

Ausweisung der EEG-Umlage: eine kritische Analyse

Argumente zur Bewertung der Umlage des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Uwe Nestle und Lena Reuster

Mit Unterstützung der Prognos AG

Teilstudie im Rahmen des Projekts "Reformoptionen zur Begrenzung der EEG-Umlage" im Auftrag von

IMPRESSUM

Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V.

Schwedenstraße 15a

13357 Berlin

Tel +49 (0)30-7623991 - 30

Fax +49 (0)30-7623991 - 59

www.foes.de • foes@foes.de

Das Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V. (FÖS) ist ein über-parteilicher und unabhängiger politischer Think-Tank. Wir setzen uns seit 1994 für eine Weiterentwicklung der sozialen Marktwirtschaft zu einer ökologisch-sozialen Marktwirtschaft ein und sind gegenüber Entscheidungsträger_innen und Multiplikator_innen Anstoßgeber wie Konsensstifter. Zu diesem Zweck werden eigene Forschungsvorhaben durchgeführt, konkrete Konzepte entwickelt und durch Konferenzen, Hintergrundgespräche und Beiträge in die Debatte um eine moderne Umweltpolitik eingebracht. Das FÖS setzt sich für eine kontinuierliche ökologische Finanzreform ein, die die ökologische Zukunftsfähigkeit ebenso nachhaltig verbessert wie die Wirtschaftskraft.

INHALT	SEITE
ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE	4
1 Vorbemerkung zu diesem Papier	5
2 Ermittlung und Entwicklung der EEG-Umlage	7
2.1 Wie berechnet sich die EEG-Umlage?	7
2.2 Wie hat sich die EEG-Umlage entwickelt?.....	8
2.3 Wie setzen sich die gesamten Vergütungen zusammen?.....	10
3 Warum die EEG-Umlage höher ausfällt als angemessen	11
3.1 Die Vollkosten der EE-Stromproduktion werden mit den Betriebskosten konventioneller Kraftwerke verglichen.....	11
3.2 Die Kosten der EE werden mit denen von alten, abgeschriebenen und subventionierten Kraftwerken verglichen.....	13
3.3 Konventionelle Energien verursachen hohe Umweltkosten - die in keiner Rechnung auftauchen	14
3.4 Erneuerbare Energien senken den Strompreis am Großmarkt - die Stromkunden sehen davon aber nichts (Merit-Order-Effekt).....	14
3.5 Das EEG subventioniert die großen Stromverbraucher - der Normalkunde bezahlt dafür	14
3.6 Mit den EEG-Vergütungen wird viel mehr finanziert als der schlichte Ausbau der EE	15
4 Konventionelle Energien verursachen hohe Umweltkosten - die in keiner Rechnung auftauchen.....	16
4.1 Zusammenhang zwischen EEG-Umlage und der Einpreisung der externen Kosten konventioneller Energien	17
4.2 Aktuelle Missstände.....	21
4.3 Reformvorschläge	23
5 Erneuerbare Energien senken den Strompreis am Großmarkt - die Stromkunden sehen davon nichts	26
5.1 Wirkung des Merit-Order-Effekts auf den Großhandelspreis für Strom.....	26
5.2 Steigernde Wirkung des Merit-Order-Effekts auf die EEG-Umlage	29
6 Fazit	29
6.1 Reformvorschläge	29
6.2 Zusammenfassende Betrachtung	30
LITERATURVERZEICHNIS.....	32

ZUSAMMENFASSUNG DER ERGEBNISSE

Wo liegen die Probleme?

Die Berechnung der EEG-Umlage ist nicht geeignet, die tatsächlichen Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien im Stromsektor zu beschreiben. Diese sind deutlich niedriger. Das bezieht sich sowohl auf die einzelwirtschaftliche als auch auf die volkswirtschaftliche Betrachtung. Allerdings ist die Zahlung der Umlage notwendig, um die betriebswirtschaftlich für die Stromhändler entstehenden EEG-Differenzkosten zu begleichen. Eine Reform der EEG-Umlage scheint ohne eine umfassende Reform des Designs des Strommarktes und weiterer Regelungen kaum möglich.

Insofern ist die EEG-Umlage ein bilanzieller Korrekturfaktor, der das Marktversagen und die Verzerrungen des Strommarktes ausgleicht. Er ist notwendig, um die Mittel in die ohnehin anstehende Erneuerung des Kraftwerkparks aufzubringen und in eine ökologische Richtung zu lenken.

Wie lautet die Empfehlung?

- Verwendung von wissenschaftlichen Untersuchungen und Analysen zur Abschätzung der tatsächlichen Kosten des EE-Ausbaus.
- Verpflichtung der Stromversorger, bei Nennung der EEG-Umlage auf die bestehenden Unzulänglichkeiten der Umlage hinzuweisen. Dies ist ihnen sehr konkret vorzugeben.

1 Vorbemerkung zu diesem Papier

Die Grundprinzipien des Erneuerbare-Energien-Gesetzes - des EEG - bestehen insbesondere in dem Vorrang des Anschlusses von Anlagen zur Erzeugung von Strom mit Erneuerbaren Energien (EE) an das allgemeine Stromnetz, dem Vorrang der Einspeisung und Durchleitung von Strom aus EE-Anlagen und der Vergütung dieses Stroms mit im EEG festgesetzten Tarifen. Damit soll ein wirtschaftlicher Betrieb der entsprechenden Anlagen ermöglicht werden. Bereits das Stromeinspeisungsgesetz, das 1991 in Kraft trat, war nach diesen Prinzipien konstruiert, wobei ein wirtschaftlicher Betrieb nur für die vergleichsweise günstigen Wasser- und Windkraftanlagen möglich war. Im Jahr 2000 wurden durch das Inkrafttreten des EEG - neben zahlreichen anderen Verbesserungen - die Vergütungen deutlich stärker nach Art und Größe der Anlagen, bei Windenergie nach dem Standort und bei Biomasse nach Art der Biomasse ausdifferenziert. Damit sollte auch die Stromerzeugung aus Sonnenenergie, Biomasse und Geothermie in der Regel wirtschaftlich werden.

Im Falle der Festvergütung ist die Einspeisevergütung die einzige Einnahmequelle für die EE-Anlagenbetreiber. Sie wird durch die Netzbetreiber ausbezahlt. Hier verkaufen die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) den Strom an der Börse. Die Differenzkosten zwischen den Verkaufserlösen und den in der Regel höheren Festvergütungen werden über die EEG-Umlage an alle Stromverbraucher weitergegeben. Im Falle der Direktvermarktung per Marktprämie erhält der Anlagenbetreiber eine geringere Vergütung in Form einer Prämie; zusätzlich kann er Einnahmen aus dem Verkauf des Stroms am Markt erzielen. Die Prämie wird als weiterer Teil der EEG-Umlage auf die Stromkunden umgelegt.

Seit 1999 haben sich sowohl die Stellung der EE bei der Stromversorgung als auch die Stromversorgung in Deutschland selbst deutlich verändert. Während der Anteil der Atomenergie an der Stromversorgung von 30,7 Prozent im Jahr 1999 auf 17 Prozent im ersten Halbjahr 2012 fiel (BDEW 2012a), stieg der Anteil der EE von 5,2 Prozent (1999) (AGEB 2012) im ersten Halbjahr 2012 auf 25,1 Prozent¹ (BDEW 2012b). Der Anteil der fossilen Energieträger fiel von 64,1 Prozent im Jahr 1999 im ersten Halbjahr 2012 auf 59 Prozent (AGEB 2012).

Damit sind die EE im Stromsystem keine Nebensache mehr, sondern eine tragende Säule der Stromversorgung. Darüber hinaus haben sowohl die Umweltorganisationen, die politischen Parteien als auch die Bundesregierung teils sehr anspruchsvolle Ziele beim weiteren Ausbau der EE gesetzt. Dieser Ausbau wird nicht nur an die gesamte Stromversorgung technische Anforderungen stellen. Vielmehr werden die verschiedenen EE-Anlagen - wie jede Infrastruktur - Auswirkungen auf Umwelt, Natur und Landschaft haben, auch wenn diese in der Regel deutlich geringer sind als diejenigen der konventionellen Energieträger. Nicht zuletzt werden die EE einen immer stärker werdenden Einfluss auf den Strompreis für die Endkunden haben - mittel- bis langfristig einen senkenden. Bis Anfang des Jahrtausends waren all diese Auswirkungen noch nicht so groß. Mit dem schnellen Anstieg des Anteils an EE werden sie nun aber immer relevanter.

Dass der Ausbau der EE nicht schon heute zu einer Entlastung der Endkunden führt hat unterschiedliche Gründe, die überwiegend nicht bei den EE zu finden sind. Insbesondere müssen die konventionellen Energien - also Atomenergie, Kohle, Erdgas und Mineralöl - die durch sie bei der Stromerzeugung entstehenden Umweltkosten zum größten Teil nicht selber tragen bzw. die mit dem Betrieb der Anlagen verbundenen Risiken größtenteils nicht selber versichern. Entsprechend muss derjenige, der Strom aus diesen Quellen kauft, für diese Umweltkosten ebenfalls nicht aufkommen. Diese Kosten werden

¹

Die Daten der Atomenergie sowie der fossilen Energieträger beziehen sich auf eine Veröffentlichung des BDEW vom 19.07.2012. Der Wert der Erneuerbaren Energien (25,1 Prozent) stammt dagegen aus einer Pressemeldung des BDEW vom 26.07.2012, in der nur für die EE ein neuer Wert veröffentlicht wird (BDEW 2012a; BDEW 2012b; AG Energiebilanzen 2012).

stattdessen von der Allgemeinheit bezahlt. Ein Beispiel ist der Klimawandel mit seinen globalen Folgen und Kosten. Die EE dagegen führen zu deutlich geringeren Umweltkosten und müssen sich gegen die vergleichsweise geringen Risiken vollständig selber versichern. Dies führt zu einer massiven Wettbewerbsverzerrung. Ohne diese Verzerrung wären die meisten EE bereits heute vollständig wettbewerbsfähig.

Beim Vergleich der Kosten, die bei der konventionellen und der EE-Stromerzeugung durch die Endkunden zu tragen sind, werden aber nicht nur Klimakiller mit annähernd emissionsfreien Techniken verglichen. Aufgrund des überwiegend alten konventionellen Kraftwerksparks werden auch alte, bereits abgeschriebene mit neuen Anlagen verglichen. Darüber hinaus bewirken die EE aufgrund des „Merit-Order-Effekts“ eine spürbare Absenkung des Preises für Strom an der Börse und damit am gesamten Großmarkt. Bei der Ausweisung der Kosten der EE im Strombereich - der „EEG-Umlage“ - wird auch dieser Effekt nicht berücksichtigt. Eigentlich müsste er zumindest abgezogen werden. Dagegen führt der Merit-Order-Effekt rechnerisch sogar dazu, dass die EE teurer aussehen, als sie selbst unter den bestehenden ungleichen Marktbedingungen tatsächlich sind. Denn die EEG-Umlage beschreibt grundsätzlich die Differenz zwischen der Vergütung an die bestehenden EE-Anlagen und den am Markt erzielten Erlösen für diesen Strom. Wenn die Erlöse aber sinken, weil die EE selber den Marktpreis senken, steigt die Differenz - und damit die EEG-Umlage. Die EE machen sich nach diesem Prinzip quasi selber zwangsläufig teurer, als sie tatsächlich sind. All diese Aspekte müssten bei einer ehrlichen Bilanz über die Kosten des EEG berücksichtigt werden - die EEG-Umlage aber tut dies nicht.

Die EEG-Umlage muss also als ein verzerrter Indikator für die tatsächlichen Kosten des EE-Ausbaus gelten. Dies gilt umso stärker, je höher der EE-Anteil an der Stromversorgung wird. Sie ist allerdings aktuell der einzige politisch akzeptierte Indikator für die EE-Kosten - und dürfte das auf absehbare Zeit bleiben. Ferner gibt die EEG-Umlage trotz der genannten Kritikpunkte wertvolle Indizien über die EEG-Kosten. Daher muss bei der weiteren EE-Politik darauf geachtet werden, wie sich dieser Indikator aktuell entwickelt und entwickeln könnte. Will man ferner den Weg zur vollständigen erneuerbaren Stromversorgung gehen, sollte man unabhängig davon frühzeitig darauf achten, wie teuer der Übergang für die Endverbraucher und die Gesellschaft als Ganzes wird. Denn nur wenn die Politik diese Kosten im Blick und im Griff hat kann die notwendige breite Akzeptanz einer klimafreundlichen Energiewende dauerhaft erhalten werden.

Dies gilt umso mehr, als die Energiewende nicht mit dem Ausstieg aus der Atomenergie und dem Ausbau der EE im Strombereich alleine getan ist. Vielmehr muss zukünftig deutlich stärker in die Energieeffizienz und den Ausbau der EE im Wärmebereich investiert werden, das Stromnetz muss ausgebaut und Energiespeicher gebaut werden. All das erfordert für viele weitere Jahre weitere Investitionen, die über die bekannte EEG-Umlage hinausgehen. Wenn die Gesellschaft diese weiteren Ausgaben und die Politik dafür die Verantwortung schultern soll, müssen die tatsächlichen und die gefühlten Kosten des Ausbaus der EE in einer angemessenen und für eine breite Mehrheit akzeptablen Größenordnung gehalten werden. Dies gilt auch, wenn man heute davon ausgehen kann, dass sich diese Anfangsausgaben mittel- bis längerfristig für die Gesellschaft, die Volkswirtschaft und die Endkunden selber auszahlen werden.

2 Ermittlung und Entwicklung der EEG-Umlage

2.1 Wie berechnet sich die EEG-Umlage?

Mit der EEG-Umlage wird der Betrag bezeichnet, den Stromkunden pro Kilowattstunde verbrauchten Strom zu zahlen haben, um den durch das EEG geförderten EE-Ausbau zu finanzieren. Die EEG-Differenzkosten bezeichnen die Gesamtdifferenz zwischen den Ausgaben und den Einnahmen der Netzbetreiber. Der mit Abstand größte Posten bei den Ausgaben der Netzbetreiber sind die Vergütungen für Strom aus Erneuerbaren Energien (und Grubengas). Hinzu kommen insbesondere: der Profilservice, der durch die schwankende Einspeisung von Strom aus Wind und Solarenergie notwendig wird; Kosten für eine Nachrüstung von PV-Anlagen, die der Gesetzgeber von den Anlagenbetreibern verlangt; Kosten für die Börsenzulassung und Handelsanbindung; und Zinskosten. Die Einnahmen der Netzbetreiber bestehen vor allem durch den Verkauf des vergüteten Stroms an der Börse und durch verminderte Netzentgelte, die durch die überwiegend dezentrale Einspeisung von EE-Strom entstehen (ÜNB 2012).

Zu den Differenzkosten kommt ferner ein Ausgleich für die - notwendigerweise - nicht vollständig korrekte Prognose aus den Vorjahren. Wurde in den Vorjahren eine zu geringe Umlage gezahlt, weil beispielsweise mehr EE-Strom erzeugt wurde als prognostiziert, muss im nächsten Jahr nachgezahlt werden. Wurde zu viel gezahlt, wird dieser Betrag im nächsten Jahr abgezogen. Damit wird das EEG-Umlagekonto ausgeglichen. Aufgrund dieser Unsicherheiten wird zusätzlich eine so genannte „Liquiditätsreserve“ miteinkalkuliert. Sie soll verhindern, dass das EEG-Umlagekonto überhaupt erst überzogen wird (ÜNB 2012). Für die Prognose der EEG-Umlage für das Jahr 2013 sind die Übertragungsnetzbetreiber von den in Tabelle 1 aufgelisteten Gesamtkosten ausgegangen.

Die Differenzkosten werden nun von den einzelnen Stromkunden anteilig gezahlt, abhängig vom jeweiligen Stromverbrauch. Allerdings sind die meisten großen Stromverbraucher von der EEG-Umlage befreit oder müssen nur einen deutlich ermäßigten Satz bezahlen. Dies steigert die Umlage für all diejenigen, die die volle EEG-Umlage zahlen müssen (siehe Kapitel 3.5). Der Stromverbrauch der so privilegierten Stromverbraucher entspricht rund einem Fünftel des gesamten Endstromverbrauchs (ÜNB, 2012).

Tabelle 1 Zusammensetzung der EEG-Umlage 2013

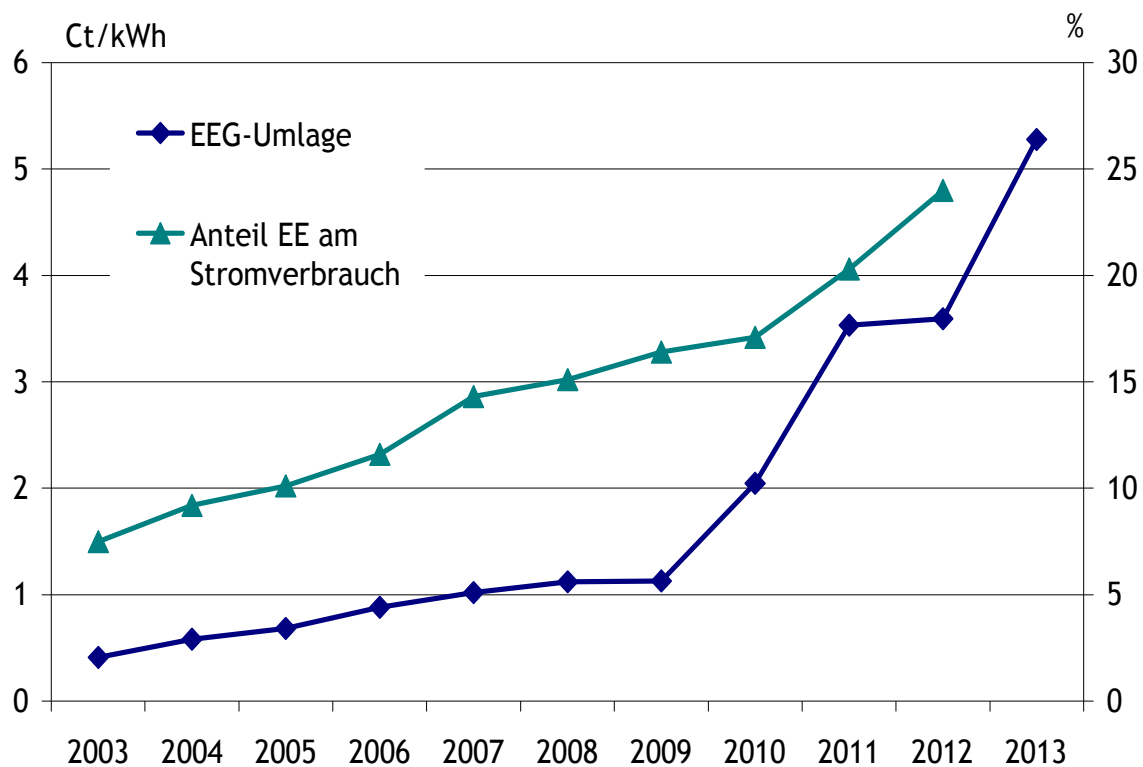
		Mrd. Euro	Anteil in Prozent an Gesamtsumme (12)	Entspricht einer Umlage von (in Ct/kWh)
	Kernumlage			
1	EEG-Vergütungen	19,028		
2	Profilserviceaufwand	0,025	nachrichtlich: 0,12	
3	Kosten für Nachrüstung von PV-Anlagen	0,105	nachrichtlich: 0,52	
4	Sonstige Kosten	0,024	nachrichtlich: 0,12	
5	<i>Summe Kosten</i>	<i>19,182</i>		
6	Einnahmen der ÜNB durch den Verkauf von EEG-Strom	-2,544		
7	Eingesparte Netzentgelte	-0,501		
8	<i>Summe Einnahmen</i>	<i>3,045</i>		
9	<i>Differenz aus 5 und 8</i>	<i>16,137</i>	<i>79,34</i>	<i>4,2</i>
	Zusatzeffekte			
10	Ausgleich des EEG-Umlagekonto	2,589	12,73	0,7
11	Liquiditätsreserve	1,614	7,94	0,4
12	Summe aus 9, 10 und 11	20,340		5,277

Quelle: ÜNB 2012, eigene Berechnungen

2.2 Wie hat sich die EEG-Umlage entwickelt?

Bis zum Jahr 2009 stieg die EEG-Umlage kontinuierlich leicht an und lag jeweils unter einem Cent pro Kilowattstunde bzw. nur leicht darüber. Im Jahr 2010 hat sie sich fast verdoppelt und stieg auf etwas über zwei Cent. Das rasante Wachstum hielt an, mit Ausnahme des Jahres 2012, in dem sie fast konstant blieb (siehe Abbildung 1). Heute ist klar, dass sie im Jahr 2012 schlicht um 0,7 Cent zu niedrig lag. Nur so konnte das Wachstum - für das eine Jahr - gestoppt werden. Umso stärker musste sie 2013 steigen.

