

**Discussion Paper**

**12**

**EEG-Umlage:  
Grenzen der Interpretation im Kontext der Energiewende**

Hamburg, September 2013

Dr. Sven Bode



*Treffen sich zwei Ökonomen, fragt der eine:  
„Wie geht's Dir?“  
Fragt der andere:  
„Im Verhältnis wozu?“*

*Autor dem Autor unbekannt.  
Die letzte Frage kann auch bei Kostendiskussion  
rund um die Energiewende neue Einblicke ermöglichen.*

## 1 Zusammenfassung

Die massive Erhöhung der sogenannten EEG-Umlage zu Beginn des Jahres 2013 hat die Diskussion über das Förderinstrument für die erneuerbaren Energien wieder belebt. Seit kurzem wird in der Presse bereits ein Anstieg für 2014 auf 6,5 Cent je Kilowattstunde diskutiert. Aus der gestiegenen Umlage wird regelmäßig auf die Kosten der Energiewende geschlossen.

Der vorliegende Beitrag nimmt die Diskussion als Anlass, Möglichkeiten und Grenzen der Interpretation der Umlage zu analysieren. Es wird gezeigt, dass die Umlage kein geeigneter Indikator für die Kosten der Energiewende ist. Die Begründung hierfür liegt in der Tatsache, dass sie sich im Wesentlichen aus den Differenzkosten der durchschnittlichen Stromgestehungskosten aller EEG-Anlagen und den Grenzkosten der in den einzelnen Stunden jeweils preissetzenden Anlage am Strommarkt zusammensetzt. Auf letztere haben die EEG-Anlagen selbst jedoch einen Einfluss.

Ein sachgerechterer Vergleich müsste dagegen vielmehr die Stromkosten in einem Referenzszenario mit einem alternativen Kraftwerkspark betrachten, z. B. einen Kraftwerkspark ohne erneuerbare Energien.

Eine derartige Betrachtung käme zu deutlich geringeren theoretischen „EEG-Kosten“, die in Zukunft sogar negativ sein könnten. Die heutigen Kosten (Investitionen) der Energiewende führen dann zu einer Rendite, die zukünftige Stromverbraucher bekommen. Auch ein weiterer Anstieg der EEG-Umlage auf z.B. 8 ct je kWh stellt dann – verglichen mit den Optionen für den Kraftwerkspark – die günstigste Alternative dar.

## 2 Ausgangslage

Die EEG-Umlage für private Haushalte<sup>1</sup>, die zur Finanzierung neuer Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien dient, ist in den letzten Jahren um mehr als das Vierfache gestiegen (vgl. Tabelle 1).

Tabelle 1: Entwicklung der EEG-Umlage auf den nicht-privilegierten Letztverbrauch in ct/kWh.

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
1,2	1,2	2,05	3,53	3,59	5,28	6,2 bis 6,5*

\*) Prognose<sup>2</sup>

Als Ursache können verschiedene Punkte genannt werden, darunter u.a.

- Der massive Zubau von Photovoltaik-Anlagen, die eine relative hohe Vergütung bekommen
- Die Vergrößerung der Menge an privilegierten Letztverbrauchern, die eine (deutlich) verringerte Umlage bezahlen, sodass die Förderkosten auf weniger Verbraucher umgelegt werden müssen

Mit Blick auf den Anstieg hatte sich Bundeskanzlerin Merkel im Sommer 2011 zur EEG-Umlage wie folgt geäußert: „Die EEG-Umlage soll nicht über ihre heutige Größenordnung hinaus steigen; heute liegt sie bei etwa 3,5 Cent pro Kilowattstunde.“ (Bundestag 2011, S. 12962). Der starke Anstieg hat Anfang des Jahres 2013 dann auch dazu geführt, dass Bundesumweltminister Altmaier eine sog. Strompreisbremse vorgeschlagen hat. Ein Baustein der Strompreisbremse ist die Reduktion der EEG-Umlage. Nachdem die Strompreisbremse vor der Bundestagswahl gescheitert ist, wurde bereits wieder von einer steigenden Umlage gesprochen.

Fast im gleichen Atemzug machte der Minister die Aussage, dass die Energiewende 1 Billion Euro kosten würde. Zusammen mit der steigenden EEG-Umlage könnte man nunmehr zu dem Schluss kommen, die Energiewende werde sehr teuer. Die beiden Zahlen lassen – absolut betrachtet – diesen Schluss jedoch nicht zu bzw. beantworten nicht die Frage nach den Kosten einer Alternative.

