukünftig zu installierenden Anlagen durch die Harmonisierung der Mindestvergütungssätze im EEG auf ein einheitliches Niveau. Dadurch würde sich der Zubau der erneuerbaren Energien an den Kosten der Stromerzeugung orientieren, wenngleich der Anreiz für eine nachfrageorientierte Einspeisung immer noch gering wäre. Zudem würde ein starker Anreiz geschaffen, Neuanlagen unter Ausnutzung regionaler Standortvorteile in Bezug auf durchschnittliche Windstärken und Sonnenscheindauer zu errichten, statt wie bisher Nachteile über zusätzliche Vergütungen auszugleichen.

Da für den Ausbau der erneuerbaren Energien ohnehin explizite Mengenziele vorgegeben sind, sollte in einem zweiten Schritt konsequenterweise der Umstieg auf eine marktbasierte Mengensteuerung in Form von Grünstromzertifikaten erwogen werden (SVR, 2011; Monopolkommission, 2011). Bei einem solchen Mengenverfahren würden die Energieversorger verpflichtet, einen bestimmten Anteil ihres an die Letztverbraucher gelieferten Stroms aus erneuerbaren Energien zu decken. Da man dem homogenen Gut Strom nicht ansehen kann, welche Technologie zu dessen Erzeugung verwendet wurde, erhalten die Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien für jede erzeugte und eingespeiste Einheit von den Übertragungsnetzbetreibern sogenannte Grünstromzertifikate. Gleichzeitig würden Energieversorger dazu verpflichtet, am Ende eines jeden Abrechnungszeitraums eine bestimmte Menge an Grünstromzertifikaten vorzuweisen, deren genaue Menge sich aus der geforderten Grünstromquote und der insgesamt an Letztverbraucher gelieferten Strommenge ergibt (Schaubild 8).

Diese Grünstromzertifikate würden an Börsen gehandelt, wodurch sich zu jedem Zeitpunkt ein einheitlicher Marktpreis für die Grünstromzertifikate ergibt. Das Angebot an Grünstromzertifikaten käme von den Produzenten, die Strom aus erneuerbaren Energien erzeugen und einspeisen, während die gesetzliche Mindestquote gleichsam zu einer Mindestnachfrage nach Grünstromzertifikaten führen würde. Da es jedem Energieversorger prinzipiell freigestellt ist, eine höhere Quote zu erfüllen, etwa um sich im Wettbewerb qualitativ von anderen Energieversorgern zu unterscheiden, ist die Nachfrage nach Grünstromzertifikaten nicht durch die Mindestquote beschränkt. Die Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien erhielten demnach nicht mehr lediglich einen Vergütungssatz je eingespeister Menge Strom. Stattdessen erzielten sie einerseits Einnahmen aus der produzierten Strommenge, wobei sich der Erlös am Preis an der Strombörse orientieren würde. Andererseits würden Einnahmen aus dem Verkauf der Grünstromzertifikate erzielt.

Schaubild 8

Stilisierte Ablauf des Marktes für grünen Strom



Über den Zertifikatspreis würde somit eine technologie neutrale Förderung der erneuerbaren Energien gewährleistet, denn der Zertifikatspreis wäre für jede Technologie gleich. Zudem würden sich die Produzenten von Strom aus erneuerbaren Energien bei der Einspeisung am Marktpreis für Strom orientieren und damit einen wichtigen Beitrag zur Systemintegration leisten. Wenn der Strompreis Teil des Gewinnmaximierungskalküls der Erzeuger ist, werden diese ihrerseits etwa in Zeiten negativer Strompreise darauf verzichten, Strom in das Netz einzuspeisen. Zudem erhöht sich insgesamt der Anreiz, in Speichertechnologien zu investieren, die es den Produzenten ermöglichen, den Produktionszeitpunkt vom Einspeisezeitpunkt des Stroms zu trennen. Schließlich würde durch die Harmonisierung der Grenzvermeidungskosten sichergestellt, dass zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien immer der kostenminimale Technologiemix eingesetzt wird.

