

# **Strompreisentwicklungen im Spannungsfeld von Energiewende, Energimärkten und Industriepolitik. Der Energiewende-Kosten-Index (EKX)**

Kurzstudie

Berlin, 11. Oktober 2012

Hauke Hermann

Dr. Felix Chr. Matthes

Lukas Emele

Frederieke Jung

**Öko-Institut**  
Schicklerstraße 5-7  
D-10179 Berlin  
Tel.: +49-(0)30-40 50 85-0  
Fax: +49-(0)30-40 50 85-388

Geschäftsstelle Freiburg  
Merzhauser Straße 173  
D-79100 Freiburg  
Tel.: +49 761 45295-0  
Fax: +49 761 45295-288

Büro Darmstadt  
Rheinstraße 95  
D-64295 Darmstadt  
Tel.: +49 6151 8191-0  
Fax: +49 6151 8191-233

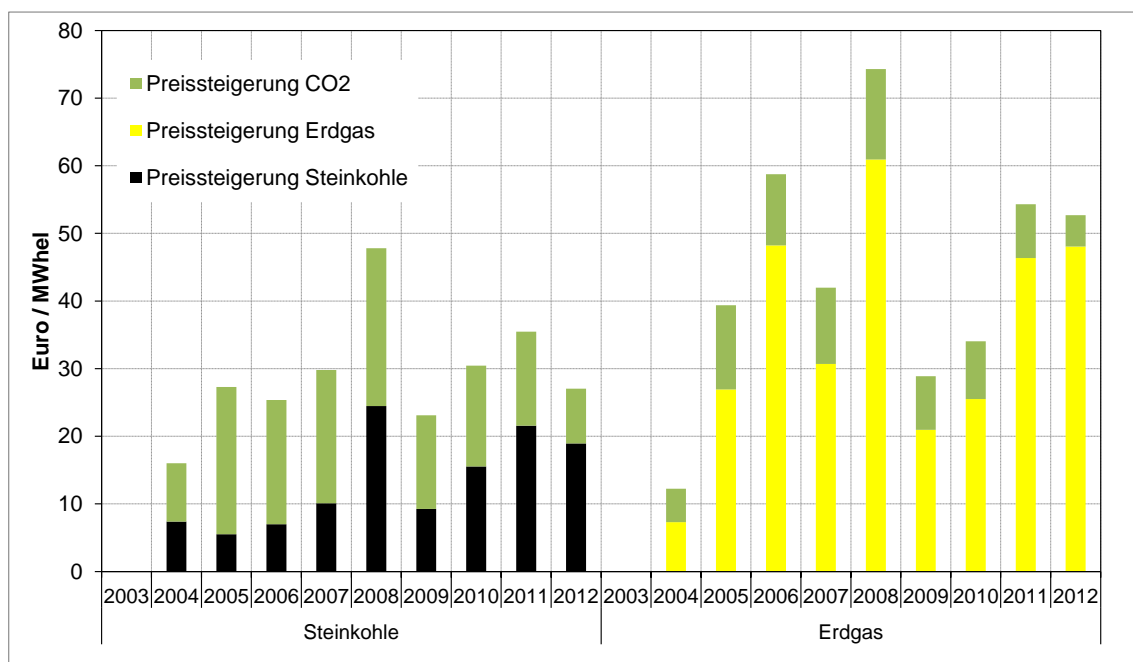
[www.oeko.de](http://www.oeko.de)



## Zusammenfassung

Die Entwicklung der Strompreise bildet ein zentrales Thema vieler Diskussionen zur Entwicklung des Energiemarktes im Allgemeinen wie auch zu den Kosten der Energiewende im Speziellen. Viele Analysen konzentrieren sich dabei vor allem auf das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), also die Förderung Erneuerbarer Energien im Bereich der Stromerzeugung. Diese Fokussierung greift jedoch zu kurz, da erstens die EEG-Umlage nicht den einzigen Stromkostenbestandteil mit steigender Tendenz bildet, zweitens die geförderten Strommengen im Großhandelsmarkt für Strom Preis dämpfend wirken und drittens die EEG-Umlage auch eine ganze Reihe von industriepolitisch motivierten Umverteilungsmechanismen beinhaltet. Abbildung Z1 illustriert eindrücklich den Anstieg der Brennstoffpreise für fossile Kraftwerke. Die Brennstoffkosten älterer Steinkohlekraftwerke sind seit 2003 um fast 2 ct/kWh<sub>el</sub> gestiegen, die Brennstoffkosten älterer Erdgaskraftwerke sogar um fast 5 ct/kWh<sub>el</sub>.

