

Entwicklung der Kosten des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Kurzgutachten im Auftrag der Hydro Aluminium GmbH

Dietmar Lindenberger, Walter Schulz

Köln, 10.01.2003

Inhalt

Kurzfassung	1
1 Entwicklung der EEG-geförderten Stromeinspeisung	3
1.1 Zubau von Windkraftanlagen	3
1.2 Kapazitätsentwicklung und Stromerzeugung	4
1.3 Gesamte EEG-Stromeinspeisung	5
2 EEG-bedingte Kosten	7
2.1 Einspeisevergütungen.....	7
2.2 Vermiedene Kosten, zusätzliche Kosten und Nettobelastung	9
3 Sensitivität	10
4 EEG, Klimaschutzpolitik und Standortpolitik	12

Kurzfassung

Seit seinem Inkrafttreten zum April 2000 hat das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) zu einem starken Zuwachs der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen geführt. Selbst unter moderaten Annahmen ist im Jahr 2010 mit einer EEG-geförderten Stromeinspeisung von rd. 50 TWh zu rechnen. Dies bedeutet eine Verdopplung der EEG-Quote von 5,5 % in 2002 auf rd. 11 % in 2010.

Die Einspeisevergütungen nach EEG steigen bei einer solchen Entwicklung von 2,2 Mrd. € in 2002 auf rd. 5 Mrd. € in 2010. Gegenzurechnen sind die durch EEG-Einspeisung vermiedenen Kosten im konventionellen Kraftwerkspark sowie die zusätzlich anfallenden Regellenergie- und Netzausbaukosten. Die geschätzte Nettobelastung beträgt in 2010 rd. 3,3 Mrd. €. Dies entspricht etwa 20 % der gesamten Stromerzeugungskosten in Deutschland.

Mit dem EEG hat Deutschland international eine Vorreiterrolle bei der Förderung der Regenerativstromerzeugung und insbesondere der Windstromerzeugung übernommen und belastet dadurch seine Wirtschaft heute stärker, als dies andere Länder tun. Für die deutsche Volkswirtschaft als Ganzes stellt dies keine schwerwiegende Zusatzbelastung dar. Anders sieht es für stromintensive Produktionen aus.

Die von den Netzbetreibern nach dem EEG bezahlten Einspeisevergütungen werden zunächst durch einen Ausgleichsmechanismus gleichmäßig auf alle Netzbetreiber verteilt und im Netzentgelt auf die Stromhändler überwälzt. Da alle Stromhändler pro kWh im selben Umfang mit EEG-Zahlungen belastet werden, ist die Weiterwälzung im Strompreis auf die Verbraucher gesichert. Auch Größtverbrauchern wird es unter diesen Bedingungen nicht gelingen, diese Belastungen auf die Stromhändler zurückzuwälzen.

Die somit von allen Stromverbrauchern zu tragende Belastung steigt bis 2010 auf rd. 0,7 Ct/kWh an. Für Größtverbraucher bedeutet dies eine Strompreiserhöhung um größenordnungsmäßig 1/4 bis 1/3. Ausnahmeregelungen für stromintensive Industrien, die diese Belastung verringern würden, sieht das EEG – im Gegensatz zum Ökosteuer- und KWK-Gesetz – nicht vor.

Ein Teil der Fördermittel kann als Ausgleichszahlung dafür angesehen werden, dass durch die EEG-Einspeisung CO₂-Emissionen einer sonst höheren fossilen Stromerzeugung vermieden werden. Ausgehend von den Grenzkosten sonstiger Maßnahmen zur CO₂-Minderung im fossilen Kraftwerkspark wird geschätzt, dass etwa 1/10 der gesamten Mehrkosten der EEG-Einspeisung als Ausgleichszahlung für vermiedene CO₂-Emissionen betrachtet werden kann. Unter einem durchgängigen Regime der Emissionsminderung mit CO₂-Zertifikatsverpflichtung und -handel erhaltene CO₂-freie Regenerativstromerzeugung über den Marktwert des Stroms hinaus eine Prämie in dieser Höhe. Wenn Selbstverpflichtungen als gleichwertige Klimaschutzinstrumente neben ordnungsrechtlichen Maßnahmen, zu denen auch das EEG rechnet, anerkannt werden, sind die Industrien, welche die geforderten CO₂-

Minderungen im Rahmen von Selbstverpflichtungen erbringen, von solchen Ausgleichszahlungen an Regenerativstromerzeuger freizustellen.

Das Kernproblem ist die Finanzierung der Zahlungen für EEG-Einspeisung, die über die Abgeltung für CO₂-Freiheit des eingespeisten Stroms hinausgehen – nach unseren Schätzungen rd. 9/10 der Nettokosten der EEG-Einspeisung. Bei einseitigen Strompreiserhöhungen in Deutschland in dieser Größenordnung muss mit negativen Auswirkungen auf Produktions- und Standortentscheidungen in Deutschland gerechnet werden.

Diesen Gefahren kann durch eine Differenzierung der Belastungssätze begegnet werden. Richtschnur sollte sein, dass die gesamten, aus umweltpolitischen und anderen Gründen auferlegten Zusatzbelastungen nicht das Belastungsniveau der ausländischen Wettbewerber überschreitet. Eine Differenzierung der Belastungssätze aus dem EEG, die an der Stromintensität der Produktion ansetzt, wird dem Problem am besten gerecht. Sie stellt die kritischen Produktionen von den Sonderbelastungen durch das EEG weitgehend frei und minimiert sachlich nicht gerechtfertigte Verschiebungen der EEG-Belastungen zwischen Stromverbrauchergruppen.

1 Entwicklung der EEG-geförderten Stromeinspeisung

Das am 1.4.2000 in Kraft getretene Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien (EEG) hat die Förderung der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen gegenüber dem früheren Stromeinspeisungsgesetz deutlich verbessert. Die gesetzlich festgelegten Einspeisevergütungen für Strom aus Wasserkraft, Windkraft, Biomasse, Deponie-, Klär- und Grubengasen sowie solarer Strahlungsenergie dienen dem Ziel, „den Beitrag erneuerbarer Energien an der Stromversorgung deutlich zu erhöhen, um (...) den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch bis zum Jahr 2010 mindestens zu verdoppeln“ (§1).