Da bereits installierte Anlagen, die im Rahmen des EEG gefördert werden, dem Bestandsschutz unterliegen, würde nur der zukünftige Ausbau unter die neue Mengenförderung mit Grünstromzertifikaten fallen, um so bei bereits profitabel arbeitenden Anlagen die Generierung von Renten zu vermeiden (Bergek und Jacobsson, 2010). Der zukünftige geplante Ausbaupfad für den Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien am Gesamtstromverbrauch müsste dann in eine entsprechende Mindestquote für Grünstromzertifikate übersetzt werden. Diese entspräche der Differenz aus

geplantem Ausbau und der zum Anfangszeitpunkt bereits installierten Leistung. Dadurch würde allen Marktteilnehmern bereits am Anfang klar kommuniziert werden, dass die Mindestquoten im Zeitverlauf ansteigen und es wäre bereits heute klar, wann welche Mindestquoten erreicht werden müssen. Neu zu installierende Anlagen unterlägen dann dem Handel mit Grünstromzertifikaten und nicht mehr dem EEG, das dann als Rechtsrahmen abgelöst werden würde. Am vorrangigen Anschluss durch die Netzbetreiber und dem Einspeisevorrang für aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom würde weiter festgehalten werden.

Die Mengensteuerung ist ebenso wie die derzeitigen Einspeisevergütungen nicht frei von Problemen, die durch den speziellen institutionellen Rahmen, etwa durch das Marktdesign, adressiert werden müssten (Menanteau u. a., 2003; Oikonomou und Mundaca, 2008; Frontier Economics, 2011). Damit die Preisschwankungen bei den Grünstromzertifikaten nicht zu groß ausfallen, sollte die Möglichkeit bestehen, die Zertifikate periodenübergreifend zu handeln. Damit würde ein Zertifikat, das in der aktuellen Periode ausgestellt wurde, ebenso in der nächsten Periode gültig bleiben. Zudem sollte analog zur Strombörse ein Terminmarkt eingerichtet werden (Amundsen u. a., 2006). So lange es sich um ein rein national ausgerichtetes System handelt, sollte ein Höchstpreis definiert werden, den Stromversorger entrichten müssten, falls die am Markt angebotene Menge an Zertifikaten niedriger ist als die in der Periode geforderte Mindestquote.

Es hat sich gezeigt, dass das Vertrauen der Investoren in die langfristige Aufrechterhaltung des Fördersystems eine zentrale Voraussetzung für den erfolgreichen Ausbau darstellt. Entsprechend der derzeitigen Garantie der Einspeisevergütungen über einen Zeitraum von 20 Jahren müsste den Investoren garantiert werden, für eben diesen Zeitraum mit ihren Anlagen für die Zertifikate zugelassen zu sein. Ebenso müsste die Handelbarkeit der Grünstromzertifikate für einen ebenso langen Zeitraum garantiert werden. Wenn die definierten Ausbauziele dann in der Zukunft erreicht wurden, muss die Förderung noch weitere 20 Jahre bestehen bleiben, wobei sich die Mindestquote entsprechend um die Anlagen verringern sollte, die jedes Jahr aus der Förderung herausfallen.

In einem dritten und letzten großen Schritt könnten durch einen grenzüberschreitenden Zertifikatehandel die Handelsvorteile für erneuerbare Energien innerhalb Europas nutzbar gemacht werden. Diese Möglichkeit ist prinzipiell bereits in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (2009/28/EG) vorgesehen. Denn jedes Land weist spezifische Vorzüge für die Nutzung der unterschiedlichsten, aktuell zur Verfügung stehenden Erzeugungstechnologien auf. So ist die Nutzung der Sonnenenergie in den Mit-

telmeerregionen vorteilhafter als in Mitteleuropa, während die Off-Shore Windenergie in der Nord- und Ostsee gute Standortbedingungen vorfindet. Zudem ließe sich die Schwankungsintensität im europäischen Verbund stärker mindern, als dies im nationalen Rahmen möglich wäre, etwa bei der Windenergie, wofür allerdings der europäische Netzausbau weiter vorangetrieben werden müsste (Roques u. a., 2010).