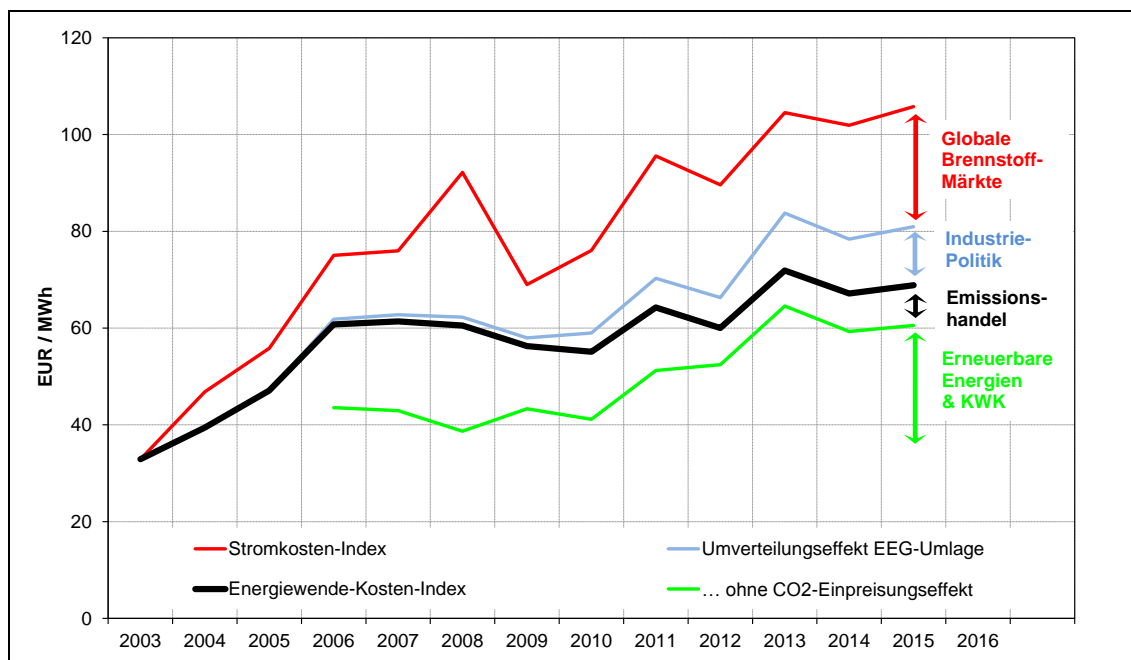
Abbildung Z1 Entwicklung der kurzfristigen Grenzkosten für ältere Gas- und Kohlekraftwerke (am Strommarkt Preis setzend) als Folge der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisentwicklungen am Terminmarkt, 2003 bis 2012



Quelle: EEX, Berechnungen des Öko-Instituts

Daher ist es sinnvoll und notwendig, einen robusten Indikator zu entwickeln, mit dessen Hilfe zentrale Einflussfaktoren für die Entwicklung der Strompreise numerisch eingeordnet werden können und der damit eine geeignete, d.h. methodisch und datenseitig abgesicherte Grundlage für die einschlägigen energiepolitischen Diskussionen bilden kann. Der Energiewende-Kosten-Index (EKX) soll als energiepolitischer Bewertungsindikator dienen, der im Gegensatz zur aktuell für diese Funktionalität genutzten Messgröße „EEG-Umlage“ sinnvoll und angemessen ist.

Abbildung Z2 Entwicklung der Strombeschaffungskosten für Haushaltskunden 2003-2015 (Stromkosten-Index) und des Anteils, der klima- und energiepolitisch begründet ist (Energiewende-Kosten-Index)



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Im Einzelnen lassen sich aus der Datenanalyse für den Energiewende-Kosten-Index (EKX) die folgenden Schlussfolgerungen für die Rückschau bis einschließlich zum Jahr 2012 ableiten:

- Seit dem Jahr 2003 sind die Brennstoffpreise massiv gestiegen. Für den Durchschnitt einer typischen Beschaffungsstruktur für Endkundenlieferungen ergibt sich nur bedingt durch fossile Brennstoffpreissteigerungen ein Preisanstieg von etwa 2,3 ct/kWh.
- Die industriepolitisch motivierte Privilegierung signifikanter Kundengruppen im EEG führte zu einem Preisanstieg von 0,6 ct/kWh.
- Bedingt durch die zurzeit niedrigen CO<sub>2</sub>-Preise betragen die CO<sub>2</sub>-Kosten für den Durchschnitt der hier unterstellten Beschaffungsstruktur derzeit nur 0,7 ct/kWh.
- Korrigiert um die Umverteilungseffekte durch die Privilegierung signifikanter Kundengruppen ist die Summe aus EEG-Umlage und KWK-Umlage im Zeitraum 2003 bis 2012 um 2,2 ct/kWh gestiegen.
- Die Kosten dämpfenden Effekte der erneuerbaren Energien und der KWK auf den Terminmärkten für Strom („Merit-Order-Effekt“) können aktuell mit einer Größenordnung von ca. 0,3 ct/kWh veranschlagt werden.