Seit seinem Inkrafttreten hat das EEG zu einem starken Anstieg der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien geführt. Nachdem die Strommenge aus EEG-geförderten Anlagen im Jahr 2000 noch 13,2 TWh betrug und im Jahr 2001 17,8 TWh eingespeist wurden, wird für das Jahr 2002 mit rund 25 TWh EEG-Einspeisung gerechnet. Dies entspricht einem Anstieg der EEG-Quote (Anteil der nach EEG vergüteten Strommenge an der gesamten an Letztverbraucher abgegebenen Strommenge) von 2,9 % im Jahr 2000 auf über 5 % im Jahr 2002.

Dieser steile Anstieg beruht hauptsächlich auf dem Zubau von Windkraftanlagen. Wie die nachfolgenden Abschätzungen zeigen, wird die Nutzung der Windenergie auch weiterhin den dominierenden Beitrag zum Wachstum der gesamten EEG-Stromeinspeisung darstellen.

1.1 Zubau von Windkraftanlagen

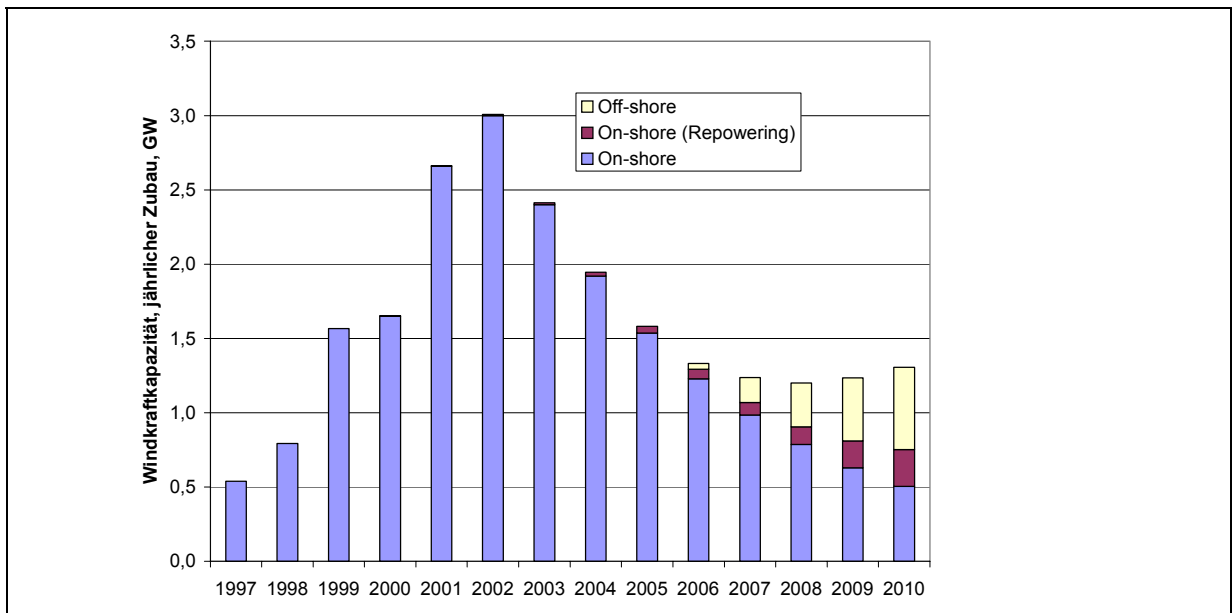
Die Ende 1999 in Deutschland bestehende Windkraftkapazität (von 4450 MW) hat sich durch den Anlagenzubau in den Jahren 2000 (+1650 MW) und 2001 (+2660) annähernd verdoppelt (auf rd. 8750 MW). Für das Jahr 2002 wird ein weiterer Zubau von rund 3000 MW erwartet.

Aufgrund von Flächenbeschränkungen und der im Zeitverlauf abnehmenden Qualität der noch verfügbaren (On-shore) Standorte wird zukünftig mit abnehmenden Kapazitätswachsen gerechnet. Wie schnell und stark die jährlichen Neuinstallationen abnehmen werden, wird unterschiedlich prognostiziert.¹ Um den Prognoseunsicherheiten Rechnung zu tragen, betrachten wir neben dem nachfolgend beschriebenen Referenzszenario in der Sensitivitätsanalyse (Abschnitt 4) ein Szenario mit höherem und eines mit geringerem Zubau an Windkraftkapazität.

¹ DEWI (2002) erwartet für das Jahr 2006 noch 924 MW Zubauten an neuen On-shore-Standorten, die bis 2012 auf Null absinken. BTM (2002) prognostiziert bis 2006 einen jährlichen Zubau von 2000 MW und mehr. DEWI (2002), Entwicklung der Windenergie in Deutschland und der Welt bis zum Jahr 2006, 2010 und 2030, Studie des Deutschen Windenergie-Instituts, März 2002. BTM (2002), International Wind Energy Development – World Market Update 2001, BTM consult ApS, Denmark, March 2002.

Das Referenzszenario unterstellt – ausgehend vom erwarteten Zubau um 3000 MW im Jahr 2002 – einen Rückgang der Neuinstallationen um jährlich 20 %. Damit werden im Jahr 2010 noch rd. 500 MW an neuen (On-shore) Standorten zugebaut. Hinzu kommen die Kapazitätswüchse an bereits erschlossenen Standorten durch den Ersatz von Altanlagen durch leistungsstärkere Neuanlagen (Repowering). Dabei wird unterstellt, dass i) infolge vielfach erlöschender Baugenehmigungen weniger als 1/3 der Altanlagen durch neue ersetzt werden, ii) die Ersetzungen zeitlich gleichverteilt zwischen dem 10. und 20. Betriebsjahr erfolgen und diese iii) zu einer Nettokapazitätserhöhung um durchschnittlich 50 % führen. Daraus ergibt sich für den insgesamt noch jungen Windkraftanlagenpark eine im Zeitverlauf ansteigende zusätzliche Leistung durch Repowering, die im Jahr 2010 250 MW/a beträgt. Weiterhin wird für die Zeit nach 2005 ein ansteigender Zubau von Windkraftanlagen off-shore unterstellt, der im Jahr 2010 rd. 600 MW/a beträgt (Abbildung 1).

Abbildung 1: Jährl. Zubau von Windkraftanlagen bis 2010, GW – Referenzszenario –



Quelle: Eigene Berechnungen.