Abbildung 1 Entwicklung der EEG-Umlage im Vergleich zur installierten Leistung von Erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung



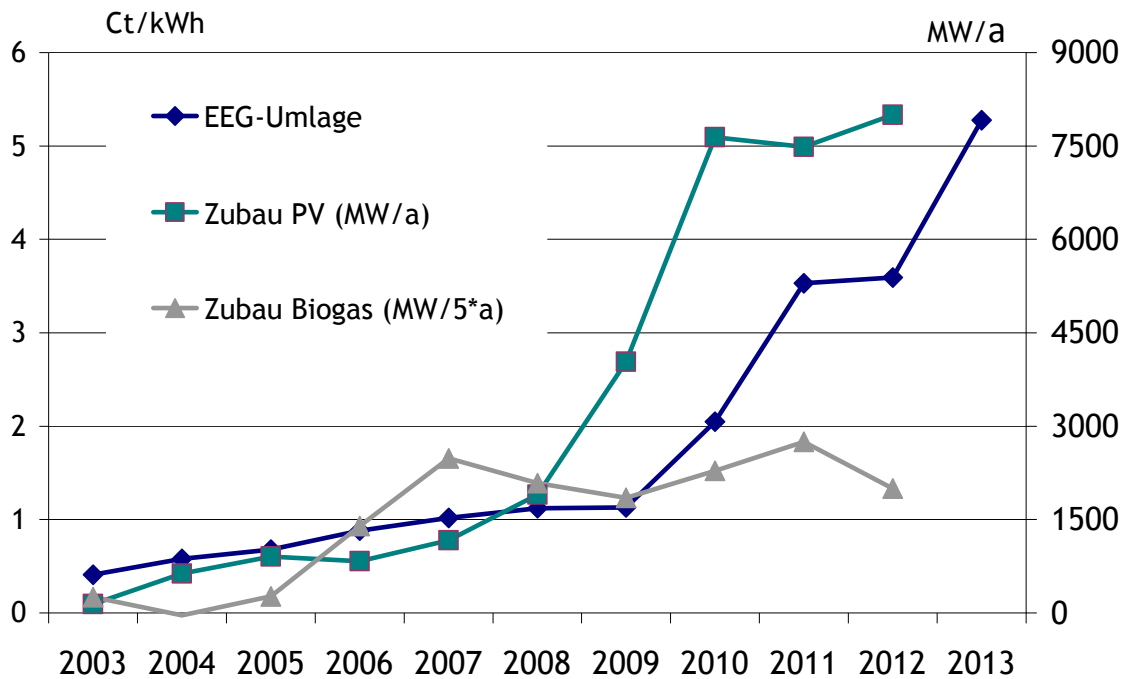
Quelle: BMU 2012a

Im Vergleich dazu stieg die Stromproduktion aus EE insgesamt vergleichsweise konstant an (siehe Abbildung 1). Entsprechend stellt sich die Frage, warum - bei konstantem EE-Zubau - die EEG-Umlage seit dem Jahr 2010 plötzlich so deutlich und überproportional stieg.

Hinweise zu dieser Frage liefert Abbildung 2. Insbesondere der Zubau von Photovoltaikanlagen stieg ab den Jahren 2008 und 2009 - anders als prognostiziert - dramatisch an. Damals lagen die Vergütungen für Strom aus PV-Anlagen noch zwischen gut 30 und gut 45 Ct/kWh. Die Vergütungsverpflichtungen, die mit diesem rasanten Ausbau zu den damals noch geltenden hohen Vergütungen für die Netzbetreiber entstanden sind, bestehen allerdings für insgesamt 20 Jahre. Diese Kosten müssen von den Stromkunden also bis etwa 2028 abgetragen werden - unabhängig davon, ob und wie der Gesetzgeber das EEG ändert. Inzwischen sind die Vergütungen für PV-Strom auf teilweise deutlich unter 18 Ct/kWh gesunken.

Bereits etwas früher, ab den Jahren 2006 und 2007, stieg der Zubau von Biogasanlagen stark an und blieb dann mit 400 bis 500 MW Zubau pro Jahr auf hohem Niveau. Im Jahr 2011 wurden sogar 550 MW zugebaut. Strom aus Biogas wird in der Regel mit 20 bis 25 Ct/kWh vergütet. Ferner werden Biogasanlagen in der Regel mit deutlich über 5000 Volllaststunden im Jahr betrieben, PV-Anlagen produzieren dagegen meist unter 1000 Volllaststunden. Daher liegt die Stromproduktion von Biogasanlagen trotz der vergleichsweise niedrigen installierten Leistung in einer ähnlichen Größenordnung wie die Solarstromproduktion. Damit sind auch die Gesamtvergütungen von Biogasanlagen für die Höhe der EEG-Umlage sehr relevant. Auch der schnelle Zuwachs von Biogasanlagen hat damit zum schnellen Wachstum der EEG-Umlage nennenswert beigetragen.

Abbildung 2 Entwicklung der EEG-Umlage im Vergleich zum Ausbau der Photovoltaik und von Biogasanlagen



Quelle: BMU, 2012a, DLR 2012

2.3 Wie setzen sich die gesamten Vergütungen zusammen?

Teilt man die insgesamt von den Netzbetreibern zu zahlenden Vergütungen auf die unterschiedlichen Sparten der EE auf, ergibt sich die in Tabelle 2 aufgeführte Verteilung. Dabei sind die von den ÜNB prognostizierten jeweiligen Strommengen zugrunde gelegt. Zum Vergleich sind die Anteile der jeweiligen Sparten an der durch das EEG finanzierten Stromversorgung angegeben.

Tabelle 2 **Anteile der EE-Sparten an der EEG-vergüteten Strommenge und an den gezahlten EEG-Vergütungen**

Sparte der Erneuerbaren Energien	Anteil an der EEG-vergüteten Strommenge (%)	Anteil an den EEG-Vergütungen (%)
Biomasse	24,7	15,1
Deponiegas, Klärgas, Grubengas	1,4	0,2
Geothermie	0,06	0,1
Photovoltaik	25,8	54,0
Wasserkraft	4,7	1,3
Windenergie an Land	41,5	16,4
Windenergie auf See	1,9	1,9

Quelle: UNB 2012, eigene Berechnungen

3 Warum die EEG-Umlage höher ausfällt als angemessen

In der aktuellen politischen Debatte wird die Höhe der EEG-Umlage als maßgebliche Angabe für die Kosten des Ausbaus der EE im Zuge der Energiewende verstanden. Diese Betrachtungsweise ist jedoch als problematisch einzustufen und wird in diesem Kapitel anhand von sechs Aspekten kritisch betrachtet.

Die ersten vier Aspekte verdeutlichen, dass der Börsenstrompreis sich nicht als Vergleichswert für die EEG-Vergütungen eignet. Wie im vorherigen Kapitel gezeigt wurde, ist die Differenz zwischen den Einnahmen für den Verkauf des EEG-Stroms an der Börse einerseits und den gesamten Vergütungen für die EE andererseits Grundbestandteil der Umlage.

Ein weiterer Aspekt ist die Begünstigung großer industrieller Stromverbraucher. Sie entspricht einer Subvention der industriellen Großverbraucher durch die übrigen Stromverbraucher. Zu dieser Thematik hat das FÖS kürzlich verschiedene Papiere veröffentlicht (FÖS 2012a, 2012b, 2012c). Außerdem ist zu beachten, dass mit den EEG-Vergütungen weit mehr finanziert wird als der Ausbau der EE allein. Die beiden letzten Punkte, die die EEG-Umlage für die nicht begünstigten Stromkunden nach oben treiben, der Energiewende anzulasten, ist unangebracht.

Auf die beiden Aspekte der fehlenden Internalisierung externer Kosten und die Wirkung des Merit-Order-Effekts wird in den Kapiteln 4 und 5 ausführlich eingegangen.

3.1 Die Vollkosten der EE-Stromproduktion werden mit den Betriebskosten konventioneller Kraftwerke verglichen

Unabhängig davon, ob wir für die Zukunft eine neue, umweltfreundlichere Stromversorgung mit EE aufbauen oder beim bisherigen Strommix bleiben wollten: Aufgrund des alten konventionellen Kraftwerkparks steht dessen Erneuerung ohnehin in den kommenden Jahren und Jahrzehnten an (VDI-Nachrichten, 2010). Auch ohne Energiewende sind also hohe Investitionen in das Stromsystem notwendig. Und diese Investitionen können offenbar nicht am derzeitigen deutschen Strommarkt refinanziert werden.

In Deutschland und in den meisten anderen Ländern mit einer marktwirtschaftlichen Stromversorgung, die mit der aktuellen deutschen vergleichbar ist, konnten und können konventionelle Kraftwerke ohne spezifische Förderung gebaut werden. Dafür kann auch am derzeitigen deutschen Strommarkt nicht genügend Geld verdient werden. Sogar bestehende Gaskraftwerke sind am derzeitigen deutschen Strommarkt offenbar nicht mehr zu betreiben, weswegen manche Stromversorger drohen, Gaskraftwerke abzuschalten (FTD, 2012). Um dies zu verhindern und somit die Stromversorgungssicherheit zu gewährleisten, hat die Bundesregierung kürzlich Regelungen getroffen, damit diese Kraftwerke als eine Notreserve betriebsbereit gehalten werden (Bundesregierung 2012b).

In vielen liberalisierten Strommärkten gibt es daher sogenannte Kapazitätsmärkte, die die für Neuinvestitionen notwendigen zusätzlichen Mittel bereitstellen (Öko-Institut, 2012 und Süßenbacher, 2011). In Deutschland wurden die in den letzten Jahren neu gebauten Kohle- und Gaskraftwerke praktisch u.a. durch den CO₂-Emissionshandel gefördert, da die Zertifikate kostenlos ausgegeben, aber dennoch eingepreist wurden. Da ab 2013 die CO₂-Zertifikate in der Regel über eine Versteigerung erworben werden müssen, entfällt diese Art der Subvention fossiler Kraftwerke. Daher verlangen potenzielle Investoren für Neubauten von konventionellen Kraftwerken seit Monaten die Einführung von Kapazitätsmärkten auch in Deutschland. Teilweise wird diese Forderung auch auf den bestehenden Kraftwerkspark ausgeweitet (EWI 2012). Dabei sollen Kraftwerke allein dafür bezahlt werden, dass sie ihre Kapazität zur Verfügung stellen, auch wenn sie keinen Strom liefern.

Während also auch der Neubau und teilweise der Betrieb von konventionellen Kraftwerken mit den Erlösen an der EEX nicht wirtschaftlich sind, ist es Ziel der Vergütungen des EEG, den Betrieb von EE-Anlagen wirtschaftlich zu machen. Die Vergütungen werden für 20 Jahre gezahlt und wurden so festgelegt, dass innerhalb dieser Zeit ein wirtschaftlicher Betrieb der Anlagen möglich ist. Innerhalb dieser 20 Jahre sollen also die vollen Investitionskosten refinanziert und die laufend anfallenden Betriebskosten abgedeckt werden. Die Vergütungen über die 20 Jahre entsprechen somit den Vollkosten der jeweiligen Anlagen. Darüber hinaus werden bei Windenergieanlagen in den ersten Jahren höhere Anfangsvergütungen ausgezahlt. Bei Anlagen auf dem Land gilt frühestens ab dem sechsten Jahr, bei Anlagen auf See frühestens ab dem neunten Jahr eine deutlich geringere Basisvergütung. Ein Großteil der Vollkosten dieser Anlagen werden also in ihren ersten Betriebsjahren - also jetzt - über die EEG-Umlage finanziert. Anschließend fallen für deren Stromproduktion kaum mehr Kosten an.

Die Börsenpreise für konventionellen Strom werden allerdings bestimmt durch die Betriebskosten des jeweiligen Grenzkraftwerkes. Andere Kraftwerke mit geringeren Betriebskosten können dann zwar mehr einnehmen, als sie Kosten für die konkrete Stromproduktion haben und können damit Teile ihrer Fixkosten abdecken, insbesondere der Investitionskosten. Diese Einnahmen reichen aber nicht aus, um Investitionen in die Erneuerung - und teilweise den Erhalt - des konventionellen Kraftwerkspark zu ermöglichen. Damit sind die EEG-Vergütungen nicht mit den Börsenstrompreisen vergleichbar und ihre Differenz entspricht nicht den Mehrkosten des EE-Ausbaus.

Ein belastbarer Vergleich der Kosten von Strom aus EE-Anlagen ist nur dann gegeben, wenn in beiden Fällen entweder Vollkosten oder Betriebskosten zugrunde gelegt werden. Daher ist ein Blick auf die Vollkosten von neuen fossilen Kraftwerken sinnvoll. Auch diese sollten dann sehr geringe Treibhausgasemissionen verursachen, damit sie mit den EE vergleichbar sind. Entsprechend kommen nur fossile Kraftwerke in Frage, die mit der Technik zur Abscheidung von CO₂ und der dauerhaften Deponierung ausgestattet sind (Carbon Capture and Storage - CCS). Solche Kraftwerke können zwar aus technischen Gründen nicht vor 2020 in Betrieb gehen, denn vorher ist diese Technik als Großtechnologie nicht verfügbar. Aber es gibt Abschätzungen darüber, wie teuer eine Stromproduktion mit CCS sein dürfte. Die Vollkosten liegen zwischen gut 7 und gut 10 Ct/kWh - und damit teilweise über denen von beispielsweise Windenergie an Land (Wuppertal Institut 2010).

Zu berücksichtigen ist dabei allerdings, dass solche CCS-Kraftwerke noch immer deutlich mehr Treibhausgas ausstoßen als die meisten EE-Anlagen. Wird die gesamte Prozesskette vom Kohleabbau und -transport über die Verbrennung der Kohle, die Abtrennung des CO₂, dessen Transport zur Deponie bis zur Deponierung betrachtet, dann entstehen auch bei CCS-Kohlekraftwerken Treibhausgasemissionen in Höhe von 175 bis 260 g/kWh. Windenergieanlagen sind dagegen auch bei der Betrachtung der ganzen

Prozesskette für nur 23 g/kWh Treibhausgasemissionen verantwortlich. Ein durchschnittliches deutsches Steinkohlekraftwerk stößt rund 875 g/kWh aus (Wuppertal Institut 2010).

Abbildung 3 Stromgestehungskosten von CCS-Kraftwerken für das Jahr 2020 (Zinssatz 6%/a, Abschreibung 25a, variable Laufzeiten)

Kraftwerkstyp	Stromgestehungskosten (Ct/kWh)
Erdgas GuD	10,35
SK-Dampf	9,80
SK-IGCC	10,05
BK-Dampf	7,11

Quelle: Wuppertal Institut 2010

Vergleicht man also die Vollkosten der EE mit vergleichbaren Erdgas- oder Kohlekraftwerken stellt sich heraus, dass viele der EE, insbesondere Windenergie an Land, gar nicht teurer sind als die fossile Alternative. Das gleiche gilt im Übrigen für die Vollkosten von Atomkraftwerken. Dennoch weist die EEG-Umlage auch für den kostengünstigsten EEG-Strom Kosten aus.

Auch wenn die Modernisierung unseres Kraftwerksparks ohne oder mit weniger EE stattfinden würde, müssten zusätzliche Kosten getragen werden. Dies würde den Strompreis an der Börse und für den Endkunden erhöhen - wenn die notwendigen Subventionen nicht aus Steuergeldern finanziert werden sollen. Strom wird also teurer - mit und ohne Energiewende. Durch die Energiewende findet diese Modernisierung nicht nur anders, nämlich umweltfreundlicher, statt, sondern ggf. auch etwas früher. Diese ökologische Modernisierung mag heute für die Stromkunden teurer sein als ein schlichtes Ersetzen der alten konventionellen Kraftwerke durch neuere. Die Kosten der ökologischen Modernisierung müssen aber verglichen werden mit einer konventionellen Erneuerung. Mit der EEG-Umlage wird der EE-Ausbau dagegen mit einem ehemaligen Status-quo verglichen, der auch dann nicht mehr existieren würde, wenn es in den letzten Dekaden keine Förderung der EE durch das EEG und seine Vorgängerregelung gegeben hätte.

3.2 Die Kosten der EE werden mit denen von alten, abgeschriebenen und subventionierten Kraftwerken verglichen

Der konventionelle Kraftwerkspark ist zum allergrößten Teil alt, abgeschrieben und wurde mit massiven staatlichen Subventionen errichtet. In den heutigen Kosten dieser Kraftwerke gehen weder die damaligen noch die heutigen Subventionen ein. Damit gehen diese Subventionen auch nicht in den Strompreis an der Börse und in die Ermittlung der EEG-Umlage ein. Würde das geschehen, wäre die Umlage deutlich niedriger.

Auch konventionelle Energieerzeugungstechnologien haben in ihrer Markteinführungsphase und darüber hinaus von Subventionen und weiteren staatlichen Förderungen profitiert. Eine Studie des FÖS beziffert die staatlichen Förderungen im Gesamtzeitraum 1970-2012 auf 213 Mrd. Euro für Atomenergie, 311 Mrd. Euro für Steinkohle und 87 Mrd. Euro für Braunkohle. Die bisherige Förderung erneuerbarer Energien liegt mit 67 Mrd. Euro noch deutlich darunter. Darin enthalten sind Finanzhilfen (z.B. Forschungsausgaben für Atomenergie oder Absatzbeihilfen für den Steinkohlenbergbau), Steuervergünstigungen (z.B. Ungleichbehandlung bei der Energiebesteuerung) und weitere begünstigende Rahmenbedingungen (wie die Regelung zu den Entsorgungsrückstellungen in der Atomwirtschaft und das EEG) (FÖS 2012d).