<sup>1</sup> Genauer: für die sog. nicht-privilegierte Letztverbraucher, darunter fallen z.B. auch die Haushalte

<sup>2</sup> Siehe z.B. [www.finanznachrichten.de/nachrichten-2013-06/27251881-bei-eeg-umlage-droht-2014-anstieg-auf-6-5-cent-003.htm](http://www.finanznachrichten.de/nachrichten-2013-06/27251881-bei-eeg-umlage-droht-2014-anstieg-auf-6-5-cent-003.htm) oder [www.sueddeutsche.de/geld/hoehere-oekostrom-umlage-strom-wird-deutlich-teurer-1.1760157](http://www.sueddeutsche.de/geld/hoehere-oekostrom-umlage-strom-wird-deutlich-teurer-1.1760157)



### 3 Berechnung von EEG-Umlage und Differenzkosten

Die EEG-Umlage wird vereinfacht dargestellt, wie folgt berechnet<sup>3</sup>:

$$EEG\_Umlage = \frac{(durchschnittliche\ EEG\_Vergütung - Strompreis) * EEG\_Erzeugung}{Gesamtstromverbrauch}$$

Der Teil

$$durchschnittliche\ EEG\_Vergütung - Strompreis$$

wird als *Differenzkosten* bezeichnet.

Der Quotient

$$\frac{EEG\_Erzeugung}{Gesamtstromverbrauch}$$

wird auch *EE-Quote* genannt.

Um die Differenzkosten sinnvoll interpretieren zu können, ist hilfreich sich die beiden Bestandteile genauer anzuschauen.

#### *Durchschnittliche EEG-Vergütung*

Hinter der durchschnittlichen Vergütung verbergen sich im Kern die durchschnittlichen Gesamtkosten der EE-Anlagen. Zu deren Berechnung werden die Gesamtkosten durch die erzeugbare Strommenge für eine Technologie geteilt. Die Gesamtkosten wiederum umfassen die fixen und variablen Kosten (siehe auch Abbildung 1).

#### *Strompreis*

Der Strompreis bildet sich wie folgt. Jeder Kraftwerksbetreiber muss an der Strombörse für jede Stunde des folgenden Tages ein Gebot abgeben, das sich zusammensetzt aus einem Preis und der Leistung, die zu diesem Preis geliefert werden kann. Wenn das Kraftwerk gebaut ist, ist es dabei rational auf Basis der sogenannten Grenzkosten zu bieten. Diese beschreiben die Kostenänderung bei Änderung des Outputs um eine Einheit. Die Überlegung für den Betrieb sieht also anders aus als diejenige für eine Investitionsentscheidung.<sup>4</sup> Abbildung 1 zeigt die unterschiedlichen Kosten für ausgewählte Kraftwerkstypen.

<sup>3</sup> Die tatsächliche Berechnung ist deutlich komplizierter, z. B. da im Rahmen des Marktprämienmodell auch noch realisierte Stromerlöse aus der Direktvermarktung bestimmt werden müssen, die in der Berechnung der Umlage mit eingehen

<sup>4</sup> Für die Entscheidung über den Betrieb eines Kraftwerkes sind Kapitalkosten nicht mehr relevant, da sie als Fixkosten unabhängig vom Einsatz des Kraftwerkes anfallen.

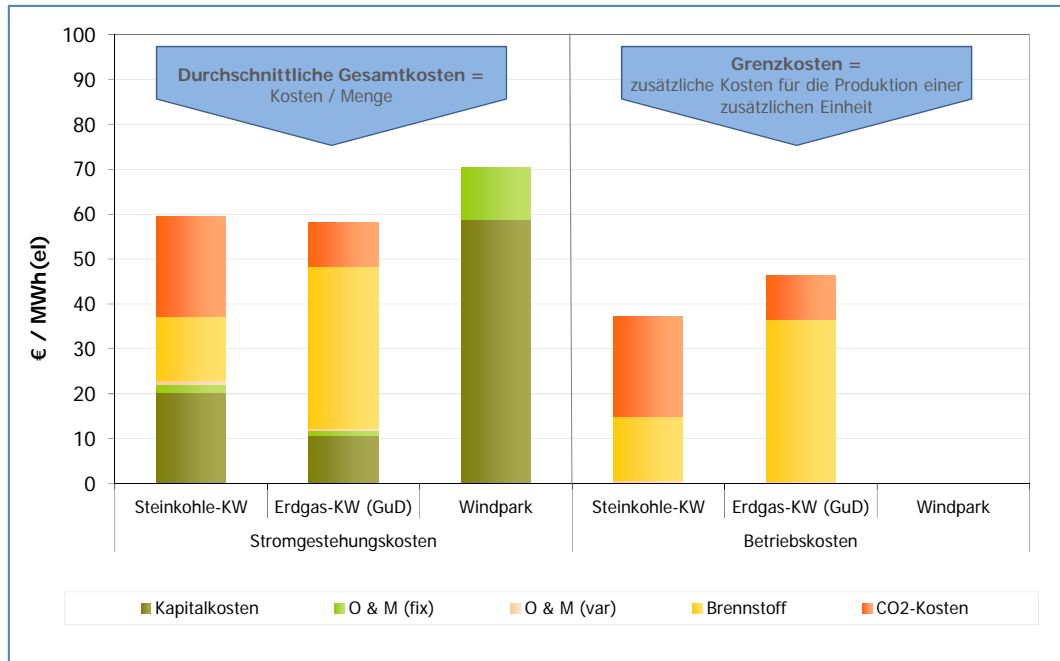


Abbildung 1: unterschiedliche Kostenarten für ausgewählte Kraftwerkstypen (schematische Darstellung)