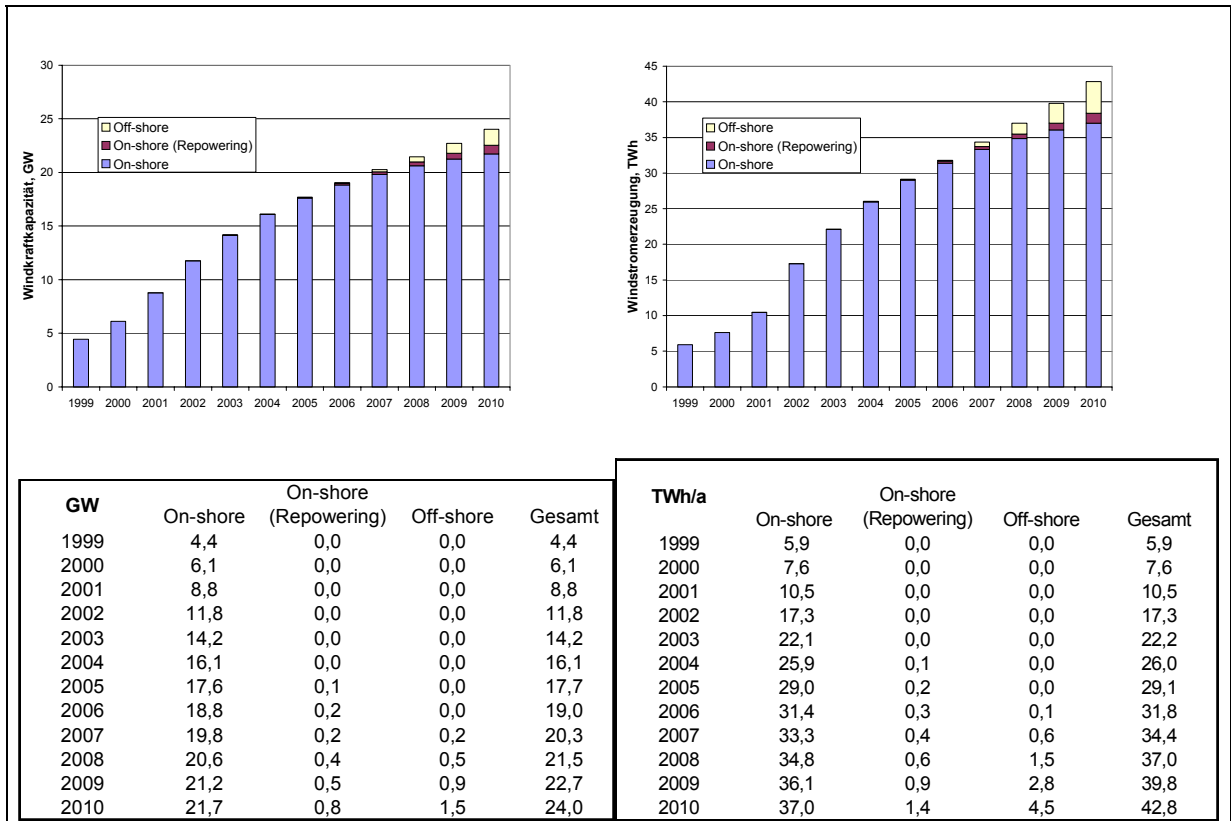
1.2 Kapazitätsentwicklung und Stromerzeugung

Aus dem erwarteten Verlauf der jährlichen Zubauten von Windkraftanlagen ergibt sich bis zum Jahr 2010 eine kumulierte Kapazität von 24 GW, davon 1,5 GW off-shore. Die Abschätzung der resultierenden Stromerzeugung erfolgt auf der Basis der beobachteten Kapazitätsauslastungen im Anlagenbestand.² Für die später hinzu kommenden off-shore-Anlagen werden 3000 Volllaststunden unterstellt. Hieraus ergibt sich eine Stromerzeugung aus Windkraft,

² Für im Jahr 2002 erschlossene Standorte wird in Windnormaljahren von durchschnittlich 1750 Volllaststunden ausgegangen; danach Abnahme der Qualität zusätzlich erschlossener Standorte um durchschnittlich 2% jährlich; zwei Drittel der innerhalb eines Jahres zugebauten Kapazität geht in der zweiten Jahreshälfte in Betrieb.

die von 7,6 TWh im Jahr 2000 auf knapp 43 TWh (davon 4,5 TWh off-shore) im Jahr 2010 ansteigt (Abbildung 2).