Aus heutiger Sicht sind die meisten früheren Förderungen insbesondere der Atomenergie "sunk costs", die keinen direkten Einfluss auf die heutige Wettbewerbsposition zu haben scheinen. Hätten die AKW-Betreiber allerdings in der Aufbauphase auch nur einen relevanten Teil der Kosten selbst tragen müssen,

wäre diese Technologie nie eingeführt worden. Die hohen vergangenen Förderungen haben die heutige Marktposition der Atomenergie überhaupt erst ermöglicht. Fast alle Förderungen sind zumindest indirekt relevant für die Markteinführung und Wettbewerbsvorteile zugunsten der Atomenergie. Die Evolutorische Ökonomik zeigt, dass ein in der Vergangenheit eingeschlagener Entwicklungspfad Innovationen erschwert oder sogar verhindern kann. So verfügen etablierte Technologien über eine Reihe von Vorteilen, die den Marktdurchbruch für Innovationen erschweren (so genannte Pfadabhängigkeit). Die Entwicklung der vergangenen 50 Jahre hätte mehr und frühere Chancen für umweltfreundliche Energien bereitgehalten, wären zum Beispiel nicht die Stromnetze auf zentrale Kraftwerke ausgerichtet oder die Forschung nicht einseitig in Richtung Atomenergie gelenkt worden.

3.3 Konventionelle Energien verursachen hohe Umweltkosten - die in keiner Rechnung auftauchen

Der deutsche fossile Kraftwerkspark erzeugt erhebliche negative Umweltauswirkungen, insbesondere trägt er zum Klimawandel bei. Das hat hohe Umweltkosten zur Folge, die den Kraftwerksbetreibern aber nur völlig unzureichend in Rechnung gestellt werden. Auch mit dem europäischen Emissionshandel werden die externen Kosten des CO₂ Ausstoßes nur unzureichend internalisiert. Die Vergütungen für Strom aus vergleichsweise deutlich umwelt- und klimafreundlicheren EE-Strom werden aber mit den Kosten dieses fossilen Kraftwerksparks verglichen, der maßgeblich den Strompreis an der Börse EEX und am nicht über die Börse gehenden Handel bestimmt.

So ließe sich bei einer weitgehenden Internalisierung der negativen externen Effekte des CO₂-Ausstoßes, ausgehend von externen Kosten in Höhe von 80 Euro/tCO₂, der Börsenstrompreis um rund 33 Ct/kWh erhöhen und damit die EEG-Umlage für 2013 um 45 Prozent auf 2,9 Ct/kWh reduzieren. Auf diesen Aspekt wird in Kapitel 4 ausführlich eingegangen.

3.4 Erneuerbare Energien senken den Strompreis am Großmarkt - die Stromkunden sehen davon aber nichts (Merit-Order-Effekt)

Der Ausbau der EE hat dazu geführt, dass der Preis für Strom an der Börse deutlich gesunken ist - im Jahr 2011 um knapp einen Cent pro Kilowattstunde (Merit-Order-Effekt) (BMU 2012a). Dies ist aus zwei Gründen für die Beurteilung der EEG-Umlage relevant: 1) weil der durch den Ausbau der EE bewirkte Preisrückgang weder in der EEG-Umlage eingerechnet noch anderswie für die Kunden erkennbar ist und 2) weil der niedrigere Börsenpreis die Differenz zwischen EEG-Vergütungen und Erlösen beim Verkauf des vergüteten EE-Stroms vergrößert - und damit die EEG-Umlage ebenfalls steigen lässt. Auf diesen Aspekt wird in Kapitel 4 ausführlicher eingegangen.

3.5 Das EEG subventioniert die großen Stromverbraucher - der Normalkunde bezahlt dafür

In Deutschland entfällt nahezu die Hälfte des gesamten Stromverbrauchs auf die Industrie. Für etwa ein Drittel davon zahlte die Industrie jedoch lediglich eine reduzierte Umlage von 0,05 Ct/kWh (Industrieunternehmen, die unter der so genannten Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) als stromintensiv gelten). Zusätzlich ist fast ein Viertel des industriellen Stromverbrauchs allein über das Eigenstromprivileg gedeckt, bei dem die EEG-Umlage vollständig entfällt. Damit ist rund ein Viertel des gesamten Nettostromverbrauchs in Deutschland teilweise oder vollständig von der EEG-Umlage befreit.

Entsprechend dem Verursacherprinzip sollten alle Stromverbraucher gemessen an ihrem Stromverbrauch in gleicher Weise an der Finanzierung des EE-Zubaus beteiligt werden. Die stromintensive Industrie wird tatsächlich jedoch nur marginal an den Kosten der Energiewende beteiligt. Dadurch steigen die Kosten für die restlichen Verbraucher. In 2012 betrug der Beitrag der begünstigten Industrie nur ein Prozent an den Umlagekosten des EEG - obwohl die begünstigte Strommenge rund 18 Prozent des EEG pflichtigen

Stromverbrauchs ausmachte. Wenn man die Eigenstrombefreiung dazurechnet (und davon ausgeht, dass Eigenerzeugung hauptsächlich bei der begünstigten Industrie zum Einsatz kommt), ergibt sich sogar ein Anteil von 25 Prozent am Nettostromverbrauch. In 2012 führten die Industriebegünstigungen zu Entlastungen für die Industrie in Höhe von rund 3,6 Milliarden Euro, in 2013 werden sie auf 5,6 Milliarden steigen (FÖS 2012d). Das Volumen der Entlastungen hat sich in den letzten zwei Jahren verdoppelt und verspricht weiter zu steigen. Wenn man die BesAR nach EEG 2009 mit der Neuerung durch EEG 2012 vergleicht, kann festgestellt werden, dass das Entlastungsvolumen der Industrie durch die Ausweitung der BesAR noch einmal um 327 Millionen Euro, und somit um weitere sechs Prozent, steigen wird.

Die Mehrkosten tragen private Haushalte, Gewerbe, Handel und Dienstleistung sowie kleinere Industrieunternehmen. Auf die Stromkosten eines durchschnittlichen Haushalts mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3.500 kWh hochgerechnet, bedeuten die Industrievergünstigungen Zusatzkosten in Höhe von 51 Euro (2013) pro Jahr. Denn durch die umfangreichen Ausnahmen für die stromintensive Industrie durch BesAR und Eigenstromprivileg wird die EEG-Umlage „aufgeblasen“. Wenn alle Stromverbraucher in gleichem Maße belastet werden würden, ließe sich die Umlage 2013 um über ein Viertel reduzieren. Sie läge dann für das nächste Jahr (2013) bei 3,83 Ct/kWh statt der tatsächlichen 5,28 Ct/kWh (FÖS 2012c). Eine deutliche Rückführung der Begünstigungen auf das notwendige Maß, um die Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Produktionsprozesse in Deutschland zu erhalten, könnte die Umlage um bis zu 1,4 Ct/kWh senken (FÖS 2012a).

Durch die Industriebegünstigungen soll eine Gefährdung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Industrien vermieden werden. Im Prinzip sollten also nur Unternehmen befreit werden, die im internationalen Wettbewerb stehen. Tatsache ist jedoch, dass die Ausnahmen pauschal und unabhängig von der Handelsintensität eines Unternehmens gewährt werden. Industrieunternehmen haben sogar den Anreiz, soviel Strom wie möglich zu verbrauchen, um Vergünstigungen zu erhalten, statt Energie einzusparen. Um von den Begünstigungen zu profitieren, muss lediglich ein Stromkostenanteil von 14 Prozent an der Bruttowertschöpfung (nach EEG 2012 gültig ab 2013) und ein Jahresstromverbrauch von mindestens einer Gigawattstunde nachgewiesen werden. Sie kommen also auch Industrieunternehmen zu Gute, die möglicherweise relativ hohe Energiekosten haben, denen jedoch ohne die Preisnachlässe nicht der Verlust der Wettbewerbsfähigkeit droht. So finden sich unter den begünstigten Unternehmen auch Unternehmen des Ernährungsgewerbes oder der Energieversorgung. Selbst unter den energienintensivsten Branchen gibt es Wirtschaftszweige, die einen Abbau von Vergünstigungen verkraften könnten, wie z.B. für die Papier- und Zementindustrie gezeigt wurde. Die Zementindustrie beispielsweise ist zwar sehr energieintensiv (52 Prozent Energiekostenanteil an der Bruttowertschöpfung) aber es besteht kaum Handel, weder innerhalb noch außerhalb der EU. Höhere Strompreise können der Wettbewerbsfähigkeit hier also wenig schaden, denn die Industrie sieht sich kaum der internationalen Konkurrenz ausgesetzt. Die Subvention durch die EEG-Begünstigungen ist hier vollkommen ungerechtfertigt.

3.6 Mit den EEG-Vergütungen wird viel mehr finanziert als der schlichte Ausbau der EE

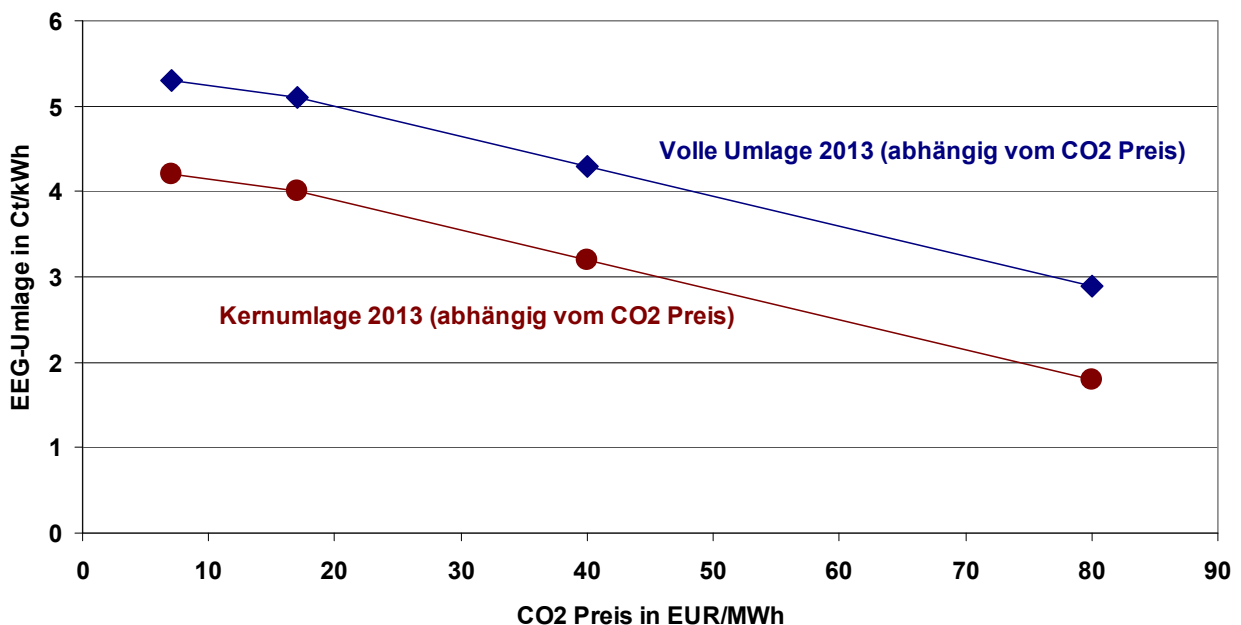
Mit der EEG-Umlage wird nicht nur die Stromerzeugung aus EE ermöglicht. Darüber hinaus werden vielmehr auch Maßnahmen finanziert, die nicht den Kosten der Energiewende hinzugerechnet werden können. Hierzu zählt etwa eine umweltfreundlichere Abfall- und Abwasserentsorgung sowie eine erhöhte Einsparung von klimaschädlichem Methangas im Zuge der Förderung von Biogasanlagen. Auch für einen verbesserten Natur- und Gewässerschutz durch die Modernisierung von Wasserkraftwerken werden bedeutende Anreize geschaffen. Darüber hinaus stellt die technologische Verbesserung und die damit verbundene Preissenkung von PV-Anlagen einen bedeutenden Beitrag im Bereich der technischen Entwicklungszusammenarbeit dar. All diese Effekt und Maßnahmen werden durch die EEG-Umlage ermöglicht und entsprechen somit einem Mehrnutzen des EEG (siehe hierzu auch den Argumentationsleitfaden zum Mehrnutzen des EEG - FÖS 2012e).

4 Konventionelle Energien verursachen hohe Umweltkosten - die in keiner Rechnung auftauchen

Der deutsche fossile Kraftwerkspark erzeugt erhebliche negative Umweltauswirkungen, insbesondere trägt er zum Klimawandel bei. Das hat hohe Umweltkosten zur Folge, die in den Kraftwerksbetreibern aber nur völlig unzureichend in Rechnung gestellt werden. Die Vergütungen für Strom aus vergleichsweise deutlich umwelt- und klimafreundlicheren EE-Strom werden aber mit den Kosten dieses fossilen Kraftwerksparks verglichen, der maßgeblich den Strompreis an der Börse EEX und auf dem Großmarkt bestimmt.

Die externen Kosten des CO₂ Ausstoßes werden auch durch den europäischen Emissionshandel nicht ausreichend internalisiert. Die Emissionsobergrenze ist, insbesondere in Anbetracht der europäischen Wirtschaftskrise, nicht ambitioniert genug und führt zu einem sehr niedrigen CO₂-Preis, der die externen Kosten der Emissionen nicht deckt. Bei einer weitgehenden Internalisierung der Kosten, würde der Börsenstrompreis steigen. Mit einem steigenden Börsenstrompreis sinkt die EEG-Umlage. Es entstehen außerdem gleiche Wettbewerbsvoraussetzungen für konventionellen und für erneuerbaren Strom. Die Einsparmöglichkeiten je nach Höhe des CO₂-Preises veranschaulicht Abbildung 4.

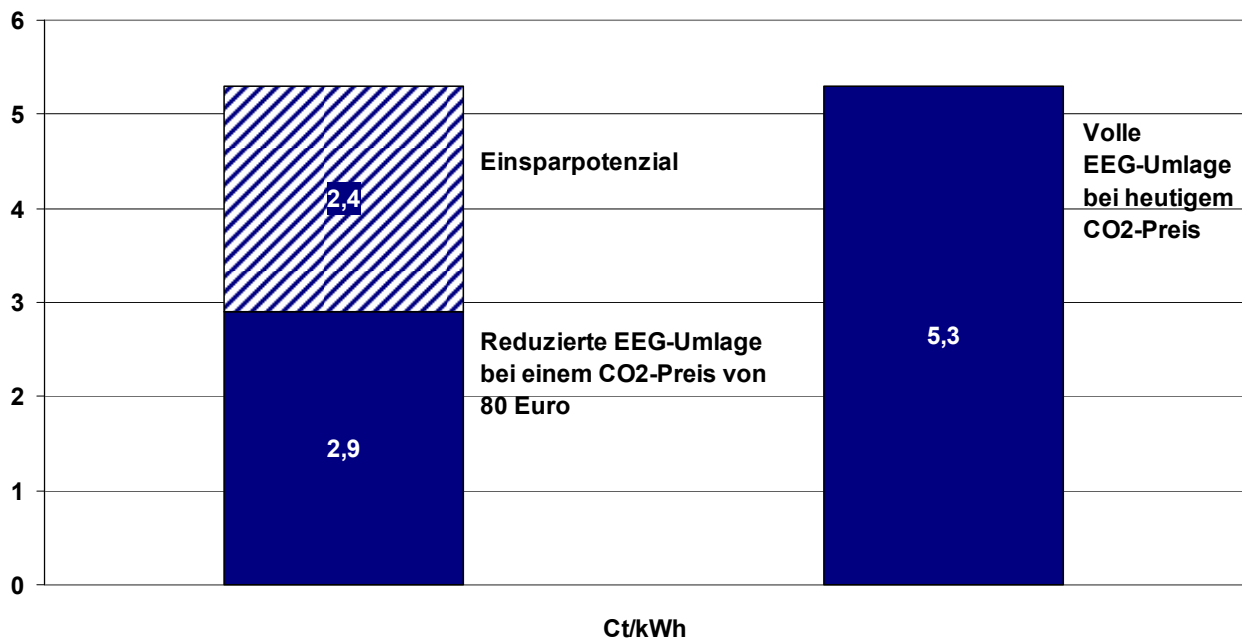
Abbildung 4 Zusammenhang von CO₂-Zertifikatspreis und Brutto-EEG-Umlage im Jahr 2013, basierend auf einer Modellrechnung der Prognos AG und angepasst an die tatsächliche Umlage 2013



Quelle: Prognos AG, s. Anhang, eigene Berechnung

Bei einer weitgehenden Internalisierung der negativen externen Effekte des CO₂-Ausstoßes, ausgehend von externen Kosten in Höhe von 80 Euro/tCO₂, lässt sich der Börsenstrompreis um 33 Ct/kWh erhöhen und die EEG-Umlage für 2013 um 45 Prozent auf 2,9 Ct/kWh reduzieren. Abbildung 5 veranschaulicht diese Größenordnung. Wir empfehlen eine der Reformvorschläge aus Kapitel 6.1 den CO₂-Preis angemessen zu erhöhen.

Abbildung 5 Einsparpotenzial eines CO₂-Preises von 80 Euro im Vergleich zur Umlage bei heutigem CO₂-Preis von 7 Euro



Quelle: Eigene Darstellung

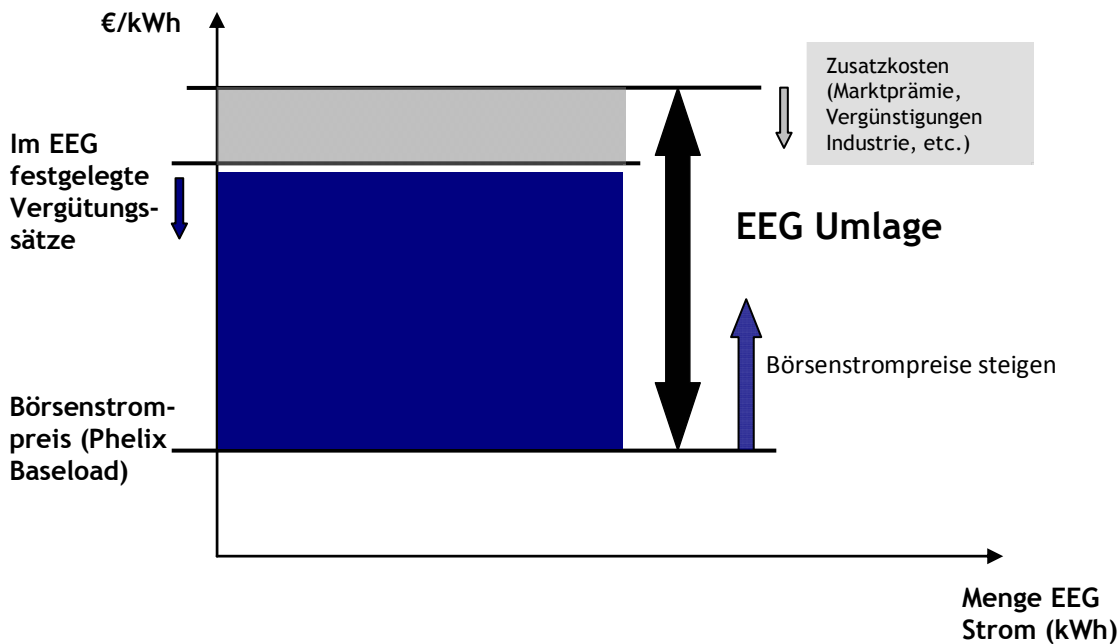
Dabei empfehlen sich folgende Schritte:

- Ab 2013 Senkung des Emissionshandelsdeckels bzw. Einführung einer CO₂-Brennstoffsteuer, so dass insgesamt 20 Euro/tCO₂ der externen Kosten internalisiert werden. Diese Maßnahme wird die EEG-Umlage um rund 0,3 Ct/kWh absenken.
- Ab 2014 bis 2020: schrittweises Anziehen des Emissionshandelsdeckels bzw. der CO₂-Brennstoffsteuern bis auf 80 Euro/tCO₂, so dass die externen Kosten der konventionellen Stromerzeugung weitgehend eingepreist werden. Damit lassen sich, basierend auf Berechnungen für 2013, 2,4 Ct/kWh bei der EEG-Umlage einsparen.