Die zur Ausdifferenzierung der verschiedenen Effekte entwickelte Methode zur Erstellung des Energiewende-Kosten-Index erlaubt eine integrierte Betrachtung und vor allem die Ermittlung von Netto-Kosteneffekten für die Förderung von erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung.

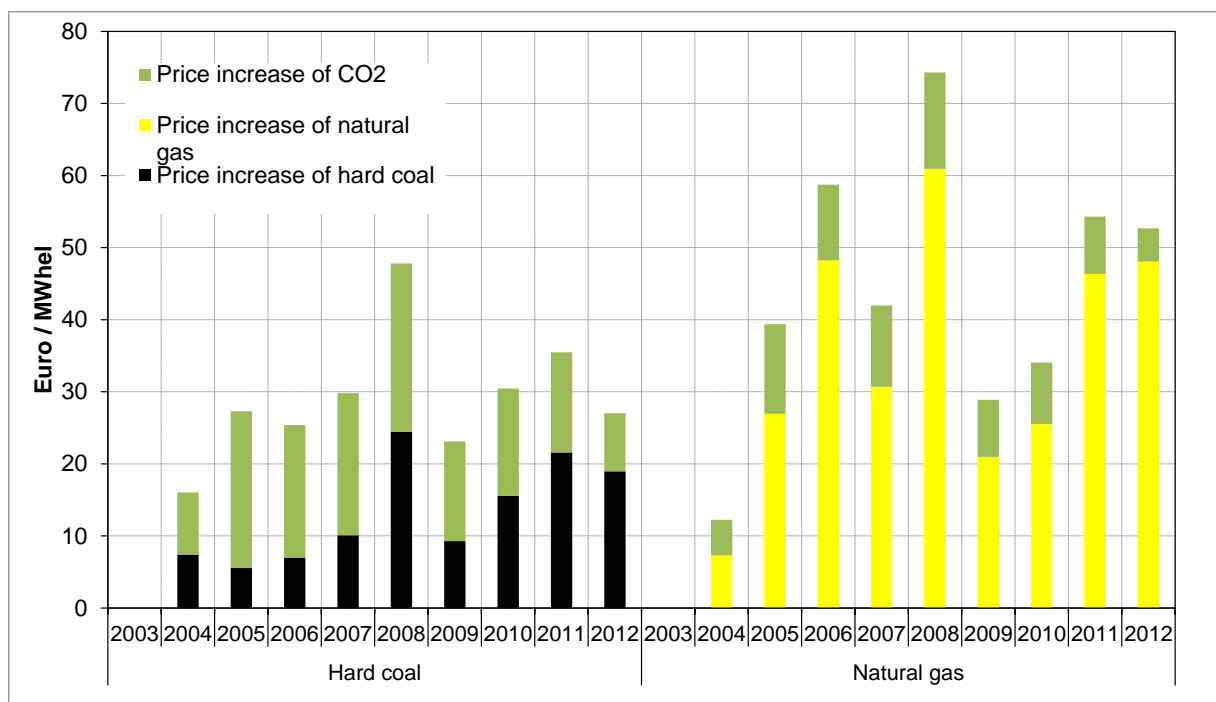
Der Stromkosten-Index steigt im Jahr 2013 im Vergleich zum Jahr 2012 um 1,5 ct/kWh. Dieser Anstieg erklärt sich in erster Linie durch den Anstieg der EEG-Umlage um 1,7 ct/kWh und den Rückgang des Großhandelspreises für Strom um etwa 0,2 ct/kWh. Im Vergleich dazu steigt der Energiewende-Kosten-Index nur um 1,2 ct/kWh im Vergleich zum Jahr 2012. Damit steigt der Energiewende-Kosten-Index deutlich weniger stark an als die EEG-Umlage. Dies erklärt sich dadurch, dass vom Anstieg der EEG-Umlage allein 0,6 ct/kWh auf eine erhöhte Umverteilung zurückzuführen sind.

Im Jahr 2014 sinkt der Energiewende-Kosten-Index in Vergleich zu 2013 wieder um etwa 0,5 ct/kWh und bleibt auch in 2015 deutlich unter dem Niveau von 2013. Dies erklärt sich durch die leicht sinkende EEG-Umlage in Kombination mit weiter leicht steigenden Merit-Order-Effekten der erneuerbaren Energien.