Abbildung 2: Windkraft-Kapazitäten (GW) und –Stromerzeugung (TWh) 1999-2010

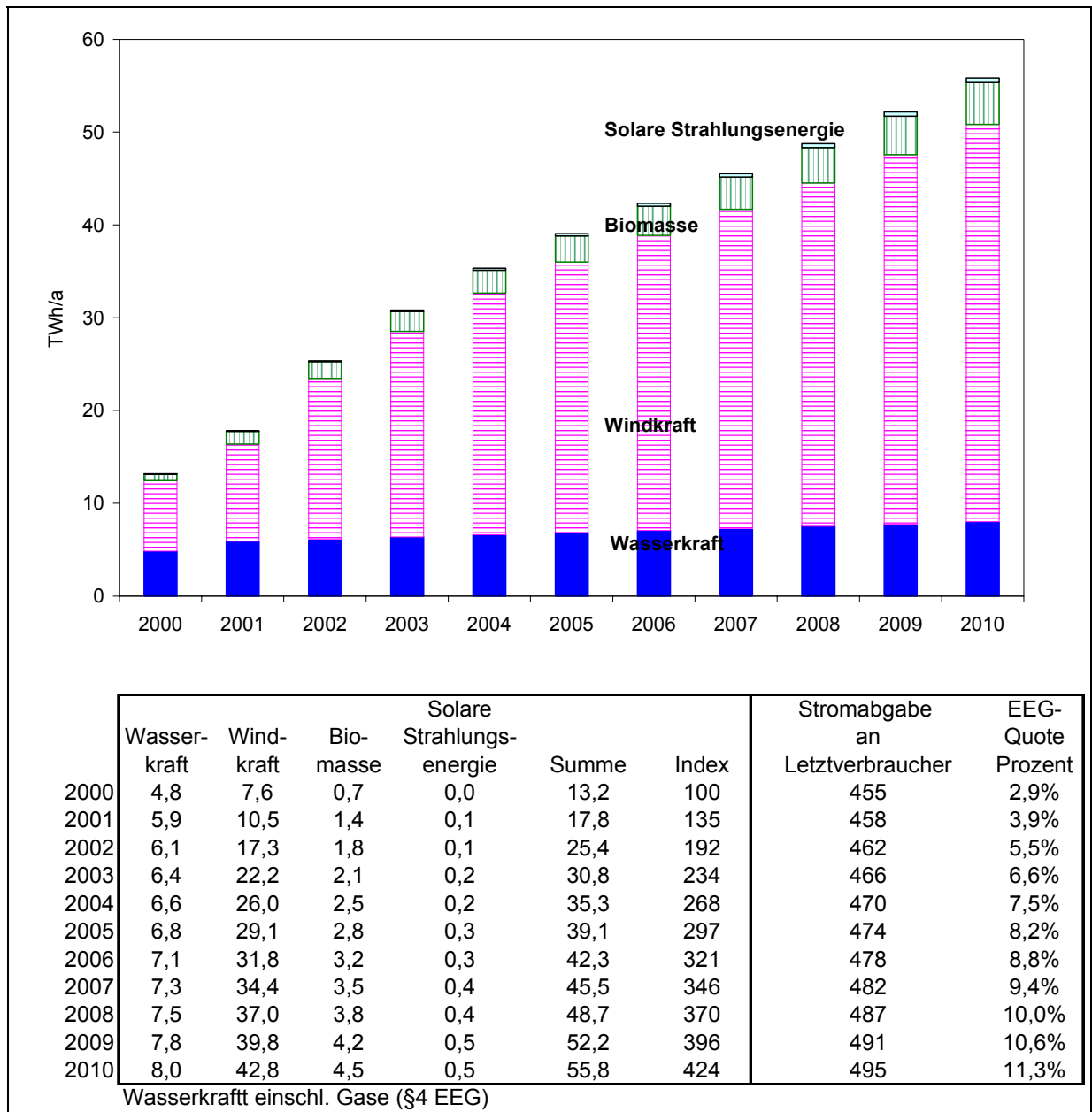


Quelle: Eigene Berechnung

1.3 Gesamte EEG-Stromeinspeisung

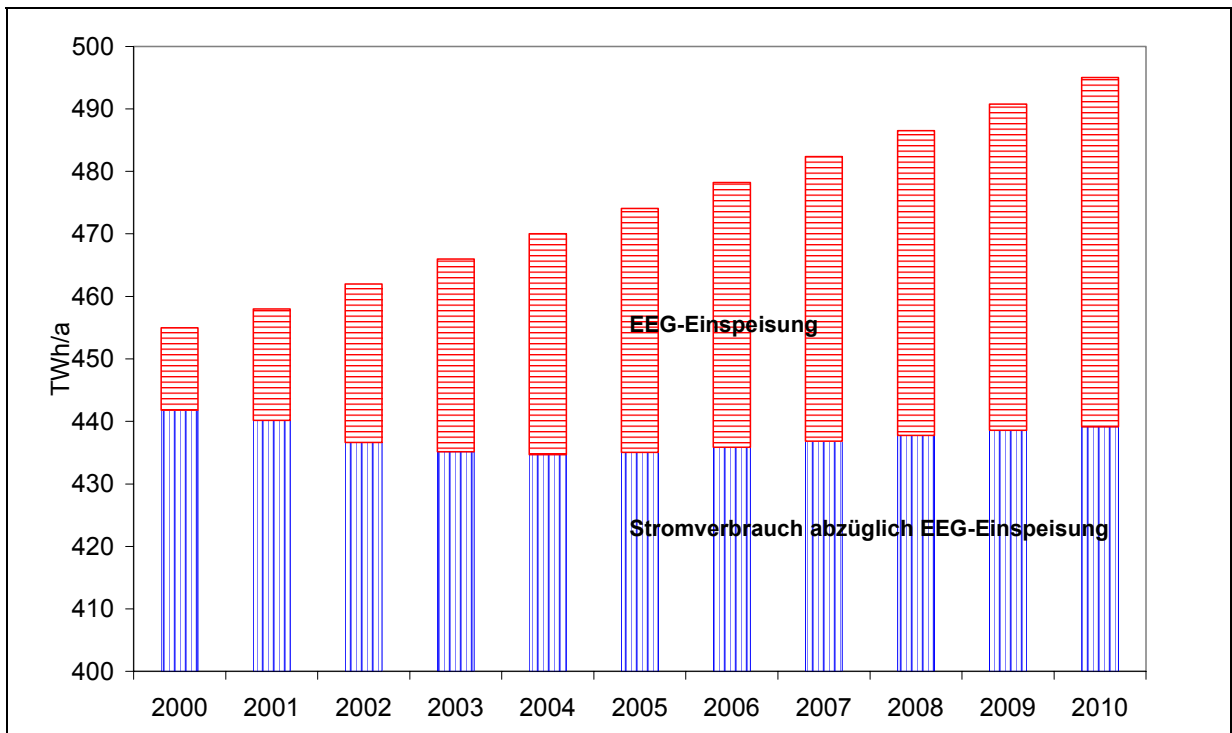
Ein der Windenergie vergleichbar steiler Anstieg wird für die anderen durch EEG geförderten Energieträger nicht erwartet. Für die unter das EEG fallende Stromerzeugung aus Wasserkraft (inkl. Gase gem. §4), Biomasse und solarer Strahlungsenergie werden jeweils vergleichsweise moderate lineare Anstiege bis 2010 angenommen, wodurch sich im Jahr 2010 insgesamt eine EEG-Stromeinspeisung von rd. 56 TWh ergibt. Bezogen auf die gesamte Stromabgabe an Letztverbraucher in Deutschland entspricht dies im Jahr 2010 einem Anteil von 11,3 %. Dadurch wird sich die EEG-geförderte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen gegenüber ihrem Wert des Jahres 2000 von 13,2 TWh im Jahr 2010 mehr als vervierfacht haben (Abbildung 3).

Abbildung 3: EEG-Einspeisemengen 2000-2010, TWh



Quelle: Eigene Berechnungen

Bei einem derartigen Anstieg der durch das EEG geförderten Stromerzeugung wird der Zuwachs im Stromverbrauch vollständig durch regenerative Stromerzeugung gedeckt (Abbildung 4).

Abbildung 4: Stromverbrauchswachstum und EEG-Einspeisung 2000-2010

Quelle: Eigene Berechnung.