Die Börse sammelt alle Gebote und sortiert diese nach den Kosten in aufsteigender Reihenfolge. Daraus resultiert die sogenannte Einsatzreihenfolge der Kraftwerke oder „Merit-order“. Abbildung 2 zeigt ein Beispiel für eine solche Merit-order Kurve. Die Kosten steigen dabei sukzessive an. Zum einen hängt dies von den unterschiedlichen Brennstoffpreisen ab, zum anderen haben die Kraftwerke, die den gleichen Brennstoff verwenden, regelmäßig verschiedene Wirkungsgrade und somit unterschiedliche Brennstoffverbräuche. Im Schnittpunkt mit der Nachfragekurve (blau) ergeben sich der gleichgewichtige Preis sowie die gleichgewichtige Menge. Die gefundene Allokation ist effizient: Für den gegebenen Kraftwerkspark gibt es keine alternative Einsatzmöglichkeit, bei der die Gesamtkosten geringer wären. Die Abbildung zeigt auch die Differenzkosten in der statischen Analyse.<sup>5</sup>

<sup>5</sup> Die Tatsache, dass die durchschnittlichen Gesamtkosten höher sind als der Strompreis wird regelmäßig auch als Begründung angeführt, warum die Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien überhaupt gefördert werden müssen bzw. mussten. Für die Vergangenheit mag das gestimmt haben, in Zukunft kann das anders sein.

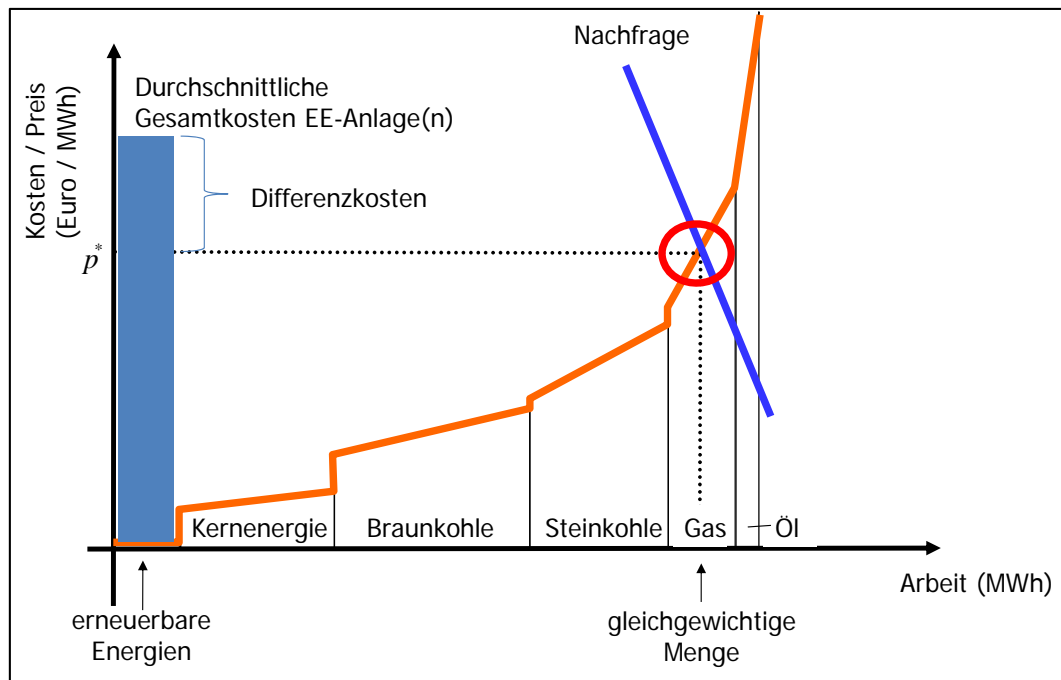


Abbildung 2: Preisbildung am Strommarkt in einer ausgewählten Stunde

Mit dem durch das EEG forcierten weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien verschiebt sich nun die Angebotskurve nach rechts. Somit bildet sich ein neuer Schnittpunkt mit der Nachfragekurve, der gleichgewichtige Preis sinkt. Das Ausmaß der Preissenkung hängt u.a. von der Steigung von Angebots- und Nachfragefunktion ab.