4.1 Zusammenhang zwischen EEG-Umlage und der Einpreisung der externen Kosten konventioneller Energien

Die EEG-Umlage lässt sich grundsätzlich an unterschiedlichen Stellschrauben reduzieren. Eine Option besteht darin, die Vergütungssätze zu senken, eine andere die in der Umlage gewälzten Zusatzkosten, die durch Mechanismen wie die Marktprämie, das Grünstromprivileg oder die Industrievergünstigungen (BesAR) entstehen, zu vermindern. Ein dritter Hebel sind Maßnahmen, die zu einer besseren Internalisierung der externen Kosten der fossilen und atomaren Stromerzeugung führen. Da dadurch der allgemeine Strompreis an den Märkten steigt, sinken die Differenzkosten zwischen den konventionellen und den Erneuerbaren Energien - und damit die EEG-Umlage. Um diesen Hebel soll es im Folgenden gehen. Abbildung 6 veranschaulicht die drei Stellschrauben.

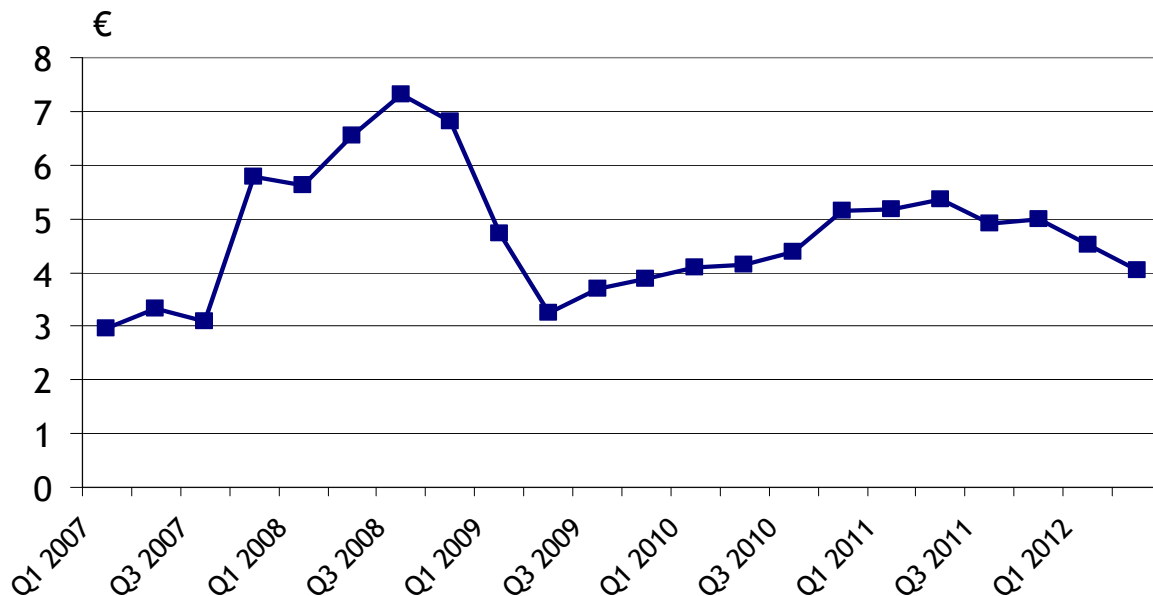
Abbildung 6 Stellschrauben zur Senkung der EEG-Umlage



Quelle : Eigene Darstellung

Die EEG-Umlage besteht zu 79 Prozent aus der Differenz zwischen Börsenstrompreis und den höheren Vergütungen für EE Strom (IZES 2012). Auch wenn über die Verbraucherstrompreise geklagt wird - der Börsenstrompreis ist nicht zu hoch und ist in den letzten Jahren nicht gestiegen. Siehe dazu auch die Entwicklung des Spotmarkt Strompreises in Abbildung 7.

Abbildung 7 Entwicklung des Spotmarkt Strompreises, Durchschnittswerte je Quartal



Quelle: Eigene Darstellung

Wenn der Börsenpreis für Strom sinkt, steigt automatisch die EEG-Umlage - und umgekehrt. Dies ist besonders paradox in Anbetracht der Tatsache, dass die Einspeisung von EE-Strom über den Merit-Order-

Effekt den Börsenstrompreis senkt. Je mehr EE-Strom eingespeist wird desto stärker wird der konventionelle Strom vom Markt verdrängt. Da erst die teuersten Kraftwerke aus dem Markt gedrängt werden, fällt der Strompreis. Folglich steigt die EEG-Umlage - wenn man so will ein Teufelskreis. Die Verbraucher werden durch diesen paradoxen Sachverhalt besonders stark belastet, da sie die EEG-Umlage tragen und gleichzeitig die Stromversorger die sinkenden Einkaufsstrompreise zumindest nicht vollständig an die Verbraucher weitergeben (Harms 2012; IWR 2012).

Doch neben der im Großhandel Strompreis senkenden EE-Einspeisung liegt es auch an den vermeintlich kostengünstigen konventionellen Energien, die dafür sorgen, dass der Strompreis nicht höher liegt. Doch fossile Energien belasten das Klima mit CO₂ Emissionen und Atomenergie birgt potenziell teure Risiken eines nuklearen Unfalls und zukünftige Kosten durch Altlasten. Diese externen Kosten, die nicht die Stromkunden sondern Dritte tragen, müssen entsprechend des Verursacherprinzips internalisiert werden.

Der Strompreis bildet sich über die Kosten der am Markt angebotenen Energieträger. Dabei sollten alle Kosten berücksichtigt werden. Dazu zählen neben den Kosten für Erzeugung, Transport und Vertrieb des Stroms auch externe Kosten. Für die Internalisierung externer Kosten bieten sich zwei Instrumente unterschiedlichen Typs an - der Emissionshandel und eine CO₂/Energiesteuer, die sich nach dem CO₂ Ausstoß der Einsatzstoffe bei der Energiegewinnung richten sollte. Beide Instrumente belegen Emissionen mit einem Preis.

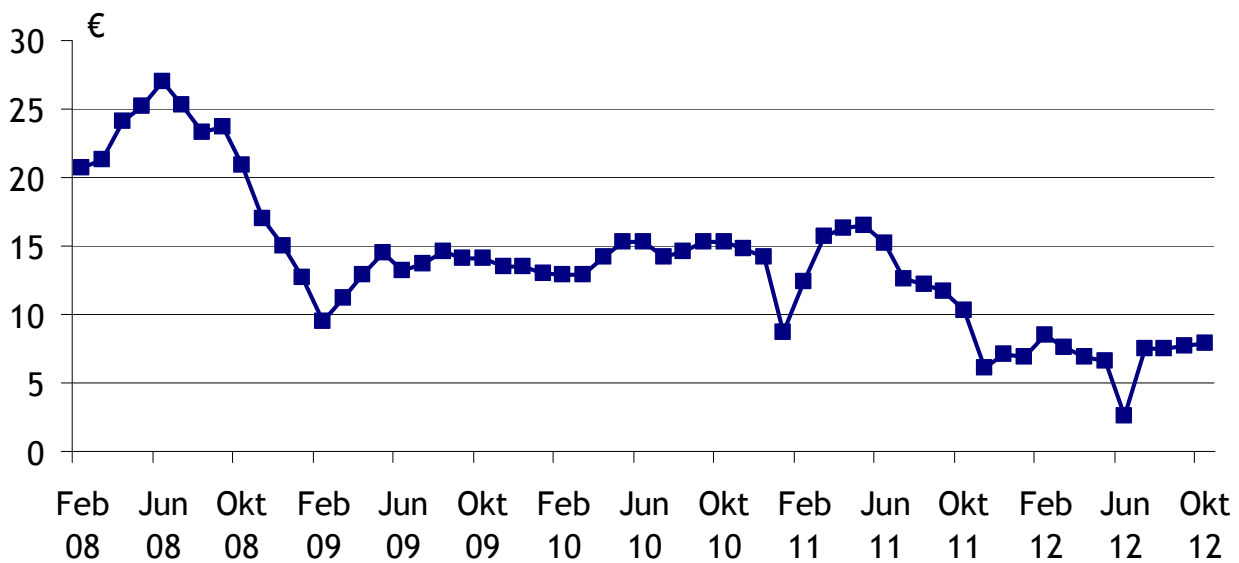
Werden mit Hilfe eines dieser Instrumente die externen Kosten der konventionellen Energieträger internalisiert, dann ist das ein Schritt in Richtung „level playing field“, also in Richtung gleicher Ausgangsbedingungen für alle Marktteilnehmer. Solange diese gleichen Wettbewerbsvoraussetzungen nicht hergestellt sind, erscheinen Erneuerbare Energien, die über deutlich niedrigere externe Kosten verfügen, teurer als sie für die Gesellschaft tatsächlich sind. Und nicht nur die unterschiedlich hohen externen Kosten sondern auch Subventionen und Steuervergünstigungen für konventionelle Energieträger verhindern momentan ein level playing field. Summiert man externe Kosten, Subventionen und Steuervergünstigungen der konventionellen Energien ergäbe sich eine „konventionelle-Energien-Umlage“ von über 10 Ct/kWh - das ist rund dreimal so viel wie die EEG-Umlage von 2012 (FÖS, 2012d).

Die sozialen Auswirkungen, die ein politisch gewollter steigender Strompreis auf sozial schwache Stromkunden möglicherweise hat, müssen durch gezielte soziale Maßnahmen ausgeglichen werden. Die Ausgestaltung solcher Maßnahmen muss an anderer Stelle genauer analysiert werden.

Einpreisung externer Kosten durch Emissionshandel

Seit 2005 soll der europäische Emissionshandel (EU ETS) dafür sorgen, dass die klimaschädlichen Treibhausgasemissionen des fossilen Energieverbrauchs eingepreist werden. Beim Emissionshandel handelt es sich um ein Mengeninstrument. Die Treibhausgasemissionen werden gedeckelt (Cap) und somit das Gut „Atmosphäre als Deponie“ verknappt. Der Preis für den CO₂ Ausstoß bildet sich über Angebot und Nachfrage innerhalb des „Caps“, wobei das Angebot durch den Cap politisch vorbestimmt ist. Idealerweise entspricht an diesem Punkt der Grenzscha-den einer weiteren Emission genau den Grenzkosten der Vermeidung einer weiteren Emission. Soweit die Theorie. In der Praxis muss diese volkswirtschaftlich erwünschte Emissionsmenge - das Angebot - erst einmal bestimmt und unter den Emittenten aufgeteilt werden. In der ersten Handelsperiode 2005-2007 war die gedeckelte Emissionsmenge so hochgeschraubt, dass sich das Angebot an Zertifikaten der Nachfrage näherte und damit der Preis in den Keller ging. In der zweiten Periode 2008-2012 wurde das Cap etwas angezogen. Doch im Zuge der europäischen Finanz- und Wirtschaftskrise ging 2008 die wirtschaftliche Produktion zurück und die vorgegebenen Zielwerte konnten oft ohne Anstrengung eingehalten werden. Dazu beigetragen hat auch der Ausbau der Erneuerbaren Energien, der in der EU schneller voranging als bei der Festlegung des Caps angenommen wurde. Folglich fiel wieder der CO₂ Preis. Abbildung 8 zeigt die Entwicklung des CO₂ Preises (bzw. den im EU ETS gehandelten Zertifikaten) ab 2008 bis heute.

Abbildung 8 Entwicklung des CO₂ Preises (EUA) im EU Emissionshandel von Februar 2008 bis Oktober 2012 (zweite Handelsperiode des EU ETS)



Quelle: Bluenext 2012, eigene Darstellung

Von anfänglichen 20 bis 27 Euro stürzte der Preis schon im ersten Jahr auf unter zehn Euro ab. Von 2009 bis 2010 schien sich der Preis bei elf bis fünfzehn Euro einzupendeln, seit 2011 geht es jedoch weiter bergab und im Moment liegt er bei rund sieben Euro pro Tonne CO₂ Emissionen. KfW-Chefvolkswirt Norbert Irsch rechnet auch mit Beginn der dritten Phase ab 2013 nicht mit einem Anstieg des CO₂ Preises (CO₂ Handel 2012). In Anbetracht der niedrigen CO₂ Preise haben Akteure wenig Anreize zusätzliche Emissionen zu vermeiden. Damit bewirkt der Emissionshandel bei seiner derzeitigen Ausgestaltung weder relevante Anreize zur Umgestaltung des Stromsystems noch internalisiert er die externen Kosten in angemessener Form.

Einpreisung externer Kosten durch eine Steuer auf Einsatzstoffe (CO₂-Steuer)

Die externen Kosten des Ausstoßes von Treibhausgasemissionen lassen sich auch durch den Einsatz einer CO₂/Energiesteuer auf Einsatzstoffe bei der Stromerzeugung internalisieren (siehe hierzu FÖS, 2012f). Eine solche Primärenergiesteuer im Strombereich existiert in dieser Form in Deutschland bisher nicht. Die Energiebesteuerung in Deutschland ist nicht als systematischer Tarif ausgestaltet, sondern ist ein historisch gewachsenes System von einzelnen Steuersätzen. Der Einsatz von Energieträgern in der Stromerzeugung und in energieintensiven Prozessen ist jedoch von dieser Energiebesteuerung befreit, Gas seit 2006 und Kohle schon davor. Dafür wurde im Rahmen der Ökosteuerreform 1999 die Stromsteuer eingeführt. Auch die Stromsteuer ist in diesem Sinne keine CO₂ Steuer. Würde man diese Steuer auf die CO₂-Emissionen der Stromproduktion umlegen, entspräche sie rund 35 Euro/tCO₂. Die Besteuerung richtet sich allerdings nicht nach dem CO₂-Gehalt der jeweiligen Energiequelle, mit der der Stroms erzeugt wurde sondern wird nach der Stromproduktion beim Stromverbrauch selber erhoben. Sie beträgt 2,05 Ct/kWh und schafft dadurch ein Anreiz für einen effizienteren Stromeinsatz. Doch große Teile des Stromverbrauchs, dazu zählen energieintensive Prozesse, das produzierende Gewerbe und die Land- und Forstwirtschaft, sind von der Stromsteuer befreit oder begünstigt. Ökostrom, den der Verbraucher als Strommix dem öffentlichen Netz entnimmt, ist von der Besteuerung nicht ausgenommen - obwohl dessen externen Kosten in der Regel sehr gering sind. Seit 2011 plant die EU Kommission die EU Energiesteuerrichtlinie zu modernisieren und die Besteuerung von Energieprodukten abhängig von CO₂ Emissionen zu gestalten (EU Kommission 2012).

4.2 Aktuelle Misstände

Die tatsächlichen externen Kosten konventioneller Energien zu berechnen ist relativ kompliziert. Es existieren unterschiedliche Schadensfunktionen und Risikobewertungen und jede Berechnung umfasst unterschiedlich viele Auswirkungsgebiete wie z.B. Klima, Gesundheit, etc.. Eine Studie im Auftrag des BMU konstatiert, dass die externen Kosten des CO₂ Ausstoßes bei rund 80 Euro pro Tonne CO₂ liegen (Fraunhofer ISI 2012). Dabei werden alle externen negativen Auswirkungen auf Klima, Gesundheit, landwirtschaftliche Erträge, Artenvielfalt und Gebäudesubstanz, die in Beziehung mit der Emission von Treibhausgasen stehen, berücksichtigt. Diese Studie aktualisiert eine Studie von (Krewitt & Schlomann 2006), in der die externen Kosten noch mit 70 Euro/tCO₂ bewertet wurden. Es handelt sich um eine Metastudie, die die unterschiedlichsten Ansätze und Abschätzungen vergleicht, die eine Bandbreite von 0 bis 300 Euro/tCO₂ für die marginalen Schadenskosten des Klimawandels haben. In einer Modellanalyse des EU Klimapakets 2008 sieht das kosteneffizienteste Szenario einen CO₂-Preis von 40 Euro/tCO₂ vor (Capros, Mantzos, Papandreou, & Tasios 2008). Der "Stern Review"-Bericht nennt rund 68 Euro/tCO₂ (Preisbasis 2000; 85 US\$/tCO₂) als soziale Kosten der CO₂ Emissionen (Stern 2006). Offensichtlich liegt noch immer eine große Varianz in den Abschätzungen der externen Kosten vor. Im Folgenden gehen wir daher von der Bewertung in der aktuellsten BMU-Studie aus, 80 Euro/tCO₂. Diese Zahl basiert auf einer Metastudie und erscheint daher ein guter Mittelwert.

Diese externen Kosten, "Umweltkosten", der konventionellen Energie werden im Moment nur unzureichend internalisiert. Weder Emissionshandel noch CO₂-Steuern auf Einsatzstoffe der Stromerzeugung bilden die tatsächlichen Kosten der konventionellen Stromerzeugung ab - mit Auswirkungen für die EEG-Umlage. Der Strompreis liegt niedriger als er nach Berücksichtigung aller Kosten liegen sollte. In der Folge erscheinen die EE teurer als sie sind, und die EEG-Umlage wird durch den niedrigen Börsenstrompreis aufgeblasen.

Emissionsobergrenze im Emissionshandel zu großzügig, CO₂-Preis zu gering

Der CO₂ Preis erfüllt auch in der zweiten Phase des europäischen Emissionshandels (EU ETS) nicht die Erwartungen. Das Problem ist, dass viele Berechnungen und Vergünstigungsregelungen einen wesentlich höheren Zertifikatspreis zur Grundlage haben. So gehen beispielsweise die Richtlinien zu staatlichen Beihilfen für Industriebranchen aufgrund von Carbon Leakage von einem Preis von 20 Euro/tCO₂ aus (European Commission 2012). Tatsächlich fallen die berücksichtigten Kosten in diesem Maße aber nicht an. Im August 2012 liegt der Zertifikatspreis bei rund sieben Euro, um 65 Prozent niedriger als in diesen Studien erwartet. Bei Einführung des europäischen Emissionshandels ging man von einem anfänglichen CO₂ Preis von 30 Euro/tCO₂ aus. Nach der Talfahrt des Zertifikatspreises seit Beginn der Wirtschaftskrise 2008 will die EU Kommission nun die Zahl der Emissionsrechte verknappen (Frankfurter Rundschau 2012). Ab 2015 plant die Generaldirektion Klima Zertifikate vom Markt zu nehmen um den Preis auf 40 Euro/tCO₂ zu treiben. Wir zeigen daher, welche Auswirkungen ein CO₂-Preis von 40 Euro/tCO₂ auf die EEG-Umlage hätte.