## Executive Summary

The development of electricity prices constitutes a key subject of many discussions on the development of the energy market in general and the costs of transforming the energy sector (Energiewende) in particular. With regard to Germany, many analyses chiefly focus on the German Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG), i.e. the promotion of renewable energy sources in power generation. However, this focus falls short since, firstly, the EEG apportionment is not the only electricity cost component with an upward trend; secondly, the promoted electricity quantities in the wholesale market for electricity have a downward effect on prices; and, thirdly, the German EEG regulation also contains a large number of re-distribution mechanisms motivated by industrial policy. Figure S1 distinctly shows the increase in fuel prices for fossil-fired power plants in Germany. Since 2003 the fuel costs of older hard coal-fired power plants have risen by almost 2 ct/kWh<sub>el</sub> and the fuel costs of older natural gas-fired power plants even by almost 5 ct/kWh<sub>el</sub>.

*Figure S1 Development of short-term marginal costs for older gas- and coal-fired power plants (which set the price on the electricity market) in Germany as a result of fuel and CO<sub>2</sub> price developments on the futures market, 2003 to 2012*

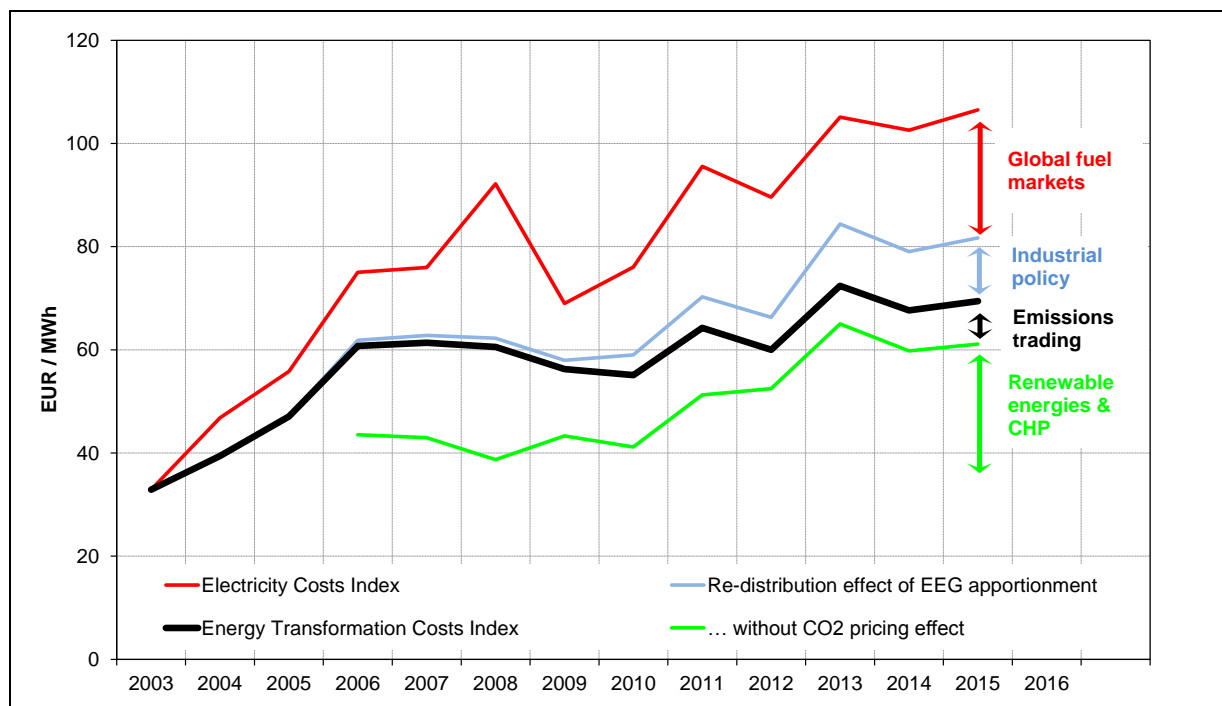


Source: EEX, calculations by Öko-Institut

The development of a robust indicator, by means of which key influencing factors for the development of electricity prices can be numerically classified and can constitute an appropriate (i.e. well-substantiated in terms of methodology and data) basis for rele-

vant energy policy discussions, is thus useful and necessary. The Energy Transformation Costs Index (ETCX) is to serve as an assessment indicator for energy policy which, in contrast to the parameter currently used for this functionality (cost apportionment under the German EEG), is helpful and appropriate.

Figure S2 Development of power procurement costs for household customers 2003-2015 (Electricity Costs Index) and the share stemming from climate and energy policy (Energy Transformation Costs Index)



Source: Calculations by Öko-Institut

More specifically the following conclusions can be derived for the years up to and including 2012 from the data analysis for the Energy Transformation Costs Index (ETCX):

- Since 2003 there has been a huge increase in fuel prices. For the average of a typical procurement structure for deliveries to final customers in Germany the price increase amounts to approx. 2.3 ct/kWh only as a result of increases in fossil fuel prices.
- The privileging of significant customer groups in the German EEG, as motivated by industrial policy, led to a price increase of 0.6 ct/kWh.
- Due to the currently low CO<sub>2</sub> prices the CO<sub>2</sub> costs for the average of the procurement structure assumed in this analysis currently amount to only 0.7 ct/kWh.