Der genannte Effekt wird auch als Merit-order Effekt der erneuerbaren Energien bezeichnet. Der Vollständigkeit halber sei darauf hingewiesen, dass der Effekt nicht auf neue EE-Anlagen begrenzt ist. Auch ein neues, zusätzliches Braunkohlekraftwerk führt zu einer Verschiebung der Angebotskurve und damit zu sinkenden Preisen.

Fragt man nun nach der Größenordnung des Merit-order Effekts durch die Erneuerbaren, so muss man fragen, im Verhältnis wozu? Würde es das EEG nicht geben und wären stattdessen neue konventionelle Anlagen gebaut worden, so wäre die Angebotskurve in der statischen Analyse ggf. sogar exakt um die gleiche Menge verschoben. Fraglich ist natürlich, ob jemand zusätzliche neue Kraftwerke gebaut hätte? Verschiedene Autoren haben daran bereits vor ca. 10 Jahren Zweifel anklingen lassen (siehe z.B. Weber et al 2002, Newberry 2002, BCG 2003) Wird dies verneint und nur auf Ersatzinvestitionen verwiesen, so hätte der durch das EEG induzierte Ausbau einen Merit-order Effekt: Der Großhandelspreis würde sinken.

Ebenso könnte man argumentieren, dass die neuen EE-Anlagen nur alte konventionelle Anlagen ersetzt haben, und somit Ersatzinvestitionen hinfällig wurden. Bei dieser Betrachtung könnte man noch unterscheiden, zwischen

- a) Der gesicherten Leistung
- b) Der variablen Leistung.

Die gesicherte Leistung beschreibt die Tatsache, dass die fluktuierenden erneuerbaren Energien – gemessen an der installierten Leistung – immer nur einen geringen Prozentsatz sicher bereitstellen. Für die Windenergie an Land werden beispielweise einstellige Prozentwerte angegeben. Die gesicherte Leistung könnte dann als Ersatz für alte konventionelle Anlagen interpretiert werden, die keinen Merit-order Effekt auslöst: Wären die erneuerbaren Energien nicht zugebaut worden, wäre eine andere Anlage als Ersatz gekommen. Gleichwohl würde im täglichen Strommarkt ein zusätzlicher Merit-order Effekt sichtbar. Die mittlere Leistung ist gerade höher als die gesicherte Leistung. Wenn der Wind weht, sinken die Preise (siehe hierzu auch Bode et al. 2006, Kopp et al. 2012, Hirth 2013).

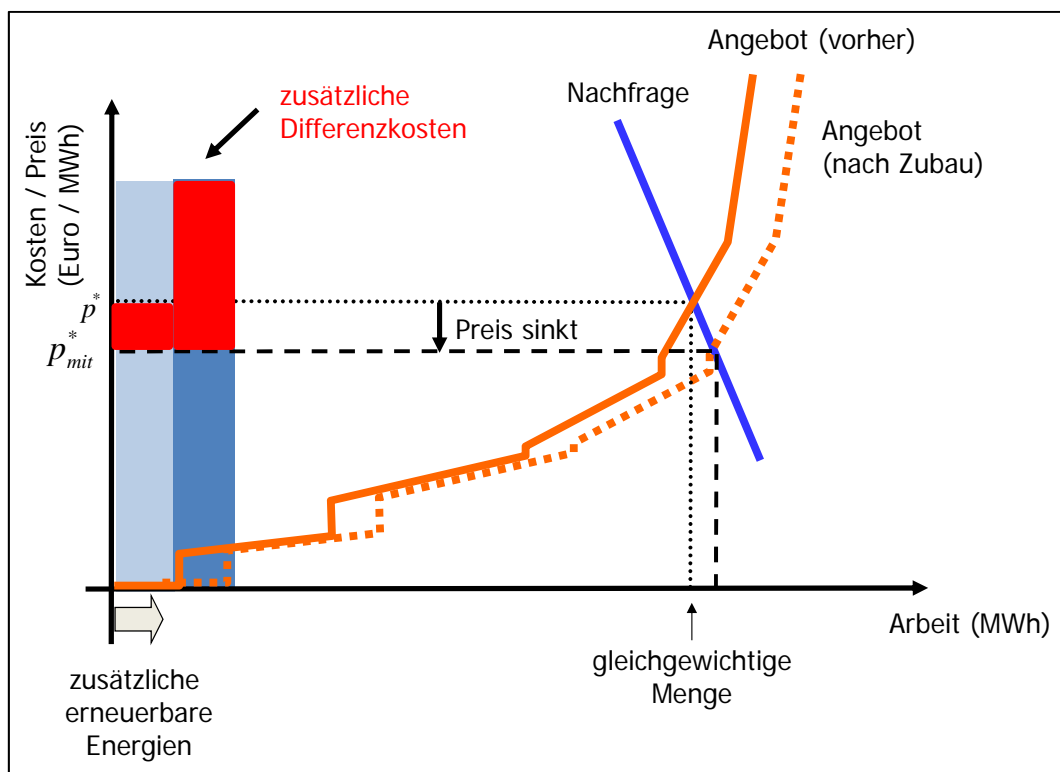


Abbildung 3: Wirkung des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf den Strompreis in einer Stunde