Wesentlich verhaltener schätzte die Bundesregierung den CO₂-Zertifikatspreis für die Kalkulation des Budgets für den Energie- und Klimafonds auf 17 Euro pro Tonne CO₂ (Bundesregierung 2012a). Die Erlöse aus den Zertifikaten fließen in den Klimafonds, der dann zur Finanzierung unterschiedlicher Energiewendemaßnahmen verwendet wird - und nun ein wesentlich schlankeres Volumen hat als erwartet (ZEIT 2012; dpa 2012).

Durch den aktuellen CO₂ Preis von sieben Euro werden die externen Kosten des fossilen Energieverbrauchs nicht adäquat eingepreist. Die im Moment geltende Emissionsobergrenze des EU ETS ist nicht ambitioniert genug. Die Zertifikate wurden auch in der zweiten Handelsperiode zu großzügig verteilt, aus Angst vor "Carbon Leakage". Doch diese Gefahr wird oftmals überschätzt (Martin, Muuls, Preux, & Wagner 2012). Aktuelle Studien zeigen auf, wie eine "Reparatur" des europäischen Emissionshandels, die den CO₂ Preis

deutlich erhöhen würde, funktionieren könnte und es dabei kaum zu einem relevanten Carbon Leakage kommen würde (Öko-Institut 2012).

CO₂-Steuer fehlt

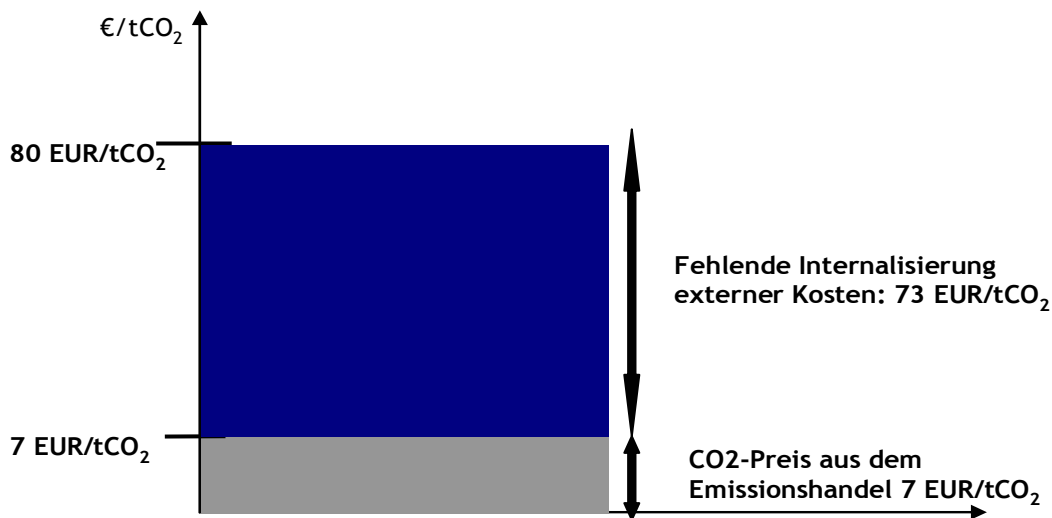
Eine wirkliche CO₂ Steuer auf die Einsatzstoffe bei der Stromerzeugung, die ein Alternativinstrument zu höheren Zertifikatspreise beim Emissionshandel wäre, existiert bisher in Deutschland nicht. Die deutsche Stromsteuer richtet sich nicht nach dem CO₂ Gehalt sondern besteuert die verbrauchte Strommenge pro MWh unabhängig von den Energieträgern, die zur jeweiligen Stromerzeugung verwendet wurden. Strom aus EE aus dem öffentlichen Netz ist nicht von der Stromsteuer ausgenommen, das heißt für EE-Strom wird die Steuer ebenso fällig wie für konventionellen Strom. Das Ziel der Stromsteuer ist es Einsparungen beim Stromverbrauch zu bewirken, daher wird sie auf den Stromverbrauch erhoben. Die Lenkwirkung der Steuer zielt somit auf Energieeffizienz und weniger direkt auf eine Minderung der CO₂-Emissionen. Die Reform der EU Energiesteuerrichtlinie wird möglicherweise eine Energiebesteuerungspflicht, die sich nach dem CO₂ Ausstoß richtet, bringen. Der Reformprozess kann jedoch noch einige Jahre dauern. Eine konkrete CO₂-Steuer auf Primärenergie ist außerdem nicht geplant.

Fehlende Internalisierung

Der Emissionshandel in seiner heutigen Verfassung reicht nicht aus um die externen Kosten des konventionellen Energieverbrauchs wie geplant zu internalisieren, geschweige denn die externen Kosten weitgehend zu internalisieren. Die externen Kosten des Ausstoßes von CO₂ Emissionen übersteigen den CO₂-Zertifikatspreis, der sich am EU Emissionshandelsmarkt gebildet hat, derzeit deutlich. Eine alternative Form der Internalisierung über eine Pigou-Steuer² ist in dieser Form nicht vorhanden. Die Stromsteuer kann nicht als Internalisierung der externen Kosten betrachtet werden, da sie weder nach CO₂ Gehalt besteuert noch emissionsfreien EE Strom im Strommix von der Besteuerung ausnimmt. Ausgehend von externen Kosten des CO₂-Ausstoßes von 80 Euro/tCO₂ deckt der Börsenstrompreis demnach nicht alle gesellschaftlichen Kosten der Stromerzeugung ab. Die teilweise fehlende Internalisierung der externen Kosten der Stromerzeugung veranschaulicht Abbildung 9.

² Eine Pigou-Steuer ist eine Steuer, durch die eine Externalität internalisiert und somit ein Marktversagen behoben wird. Sie ist ein klassisches Instrument der Umweltökonomik.

Abbildung 9 Externe Kosten der Stromerzeugung - daran anteilig bestehende und fehlende Internalisierung



Quelle: Eigene Darstellung

4.3 Reformvorschläge

Der Börsenstrompreis hängt direkt vom CO₂-Zertifikatspreis ab. Den Zusammenhang zwischen EEG-Umlage, Börsenstrompreis und CO₂-Zertifikatspreis quantifiziert Tabelle 3, die von der Prognos AG mit Hilfe einer Modellrechnung ermittelt wurde. Die Rechnung basiert auf einem EE Zubau gemäß der Mittelfristprognose der ÜNB und nimmt zusätzlich einen Photovoltaik-Zubau von 12 GW jeweils in 2012 und in 2013 an (siehe Anlage 1).

Die unterstellten Preise für CO₂-Zertifikate sind wie folgt begründet:

Tabelle 3 Vier Stufen des CO₂-Zertifikatspreis

7 €/tCO ₂	Aktueller Preis, gilt als Basiswert für den Vergleich der anderen CO ₂ -Preise.
17 €/t CO ₂	Diesen Preis erwartete die Bundesregierung noch vor einem guten Jahr und hat auf dieser Grundlage z.B. die Ausstattung des Energie- und Klimafonds geplant (Bundesregierung, 2012).
40 €/t CO ₂	Entspricht einem Vorschlag der Europäischen Kommission (DG Climate Action Kommissarin Connie Hedegaard). Auf diesen Wert soll der Preis im Jahr 2015 gehoben werden (Frankfurter Rundschau, 2012). Darüber hinaus erwartete die Kommission laut Impact Assessment zum Energie und Klimapaket für das Jahr 2020 einen Preis von 30 €/tCO ₂ (wenn CDM genutzt werden kann) bzw. von 39 €/tCO ₂ (ohne CDM) (Capros et al., 2008).
80 €/t CO ₂	Dies entspricht laut aktueller BMU-Studie den externen Kosten des CO ₂ -Ausstoßes (Fraunhofer ISI, 2012).

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 4 Baseloadpreis und EEG-Umlage im Jahr 2013 basierend auf einer Modellrechnung von Prognos (siehe Anhang) und angepasst an die tatsächliche Umlage 2013.

CO ₂ -Zertifikatspreis 2013	Phelix Baseload 2013	EEG-Umlage 2013
Euro pro Tonne	EUR/MWh	Cent/kWh
7	50	5,3
17	58	5,1
40	83	4,3
80	143	2,9

Quelle: Prognos AG, siehe Anhang

Beim aktuellen CO₂-Zertifikatspreis berechneten die ÜNB die Umlage 2013 auf 5,3 Ct/kWh. Wenn hingegen der CO₂-Zertifikatspreis bei 80 Euro läge, ließe sich die EEG-Umlage um rund 45 Prozent auf 2,9 Ct/kWh reduzieren.

Bei einem Preisniveau von 80 Euro pro Tonne reduziert sich der Anteil der Kohlekraftwerke an der Stromerzeugung sehr stark. Während sich neuere Braunkohlekraftwerke (Inbetriebnahme nach 1990) und die neueste Steinkohlegeneration (Inbetriebnahme nach 2005) mit verhältnismäßig hohen Wirkungsgraden im Grundlastbereich behaupten können, werden ältere Kohleanlagen im Grund- und Mittellastbereich von Erdgasanlagen verdrängt. Da diese Anlagen damit nicht mehr zu Deckung der Spitzenleistung bereitstehen müssen in vielen Stunden dafür sehr teure Gasturbinen- und Ölkraftwerke eingesetzt werden. Dieser Struktureffekt innerhalb der Merit-Order führt, zusätzlich zu dem Anstieg der Grenzkosten durch die teureren CO₂-Zertifikate, zu höheren Großhandelspreisen. Die Erhöhung des CO₂-Preises von 40 auf 80 Euro pro Tonne hat damit insgesamt einen Preisanstieg des Großhandelspreises um 60 EUR/MWh zur Folge. Im Rahmen eines politisch realistischen Szenarios würde die Verknappung der CO₂-Zertifikate wahrscheinlich nicht ohne Vorlaufzeit erfolgen. Bei einer mehrjährigen Vorlaufzeit und eines kontinuierlichen Anstieges des CO₂-Preises auf ein Preisniveau von z.B. 80 Euro pro Tonne könnte der Kraftwerkspark reagieren, z.B. durch einen sich dann auch lohnenden Neubau von Gaskraftwerken. Mittelfristig würde damit der Großhandelspreis etwas weniger stark ansteigen, als bei einem kurzfristigen Preisanstieg und einem starren Kraftwerkspark. Entsprechend wäre die Reaktion der EEG-Umlage auf den steigenden CO₂-Preis geringer.

Der Anstieg des CO₂-Preises von sieben auf 17 Euro hat noch einen vergleichsweise geringen Effekt auf die EEG-Umlage. Der Baseloadpreis steigt zwar um acht Euro an, doch die Umlage senkt das nur um 0,2 Ct/kWh. Bei einem Zertifikatspreis von 40 Euro ergibt sich ein Börsenstrompreis von 83 Euro/MWh. Für die derzeit durch das EEG geförderten EE bedeutet dies, dass ein Teil der Windenergieanlagen an Land, manche Biomasseanlagen, die mit fester Biomasse beschickt werden, viele Wasserkraftanlagen keine Vergütungen mehr fällig sind sondern lediglich noch die Managementprämie, die im Rahmen der Marktprämienregelung ausgezahlt wird, umgelegt wird. Die EEG-Umlage sinkt insgesamt um 1,0 Ct/kWh auf 4,3 Ct/kWh. Bei einem CO₂-Preis von 80 Euro ergibt sich ein Baseload Preis von 143 Euro/MWh. Damit sind alle Windenergieanlagen an Land, alle Wasserkraftanlagen, ein Großteil der Deponie- und Klärgasanlagen, weitere Biomasseanlagen und neue große Photovoltaikanlagen marktfähig. Da sie aber dennoch das Marktprämienmodell nutzen können, fallen noch immer die Managementprämien an. Insgesamt würde die EEG-Umlage im Jahr 2013 um 2,4 Ct/kWh auf nur noch 2,9 Ct/kWh sinken. Und dies, obwohl die Sonderkosten für z.B. die Begünstigung der Industrie noch immer in der Umlage enthalten ist.

Wie im vorangegangenen Abschnitt erläutert deckt der Börsenstrompreis im Moment nicht alle Kosten und ist zu niedrig. Dadurch erhöht sich die EEG-Umlage. Sie steht letztendlich für Kosten gerade, die an anderer Stelle getragen werden müssen. Die Modellanalyse von Prognos zeigt, dass die Einpreisung der externen Kosten der konventionellen Energie starke Auswirkungen auf die EEG-Umlage hat. Eine Reform kann dafür sorgen, dass die externen Kosten der konventionellen Energien weitgehend eingepreist werden. Dabei bieten sich folgende Möglichkeiten:

- **Verknappung der Emissionszertifikate auf dem EU ETS, so dass der CO₂-Zertifikatspreis auf 80 Euro/tCO₂ steigt - Einsparpotenzial für die Umlage 2013: 2,4 Ct/kWh**

Durch einen CO₂ Preis von 80 Euro/tCO₂ können die externen Kosten des CO₂ Ausstoßes weitgehend internalisiert werden. Der Börsenstrompreis (Baseload) würde dann auf 143 Euro/MWh steigen und die EEG-Umlage für 2013 würde auf 2,9 Ct/kWh³ sinken. Die weitgehende Einspreisung der externen Kosten über den Emissionshandel hat den Vorteil, dass sie mit dem EU ETS EU-weit stattfindet. Eine Benachteiligung der deutschen Industrie innerhalb der EU würde damit vermieden.
- **Einführung einer CO₂ Steuer in Höhe von 70 Euro/tCO₂ - Einsparpotenzial für die Umlage 2013: 2,4 Ct/kWh**

Die Kombination aus CO₂-Steuer (70 Euro/tCO₂) und Emissionshandel (7 Euro/tCO₂) deckt die externen Kosten weitgehend ab (gerundet). Gemäß der EU-Energiesteuer-Richtlinie EC 96/2003 können Einsatzstoffsteuern aus Umweltgründen eingeführt werden. Eine CO₂-Steuer kann den CO₂-Preis aus dem Emissionshandel ergänzen, solange der Emissionshandel nicht ambitioniert genug umgesetzt wird und somit nicht die richtigen Anreizsignale gibt. Die Steuer könnte zurückgehen bzw. auslaufen sobald der Anstieg des CO₂-Preises absehbar ist.

Bezüglich der Atomkraft muss bei einer CO₂-Steuer eine spezielle Regelung gelten. Die CO₂-Komponente steht im weiteren Sinne für die Umweltschäden und -kosten des Energieverbrauchs. Konzeptionell müsste man anhand der spezifischen externen Kosten der Atomenergie einen eigenen entsprechenden Steuersatz festlegen. Dies ist aufgrund der großen Unterschiede bei den Schätzungen der externen Kosten nicht möglich, so dass wir auf eine Hilfslösung des Umweltbundesamtes in der Methodenkonvention zu externen Kosten zurückgreifen, Atomenergie den Satz des schlechtesten fossilen Brennstoffs - Braunkohle - zuzuordnen. Eine ähnliche Regelung sollte auch im Falle einer Verknappung der Menge der CO₂-Zertifikate und damit eines gewollten Ansteigens des Preises durchgesetzt werden.

Eine CO₂-Steuer könnte relativ kurzfristig auf nationaler Ebene umgesetzt werden. Allerdings hätte das für manche Industriebetriebe Wettbewerbsnachteile auch innerhalb der EU zur Folge. Mittel- bis langfristig ist auch eine entsprechende CO₂-Steuer auf EU-Ebene denkbar. Allerdings herrscht hier der Zwang der Einstimmigkeit im Europäischen Rat, weshalb eine solche Regelung politisch relativ unwahrscheinlich erscheint.
- **Hybride Internalisierung: Verknappung der Emissionszertifikate und Einführung einer CO₂ Steuer - Einsparpotenzial für die Umlage 2013: 2,4 Ct/kWh**

Als Alternative können auch beide Instrumente in unterschiedlichen Kombinationen eingesetzt werden. Eine CO₂-Steuer kann den CO₂-Preis aus dem Emissionshandel ergänzen, solange der Emissionshandel nicht ambitioniert genug umgesetzt wird und somit nicht die richtigen Anreizsignale gibt. Die Steuer könnte zurückgehen bzw. auslaufen sobald der Anstieg des CO₂-Preises absehbar ist. Die CO₂-Steuer als Parallelinstrument kann auch als Versicherung gegen schwankende Marktpreise im Emissionshandel fungieren.

³

Dabei handelt es sich um die Netto-Umlage, also exklusive der Überträge aus dem Vorjahr. Tatsächlich sind diese Überträge in 2013 über die Umlage zu zahlen, so dass sich die Umlage für 2013 um weitere 0,5/kWh erhöhen dürfte.

5 Erneuerbare Energien senken den Strompreis am Großmarkt - die Stromkunden sehen davon nichts

Der Ausbau der EE hat dazu geführt, dass der Preis für Strom an der Börse deutlich gesunken ist - im Jahr 2011 um knapp einen Cent pro Kilowattstunde (Merit-Order-Effekt) (BMU, 2012). Dies ist aus zwei Gründen für die Beurteilung der EEG-Umlage relevant: 1) weil der durch den Ausbau der EE bewirkte Preisrückgang weder in der EEG-Umlage eingerechnet ist noch anderweitig für die Kunden erkennbar ist und 2) weil der niedrigere Börsenpreis die Differenz zwischen EEG-Vergütungen und Erlösen beim Verkauf des vergüteten EE-Stroms vergrößert - und damit die EEG-Umlage ebenfalls steigen lässt.