Da derzeit nur ein kleiner Teil der europäischen Länder, darunter Schweden, Polen, Belgien, Italien und ab 2015 auch die Niederlande, über mengenbasierte Verfahren verfügt, könnte zukünftig zumindest mit diesen Ländern ein gemeinsamer Zertifikatemarkt geschaffen werden (Frontier Economics, 2011). Wenngleich dadurch nicht sofort alle Handelsvorteile innerhalb Europas genutzt werden können, wäre dies der Beginn eines europäisch harmonisierten Vorgehens, das dann sukzessive um die Länder erweitert werden kann, die zukünftig ebenfalls auf mengenbasierte Verfahren umsteigen und somit die neu entstehenden Handelsvorteilenutzen wollen. Die Harmonisierung des Zertifikatesystems stellt dennoch eine große Herausforderung dar, wie der Versuch Belgiens zeigt, die Zertifikate aus vier verschiedenen Regionen des Landes handelbar zu machen (Verhaegen u. a., 2009). In den Vereinigten Staaten hatten im Mai 2011 von den insgesamt 50 Bundesstaaten bereits 29 und der District of Columbia ein mengenbasiertes Fördersystem implementiert. Der Handel von Zertifikaten zwischen den Bundesstaaten ist prinzipiell möglich, wenngleich die Bundesstaaten nicht immer Zertifikate aus allen anderen Bundesstaaten akzeptierten (Schmalensee, 2012).

Ein derartiges mengenbasiertes Verfahren trennt die Erreichung der politisch vorgegebenen Ausbauziele sehr klar von technologiepolitischen Zielen. Deshalb sollte die wirtschaftspolitische Strategie zur Energiewende zusätzlich eine intelligente Innovations- und Technologiepolitik umfassen. Sie sollte im Hinblick auf das Ergebnis ihrer Bemühungen ergebnisoffen und dazu bereit sein, im Zuge des zu vollziehenden Entscheidungsprozesses Rückschläge hinzunehmen, die zur Abschreibung eingesetzter Ressourcen führen. Vor allem würde sie anerkennen, dass Fortschritt selbst bei einem idealen Zuschnitt der Innovationspolitik Zeit braucht und dass man diesen Prozess daher nicht durch eine Abweichung von diesem Zuschnitt, insbesondere nicht durch staatliche Vorgaben für bestimmte technologische Lösungen, beschleunigen kann.

Stattdessen ist es unter Berücksichtigung der anerkannt systemischen Zusammenhänge privater Forschungsaktivitäten wichtig, dass die Innovationspolitik eine angemessene Infrastruktur der Wissenschaft und Forschung bereitstellt, durch den Ausbau der universitären und außeruniversitären Infrastruktur für Wissenschaft und For-

schung ebenso, wie durch das Schaffen attraktiver Bedingungen für forschende Unternehmen. Zu einer umfassenden und intelligent ausgestalteten Innovationspolitik gehören allerdings durchaus auch gezielte technologiepolitisch motivierte Eingriffe und Demonstrationsprojekte, wenngleich sie lediglich ergänzend wirken können. Ihr Einsatz ist aber nur dann sinnvoll ausgestaltet, wenn sie in einen lern- und anpassungsfähigen Prozess eingebettet sind, zu dem eine unmissverständliche zeitliche Begrenzung der Förderung und eine kritische Evaluation der Ergebnisse gehören, die den Standards der modernen Evaluationsforschung folgt und insbesondere Mitnahmeeffekte von genuinen Effekten der Förderung trennt (SVR, 2009).

5. Fazit: Ressourcenverschwendung vermeiden, Akzeptanz sichern

Die energiepolitischen Weichenstellungen des Jahres 2011 verwandelten die langfristigen klimapolitischen Ziele der Bundesregierung von einer abstrakten, mehrere Jahrzehnte entfernt gewährten Aufgabe zu einer konkreten gesellschaftlichen Herausforderung. Mit diesem Einstieg in die umfassende Energiewende sind zweifellos große Chancen verbunden. Nicht zuletzt bietet sie die Chance, zu demonstrieren, dass eine moderne Industriegesellschaft ohne erhebliche Wohlfahrtsverluste aus der Kernenergie aussteigen kann. Darüber hinaus dürfte das Ende der kontroversen gesellschaftlichen Debatte über die Nutzung der Kernenergie eine gewisse Planungssicherheit bei den betroffenen Akteuren schaffen, selbst wenn sich diese im Einzelnen einen anderen Ausgang gewünscht hätten.