2 EEG-bedingte Kosten

Zur Ermittlung der durch das EEG bedingten jährlichen (Netto-) Kosten sind neben den Einspeisevergütungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen die im konventionellen Kraftwerkspark vermiedenen Kosten sowie EEG-bedingt (im Stromnetz) anfallende Mehrkosten zu berücksichtigen.

2.1 Einspeisevergütungen

Die Vergütungssätze für Stromeinspeisung sind im Gesetz differenziert nach Energieträger, Anlagengröße und Standortqualität (Windkraft) festgelegt und überwiegend degressiv ausgestaltet. Die Sätze werden ab 2002 jährlich jeweils für die dann neu in Betrieb genommenen Anlagen abgesenkt. Diese (nur die hinzukommenden Kapazitäten betreffenden) Absenkungen betragen für solare Strahlungsenergie 5 Prozent, für Biomasse 1 Prozent und für Windenergie 1,5 Prozent.

Im Falle der Windenergie werden die Vergütungssätze auch in Abhängigkeit vom Anlagenertrag bzw. der Standortqualität abgesenkt, jedoch frühestens (für sehr ertragreiche Standorte) nach fünf Betriebsjahren. Liegen die Anlagenerträge unter bestimmten Referenzwerten, so werden die Anfangsvergütungen in Abhängigkeit von den beobachteten Erträgen der Anlagen erst später abgesenkt. Auf der Basis der beobachteten Erträge des Anlagenbestandes gehen wir von im Zeitverlauf nur leicht fallenden durchschnittlichen Vergütungssätzen für Strom

aus Windkraft aus. Diese Vergütungssätze bestimmen wesentlich die über alle Energieträger (mengengewichtet) gemittelten Sätze (Tabelle 1).

Tabelle 1: Durchschnittliche Vergütungssätze, Ct/kWh

	Wasser- kraft	Wind- kraft	Bio- masse	Solare Strahlungs- energie	Mittlerer Vergütungs- satz	Index
2000	7,2	9,1	9,6	50,4	8,5	100
2001	7,2	9,1	9,5	50,7	8,6	101
2002	7,2	9,0	9,4	49,6	8,8	103
2003	7,2	9,0	9,4	48,4	8,9	104
2004	7,2	9,0	9,4	47,2	8,9	104
2005	7,2	8,9	9,3	46,1	8,9	104
2006	7,2	8,9	9,3	45,0	8,9	104
2007	7,2	8,8	9,3	43,9	8,9	104
2008	7,2	8,8	9,2	42,9	8,9	104
2009	7,2	8,8	9,2	41,9	8,9	104
2010	7,2	8,8	9,1	40,9	8,9	104

Quelle: Eigene Berechnung.

Aus den Vergütungssätzen und den oben abgeschätzten Einspeisemengen errechnen sich Einspeisevergütungen für Wasserkraft, Windkraft, Biomasse und solare Strahlungsenergie, deren Summe von 1,1 Mrd. € im Jahr 2000 auf knapp 5 Mrd. € im Jahr 2010 ansteigt. Damit ergibt sich bezogen auf die kWh Stromverbrauch im Jahr 2010 eine spezifische Vergütung von 1,00 Ct/kWh (Tabelle 2).

Tabelle 2: Einspeisevergütungen, Mio €, Ct/kWh

	Wasser- kraft Mio €	Wind- kraft Mio €	Bio- masse Mio €	Solar- Strahlung Mio €	Summe Mio €	Index	EEG-Vergütung pro kWh Stromverbrauch Ct/kWh
2000	348	692	67	17	1125	100	0,25
2001	426	952	132	30	1540	137	0,34
2002	443	1565	170	54	2232	198	0,48
2003	460	1993	201	76	2731	243	0,59
2004	476	2331	232	98	3137	279	0,67
2005	493	2598	263	118	3472	309	0,73
2006	510	2822	293	137	3762	334	0,79
2007	527	3040	323	155	4045	359	0,84
2008	544	3263	353	172	4331	385	0,89
2009	560	3502	382	189	4633	412	0,94
2010	577	3764	412	205	4957	441	1,00

Wasserkraftt einschl. Gase (§4 EEG)

Quelle: Eigene Berechnung.

2.2 Vermiedene Kosten, zusätzliche Kosten und Nettobelastung

Durch die vermehrte EEG-Einspeisung werden sowohl Kosten im übrigen Kraftwerkspark vermieden als auch zusätzliche Kosten verursacht. Beide Einflüsse sind bei der Abschätzung der EEG-bedingten Nettokosten zu berücksichtigen. Die Auswirkungen eines Windenergieausbaus in den oben gezeigten Größenordnungen, die damit verbundenen Anpassungen im Kraftwerkspark und im Netz und als Folge davon die durch Windenergieerzeugung vermiedenen und zuwachsenden Kosten sind bisher noch nicht im Gesamtsystem des europäischen Kraftwerksparks und Netzverbunds untersucht worden. Solange eine solche Systemuntersuchung aussteht, müssen die einzelnen Elemente der vermiedenen und zusätzlichen Kosten isoliert auf der Grundlage vorliegender Daten geschätzt werden. Vermieden werden variable und fixe Kosten im übrigen Kraftwerkspark, zusätzlich entstehen Regelenergie- und Netzausbaukosten.

Die EEG-Stromeinspeisung verdrängt Stromerzeugung im übrigen Kraftwerkspark. Die durch die Einspeisung vermiedenen variablen Stromerzeugungskosten sind anhand der teuersten jeweils in Betrieb befindlichen Kraftwerke (Grenzkraftwerk) zu bestimmen. Diesen vermiedenen Grenzerzeugungskosten stehen Brennstoffkostenerhöhungen als Folge der Anpassung des Kraftwerksparks an die volatilere Windenergieeinspeisung gegenüber.

Erhöhte Windstromerzeugung hat im Wesentlichen zwei Auswirkungen auf den Zubau im übrigen Kraftwerkspark. Erstens kann wegen des Windenergieausbaus auf den Zubau konventioneller Kraftwerkskapazität in dem Umfang verzichtet werden wie ein Sockel von Windkraft-einspeisung mit derselben Sicherheit wie aus dem übrigen Kraftwerkspark zur Verfügung steht. Zweitens führt ein steigender Anteil der volatilen Windstromerzeugung dazu, dass im übrigen Kraftwerkspark verstärkt andere Kraftwerkstypen zugebaut werden als ohne Windstromeinspeisung: Zum Ausgleich der volatilen Windstromerzeugung braucht man Kraftwerke, die flexibel in der Fahrweise sind und einen geringeren Auslastungsgrad haben. Solche Kraftwerke haben geringere Fixkosten und höhere variable Kosten als die Kraftwerke, die ohne Windeinspeisung zugebaut worden wären.