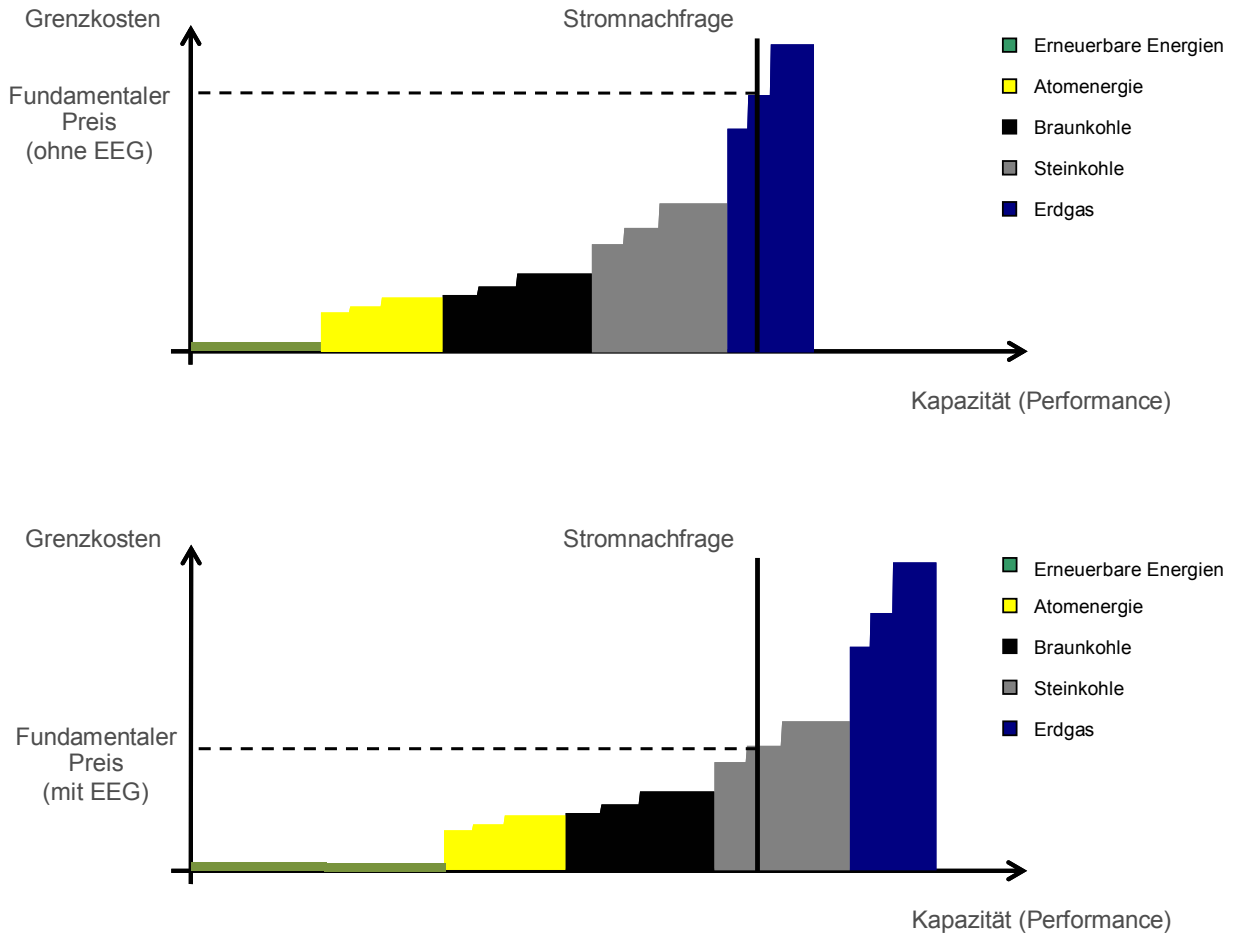
5.1 Wirkung des Merit-Order-Effekts auf den Großhandelspreis für Strom

Die konventionellen Kraftwerke produzieren Strom zu unterschiedlichen Betriebskosten (d.h. variable Kosten ohne die Fixkosten). Kraftwerke mit sehr niedrigen Betriebskosten werden am Markt fast immer nachgefragt. Je höher die Betriebskosten eines Kraftwerks sind, desto seltener kann der Betreiber seinen Strom Gewinn bringend verkaufen. Ob ein Kraftwerk mit hohen Betriebskosten am Markt Gewinn bringend Strom verkaufen kann hängt somit davon ab, ob die Stromnachfrage hoch genug ist, so dass die Kraftwerke mit niedrigeren Betriebskosten bereits ausgelastet sind und daher das teurere Kraftwerk benötigt wird, um die Nachfrage zu decken. Denn solange noch günstigerer Strom am Markt verfügbar ist, wird dieser gekauft.

Der Preis für Strom an der Börse und an den Großmärkten wird nun von den Betriebskosten des teuersten, noch nötigen Kraftwerks bestimmt. Dieses Kraftwerk wird „Grenzkraftwerk“ genannt. Seine Betriebskosten setzen den Preis für den gesamten für diesen Zeitpunkt verkauften Strom. Diesen Preis nennt man auch „Fundamentaler Preis“. Kraftwerke, die den Strom günstiger produzieren können, erwirtschaften dann einen Gewinn („Deckungsbeitrag“).

Die Merit-Order der Kraftwerke und die Bestimmung des Fundamentalen Preises stellt die obere Grafik in Abbildung 10 für den Fall dar, in dem kein EEG-geförderter Strom im System ist (aber beispielsweise Strom aus alten Wasserkraftwerken, die keine EEG-Förderung erhalten). Wenn EEG-geförderter Strom im System ist und dieser in der Merit-Order berücksichtigt wird, dann verschieben sich die anderen Kraftwerke in der Abbildung nach rechts (siehe Abbildung 10). Denn da dieser EEG-geförderte Strom in jedem Fall eingespeist, von den Netzbetreibern vergütet und an der EEX verkauft wird - unabhängig vom Preis an der Börse - verhält sich dieser Strom so, als hätte er Betriebskosten von 0 Ct/kWh. EEG-geförderter Strom reiht sich also am linken Ende der Angebotskurve der Kraftwerke ein, so dass alle anderen Kraftwerke entlang der Angebotskurve nach rechts rutschen.

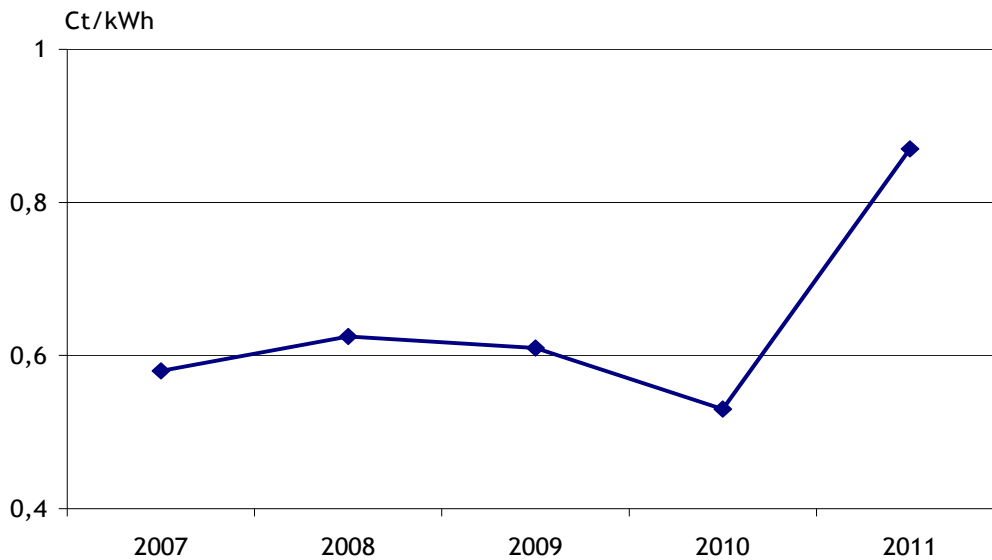
Abbildung 10 Schematische Darstellung der Wirkung des Merit-Order-Effekts auf den Börsenstrompreis



Quelle: Eigene Darstellung.

Damit rutschen die teuersten Kraftwerke über die nachgefragte Strommenge hinaus. Ein kostengünstigeres Kraftwerk wird nun Grenzkraftwerk und bestimmt den Fundamentalpreis. Damit sinkt der Preis des Börsenstroms. Je mehr Strom aus EEG-geförderten Anlagen im Netz ist, desto mehr teure Kraftwerke werden nicht mehr benötigt, um den Strombedarf zu decken, und desto geringer wird der Fundamentale Preis. Die Entwicklung der Höhe des Merit-Order-Effektes seit 2007 stellt Abbildung 10 dar.

Abbildung 11 Entwicklung des Merit-Order-Effekts seit 2011



Quelle: BMU 2011, BMU 2012a, eigene Darstellung

Obwohl der EE-Anteil an der Stromversorgung zwischen 2007 und 2011 kontinuierlich gestiegen ist, blieb der Merit-Order-Effekt zwischen 2007 und 2010 relativ konstant. Er ist damit offensichtlich nicht nur abhängig vom Anteil der EE. Vielmehr spielen die schwankenden Preise für Erdgas, Kohle und CO₂-Zertifikate eine wichtige Rolle. Denn diese haben einen Einfluss auf die Betriebskosten der Preis setzenden Grenzkraftwerke. Tendenziell dürfte der Merit-Order-Effekt aber mit steigendem EE-Anteil ebenfalls ansteigen.

Der Merit-Order-Effekt würde zum größten Teil auch dann eintreten, wenn die EE nicht mehr durch ein EEG gefördert werden. Allerdings gilt das nur für die EE, die über sehr geringe Betriebskosten verfügen. Das sind PV-, Wasserkraft- und Windenergieanlagen. Biomasseanlagen haben teilweise sehr hohe Betriebskosten. Sie wären also relativ weit rechts in der Merit-Order einzuordnen. Sie würden, ohne EEG-Förderung, damit keinen Strompreis senkenden Merit-Order-Effekt bewirken.

Vom Strompreis senkenden Merit-Order-Effekt können die Stromkunden allerdings nur profitieren, wenn er von den Stromhändlern auch entsprechend weitergegeben wird. Das wird oft bezweifelt. Insbesondere bei Tarifkunden wie privaten Haushalten und Gewerbe, Handel und Dienstleistung kann es sein, dass der Effekt bei der Preisbildung oft nicht berücksichtigt wurde. Allerdings müsste dies mittel- bis langfristig auch bei Tarifkunden geschehen. Denn der Merit-Order-Effekt tritt auch bei langfristigen Stromgeschäften (Future-Märkte) auf. Aufgrund der Konkurrenz zwischen den Stromhändlern haben diese einen entsprechenden Druck, einen möglichst günstigen Strompreis anzubieten. Sie müssen dann die Preissenkungsoptionen, die der Merit-Order-Effekt ermöglicht, nutzen.

Während also durch die EEG-Umlage der Strompreis im Jahr 2013 vermeintlich um gut 5 Ct/kWh höher ist als ohne EEG, bewirkt der Merit-Order-Effekt, dass der Strompreis (ohne EEG-Umlage) aufgrund des EEG um rund 1 Ct/kWh niedriger ist, als der ohne EEG wäre. Diese Tatsache wird weder in der Diskussion angemessen berücksichtigt, noch ist sie an der EEG-Umlage selber oder auf den Stromrechnungen, auf denen die EEG-Umlage gerne ausgewiesen wird, vermerkt.

5.2 Steigernde Wirkung des Merit-Order-Effekts auf die EEG-Umlage

Aufgrund des Merit-Order-Effekts ist die EEG-Umlage zusätzlich um rund 0,2 Ct/kWh höher, als sie ohne diesen Effekt wäre.⁴ Denn die Umlage wird insbesondere durch die Differenz zwischen den gesamten Vergütungen und den Einnahmen aus dem Verkauf des EEG-vergüteten Stroms gebildet. Wenn diese Einnahmen sinken, erhöht sich automatisch die Differenz. Bei einem Merit-Order-Effekt von rund einem Ct/kWh macht das rund 0,2 Ct/kWh aus.

6 Fazit

6.1 Reformvorschläge

Aus den oben genannten Ausführungen lassen sich daher folgende Reformvorschläge ableiten:

In der politischen Diskussion sollte die EEG-Umlage als notwendiger bilanzieller Korrekturfaktor für das Marktversagen und die Unzulänglichkeiten des verzerrten Strommarktes dargestellt werden. Sie enthält aber keine vernünftige Aussage über die Kosten der Umstellung unserer Stromversorgung auf Erneuerbare Energien. Aufgrund des oben ausgeführten Hintergrunds kann sie das auch nicht. Sie ist dennoch notwendig, um die Investitionen bei der ohnehin anstehenden Erneuerung unserer Stromversorgung aufzubringen und in eine umwelt- und klimafreundliche Richtung zu lenken. Nur mit einem solchen System kann eine wirklich ökologische Modernisierung der Stromversorgung durchgeführt werden.

Statt der EEG-Umlage sollten belastbare volkswirtschaftliche Untersuchungen herangezogen werden, um die Mehrkosten einer ökologischen Modernisierung der Stromversorgung gegenüber einer konventionellen Erneuerung darzustellen. Solche Untersuchungen wurden beispielsweise im Vorfeld der Erstellung des Energiekonzepts der Bundesregierung von 2010 und anlässlich der Energiegipfel von Bundeskanzlerin Merkel 2006 und 2007 durchgeführt. Ferner lässt das Bundesumweltministerium kontinuierlich entsprechende aktuelle Untersuchungen erstellen.

Stromversorger sollten verpflichtet werden, in ihrer Kommunikation - beispielsweise bei der Rechnungsstellung und in der Werbung - vorgegebene Erläuterungen zur EEG-Umlage zu ergänzen - soweit sie die EEG-Umlage überhaupt ausweisen. In diesen Erläuterungen sollte klargestellt werden, dass:

- die EEG-Umlage ein bilanzieller Korrekturfaktor ist, der nicht die Kosten des EE-Ausbaus wiedergibt;
- der Ausbau der EE zu Einsparungen für Stromkunden insbesondere durch den Merit-Order-Effekt führt (Angabe in Ct/kWh);
- der Stromkunde mit der Zahlung der EEG-Umlage dazu beiträgt, bestimmte große Stromverbraucher zu subventionieren (Angabe in Ct/kWh);
- die EEG-Umlage nicht nur für den Ausbau der EE sondern auch auf unterschiedliche Arten für Umwelt- und Klimaschutz sorgt, so z.B. in der Abfallwirtschaft, in der Abwasserwirtschaft, in der Landwirtschaft, beim Gewässerschutz (Angabe in Ct/kWh);

⁴ Schätzung des Effekts der Börsenpreissenkung des Merit-Order-Effekt auf die EEG-Umlage basierend auf der Modellierung des Zusammenhangs zwischen Börsenstrompreis und EEG-Umlage der Prognos AG, siehe Anhang.

- den Stromkunden durch die EEG-Umlage Kosten erspart werden, die ansonsten für eine konventionelle Erneuerung der Stromversorgung anfallen würden.

6.2 Zusammenfassende Betrachtung

Die Steigerung der EEG-Umlage im Jahr 2013 ist deutlich stärker als eigentlich notwendig, da a) eine hohe Nachzahlung aufgrund einer Unterdeckung des EEG-Kontos in Höhe von 0,7 Ct/kWh notwendig war und b) eine Liquiditätsreserve in Höhe von 0,4 Ct/kWh eingeführt wurde. Ohne diese beiden Punkte wäre nur eine Erhöhung um 0,6 Ct/kWh notwendig gewesen. Darüber hinaus gibt es eine Reihe von kurzfristigen Einsparmöglichkeiten, die zu einer deutlich niedrigeren EEG-Umlage führen würde. Dies sind insbesondere die deutliche Rückführung der Subventionierung der stromintensiven Industrie (1,4 Ct/kWh) und die Abschaffung der Managementprämie im Rahmen der Marktprämie (0,1 Ct/kWh).

Unabhängig davon wurde nachgewiesen, dass die EEG-Umlage ungeeignet ist, Hinweise zu geben über die tatsächlichen Mehrkosten des Ausbaus der EE im Vergleich zur ansonsten ohnehin anstehenden konventionellen Erneuerung der Stromversorgung. Auch diese würde zu Mehrkosten für die Stromkunden führen. Noch weniger kann die EEG-Umlage Hinweise darauf geben, wie hoch die volkswirtschaftlichen Kosten einer ökologischen Modernisierung sind bzw. ob es mittel- bis langfristig überhaupt Mehrkosten gibt. Dafür wurden folgende sechs Gründe ausgeführt:

- Es werden die Betriebskosten der konventionellen Kraftwerke mit den Vollkosten der EE verglichen. Dafür wird der Marktpreis von Strom an der Strombörse EEX herangezogen. Dieser reicht aber offensichtlich in Deutschland wie in anderen Ländern mit vergleichbaren Strommärkten nicht aus, um beispielsweise bestehende Gaskraftwerke wirtschaftlich zu betreiben oder gar Investitionen in neue konventionelle Kraftwerke anzureizen. Daher wäre auch für eine konventionelle Erneuerung des Kraftwerkspark ein Aufschlag auf den Strompreis notwendig. Dieser theoretische Aufschlag ist in der EEG-Umlage nicht berücksichtigt.
- Es werden alte, abgeschriebene und subventionierte Kraftwerke mit neuen EE-Anlagen verglichen. Die Subventionen für die alten Kraftwerke werden dabei nicht berücksichtigt.
- Bei der Ermittlung der EEG-Umlage werden die Kosten von Kraftwerken mit erheblichen externen Kosten mit klimafreundlichen EE, die in der Regel deutlich geringere externe Kosten aufweise, verglichen.
- Durch den Merit-Order-Effekt senkt das EEG den Strompreis. Im Jahr 2011 lag der Strompreis an der Börse dadurch knapp einen Cent pro Kilowattstunde niedriger als ohne die EEG-Förderung. Diese Preissenkung ist insbesondere für große Stromverbraucher spürbar. Aber auch Tarifkunden sollten zumindest mittelfristig davon profitieren. Dieser preissenkende Effekt wird der EEG-Umlage nicht gutgeschrieben. Vielmehr sorgt der Merit-Order-Effekt dafür, dass die Differenz zwischen den EEG-Vergütungen und den Markterlösen für EEG-Strom größer wird - und damit auch die EEG-Umlage. Sie steigt aufgrund dieses paradoxen Zusammenhangs um rund 0,2 Ct/kWh. Während und weil die EE also den Großhandelspreis für Strom senken, erscheinen ihre durch die EEG-Umlage vermeintlich wiedergegebenen Kosten höher als sie sind.
- Durch die großzügige Begünstigung oder gar Befreiung großer Stromverbraucher von der EEG-Umlage müssen die EEG-Differenzkosten auf weniger Schultern verteilt werden. Das steigert die EEG-Umlage für die nicht begünstigten Stromkunden um rund 1,5 Ct/kWh.
- Mit EEG-Vergütungen wird nicht nur der Ausbau der EE finanziert. Vielmehr finanzieren die EEG-Vergütungen auch andere gesellschaftlich sinnvolle Maßnahmen. Dies sind u.a. Abfall- und Abwas-

serentsorgung, Gewässerschutz, Klimaschutz, der über die Substitution von fossilen Kraftwerken hinaus geht, Entwicklungshilfe und globaler Klimaschutz. All diese Maßnahmen sind zwar sinnvoll, aber nicht für die deutsche Energiewende notwendig. Dennoch werden sie mit der EEG-Umlage finanziert.

Damit ist die EEG-Umlage tatsächlich ein notwendiger bilanzieller Korrekturfaktor. Er wird benötigt, um das Marktversagen und die strukturellen Verzerrungen im Strommarkt auszugleichen. Es ist aber absurd, von der Höhe der EEG-Umlage auf die Kosten des Ausbaus der EE zu schließen. Das gilt sowohl für die einzelbetriebliche Betrachtung für jeden einzelnen Stromkunden wie auch auf die volkswirtschaftliche Betrachtung.

Auf diese Hintergründe sollte in der politischen Kommunikation hingewiesen werden. Ferner sollten Stromhändler verpflichtet werden, auf diese Hintergründe hinzuweisen, wenn sie die Höhe der EEG-Umlage in der Werbung oder auf ihrer Stromrechnung nennen. Zur Abschätzung der Kosten des EE-Ausbaus sollten wissenschaftliche Untersuchungen verwendet werden, wie sie u.a. von der Bundesregierung regelmäßig in Auftrag gegeben werden.