- If corrected in the light of re-distribution effects stemming from the privileging of significant customer groups, the sum from the EEG and combined heat and power (CHP) apportionments increased by 2.2 ct/kWh from 2003 to 2012.
- The downward effects of renewable energies and combined heat and power on the prices on the futures markets for electricity (merit order effect) can currently be estimated at approx. 0.3 ct/kWh.



# Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung.....</b>	<b>3</b>
<b>Executive Summary .....</b>	<b>6</b>
<b>1 Einleitung .....</b>	<b>13</b>
<b>2 Entwicklung der Strompreise für private Haushalte.....</b>	<b>15</b>
<b>3 Entwicklung der Großhandelspreise für Strom, Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Zertifikate.....</b>	<b>18</b>
3.1 Energiewirtschaftliche Entwicklungen .....	18
3.2 Entwicklung der Großhandelspreise für Strom.....	20
3.3 Erklärungsmodell für die Base-Strompreise.....	21
3.4 Erklärungsmodell für die Peak-Strompreise.....	22
3.5 Einfluss von Brennstoff und CO <sub>2</sub> -Preisen auf die Strompreise.....	25
3.6 Zwischenfazit .....	27
<b>4 Entwicklung der EEG- und der KWKG-Umlage.....</b>	<b>29</b>
<b>5 Der Energiewende-Kosten-Index (EKX) .....</b>	<b>31</b>
5.1 Zielstellung und Methode .....	31
5.2 Ergebnisse .....	33
<b>6 Projektion für die Jahre 2013 bis 2015 .....</b>	<b>37</b>
6.1 Annahmen und Datengrundlagen .....	37
6.2 Ergebnisse .....	38
<b>7 Schlussfolgerungen .....</b>	<b>40</b>
<b>8 Referenzen .....</b>	<b>42</b>
8.1 Literatur.....	42
8.2 Datenquellen.....	42
8.3 Rechtsdokumente .....	43
<b>Anhang Dokumentation der Projektion der EEG-Umlage.....</b>	<b>44</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Entwicklung und Zusammensetzung des Haushaltsstrompreises in Deutschland, 2003 bis 2012 mit nominalen Preisen.....	15
Abbildung 2	Entwicklung und Zusammensetzung des Haushaltsstrompreises in Deutschland, 2003 bis 2012 mit realen Preisen .....	17
Abbildung 3	Energiewirtschaftliche Entwicklungen, 2003 bis 2012.....	18
Abbildung 4	Entwicklung der Strompreise am Spot- und Terminmarkt, 2003 bis 2012.....	20
Abbildung 5	Marktinteraktionen für Brennstoffpreise sowie der Preise für Emissionsberechtigungen und Base-Stromlieferungen – Erklärung der Preisbildungsmechanismen.....	21
Abbildung 6	Marktinteraktionen für Brennstoffpreise sowie der Preise für Emissionsberechtigungen und Peak-Stromlieferungen – Erklärung der Preisbildungsmechanismen bis Mitte 2010 (50% Steinkohle, 50% Erdgas).....	23
Abbildung 7	Marktinteraktionen für Brennstoffpreise sowie der Preise für Emissionsberechtigungen und Peak-Stromlieferungen – Erklärung der Preisbildungsmechanismen ab Mitte 2010 (75% Steinkohle; 25% Gas).....	24
Abbildung 8	Entwicklung der kurzfristigen Grenzkosten für ältere, am Strommarkt Preis setzende Steinkohlenkraftwerke und Erdgaskraftwerke als Folge der Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Preisentwicklungen am Terminmarkt, 2003 bis 2012.....	25
Abbildung 9	Entwicklung der kurzfristigen Grenzkosten für ältere am Strommarkt Preis setzende Steinkohlenkraftwerke und Erdgaskraftwerke als Folge der Steinkohlepreisentwicklung am Terminmarkt und der Erdgaspreis- und CO <sub>2</sub> -Preisentwicklungen am Spotmarkt, 2003 bis 2012.....	26
Abbildung 10	Entwicklung der EEG-Umlage und der KWK-Umlage, 2003 bis 2012.....	29
Abbildung 11	Elemente des Energiewende-Kosten-Index.....	32
Abbildung 12	Entwicklung des Energiewende-Kosten-Index auf Basis von Termin-lieferungen, 2003 bis 2012 .....	34
Abbildung 13	Entwicklung des Energiewende-Kosten-Index auf Basis von Spot-Preisen, 2003 bis 2012 .....	34
Abbildung 14	Projektion des Energiewende-Kosten-Index auf Basis von Termin-Preisen, 2003 bis 2015.....	38