Die Einspeisungen unter dem EEG aus Biomasse und Wasserkraft sind besser steuerbar bzw. weniger volatil. Je GW Einspeiseleistung wird mehr konventionelle Kapazität vermieden und die Auswirkungen auf die Fahrweise der übrigen Kraftwerke sind weniger stark als bei der volatileren Windenergie.

Die hohe Volatilität der Windstromeinspeisung erfordert zusätzliche Anfahrvorgänge und Stand-by-Kapazität im übrigen Kraftwerkspark. Die damit verbundenen Regelenergiekosten sind als EEG-bedingte Mehrkosten zu berücksichtigen. Weiterhin können durch steigende Beiträge der Windenergie zur Stromerzeugung zusätzliche Kosten für die Anpassung der bestehenden Netze erforderlich werden, da diese nicht für den Abtransport größerer Mengen Windenergieeinspeisung aus den Küstenregionen in die Verbrauchsschwerpunkte ausgelegt sind. Zwar werden die EEG-Einspeisungen teilweise auch verbrauchsnahe (sowohl räumlich wie nach Spannungsebene der Einspeisung) erfolgen als eine sonst erforderliche fossile Stro-

merzeugung, so dass weniger Strom über die Netze mit höheren Spannungen fließt. Die dadurch abbaubaren Kosten sind jedoch gering, da nur wenig Netz(reserve)leistung eingespart werden kann. Auch die vermeidbaren Verluste des Stromtransports sind vergleichsweise gering.

Insgesamt ergeben sich durch EEG-Einspeisung vermiedene Kosten, die von 2,75 Ct/kWh EEG-Einspeisung im Jahr 2005 auf 3 Ct/kWh im Jahr 2010 ansteigen. Die absoluten Einsparungen im übrigen Kraftwerkspark steigen von 1,1 Mrd. € in 2005 auf 1,7 Mrd. € in 2010 (Tabelle 3).

Tabelle 3: EEG-Vergütung und vermiedene Kosten im übrigen Kraftwerkspark

	EEG-Einspeisung	EEG-Vergütung		Vermiedene Kosten	
	TWh/a	Ct/kWh	Mrd €/a	Ct/kWh*	Mrd. €/a
2005	39	8,9	3,5	2,7	1,1
2010	56	8,9	5,0	3,0	1,7

*bezogen auf kWh EEG-Einspeisung

Quelle: Eigene Berechnung.

Zieht man diese durch EEG-Einspeisung im übrigen Kraftwerkspark vermiedenen Kosten von der EEG-Einspeisevergütung ab, erhält man die Netto-Belastung der Stromverbraucher durch das EEG (Tabelle 4). Die Netto-Belastung beträgt rd. 6 Ct/kWh EEG-Einspeisung. Bezogen auf den gesamten Stromverbrauch steigt sie von rd. 0,5 Ct/kWh in 2005 auf rd. 0,7 Ct/kWh in 2010 an. Die absolute Netto-Belastung steigt von etwa 2,4 Mrd. € in 2005 auf etwa 3,3 Mrd. € in 2010 an.

Tabelle 4: EEG-bedingte Mehrkosten

	Stromabgabe an	EEG-	Vermiedene	EEG-bedingte	Netto-Belastung pro kWh	
	Letztverbraucher	Vergütung	Kosten	Netto-Belastung	EEG-	Strom-
	TWh/a	Mrd €/a	Mrd €/a	Mrd €/a	Ct/kWh	verbrauch
						Ct/kWh
2005	474	3,5	1,1	2,4	6,1	0,5
2010	495	5,0	1,7	3,3	5,9	0,7

Quelle: Eigene Berechnung.

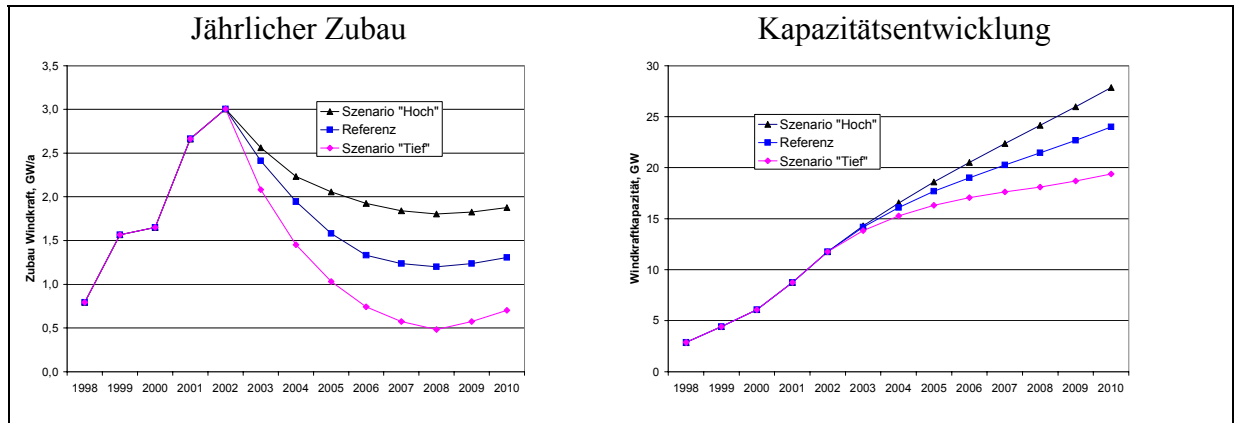
3 Sensitivität

Der tatsächliche Ausbau der Windenergie ist durch eine Vielzahl technischer, rechtlicher und wirtschaftlicher Faktoren bestimmt, die zu einem höheren oder geringeren Ausbau führen können als oben geschätzt. Abweichende Entwicklungen der Wasserkraft, Biomasse oder der solaren Strahlungsenergie sind aufgrund der im Betrachtungszeitraum wesentlich geringeren Mengen in ihren Auswirkungen auf die EEG-bedingten Kosten vergleichsweise unbedeutend.