Die Tatsache, dass die EEG-Umlage keine Aussage über die Kosten des EE-Ausbaus trifft, bedeutet allerdings nicht, dass in Zukunft nicht stärker auf die Kosten der Energiewende geachtet werden müsste. Daher sollte geprüft werden, inwieweit die noch heute vergleichsweise teuren Sparten der EE in der gleichen Intensität wie bislang gefördert werden sollten - insbesondere, wenn keine deutlichen Kostensenkungspotenziale absehbar sind. Dabei sollten die tatsächlichen volkswirtschaftlichen Kosten der konventionellen Energien (d.h. inklusive externe Kosten und frühere und heutige Subventionen) berücksichtigt werden sowie Überlegungen, welche installierte Leistung einzelner EE-Sparten in einem 100%-EE-Strommix volkswirtschaftlich sinnvoll ist.

LITERATURVERZEICHNIS

AGEB 2012: Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2011 nach Energieträgern, August, URL: <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65> (28.08.2012)

BDEW 2012a: Entwicklungen in der deutschen Stromwirtschaft im 1. Halbjahr 2012, URL: <http://www.ag-energiebilanzen.de/viewpage.php?idpage=65> (28.08.2012)

BDEW 2012b: Pressemeldung: Erneuerbare Energien liefern mehr als ein Viertel des Stroms, URL: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/20120726-pi-erneuerbare-energien-liefern-mehr-als-ein-viertel-des-stroms-de/\\$file/Strom_Erneuerbaren_Energien_1_Halbjahr_2012.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/20120726-pi-erneuerbare-energien-liefern-mehr-als-ein-viertel-des-stroms-de/$file/Strom_Erneuerbaren_Energien_1_Halbjahr_2012.pdf) (28.08.2012)

Bluenext 2012: Closing Prices Bluenext Spot EUA 08-12, URL: <http://www.bluenext.eu/statistics/downloads.php>

BMU 2011: Erneuerbare Energien. Einstieg in die Zukunft, URL: http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_zukunft_sichern_bf.pdf (06.11.2012)

BMU 2012a: Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung, URL: http://www.erneuerbareenergien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/broschuere_ee_zahlen_bf.pdf (28.08.2012)

Bundesregierung, 2012a: Entwicklung des CO₂-Gebäudesanierungsprogramms nach Halbierung der Einnahmen im Energie- und Klimafonds und hälftiger Zuweisung der Mittel des Energie- und Klimafonds, URL: <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/17/086/1708695.pdf> (06.11.2012)

Bundesregierung 2012b: Formulierungshilfe für einen Änderungsantrag der Fraktion der CDU/CSU und FDP zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung für ein Drittes Gesetz zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften, URL: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gesetzentwurf-3-gesetz-neuregelung-energiewirtschaftsrechtlicher-vorschriften-formulierungshilfe,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

CO₂ Handel 2012: KfW/ZEW CO₂ Barometer 2012: EU-Emissionshandel in tiefer Krise. CO₂ Handel. Das Infoportal zum Emissionshandel und Klimaschutz, URL: http://co2-handel.de/article340_18829.html (28.08.2012).

Capros, P., Mantzos, L., Papandreou, V., & Tasios, N. 2008: Model - based Analysis of the 2008 EU Policy Package on Climate Change and Renewables, URL: http://ec.europa.eu/clima/policies/package/docs/analysis_en.pdf (06.11.2012)

DLR, IWES, IfnE 2012: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht, Stand: 29.03.2012, URL: http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf (10.09.2012)

dpa 2012: CO₂-Zertifikate zum Schleuderpreis: Emissionshandel am Abgrund, URL: <http://www.verivox.de/nachrichten/co2-zertifikate-zum-schleuderpreis-emissionshandel-am-abgrund-87746.aspx> (13.07.2012)

EU Kommission 2012: Klimaschutz und Effizienz als Maßstab für Energiesteuern, URL: http://ec.europa.eu/deutschland/press/pr_releases/9886_de.htm (06.11.2012)

European Commission 2012: Impact Assessment Report Accompanying the document Guidelines on certain State aid measures in the context of Greenhouse Gas Emission Allowance Trading Scheme, URL: http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/impact_assessment_main_report_en.pdf (06.11.2012)

EWI 2012: : Untersuchungen zu einem Zukunftsfähigen Strommarktdesign. Endbericht, März 2012. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, URL: www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/endbericht-untersuchungen-zu-einem-zukunftsfahigen-strommarktdesign,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf (03.11.2012)

FÖS 2012a: Reform der Begünstigung der Industrie bei der EEG-Umlage. Ansatzpunkte zur Begrenzung der EEG-Umlage. URL <http://www.foes.de/pdf/2012-10-EEG-Umlage-Industrieverguetigungen.pdf>.

FÖS 2012b: Be- und Entlastung der Industriestrompreise durch die Energiewende. Kurzanalyse im Auftrag der Bundestagsfraktion von Bündnis 90 / Die Grünen, URL: <http://www.foes.de/pdf/2012-09-Industrie-Strompreise-Energiewende.pdf> (06.11.2012)

FÖS 2012c: Industriebegünstigungen bei der EEG-Umlage und deren Auswirkung auf die restlichen Stromverbraucher. Kurzanalyse im Auftrag von Campact e.V., URL: <http://www.foes.de/pdf/2012-10-Industriebeguenstigung-EEG-Umlage.pdf> (06.11.2012)

FÖS 2012d: Was Strom wirklich kostet. Überarbeitete und aktualisierte Ausgabe, URL: http://www.foes.de/pdf/2012-08-Was_Strom_wirklich_kostet_kurz.pdf (03.11.2012)

FÖS 2012e: Der Mehrnutzen des EEG. Mit den EEG-Vergütungen wird mehr finanziert als der Ausbau der Erneuerbaren. Argumentationsleitfaden. Berlin.

FÖS 2012f: Reform der Stromsteuer zur besseren Internalisierung externer Kosten. Ansatzpunkte zur Begrenzung der EEG-Umlage, URL: <http://www.foes.de/pdf/2012-10-EEG-Steuerbefreiung.pdf> (10.11.2012)

Frankfurter Rundschau 2012: EU will Emissionsrechte teurer machen, URL: <http://www.fr-online.de/energie/handel-mit-klimazertifikaten-eu-will-emissionsrechte-teurer-machen,1473634,16718258.html> (26.07.2012).

Fraunhofer, ISI 2012: Ermittlung vermiedener Umweltschäden. Hintergrundpapier zur Methodik.

FTD 2012: Eon droht mit Schließung von Gaskraftwerken, URL: <http://www.google.com/hostednews/afp/article/ALeqM5iUVNjvUEJLZxhhYdog4xEr1u5MrQ?docId=CNG.fcf9cd2263e83bcad982253e11cd6aa0.3e1> (14.05.2012).

Harms, G. 2012: Auswirkung sinkender Börsenstrompreise auf die Verbraucherstrompreise. Kurzgutachten im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen, URL: http://www.gruene-bundestag.de/fileadmin/media/gruenebundestag_de/themen_az/energie/PDF/Studie-Harms-Wirkung_Boersenpreise_auf_Verbraucherstrompreise.pdf

IWR 2012: Anhaltend sinkende Strompreise treiben EEG-Umlage für Verbraucher, URL: <http://www.iwr.de/news.php?id=21716> (02.08.2012).

IZES 2012: Eruierung von Optionen zur Absenkung der EEG- Umlage, URL: http://www.izes.de/cms/upload/pdf/20120123_Absenkung_EEG_Umlage.pdf

Krewitt, W., & Schlomann, B. 2006: Externe Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern (Vol. 2006), URL:

http://www.bmu.de/files/erneuerbare_energien/downloads/application/pdf/ee_kosten_stromerzeugung.pdf (06.11.2012)

Martin, R., Muuls, M., Preux, L. B. D., & Wagner, U. J. 2012: Industry Compensation Under Relocation Risk: A Firm-Level Analysis of the EU Emissions Trading Scheme, CEP Discussion Paper No 1150 (June 2012), URL: <http://cep.lse.ac.uk/pubs/download/dp1150.pdf> (06.11.2012)

Stern, N. 2006: The Economics of Climate Change, Cambridge: Cambridge University Press.

Süßenbacher, W., Schwaiger, M., Stigler, H. 2011: Kapazitätsmärkte und -mechanismen im internationalen Kontext. Paper zur 7. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, URL: http://www.eeg.tuwien.ac.at/eeg.tuwien.ac.at_pages/events/iewt/iewt2011/uploads/plenarysessions_iewt2011/P_Suessenbacher.pdf

Öko-Institut 2012: Strengthening the European Union Emissions Trading Scheme and Raising Climate Ambition. Im Auftrag von Greenpeace Deutschland, Berlin

ÜNB 2012: Prognose der EEG-Umlage 2012 nach AusglMechV Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB, URL: http://www.eeg-kwk.net/de/file/111014_Prognose_EEG-Umlage-2012_final.pdf (28.08.2012)

VDI-Nachrichten 2010: Viel Geld für neue Kraftwerke in Deutschland, URL: <http://www.vdi-nachrichten.com/artikel/Viel-Geld-fuer-neue-Kraftwerke-in-Deutschland/47353/2> (05.11.2012)

Wuppertal Institut 2010: RECCS plus. Regenerative Energien (RE) im Vergleich mit CO₂-Abtrennung und Ablagerung (CCS). Update und Erweiterung der RECCS-Studie. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Wuppertal

ZEIT 2012: Weniger Geld für Energiewende, URL: <http://www.zeit.de/wirtschaft/2012-03/klimafondseinnahmen> (19.03.2012)

ANHANG: BERECHNUNG DES BASELOADPREISES UND DER EEG-UMLAGE FÜR DAS JAHR 2013 DURCH DIE PROGNOSE AG - KURZDOKUMENTATION DER ERGEBNISSE

(1) Für das Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V. (FÖS) hat Prognos die Baseloadpreise und die EEG-Umlage für das Jahr 2013 für verschiedene hohe CO₂-Zertifikatepreise berechnet. CO₂-Preise haben eine unmittelbare Auswirkung auf die Höhe der Strompreise an der Börse und damit auf die Vermarktungserlöse von Strom, der unter dem EEG erzeugt wird.

(2) Die Vermarktungserlöse sind wiederum unmittelbarer Bestandteil der Differenzkostenberechnung zur Bestimmung der EEG-Umlage. Hohe CO₂-Preise führen somit prinzipiell zu höheren Strompreisen, zu steigenden Vermarktungserlösen und dadurch zu einer niedrigeren EEG-Umlage. Die aktuell hohen EEG-Umlageprognosen für das Jahr 2013 werden also auch stark durch die derzeit niedrigen CO₂-Preise von lediglich 7 EUR/Tonne mitbestimmt. Höhere CO₂-Preise würden eine signifikant niedrigere EEG-Umlage bei gleichem EE-Ausbau nach sich ziehen. Die Ergebnisse im Detail sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 1: Baseloadpreis und EEG-Umlage im Jahr 2013 in Abhängigkeit des CO₂-Preises (ohne Umlage des negativen Kontostandes aus dem Vorjahr)

CO ₂ -Zertifikatepreis	Phelix Baseload 2013	EEG-Umlage 2013	Index EEG-Umlage
Euro pro Tonne	Euro/MWh	Cent/kWh	4,3 Cent/kWh = 1,0
7	50	4,3	1,0
17	58	4,1	0,95
40	83	3,3	0,77
80	143	1,9	0,44

Quelle:

Prognos 2012

(3) Entsprechend der aktuellen Markteinschätzung wird die EEG-Umlage im Jahr 2013 - ohne die Berücksichtigung des negativen Kontostandes - bei rund 4,3 Cent/kWh liegen. Durch einen Anstieg des CO₂-Preises auf 80 Euro/Tonne würde sich der Großhandelsstrompreis fast verdreifachen und infolge dessen die EEG-Umlage mit einem Rückgang von 66 % mehr als halbieren.

Berechnung des Großhandelspreises

- (1) Zur Berechnung des Phelix Baseloads wurde das Prognos-Strommarktmodell verwendet. Eine detailliertere Modellbeschreibung befindet sich in Kapitel 1.3.
- (2) Der CO₂-Zertifikatepreis für das Jahr 2013 wird entsprechend den aktuellen Börsenpreisen im Bereich von 7 bis 8 Euro pro Tonne liegen. Für das Grundzenario wurde hier mit einem Preis von 7 Euro pro Tonne gerechnet. Zusätzlich wurde der Baseloadpreis für drei höhere CO₂-Preise berechnet.
- (3) Eine Erhöhung des CO₂-Preises führt bei allen emissionshandlungspflichtigen Kraftwerken zu einer Erhöhung der Grenzkosten, weil der Preis für die Zertifikate als Opportunität jeweils vollständig eingepreist wird. Je höher der spezifische CO₂-Ausstoß der Kraftwerke ist, desto stärker steigen die Grenzkosten durch den höheren CO₂-Preis. Bei Braun- und Steinkohlenkraftwerken ist aufgrund der hohen spezifischen Emissionen der Effekt folglich am stärksten ausgeprägt.
- (4) Bei einem Anstieg des CO₂-Preises von 7 auf 17 EUR pro Tonne steigt der Großhandelspreis im Mittel um 8 EUR/ MWh. Ein Anstieg des Zertifikatepreises um einen Euro führt also zu einem Baseloadpreisanstieg von etwa 80 Cent.
- (5) Bei einem Anstieg des Zertifikatepreises auf 40 Euro pro Tonne steigt der Baseloadpreis bereits auf 83 Euro/ MWh. Der zusätzliche Anstieg des CO₂-Preises (zwischen 17 und 40 EUR pro Tonne) führt in diesem Bereich zu einem Anstieg des Großhandelsstrompreises um 1,08 EUR pro einem Euro Anstieg des Zertifikatepreises. Bei einem Preis von 40 Euro pro Tonne kommt es gegenüber dem heutigen Zustand zu stärkeren Änderungen in der Merit-Order. Neue Erdgaskraftwerke schieben sich zum Teil in den Grundlastbereich und gewinnen im Mittellastbereich deutlich an Einsatzzeiten.
- (6) Bei einem Preisniveau von 80 Euro pro Tonne reduziert sich der Anteil der Kohlekraftwerke an der Stromerzeugung weiter. Während sich neuere Braunkohlekraftwerke (Inbetriebnahme nach 1990) und die neueste Steinkohlegeneration (Inbetriebnahme nach 2005) mit verhältnismäßig hohen Wirkungsgraden neben neuen GuD-Anlagen im Grundlastbereich behaupten können, werden ältere Kohleanlagen im Grund- und Mittellastbereich von Erdgasanlagen verdrängt. Da diese Anlagen damit nicht mehr zu Deckung der Spitzenleistung bereitstehen müssen in vielen Stunden dafür sehr teure Gasturbinen- und Ölkraftwerke eingesetzt werden. Dieser Struktureffekt innerhalb der Merit-Order führt, zusätzlich zu dem Anstieg der Grenzkosten durch die teureren CO₂-Zertifikate, zu höheren Großhandelspreisen. Die Erhöhung des CO₂-Preises von 40 auf 80 Euro pro Tonne hat damit insgesamt einen Preisanstieg des Großhandelspreises um 60 EUR/MWh zur Folge.
- (7) Der Anstieg der Großhandelspreise in Deutschland wird bei sehr hohen CO₂-Preisen zum Teil durch höhere Stromimporte aus Ländern mit einem höheren Erdgasanteil (Niederlande, Italien) und Kernenergieanteil (Frankreich) gebremst.

Bei einer isolierten Betrachtung von Deutschland würde der Großhandelspreis noch stärker steigen.

(8) Im Rahmen eines politisch realistischen Szenarios würde die Verknappung der CO₂-Zertifikate wahrscheinlich nicht ohne Vorlaufzeit erfolgen. Bei einer mehrjährigen Vorlaufzeit und eines kontinuierlichen Anstieges des CO₂-Preises auf ein Preisniveau von z.B. 80 Euro pro Tonne könnte der Kraftwerkspark reagieren, z.B. durch einen sich dann auch lohnenden Neubau von Gaskraftwerken. Mittelfristig würde damit der Großhandelspreis wesentlich weniger stark ansteigen, als bei einem plötzlichen kurzfristigen Preisanstieg und einem starren Kraftwerkspark.

Berechnung der EEG-Umlage

(1) Die Höhe des Stromgroßhandelspreises hat einen großen Einfluss auf die EEG-Umlage. Die wichtigsten Einflussfaktoren und die Berechnung der Umlage werden im folgenden Kapitel erläutert.

(2) Das Prognos-EEG-Modell basiert auf den Daten der Studien zur Mittelfristprognose 2016 des IE Leipzig und der Prognos AG, die im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber 2011 angefertigt wurden. Die EEG-Umlage für das Jahr 2013 des Trendszenarios des IE Leipzig (EE-Prognose) wird in Verbindung mit dem Referenzszenario der Prognos AG (Prognose des Letztverbrauchs) berechnet.

(3) Bis auf den Zubau der Photovoltaik in den Jahren 2012 und 2013 basiert die Entwicklung der anderen erneuerbaren Energieträger im Jahr 2013 auf den Annahmen des IE Leipzig, wobei der Ausbaupfad im Wesentlichen dem Pfad der Leitstudie 2011 entspricht. Für die Jahre 2012 und 2013 wird auftragsgemäß mit einem PV-Zubau von jeweils 12 GW gerechnet. Weiterhin wurde vom Auftraggeber gewünscht, die EEG-Umlage netto (also ohne Überträge aus 2012 bzw. nach 2014) für das Jahr 2013 zu berechnen. Das heißt, der für das Jahr 2012 zu erwartende negative Kontostand von rund 2 Mrd. Euro wird nicht bei der Berechnung der EEG-Umlage für das Jahr 2013 berücksichtigt.

(4) Im EEG bestehen derzeit mehrere Möglichkeiten den erzeugten Strom einer Anlage zu vermarkten. Die Art der Vermarktung hat dabei einen durchaus signifikanten Einfluss auf die Höhe der EEG-Umlage.

Zum einen kann der Anlagenbetreiber die herkömmliche EEG-Vergütung nutzen, sich also den jeweiligen Vergütungssatz pro erzeugte Kilowattstunde durch den Netzbetreiber auszahlen lassen. Die Übertragungsnetzbetreiber übernehmen dann schließlich die eigentliche Vermarktung des EEG-Stroms an der Börse. Neben der Festvergütung bestehen jedoch nach § 33 a EEG weitere Formen, den erzeugten Strom selbst zu vermarkten. Die Direktvermarktung kann in den folgenden drei Varianten erfolgen:

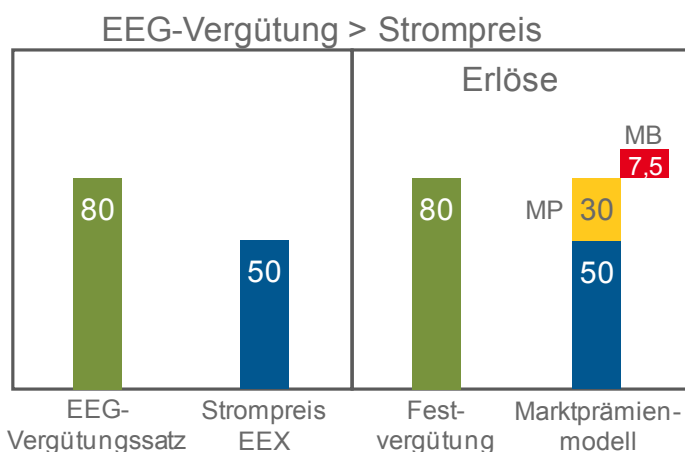
1. als Direktvermarktung nach § 33 b EEG zum Zweck der Inanspruchnahme der Marktprämie nach § 33 g EEG oder
2. als Direktvermarktung zum Zweck der Verringerung der EEG-Umlage durch Versorgungsunternehmen („Grünstromprivileg“) nach § 39 EEG oder
3. als sonstige Direktvermarktung.