Abbildung 15 Projektion des Energiewende-Kosten-Index auf Basis von  
 Termin-Preisen, 2003 bis 2015 mit realen Preisen  
 (inflationsbereinigt) ..... 39

**Tabellenverzeichnis**

Tabelle 1 Verwendete Börsenpreise für die Projektion des EKX, 2013  
 bis 2015..... 37

Tabelle A-2 Prognose der installierten Leistungen jeweils zum  
 Jahresende von 2013 bis 2016..... 44

Tabelle A-3 Prognose der Stromerzeugung von 2013 bis 2016 ..... 45

Tabelle A-4 Prognose der Vergütungszahlungen (bereinigt um  
 vermiedene Netznutzungsentgelte) von 2013 bis 2016..... 45

Tabelle A-5 Prognose der Marktprämienzahlungen von 2013 bis 2016 ..... 46

Tabelle A-6 Entwicklung der Profilmfaktoren von 2013 bis 2016..... 46

Tabelle A-7 Terminpreise am Strommarkt von 2013 bis 2016 (Stand  
 September 2012)..... 46

Tabelle A-8 Prognose der Entwicklung der Einnahmen aus der  
 Vermarktung der einzelnen Erzeuger von 2013 bis 2016..... 47

Tabelle A-9 Prognose der EEG-Umlage für die Jahre 2013 bis 2016 ..... 49



# 1 Einleitung

Die Entwicklung der Strompreise bildet ein zentrales Thema vieler Diskussionen zur Entwicklung des Energiemarktes im Allgemeinen wie auch zu den Kosten der Energiewende im Speziellen. Viele Analysen konzentrieren sich dabei vor allem auf das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG), also die Förderung Erneuerbarer Energien im Bereich der Stromerzeugung. Diese Fokussierung greift aus mindestens drei Gründen zu kurz:

- die EEG-Umlage ist nicht der einzige Stromkostenbestandteil, auch andere Faktoren sind für die Preisbildung von erheblicher Bedeutung;
- die Förderung erneuerbarer Energien beeinflusst nicht nur die EEG-Umlage (mehr erneuerbare Energien erhöhen die EEG-Umlage tendenziell), sondern auch die Preise an der Strombörse, d.h. am konventionellen Großhandelsmarkt (die Förderung erneuerbarer Energien senkt tendenziell die Preise auf den Strommärkten) und ist deswegen als Indikator nur begrenzt aussagekräftig, da sie sich aus der Differenz zwischen den fixen Garantiepreisen für die Einspeisung erneuerbarer Energien und dem Erlös der Vermarktung auf den konventionellen Strommärkten ergibt;
- die EEG-Umlage beinhaltet auch eine Reihe von Umverteilungsmechanismen (z.B. zu Gunsten energieintensiver Verbraucher, der Eigenerzeugung von Strom etc.), die nur begrenzt dem Ausbau der erneuerbaren Energien, sondern eher industriepolitischen Zielen zuzurechnen sind.

In diesem Kontext ist zwar in der Vergangenheit eine Reihe umfassender Modellanalysen zur Quantifizierung der Wechselwirkungen zwischen dem Förderregime für erneuerbare Energien und den Großhandelspreisen angestellt worden (ISI 2011), letztlich sind diese Modellierungen aber zu aufwändig, um als Grundlage einer vor allem am aktuellen Rand vergleichsweise einfach zu aktualisierenden Bewertungs- und Steuerungsgröße dienen zu können.

Für die aktuellen und die zukünftigen energiepolitischen Debatten ist es vor dem Hintergrund dieser komplexen Zusammenhänge sinnvoll und notwendig, die verschiedenen Einflussfaktoren einzuordnen und zu objektivieren. Die hier vorgelegte Kurzstudie hat das Ziel, einerseits die Entwicklung der Strompreise wie auch ihrer Determinanten zu dokumentieren und andererseits einen robusten Indikator zu entwickeln, mit dessen Hilfe zentrale Einflussfaktoren für die Entwicklung der Strompreise numerisch eingeordnet werden können und der damit eine geeignete, d.h. methodisch und datenseitig abgesicherte Grundlage für die einschlägigen energiepolitischen Diskussionen bilden kann. Letztlich geht es so auch darum, einen energiepolitischen Steuerungsindikator zu entwickeln, der im Gegensatz zur aktuell für diese Funktionalität genutzten Messgröße „EEG-Umlage“ (die hinsichtlich der Abwicklung von Zahlungsströmen im Rahmen des EEG eine Rolle spielt, aber als Bewertungs- und Steuerungsgröße ungeeignet ist) sinnvoll und angemessen ist.