Wir untersuchen deshalb zwei weitere Szenarien, eines mit stärkerem Zubau von Windkraftanlagen (Szenario „Hoch“) und eines mit niedrigerem (Szenario „Tief“). In Szenario „Hoch“ beträgt der jährliche Rückgang des On-shore-Zubaus 15%, in Szenario „Tief“ 30% (Referenz:

20%). Weiterhin werden in Szenario „Hoch“ die im Koalitionsvertrag vom 16.10.2002 genannten Ziele von (mindestens) 500 MW Kapazität Off-shore bis zum Jahr 2006 und 3000 MW bis 2010 erreicht, während im Szenario „Tief“ im Jahr 2010 eine Off-shore-Kapazität von 500 MW erreicht wird. Damit sind bis zum Ende der Dekade in Szenario „Hoch“ insgesamt rd. 28 GW Windkraftleistung installiert, in Szenario „Tief“ rd. 19 GW (Abbildung 5).

Abbildung 5: Szenarien der Kapazitätsentwicklung von Windkraftanlagen bis 2010



Quelle: Eigene Berechnung.

Diese Kapazitäten erzeugen im Jahr 2010 51 TWh (Szenario „Hoch“) bzw. 34 TWh (Szenario „Tief“) Strom aus Windkraft. Die gesamten EEG-Einspeisemengen betragen rd. 64 TWh bzw. 47 TWh, was einer EEG-Quote von 12,9 bzw. 9,5% entspricht. Die EEG-bedingten Mehrkosten betragen im Jahr 2010 rd. 3,8 bzw. 2,8 Mrd. €. Durch Umlage dieser Mehrkosten auf den Stromverbrauch ergeben sich spezifische Mehrkosten von 0,8 Ct/kWh (Szenario „Hoch“) bzw. 0,6 Ct/kWh (Szenario „Tief“).

Die Unsicherheiten bei der Schätzung der vermiedenen Kosten sind nicht geringer als die Mengenunsicherheiten. Solange aber noch keine Systemanalyse vorliegt, welche die Auswirkungen des Ausbaus der regenerativen Energien im Gesamtsystem des europäischen Kraftwerksparks und Netzverbunds untersucht, sind weitere Sensitivitätsrechnungen nicht aufschlussreich.

Im Weiteren legen wir die Netto-Belastung nach Tabelle 4 zugrunde.

4 EEG, Klimaschutzpolitik und Standortpolitik

Das EEG gibt den Anbietern regenerativer Energien über einen Zeitraum von 20 Jahren eine Absatz- und Preisgarantie. Die Förderung soll einen breiten Einsatz der regenerativen Energien und insbesondere der Windenergie sichern, obwohl deren Kosten noch weit über denen der fossilen Stromerzeugung liegen, um einen Prozess der Kostensenkung durch Lernkurveneffekte einzuleiten in der Erwartung, dass die Windenergie längerfristig die Wirtschaftlichkeitsschwelle erreicht und dann eine zusätzliche CO₂-freie wirtschaftliche Energieerzeugung auf inländischer Basis verfügbar ist.

Die für dieses Ziel eingesetzten Mittel sind – gemessen an den gesamten Stromerzeugungskosten in Deutschland - erheblich: Bei einem Anteil der EEG-Stromeinspeisung von rd. 10 % an der Stromerzeugung im Jahr 2010 entsteht unter dem geltenden Fördermechanismus eine Mehrbelastung von gut 3 Mrd. €/a; dies entspricht etwa 20 % der gesamten Stromerzeugungskosten in Deutschland.

Ein Teil dieser Fördermittel kann als Ausgleichszahlung dafür angesehen werden, dass durch die EEG-Einspeisung CO₂-Emissionen einer sonst höheren fossilen Stromerzeugung vermieden werden. Wenn man die Grenzkosten der CO₂-Minderung im fossilen Kraftwerkspark mit 10 €/t CO₂ annimmt³, erspart eine EEG-Einspeisung von 56 TWh größenordnungsmäßig 0,3 Mrd. €/a an sonst erforderlichen CO₂-Minderungskosten im Kraftwerkspark. Somit kann etwa 1/10 der gesamten Mehrkosten der EEG-Einspeisung als Ausgleichszahlung für vermiedene CO₂-Emissionen betrachtet werden. Der überwiegende Teil der Fördermittel dient dagegen als Anschubfinanzierung für die noch jungen Techniken der regenerativen Stromerzeugung.

Die Zahlungen an die Regenerativstromerzeuger werden nach dem EEG von den Netzbetreibern geleistet, die den Strom in ihr Netz aufnehmen, und über einen Ausgleichmechanismus zwischen den Netzbetreibern so verteilt, dass jeder Netzbetreiber pro kWh, die über sein Netz geleitet wird, dieselbe Belastung trägt. Die Belastung wird von den Netzbetreibern im Netz entgelt auf die Stromhändler überwält, die sie auf die Stromverbraucher weiterwälzen. Da alle Stromhändler gleichermaßen mit EEG-Zahlungen belastet werden, ist die Weiterwälzung gesichert. Aus diesem Grunde wird es auch Großverbrauchern nicht gelingen, diese Belastungen im Stromwettbewerb auf Stromhändler zurückzuwälzen. Unter dem EEG werden somit alle Stromverbraucher pro kWh gleichmäßig belastet. Diese Belastung steigt bis 2010 nach den obigen Schätzungen größenordnungsmäßig auf 0,7 Ct/kWh an. Bei Größtverbrauchern würde eine solche Belastung den Strompreis größenordnungsmäßig um 1/4 bis 1/3 erhöhen. Ausnahmeregelungen für stromintensive Industrien, die diese Belastung verringern würden, sieht das EEG - im Gegensatz zum Ökosteuer- und KWK-Gesetz – nicht vor.

³ Nach früheren Untersuchungen des EWI stellen Grenzvermeidungskosten von 10 €/t CO₂ in der Stromerzeugung eher eine Obergrenze dar.

Die ökonomische Beurteilung derartiger absehbarer Belastungen durch das EEG behandelt zunächst die Einpassung des EEG in den Instrumentenmix der Klimaschutzpolitik und dann die Frage der Wettbewerbsneutralität bei der Finanzierung einer langfristigen Vorsorgepolitik.