Mit dem Ausbau der Erneuerbaren sinkt nunmehr der gleichgewichtige Preis, gleichzeitig steigen aber auch die zu vergütenden Mengen sowie die Differenzkosten (siehe Abbildung 3). Entsprechend wird die EEG-Umlage steigen. Abbildung 4 zeigt eine extremere Ausprägung. In einer Stunde mit hoher EE-Erzeugung wird die gesamte Nachfrage zu 100% aus EEG-Strom befriedigt. Der Berechnungslogik folgend und eine durchschnittliche Vergütung von 8 ct pro kWh annehmend würde sich eine – bei heutigem Diskussionsstand – politisch kaum zu vermittelnde EEG-Umlage für diese Stunde von 8 ct pro kWh ergeben.<sup>6</sup> Die EEG-Umlage würde vermutlich als Preistreiber schlechthin geißelt werden. Was wäre jedoch die Konsequenz daraus bzw. was die Alternative? Darauf wird im nächsten Kapitel eingegangen.

<sup>6</sup> Sie entspräche damit gerade den durchschnittlichen Gesamtkosten der produzierenden Anlagen, d.h. der Summe aus fixen und variablen Kosten.

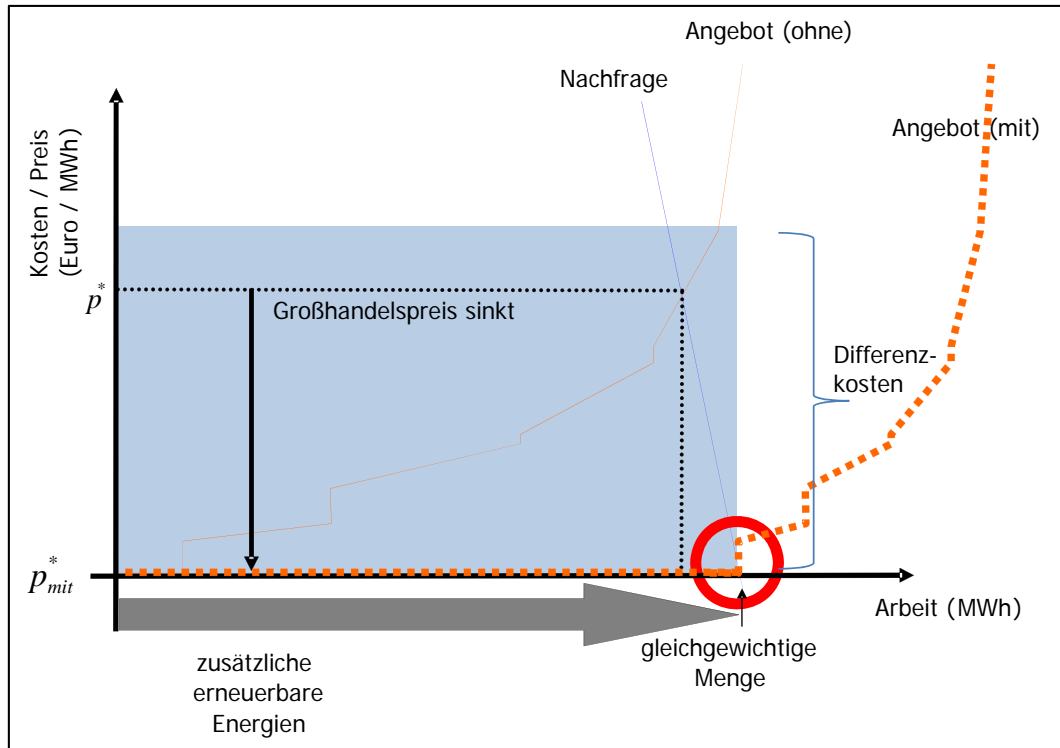


Abbildung 4: Preisbildung im Fall einer Vollversorgung aus EE-Anlagen in einer Stunde

## 4 Alternative Berechnung und Interpretation Differenzkosten und die Rolle der Brennstoffpreise

### 4.1 Alternative Berechnung und Interpretation Differenzkosten und die Rolle der Brennstoffpreise

Eine alternative Berechnung bzw. Interpretation der Differenzkosten würde nicht die Differenz aus Vollkosten zu Grenzkosten des bestehenden Kraftwerkspark betrachten sondern zu einem (nicht-existierenden) Referenzszenario. Dort wäre dann z. B.