Doch das Ausrufen des mittelfristigen Ziels des völligen Atomausstiegs und die Festlegung langfristiger Ziele für den Umbau des Systems der Energieversorgung sind noch lange nicht gleichbedeutend mit ihrem Erreichen. Vielmehr wird das Gelingen dieses Projekts von den Weichenstellungen und Erfolgen wie Misserfolgen der kommenden Jahre abhängen. Denn aufgrund der nur schwerlich zu vermeidenden Ziel- und Interessenkonflikte, der zu erwartenden technischen und wirtschaftlichen Probleme und der zu leistenden Innovationsanstrengungen dürfte bereits die Bewerkstelligung des endgültigen Atomausstiegs binnen eines Jahrzehnts alle gesellschaftlichen Kräfte in erheblichem Maße fordern. Insbesondere werden die beim Umbau des Systems der Energieversorgung entstehenden Kosten immer wieder aufs Neue mit konkurrierenden Nutzungsmöglichkeiten der volkswirtschaftlichen Ressourcen abzuwägen sein, um die stetige demokratische Legitimierung dieses Projekts zu sichern. Ein Scheitern der Energiewende dürfte hingegen der angestrebten Vorbildrolle beim Ausstieg aus der Kernenergie einen Bärendienst erweisen.

Der mit der Energiewende angestoßene umfassende Umbau des Systems der Energieversorgung muss unter sehr einschränkenden Nebenbedingungen erreicht werden. So sind gleichermaßen Versorgungssicherheit, Umweltverträglichkeit und Sozialverträglichkeit des Umstiegs zu gewährleisten. Vor allem stellt sich jedoch die Frage, wie diese Aufgabe unter der bindenden Verpflichtung zum völligen Atomausstieg ökonomisch möglichst effizient erfüllt werden kann. Denn sowohl ordnungspolitische Weichenstellungen als auch zusätzliche staatliche Anreize, um die Entscheidungen der Privaten zu beeinflussen, werden unweigerlich erhebliche volkswirtschaftliche Ressourcen verzehren. Da diese Ressourcen damit anderen Verwendungsmöglichkeiten, etwa der Abfederung sozialer Disparitäten, entzogen werden, gilt es die Kosten der Energiewende zu minimieren.

Dies wird ohne eine Neugestaltung des derzeitigen Fördersystems für die erneuerbaren Energien kaum zu erreichen sein. Erforderlich ist ein neues System, das stärker marktorientiert ist und die Anreize zur Nutzung von Skaleneffekten erhöht, vor allem durch eine effiziente Verteilung der Erzeugungsstandorte in Europa. Es wird nicht genügen, die Energiewende im nationalen Alleingang zu betreiben, sondern es wird erforderlich sein, künftig die europäische Dimension der auf der Ebene der Europäischen Union ausgehandelten nationalen Ausbauziele stärker in den Blick zu nehmen. Insbesondere könnten die europäischen Ausbauziele durch eine auf europäischer Ebene harmonisierte Förderung kostenminimal erreicht werden, beispielsweise durch die Einrichtung eines Mengen- oder Quotensystems in Form von Grünstromzertifikaten.

Auf diese Weise ließen sich zudem die Ausbauziele von technologiepolitischen Zielen trennen. Denn während der Kapazitätszubau durch die Zusammenlegung nationaler Mengensysteme schrittweise harmonisiert würde, ließe sich die technologiepolitische Förderung im Sinne eines ergebnisoffenen Entdeckungsprozesses getrennt davon optimieren. Darüber hinaus ist bei Großprojekten wie der Energiewende künftig noch mehr als zuvor die zeitraubende zentrale Frage der demokratischen Teilhabe zu lösen. Insbesondere ist die Frage der alternativen Verwendungen volkswirtschaftlicher Ressourcen als Opportunitätskosten der Energiewende offen zu diskutieren, sonst könnte die aktuell für sie vorhandene Akzeptanz wieder verloren gehen.