Effiziente CO ₂ -Minderungs- politik	Einpassung des EEG in den Instrumenten- mix der Klimaschutzpolitik - EEG und Selbstverpflichtung - EEG und CO ₂ -Zertifikate
Langfristige Vorsorgepolitik	EEG als Instrument der Technologiepolitik - EEG-Finanzierung und Wettbewerb

Die Bundesrepublik Deutschland hat sich im Rahmen des EU-Burdensharing verpflichtet, die CO₂-Emissionen in Deutschland bis 2008/12 gegenüber dem Stand von 1990 um 21 % zu verringern. Um dieses Reduktionsziel zu erreichen, werden unterschiedliche Instrumente eingesetzt, die von Selbstverpflichtungen bis zu einer Vielzahl ordnungsrechtlicher Eingriffe reichen, zu denen auch das EEG gehört. Das Nebeneinander unterschiedlicher Instrumente, zu denen in Zukunft noch Zertifikatsverpflichtungen mit Zertifikathandel hinzukommen, verlangt eine Abstimmung der Instrumente, um Belastungslücken und Doppelbelastungen möglichst zu vermeiden.

Wenn Selbstverpflichtungen als gleichwertige Klimaschutzinstrumente neben ordnungsrechtlichen Eingriffen anerkannt werden, sind die Industrien, welche die geforderten CO₂-Minderungen im Rahmen von Selbstverpflichtungen erbringen, von den Belastungen durch das EEG freizustellen, da eigene Minderungsmaßnahmen im Rahmen der Selbstverpflichtung an die Stelle ordnungsrechtlicher Maßnahmen wie das EEG treten. Dies gilt für den Teil der EEG-Zahlungen, der als Entgelt für heute erbrachte CO₂-Minderung durch Regenerativstromerzeugung angesehen werden kann, also größenordnungsmäßig 1/10 der gesamten EEG-Zahlungen. Eine völlige Freistellung wäre unter dem Gesichtspunkt gleichwertiger Klimaschutzinstrumente nur gerechtfertigt, wenn Selbstverpflichtungen darüber hinaus auch ein Äquivalent für staatliche Vorsorgepolitik in Form der Technologieförderung im Bereich der regenerativen Energien darstellten. So weit reichen die bisher eingegangenen Selbstverpflichtungen aber nicht.

Wenn die Regenerativstromerzeugung in ein umfassendes Regime der der Emissionsminderung mit CO₂-Zertifikatsverpflichtung und -handel integriert würde, erhielte CO₂-freie Regenerativstromerzeugung über den Marktwert des Stroms hinaus eine Prämie in Höhe der Grenzkosten der CO₂-Minderung. Diese Grenzkosten sind potenziell umso niedriger, je größer das Gebiet ist, in dem Emissionsrechte gehandelt werden können.⁴ Nach vorliegenden

⁴ Unter dem Emissionshandelssystem nach EU-Richtlinie ist der Emissionshandel räumlich auf die EU beschränkt und innerhalb dieses Raums auf die in der Richtlinie erfassten Anlagen bzw. Branchen. Die Kommission beabsichtigt jedoch, noch vor Sommer 2003 einen Richtlinienentwurf zum projektbasier-

Analysen dürfte diese Prämie in einem Bereich bis 10 €/t CO₂ oder größenordnungsmäßig bis etwa 0,5 Ct/kWh liegen. Dies sind etwa 10 % der (Netto-)Kosten der Regenerativstromerzeugung. Unter einem Regime der CO₂-Zertifikatspflicht mit Emissionsrechthandel würden die Stromverbraucher also eine Prämie für Regenerativstrom bezahlen, die größenordnungsmäßig 1/10 der Belastung aus dem EEG betrüge.

Das Kernproblem ist die Finanzierung der Zahlungen für EEG-Einspeisung, die über die Abgeltung für CO₂-Freiheit des eingespeisten Stroms hinausgehen – nach unseren Schätzungen rd. 9/10 der Nettokosten der EEG-Einspeisung. Mit diesen Zahlungen soll die Entwicklung einer CO₂-freien und längerfristig auch wirtschaftlichen Energieerzeugung auf regenerativer Basis in Deutschland ermöglicht werden. Sie dienen der langfristigen Vorsorge gegen Klimarisiken und andere Risiken der Energieversorgung. Deutschland übernimmt bei der Förderung regenerativer Energien und insbesondere der Windenergie eine Vorreiterrolle und belastet dadurch seine Wirtschaft heute stärker, als dies andere Länder tun. Ob sich das auszahlen wird, kann dahingestellt bleiben. Wir lassen auch offen, ob eine solche Vorsorgepolitik ausschließlich von den Stromverbrauchern finanziert werden sollte. Für die deutsche Volkswirtschaft als Ganzes stellt sie keine schwerwiegende Zusatzbelastung dar. Anders sieht es für stromintensive Produktionen aus.

Der Finanzierungsmechanismus des EEG führt bei der zu erwartenden und politisch gewollten starken Erhöhung der Regenerativstromerzeugung zu Strompreiserhöhungen, die für Größtabnehmer mit stromintensiven Produktionen in der Größenordnung von 1/4 bis 1/3 liegen werden. Einseitige Strompreiserhöhungen in Deutschland in dieser Größenordnung können von den betroffenen stromintensiven Industrien nicht oder allenfalls zu einem geringen Teil weitergewälzt werden, da ihre ausländischen Konkurrenten keine derartigen Zusatzbelastungen zu tragen haben. Deshalb muss mit negativen Auswirkungen auf Produktions- und Standortentscheidungen in Deutschland gerechnet werden, zumal die Belastungen aus dem EEG sich nicht nur auf den hier untersuchten Zeitraum bis 2010 beschränken, sondern danach entsprechend dem weiteren Ausbau der Windenergie weiter ansteigen werden.

Diesen Gefahren kann durch eine Differenzierung der Belastungssätze begegnet werden. Richtschnur sollte sein, dass die gesamten, aus umweltpolitischen und anderen Gründen auferlegten Zusatzbelastungen nicht das Belastungsniveau der ausländischen Wettbewerber überschreitet. Eine Differenzierung der Belastungssätze aus dem EEG, die an der Stromintensität der Produktion ansetzt, wird dem Problem am besten gerecht. Sie stellt die kritischen Produktionen von den Sonderbelastungen durch das EEG weitgehend frei und minimiert sachlich nicht gerechtfertigte Verschiebungen der EEG-Belastungen zwischen Stromverbrauchergruppen

ten Handel (JI/CDM) vorzulegen, so dass dieser zeitgleich mit dem EU-Emissionshandel beginnen kann.