- die Differenz zu den Grenzkosten des preissetzenden Kraftwerks (d.h. dem Strompreis) in dem alternativen Kraftwerkspark ohne erneuerbare Energien relevant oder
- die Differenz zu den durchschnittlichen Gesamtkosten in dem alternativen Kraftwerkspark ohne erneuerbare Energien

zu bilden.

Zu a)

Der Ansatz, die Differenzkosten zu den Grenzkosten des preissetzenden Kraftwerks (d.h. dem Strompreis) in dem alternativen Kraftwerkspark ohne erneuerbare Energien zu verwenden, liegt noch relativ nahe. Wären die Erneuerbaren nie gefördert worden, so hätten wir womöglich einen Kraftwerkspark ähnlich dem in Abbildung 2 skizzierten. Der Strompreis und



damit die Kosten für die Erzeugung aus Sicht der Stromverbraucher läge dann in der betrachteten Stunde statt bei null Euro (Abbildung 4) auf dem Niveau der Grenzkosten eines gasgefeuerten Kraftwerks (z. B. einer Gasturbine oder einer GuD-Anlage). Die Differenz von durchschnittlichen Gesamtkosten der EE-Anlagen (entspricht in dieser Stunde ja der EEG-Umlage) und Preis im Referenzszenario wäre also deutlich kleiner.

Zu b)

Seit Kurzem wird politisch sehr intensiv über die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen für konventionelle Anlagen diskutiert (siehe z. B. Agora 2013). Hintergrund ist die Tatsache, dass im aktuellen Marktdesign kaum Anreize bestehen, in neue Anlagen zu investieren. Im Kontext der Energiewende sind diese Anlagen als Back-up notwendig, wenn der Wind nicht weht und die Sonne nicht scheint. Die fehlenden Anreize werden durch die erneuerbaren Energien aber nur verstärkt. Auch ohne deren Ausbau würde der Anreiz zum Bau ausreichend neuer Kapazitäten fehlen (Weber et al 2002, Newberry 2002, BCG 2003). Entsprechend sind zusätzliche Investitionsanreize in beiden Szenarien (mit und ohne Erneuerbare) notwendig. Die genaue Ausgestaltung dieser Kapazitätsmechanismen ist noch unklar, sicher ist dagegen, dass die zusätzlichen Zahlungsströme an die Kraftwerksbetreiber finanziert werden müssen. Eine verursachergerechte Wälzung auf die Stromverbraucher liegt nahe. Entsprechend würden die Stromverbraucher nicht nur den Strompreis auf Höhe der Grenzkosten des preissetzenden Kraftwerks bezahlen, sondern auch die Kapazitätsprämie.<sup>7</sup> Deren Höhe hängt zum einen vom konkreten Kraftwerkstyp ab, zum anderen auch von dessen Auslastung. Da die Grenzkraftwerke, d.h. die gerade noch zum Einsatz kommen Kraftwerke, häufig nur Spitzenlast abdecken, produzieren sie nur in relativ wenigen Stunden im Jahr. Die Investitionskosten wären entsprechend auf tendenziell wenige Betriebsstunden umzulegen, so dass die Kapazitätsprämien eher hoch sein würden. Als Ergebnis wäre festzuhalten, dass die Differenzkosten bei Berücksichtigung der Kapazitätsprämien noch kleiner würden.

## 4.2 Bedeutung der zukünftigen Kostenentwicklung

Eine wichtige Annahme im Kontext des Ausbaus der erneuerbaren Energien bezieht sich auf die Preisentwicklung. Demnach sinken die Kosten für die Stromerzeugung der erneuerbaren Energien künftig noch weiter, während die Kosten für die Erzeugung aus konventionellen Anlagen steigen.<sup>8</sup> Abbildung 5 zeigt dazu eine mögliche Sicht auf die Entwicklung der Preise für fossile Energieträger.<sup>9</sup>

---

<sup>7</sup> Gleichwohl sollte die Kapazitätsprämie nicht Bestandteil der Grenzkosten und damit der Gebote der Stromerzeuger sein. Die Prämien würden sich also nicht eins zu eins in den Marktpreisen wiederfinden. Dennoch müssen sie bezahlt werden.

<sup>8</sup> Bei dem Vergleich ist auf eine sinnvolle Bestimmung der durchschnittlichen Stromgestehungskosten der fluktuierenden erneuerbaren Energien zu achten, siehe hierzu Bode (2013).

<sup>9</sup> Mit Blick auf die Qualität (bzw. die Sinnhaftigkeit) von Preisprognose bietet auch Taleb, N.N. (2008) *Der Schwarze Schwan: Die Macht höchst unwahrscheinlicher Ereignisse*, interessante Sichtweisen an.