Literatur

- enervis energy advisors (2011) 'Atomausstieg bis zum Jahr 2020: Auswirkungen auf Investitionen und Wettbewerb in der Stromerzeugung'.
- Amundsen, E. S., Baldursson, F. M. und Mortensen, J. B. (2006) 'Price Volatility and Banking in Green Certificate Markets', *Environmental and Resource Economics*, 35, 259–287.
- Bergek, A. und Jacobsson, S. (2010) 'Are tradable green certificates a cost-efficient policy driving technical change or a rent-generating machine? Lessons from Sweden 2003–2008', *Energy Policy*, 38, 1255–1271.
- BMU (2011) *Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht)* - Stand 3.5.2011.
- Bundesnetzagentur (2011) 'Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze und die Versorgungssicherheit - Aktualisierung'.
- Deutsche Energie-Agentur (2005) 'Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020'.
- Deutsche Energie-Agentur (2010) 'dena-Netzstudie II - Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015-2020 mit Ausblick 2025'.
- Döhrn, R., an de Meulen, P., Barabas, G., Gebhardt, H., Kitlinski, T., Micheli, M., Schmidt, T., Vosen, S. und Zimmermann, L. (2011) 'Die wirtschaftliche Entwicklung im Inland: Zunehmende Risiken für die Konjunktur', *RWI Konjunkturberichte*, 62.
- Erdmann, G., Fischedieck, M., von Hirschhausen, C. und Hohmeyer, O. (2010) 'Dringender Appell zur Rettung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes seitens deutscher Energiewissenschaftler - Pressemitteilung vom 15.12.2010'.
- EWI/GWS/Prognos (2011) 'Energieszenarien 2011'.
- Frondel, M., Ritter, N., Moore, N. und Schmidt, C. (2011) 'Die Kosten des Klimaschutzes am Beispiel der Strompreise für private Haushalte', *Zeitschrift für Energiewirtschaft*, 35, 195–207.
- Frontier Economics (2011) 'Study on market design for a renewable quota scheme, A final report prepared for Energie-Nederland'.
- Grösche, P. und Schröder, C. (2011) 'Eliciting public support for greening the electricity mix using random parameter techniques', *Energy Economics*, 33, 363–370.
- IER (2011) 'Auswirkungen veränderter Laufzeiten für Kernkraftwerke in Deutschland - Szenarioanalysen bis zum Jahr 2035'.

- IER/RWI/ZEW (2010) 'Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030 - Energieprognose 2009'.
- Menanteau, P., Finon, D. und Lamy, M.-L. (2003) 'Prices versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy', *Energy Policy*, 31, 799–812.
- Monopolkommission (2011) *Sondergutachten 59: Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten: Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG*, Nomos.
- Oikonomou, V. und Mundaca, L. (2008) 'Tradable white certificate schemes: what can we learn from tradable green certificate schemes?', *Energy Efficiency*, 1, 211–232.
- PIK und Universität Leipzig (2011) 'Der Einstieg in den Ausstieg: Energiepolitische Szenarien für einen Atomausstieg in Deutschland'.
- Roques, F., Hiroux, C. und Saguan, M. (2010) 'Optimal wind power deployment in Europe--A portfolio approach', *Energy Policy*, 38, 3245–3256.
- Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2009) *Die Zukunft nicht aufs Spiel setzen*.
- Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2011) *Verantwortung für Europa wahrnehmen*.
- Schmalensee, R. (2012) 'Evaluating Policies to Increase Electricity Generation from Renewable Energy', *Review of Environmental Economics and Policy*, 6, 45–64.
- Verhaegen, K., Meeus, L. und Belmans, R. (2009) 'Towards an international tradable green certificate system—The challenging example of Belgium', *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 13, 208–215.
- Wissenschaftlicher Beirat beim BMWi (2004) *Zur Förderung erneuerbarer Energien*, Gutachten des Wissenschaftlichen Beirats beim Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit, Dokumentation.
- Wissenschaftlicher Beirat beim BMWi (2012) 'Wege zur einer wirksamen Klimapolitik'.
- Wissenschaftlicher Beirat beim Bundesministerium der Finanzen (2010) 'Klimapolitik zwischen Emissionsvermeidung und Anpassung'.