Im Kapitel 2 wird zunächst die Entwicklung der Strompreise für private Haushalte und ihrer Bestandteile dokumentiert. Die folgenden Abschnitten 3 und 4 enthalten eine systematische Darstellung ausgewählter Bestimmungsgrößen für die Strompreisentwicklung. Dies beinhaltet:

- Die Strompreise für den Großhandel sowohl für den Spotmarkt als auch für den Terminmarkt.
- Die Preisentwicklung für zentrale Kostengrößen im Bereich der Stromerzeugung, d.h. vor allem für Steinkohle, Erdgas und CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen für die Verwendung im Emissionshandelssystem der Europäischen Union, die wichtige Erklärungsgrößen für die Entwicklung der Strompreise auf dem Großhandelsmarkt bilden.
- Die Entwicklung der Umlagen des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) sowie dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) sowie die Umverteilungseffekte, die sich aus den Privilegierungsregelungen des EEG ergeben.

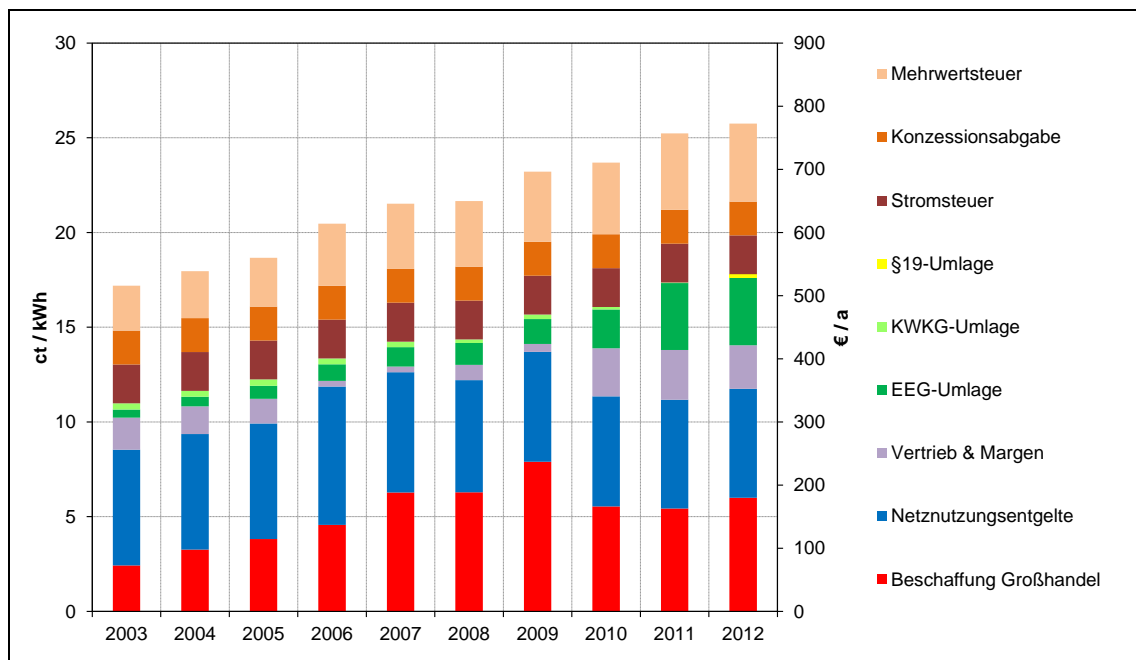
Im darauf folgenden Untersuchungsschritt (Kapitel 5) werden der methodische Ansatz und die Parametrisierung für einen sinnvollen Bewertungsindikator, den Energiewende-Kosten-Index, entwickelt und dokumentiert. Mit dem Energiewende-Kosten-Index wird ein objektivierbarer und robuster Maßstab für die Strompreisentwicklung geschaffen, der nicht nur auf ein einzelnes (Preis erhöhendes) Element des energie- und klimapolitischen Instrumentenmixes abhebt (wie die EEG-Umlage), sondern den Gesamtkontext von Preis erhöhenden und Preis senkenden Entwicklungen und die dahinter liegenden Zielstellungen transparent macht.

In Kapitel 6 wird eine Prognose des Energiewende-Kosten-Index für die Jahre 2013 bis 2015 erstellt, im Abschnitt 7 sind einige Schlussfolgerungen zusammengestellt. Im Anhang sind alle Hintergrunddaten zur Berechnung der EEG-Umlage ab 2013 transparent dargestellt.

## 2 Entwicklung der Strompreise für private Haushalte

Die Entwicklung des (typischen) Haushaltstrompreises über die letzten Jahre ergibt sich aus dem Zusammenspiel sehr unterschiedlicher Faktoren.