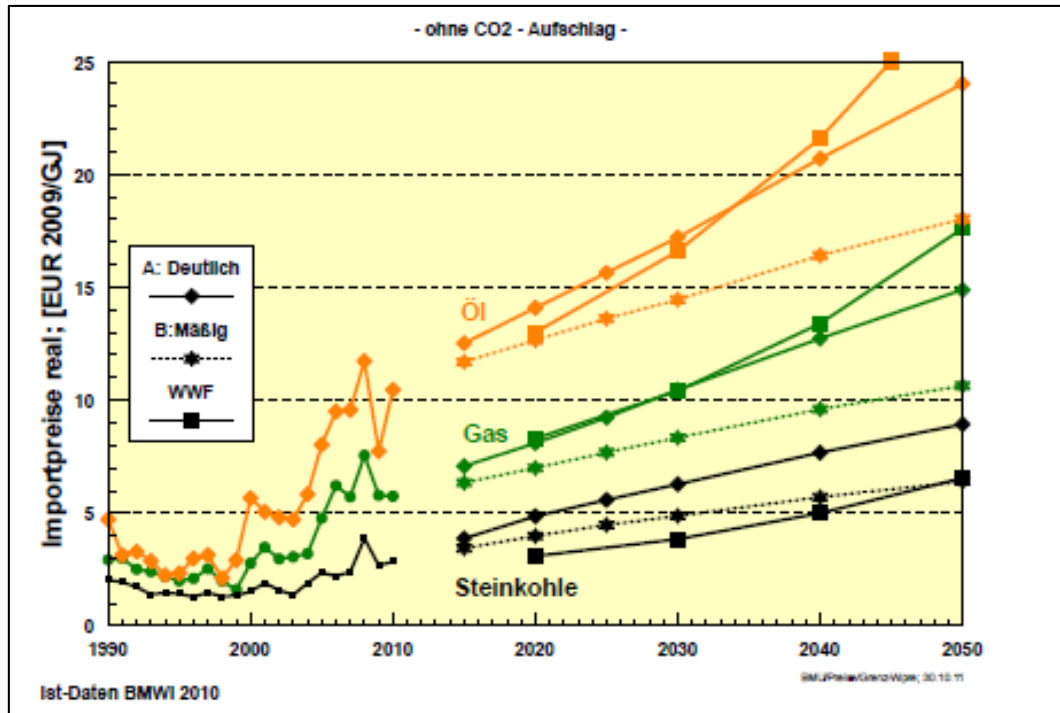


Abbildung 5: Importpreise von Rohöl, Erdgas und Steinkohle für die Preispfade A und B und Vergleich der Annahmen der WWF Studie (WWF 2009), (Quelle: DLR 2012, S. 52)

Dieser Aspekt macht deutlich, dass die Auswahl der Referenz für die Bestimmung von Differenzkosten insb. für die Bewertung der (relativen) Kosten der Energiewende sehr wichtig ist. Sollten die genannten Preisentwicklungen eintreten, würden auch bei einer steigenden EEG-Umlage die Differenzkosten zum alternativen Kraftwerkspark ohne Erneuerbare kleiner, vielleicht auch negativ, ausfallen. Dabei ist zu bedenken, dass durch einen umfassenden (globalen) Einsatz von Erneuerbaren die Nachfrage nach und damit der Preis von fossilen Energieträgern sinken wird.<sup>10</sup> Diese geringen Preise treten allerdings nur dann auf, wenn auf die Erneuerbaren gesetzt wird. In einem alternativen Szenario ohne (massiven Zubau) der Erneuerbaren ist die Nachfrage nach fossilen Brennstoffen und damit der Preis entsprechend hoch.<sup>11</sup>

Tabelle 2 **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** greift die obige Argumentationslinie auf und zeigt u.a. 2 mögliche Szenarien für die Strompreisentwicklung der Privathaushalte in der Zukunft. Auch bei einer weiterhin steigenden EEG-Umlage könnte der Weg des weiteren Ausbaus der günstigere sein - unabhängig von schwer bepreisbaren Aspekten wie externen Effekten (Kosten des Klimawandels etc.).

<sup>10</sup> Der Effekt wird auch als *rebound effect* bezeichnet.

<sup>11</sup> Die jeweiligen Szenarien sind also kontrafaktisch: dadurch, dass wir uns für einen Weg entscheiden, können wir die Entwicklung auf dem anderen Weg nicht beobachten.

Tabelle 2: Zusammensetzung des Strompreises für Haushaltskunden heute und in unterschiedlichen Szenarien.