Da die zweite und dritte Form der Direktvermarktung derzeit nur geringfügig in Anspruch genommen werden, soll an dieser Stelle nur die Funktionsweise des Marktprämienmodells in einem kurzen Exkurs näher beschrieben werden.

Die Einführung des Marktprämienmodells hat das Ziel, die Anlagenbetreiber an eine bedarfsgerechte Einspeisung des erzeugten Stroms heranzuführen. Anlagenbetreiber vermarkten demnach den erzeugten Strom selbst an der Börse. Generell gilt, dass im Marktprämienmodell etwaige Verluste, die durch eine Differenz zwischen Vergütungssatz und erzieltem Marktpreis entstehen, mit Hilfe der Marktprämie ersetzt werden. D.h. die Nutzung der Marktprämie wird prinzipiell nicht durch die Höhe des Großhandelsstrompreises beeinflusst, da die Differenz zwischen den Erlösen und der festen EEG-Vergütung ausgeglichen wird. So sind über das Marktprämienmodell im Vergleich zur Festvergütung Mehreinnahmen für den Anlagenbetreiber möglich, wenn in Zeiten mit besonders hohen Strompreisen eingespeist wird. Darüber hinaus soll der Managementbonus die Kosten für die Vermarktung decken. Die gezahlte Managementprämie reicht jedoch nicht für jede Anlage aus, um die tatsächlichen Kosten der Vermarktung zu finanzieren. Folglich wechseln nicht alle Anlagenbetreiber in das Marktprämienmodell. Zudem können Risikoabwägungen, beispielsweise bei Bankenfinanzierungen ebenfalls dazu führen, von der Nutzung der Marktprämie abzusehen.

Abbildung 14 verdeutlicht die Wirkungsweise der Marktprämie bei einem Strompreis der unterhalb der Festvergütung liegt. Eine fiktive Anlage erhält pro erzeugter MWh unabhängig vom derzeitigen Großhandelsstrompreis eine feste EEG-Vergütung von 80 Euro/MWh.

Abbildung 12: Wirkungsweise Marktprämie (Fall 1), Angaben in Euro/MWh

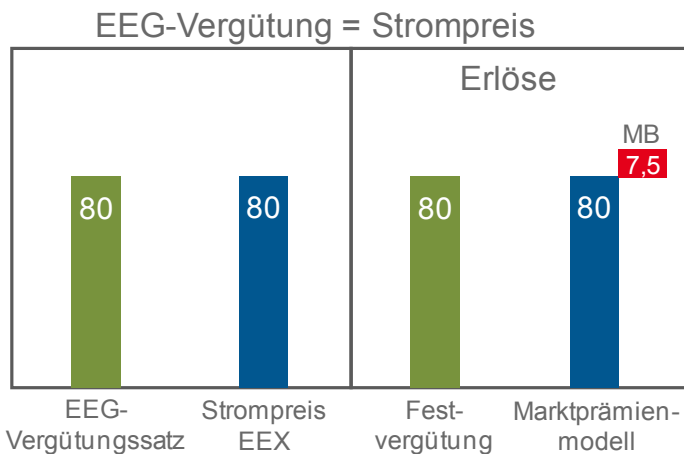


Quelle: Prognos 2012

Bei einem Strompreis von 50 Euro/MWh würde die Anlage im Marktprämienmodell die Differenz zwischen den 80 Euro/MWh Festvergütung und den Vermarktungserlösen am Großhandel von 50 Euro/MWh in voller Höhe durch die Marktprämie (MP) in Höhe von 30 Euro/MWh ausgezahlt bekommen. Zusätzlich erhält die Anlage einen Managementbonus (MB) je nach Anlagentyp von bis zu 7,5 Euro/MWh zu. Dieser soll die notwendigen Vermarktungskosten des Anlagenbetreibers decken.

Beträgt der Strompreis am Großhandel 80 Euro/MWh (Fall 2), würde die direkt vermarktete Anlage Erlöse in Höhe von 80 Euro/MWh an der Strombörse erzielen. In diesem Fall wird nur der Managementbonus gezahlt, weil die Marktprämie aufgrund der fehlenden Differenz zwischen Festvergütung und Strompreis entfällt.

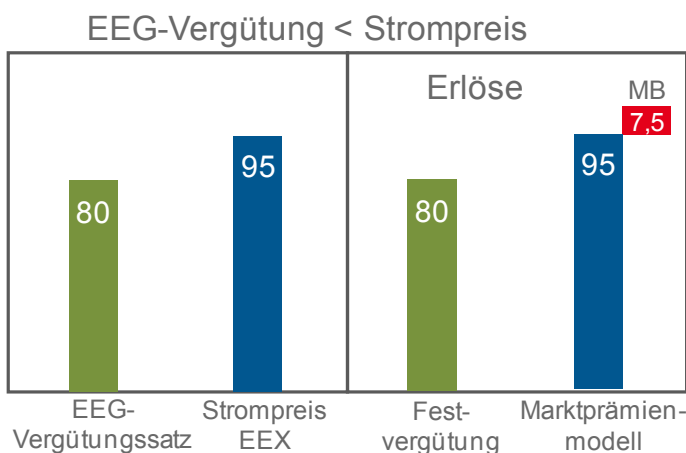
13: Wirkungsweise Marktprämie (Fall 2), Angaben in Euro/MWh



Quelle: Prognos 2012

Sobald der Börsenpreis jedoch den herkömmlichen EEG-Vergütungssatz überschreitet (Fall 3), kann jeder zusätzlich erzielte Euro/MWh durch einen höheren Strompreis unter Einbeziehung der Managementprämie die Kosten der Vermarktung oder den Risikoausgleich decken. Dadurch erhöht sich bei steigenden Strompreisen über die Schwelle der jeweiligen EEG-Vergütung hinaus die Attraktivität der Direktvermarktung. Für diese Anlagen werden dann zur Berechnung der Umlage keine Vergütungskosten mehr wirksam. Darüber hinaus entfällt bei Anlagen mit niedrigeren Vergütungssätzen im Vergleich zum Vermarktungserlös an der Strombörse die Marktprämienzahlung. Der verbleibende Managementbonus je Energieträger von bis zu 7,5 Euro/MWh für das Jahr 2013 wird aber weiterhin auf die Letztverbraucher über die EEG-Umlage umgelegt.

Abbildung 14: Wirkungsweise Marktprämie (Fall 3), Angaben in Euro/MWh



Quelle: Prognos 2012

(5) Bei einem Base-Preis von 50 Euro/MWh beträgt die EEG-Umlage im Jahr 2013 rund 4,3 Cent/kWh. Erhöht sich der Base-Preis auf 58 Euro/MWh, steigen die Vermarktungserlöse für die EEG-Einspeisung und die absolute Höhe der Marktprämie der direkt vermarkteten Anlagen sinkt. Dadurch kann die EEG-Umlage auf rund 4,1 Cent/kWh reduziert werden. Große strukturelle Veränderungen hinsichtlich der Vermarktung von erneuerbar erzeugtem Strom unter dem EEG, also eine Verschiebung hin zur Direktvermarktung, sind bei einem Base-Preis-Unterschied von 8 Euro/MWh nicht zu erwarten.

(6) Bei einem Base-Preis von 83 Euro/MWh gehen wir davon aus, dass vergleichbar zur aktuellen Situation mindestens 75 % der Wind-Onshore-Anlagen die Marktprämie nutzen. Die durchschnittliche Marktprämie für Windenergieanlagen reduziert sich jedoch von rund 40 Euro/MWh (bei 58 Euro/MWh Base-Preis) um den Anstieg des Großhandelsstrompreises auf rund 11 Euro/MWh. Der Berechnung liegt ein Profilmultiplikator für Onshore-Wind von 89% zugrunde, der den Erlös auf rund 74 Euro/MWh reduziert. Nach Informationen der Netzbetreiber haben heute Wind-onshore-Anlagen in der Marktprämie mittlere Vergütungssätze von 85 Euro/MWh. Aus der Differenz zu den Einnahmen aus der Vermarktung in Höhe von 74 Euro/MWh ergibt sich die angepasste Marktprämie von 11 Euro/MWh.

(7) Bei den DKG-Gas-Anlagen (Deponie-, Klär- und Grubengas) und der Kleinwasserkraft die bis 2003 gebaut wurde, werden zusätzlich zu den bereits heute direkt vermarkteten Anlagen⁵ ein Großteil der verbleibenden Anlagen in das Marktprämienmodell optieren. Dies liegt daran, dass der Börsenstrompreis von 83 EUR/MWh über den herkömmlichen Vergütungssätzen dieser Anlagen liegt. Durch die Direktvermarktung entfallen die Vermarktungserlöse für Strom aus Wasserkraft und DKG-Gasen auf der Einnahmeseite des EEG-Kontos. Die Einsparung der Differenzkosten übersteigt die zusätzlich zu zahlende Managementprämie für regelbare Anlagen in Höhe von 2,75 EUR/MWh.

(8) Für alle anderen Energieträger ergeben sich keine Veränderungen hinsichtlich ihrer Vermarktung. Der steigende Börsenstrompreis reduziert die Marktprämie und steigert die Vermarktungserlöse. Im Ergebnis sinkt bei einem Base-Preis von 83 EUR/MWh die EEG-Umlage im Jahr 2013 auf rund 3,3 Cent/kWh.

(9) Bei einem Base-Preis von 143 Euro/MWh werden mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit neben allen Wind-Onshore-Anlagen, den Deponie-, Klär- und Grubengasanlagen auch sämtliche bislang im herkömmlichen EEG-Vergütungssystem verbliebenen Biomasse- und Wasserkraftanlagen in das Marktprämienmodell wechseln. Die Erlöse an der Strombörse übersteigen bei einem Strompreis in dieser Höhe die Vergütungszahlungen vieler Anlagen, mit Ausnahme der Biogase, Geothermie, Offshore-Wind in der Anfangsvergütung und PV.

Die Kosten für die Marktprämie der Anlagen für Wind-Onshore, Wasser und DKG-Gase, die an der Direktvermarktung teilnehmen, entfallen vollständig. Für Biomasse- und Biogasanlagen, deren Vergütung derzeit durch verschiedene Techno-

⁵ Anteil der bereits heute am Marktprämienmodell teilnehmenden Anlagen: Wind-Onshore ca. 73 %, PV ca. 5 %, Wasser ca. 30 %, Biomasse ca. 30 %, DKG ca. 6 %.
Vgl.: http://www.eeg-kwk.net/de/file/Direktvermarktung_September_2012_Internet.pdf

logieboni durchschnittlich bei rund 17 Cent/kWh im Durchschnitt liegt, nehmen wir an, dass eine zusätzliche durchschnittliche Marktprämie von rund 3 Cent/kWh die geringeren Einnahmen aus der Direktvermarktung ausgleichen wird. Die resultierende EEG-Umlage sinkt durch die beschriebenen wegfallenden Vergütungskosten und durch die höheren Vermarktungserlöse der noch im EEG verbleibenden PV-Anlagen auf rund 1,9 Cent/kWh.

(10) Wird der negative Kontostand aus dem Jahr 2012 in die Berechnung der EEG-Umlage für das Jahr 2013 mit einbezogen, erhöht sich die Umlage in allen vier Szenarien um rund 0,5 Cent/kWh.

Strommarktmodell: Kurzbeschreibung

(1) Prognos verfügt über ein europäisches Strommarktmodell, in dem Großkraftwerke (ab 100 MW) in der EU-27 (bzw. 20 MW in Deutschland) einzeln abgebildet sind. Das Modell simuliert stundenscharf den Kraftwerkseinsatz entsprechend den aktuellen bzw. zukünftigen ökonomischen und technischen Rahmenbedingungen. Die Datenbasis des Kraftwerksparks wird laufend aktuell gehalten und speist sich aus Informationen der Elektrizitätswirtschaft und der Kraftwerksindustrie. Diese Daten sind zum großen Teil vertraulich und können nicht veröffentlicht werden, bilden den Markt aber aktuell und genau ab.

(2) Modellinput sind die (konventionellen) Kraftwerke in den einzelnen Ländern. Die Stilllegung von Kraftwerken erfolgt i.d.R. automatisch, sobald die festgelegte Lebensdauer des entsprechenden Kraftwerkstyps erreicht ist. Retrofitmaßnahmen werden in einem externen Modul nach technischen und wirtschaftlichen Kriterien überprüft, so dass die Flexibilisierung der Lebensdauer der Kraftwerke möglich ist. Das Modell hat derzeit einen Zeithorizont bis 2050.

(3) Im Modell erfolgt der Kraftwerkseinsatz entsprechend der jeweiligen Lastnachfrage der Grenzkostenlogik in Jahresscheiben (Merit Order). Das Kraftwerk mit den niedrigsten Grenzkosten läuft am längsten, alle weiteren Kraftwerke sortieren sich gemäß ihrer Grenzkosten ein, bis die Last für jede einzelne Stunde des Betrachtungszeitraumes gedeckt ist. Dabei bestimmt das jeweils letzte eingesetzte Kraftwerk (mit den höchsten Grenzkosten) den Preis.

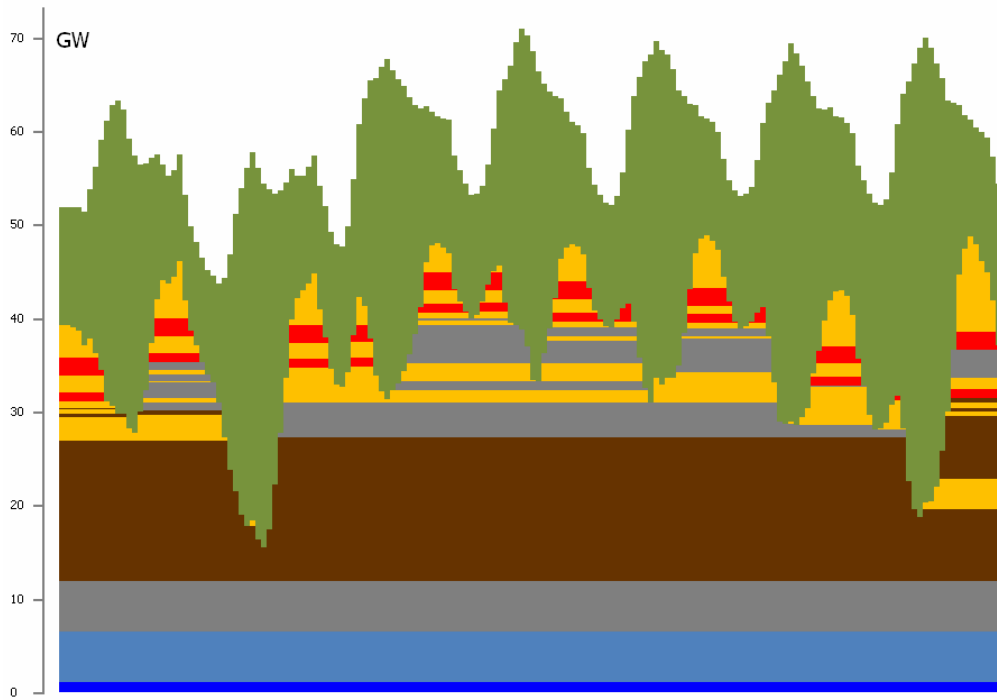
(4) Der Zubaubedarf wird anhand der höchsten erwarteten Last des aktuellen Jahres in dem jeweiligen Land und des jeweils verfügbaren Angebots (Kraftwerkspark) ermittelt. Erneuerbare werden nach exogenen Vorgaben, unter Berücksichtigung der bestehenden Potenziale, zugebaut. Ihr Beitrag zur Leistung wird vom Zubaubedarf abgezogen. Der weitere Zubaubedarf wird durch konventionelle Kraftwerke gedeckt. Diese werden anhand ihrer Wirtschaftlichkeit zugebaut. Dabei werden 15 Kraftwerkstypen nach Brennstoff und Betriebsart unterschieden. Für (potenziell) neu in den Kraftwerkspark kommende Kapazitäten wird zunächst ihre Position in der Merit Order ermittelt, davon ausgehend wird die Erlös- und Kostensituation berechnet.

- (5) Die im Modell berechneten Großhandelspreise sind eine Funktion der Brennstoff- und CO₂-Preise, der Kraftwerkswirkungsgrade und der variablen Betriebskosten inklusive der An- und Abfahrkosten der eingesetzten Kraftwerke. Diese Großhandelspreise wiederum bestimmen die Jahreserlöse eines Kraftwerksblocks im jeweiligen regionalen Markt. Um den jährlichen Reingewinn zu ermitteln, werden die annuisierten Vollkosten in Abzug gebracht.
- (6) Unterschieden wird zwischen Base- und Peakload-Preisen. Peakload bezeichnet ein Stromprodukt bei dem die Strommenge in der Zeit zwischen 8:00 und 20:00 Uhr von Montag bis Freitag geliefert wird. Die Strommenge, die in der restlichen Zeit geliefert wird, heißt Offpeak. Der Mittelwert über alle Stunden eines Jahres bildet das Produkt Base.
- (7) Die mit der Stromerzeugung verbundenen CO₂-Emissionen und Preise können zunächst unabhängig von der jeweiligen Verfügbarkeit von Zertifikaten modelliert werden. Dabei wird ein bestimmter Preispfad für die CO₂-Zertifikate unterstellt. Umgekehrt können durch die Vorgabe des CO₂-Caps der sich einstellende CO₂-Preis und die entsprechenden Strompreise berechnet werden.
- (8) In das Modell fließen unter anderem folgende Eingangsparameter ein:
- Jahreslastgang als Resultat des zukünftigen Strombedarfs in Abhängigkeit von Energieeffizienzpfaden
 - Mittlere Brennstoffpreise für Kraftwerke in Abhängigkeit von internationalen Energiepreisen
 - Preis für CO₂-Zertifikate in Abhängigkeit von den Vorgaben zur Klimapolitik
 - Investitions-, Wartungs- und Betriebskosten von Kraftwerken (zumeist vertraulich)
 - Der Wirkungsgrad von Neubaukraftwerken als ambitionierter oder weniger ambitionierter Pfad technischer Entwicklung
 - Ausstiegspfad für die Kernenergie
 - Politische Restriktionen für den Neubau von Kraftwerken (z.B. keine neue Kohlekraftwerke ohne CCS)
 - Ziele zum Ausbau der erneuerbaren Energien

Abbildung 4: *Beispieldarstellung des modellierten Kraftwerkseinsatzes⁶ für eine Woche.*

⁶

Die verschiedenen Farben repräsentieren bestimmte Kraftwerktypen: blau: Kernenergie, braun: Braunkohlekraftwerke, grau: Steinkohlekraftwerke, gelb: Erdgaskraftwerke (DT, GuD), rot: Gasturbinenkraftwerke, grün: erneuerbare Energien



Quelle: Prognos 2012