Komponenten des Strompreises für Haushaltskunden	Spezifisch, pro Kilowattstunde (ct/kWh)		
	heute <sup>*)</sup>	20x0 mit Erneuerbaren	20x0 ohne Erneuerbaren
Erzeugung, Vertrieb	7,6	2 <sup>1)</sup>	<b>12,5<sup>2)</sup></b>
Netznutzung	7	8	7
EEG-Umlage	5,3	<b>8</b>	<b>0</b>
Offshore-Haftungsumlage	0,25	0,25	0
KWK-Umlage	0,13	0,13	0,13
Strom-NEV Umlage	0,33	0,33	0,33
Konzessionsabgabe	1,8	1,8	1,8
Kapazitätsprämie	n.a.	0,9	1,1 <sup>3)</sup>
Stromsteuer	2,1	2,1	2,1
Mehrwertsteuer	4,6	4,7	4,8
<b>SUMME</b>	<b>29,11</b>	<b>29,17</b>	<b>29,70</b>

\*) Ist-Werte siehe: FhG-ISE 2013

1) Die Kosten für den Vertrieb werden regelmäßig nicht von den Energielieferanten ausgewiesen, so dass hier nur eine Annahme getroffen wird.

2) Annahme: steigende Preise für fossile Brennstoffe und CO2-Zertifikate

3) Notwendige Kapazitätsprämie stark von Annahmen zu Preise für fossile Brennstoffe und CO2-Zertifikate abhängig.

## 5 Fazit

Die (steigende) EEG-Umlage sollte vorsichtig gedeutet werden. Sie basiert auf einer Betrachtung der Differenzkosten zu den Vollkosten der Erneuerbaren und den sog. Grenzkosten („Betriebskosten“) der preissetzenden Kraftwerke des heutigen Kraftwerksparks. Die Differenzkosten werden durch die Erneuerbaren selbst beeinflusst. Der aktuelle Ansatz ist ein möglicher Ansatz die Kosten aus der Förderung des Ausbaus der EE auf die Stromverbraucher zu verteilen. Er ermöglicht jedoch keine Aussage über Mehrkosten der Energiewende ggü. einem alternativ möglichen Kraftwerkspark.

Insofern hat auch die Kostenschätzung von Bundesminister Altmaier, wonach die Energiewende 1 Billion Euro kosten würde, für sich alleine wenig Aussagekraft. Interessant sind vielmehr die Mehrkosten ggü. den Alternativen. Denn wenn wir möglicherweise auf die Energiewende verzichten oder diese verlangsamen sollten, treten alternative Kosten auf für den Bau neuer, notwendiger Kraftwerke sowie die Brennstoffe wie Kohle und Gas. Berücksichtigt man noch die mögliche Kostenentwicklung bei Erneuerbaren und Konventionellen wird deutlich, dass auch der betrachtete Zeitraum wichtig ist, um eine absolute Zahl wie die 1 Billion Euro zu bewerten. Werden die Differenzkosten zu den Vollkosten eines alternativen (konven-



tionellen) Parks negativ, ergibt sich in der Zukunft eine Rendite, die zukünftige Generationen bekommen können.

Die Ausführungen sollen ausdrücklich nicht als Plädoyer für eine Beschleunigung der Energiewende über den im EEG skizzierten Pfad hinaus verstanden werden. Die Frage der Geschwindigkeit braucht eine eigene Analyse. Auch gibt es massiven Anpassungsbedarf am EEG einschließlich konkreter Vorschläge zu dessen Weiterentwicklung.

Die Ausführungen sollen allein zur Vorsicht bei der Verwendung „großer“ absoluter Zahlen in der politischen Diskussion anreizen bzw. deren Interpretation regelmäßig zu hinterfragen.

## Referenzen

- Agora (2013) Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?, Agora Energiewende, Berlin, März 2013
- BCG (2003) The Boston Consulting Group: Keeping the Lights On, BCG Report, Boston, May 2003
- Bode, S. (2013) Grenzkosten der Energiewende: Teil 1 Eine Neubewertung der Stromgestehungskosten von Windkraft- und Photovoltaikanlagen im Kontext der Energiewende, arrhenius Discussion Paper No. 8
- Bode, S., Groscurth, H. (2006) Zur Wirkung des EEG auf „den Strompreis“, HWWA Discussion Paper No. 348
- Bundestag (2011) Stenografischer Bericht, 114. Sitzung, , Plenarprotokoll 17/114, Deutscher Bundestag Berlin, Donnerstag, den 9. Juni 2011
- DLR et al. (2012) Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global, Schlussbericht BMU - FKZ 03MAP146, März 2012
- Fhg-ISE (2013): Aktuelle Fakten zur Photovoltaik, Freiburg, Januar 2013
- Hirth, L. (2013) The market value of variable renewables: The effect of solar wind power variability on their relative price, erscheint in: Energy Economics (article in press)
- Newbery, David M. (2002) Regulatory Challenges to European Electricity Liberalisation, CMI Working Paper 12
- Kopp, O., Eßer-Frey, A., Engelhorn, T. (2012) Können sich erneuerbare Energien langfristig auf wettbewerblich organisierten Strommärkten finanzieren?, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, 36: S. 243 – 255, DOI 10.1007/s12398-012-0088-y
- Weber (2002) Das Investitionsparadox in wettbewerblichen Strommärkten, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 52(2002), Heft 11, S. 756-759.