Abbildung 1 Entwicklung und Zusammensetzung des Haushaltsstrompreises in Deutschland, 2003 bis 2012 mit nominalen Preisen



Quelle: BDEW, BNetzA, Europäische Kommission, Schätzungen und Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 1 verdeutlicht die Entwicklung des Haushaltsstrompreises in ct/kWh (linke y-Achse) und die jährlichen Kosten eines Haushalts mit einem Verbrauch von 3.500 kWh (rechte y-Achse). Wie die Zusammenstellung in Abbildung 1 verdeutlicht, ergibt sich die Strompreiserhöhung um 9 ct/kWh (ausgehend von 17 ct/kWh im Jahr 2003 auf 26 ct/kWh im Jahr 2012) aus sehr unterschiedlichen Trends:

- Die Kosten für Strombeschaffung und Vertrieb sowie die Margen der Lieferanten sind von etwa 4 ct/kWh im Jahr 2003 auf über 8 ct/kWh im Jahr 2012 gestiegen, wobei ein wesentlicher Teil davon auf die Beschaffung am Großhandelsmarkt entfällt (vgl. Kapitel 3), der jedoch die Entwicklung dieser Kostenposition v.a. in den letzten Jahren nur teilweise erklärt. Die zukünftige Entwicklung dieser Kostenposition hängt somit einerseits von der zukünftigen Wettbewerbsintensität sowie andererseits von den Bestimmungsfaktoren der Großhandelspreise ab und ist damit nur schwer einzuschätzen.
- Die Kosten für Netznutzungsentgelte sind nach 2007, v.a. bedingt durch die stringendere Netzregulierung, deutlich gefallen. Aktuell liegen die Kosten für Netznutzungsentgelte mit ca. 5,8 ct/kWh erheblich unter dem Höchstwert von

7,1 ct/kWh im Jahr 2007. Vor dem Hintergrund des anstehenden Netz-Ertüchtigungsbedarfs ist hier perspektivisch wieder mit einem (leichten) Anstieg zu rechnen.

- Die Kosten für die Förderung erneuerbarer Energien und (teilweise) als Folge dessen die EEG-Umlage sind in den letzten Jahren stetig gestiegen, 2012 liegt die Umlage mit knapp 3,6 ct/kWh deutlich über dem Wert von 2003 (0,4 ct/kWh). Im generellen Trend wird sie in den nächsten Jahren weiter steigen, die konkrete Steigerung hängt jedoch von einer Vielzahl von Faktoren ab.
- Die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung über das KWKG und die entsprechende KWKG-Umlagen haben in der letzten Dekade nie mehr als 0,3 ct/kWh ausgemacht, wobei diese Umlage seit 2009 massiv gesunken ist. Mit der Ausweitung der KWK-Förderung mit der KWKG-Novelle 2012 ist hier zukünftig wieder mit einem (moderaten und überdies gesetzlich gedeckelten) Anstieg zu rechnen.
- Einen neuen Preisbestandteil bildet die Umlage nach § 19 NEV. Mit dieser Regelung werden die Kosten umverteilt, die dadurch entstehen, dass energieintensive Verbraucher – mit industriepolitischen Begründungen – sehr weitgehend von der Zahlungsverpflichtung für die Netznutzungsentgelte befreit worden sind. Das Niveau dieser Umlage wird sich in den nächsten Jahren – bei Beibehaltung dieser Regelung und mit Blick auf das inzwischen erreichte Volumen dieser Privilegierung – von aktuell 0,15 ct/kWh deutlich erhöhen. Für das Jahr 2013 wird die Umlage mit 0,45 ct/kWh angenommen.
- Die Stromsteuer wird seit 2003 zum heute geltenden Satz von 2,05 ct/kWh erhoben, dient zur Finanzierung des Bundeshaushalts und wird überwiegend zur Reduzierung der Beiträge zur Rentenversicherung eingesetzt.<sup>1</sup>
- Die Konzessionsabgabe dient zur Finanzierung der Kommunalhaushalte und wird als Gegenleistung für die Konzessionierung der Nutzung öffentlichen Straßenlandes für die Strom-Infrastruktur erhoben. Sie ist jedoch je nach örtlichen Gegebenheiten sehr unterschiedlich, die gesetzlich vorgegebenen Höchstwerte sind nach Einwohneranzahl gestaffelt und liegen für Tarifkunden bei 1,32 ct/kWh (Städte und Gemeinden mit bis zu 25.000 Einwohnern) bis 2,39 ct/kWh (Kommunen mit mehr als 500.000 Einwohnern). Im Einzelfall werden diese Höchstwerte jedoch nicht ausgeschöpft.

---

<sup>1</sup> Dass dieser Zusammenhang durchaus sehr verbindlich und eng ist, zeigt sich u.a. daran, dass die Stromsteuer (wie auch die anderen Ausprägungen der Öko-Steuer) für Unternehmen des Verarbeitenden Gewerbes mit den reduzierten Beiträgen zur Rentenversicherung verrechnet und die verbleibenden Differenz im Rahmen des sog. Spitzenausgleichs unter bestimmten Bedingungen rückerstattet wird.



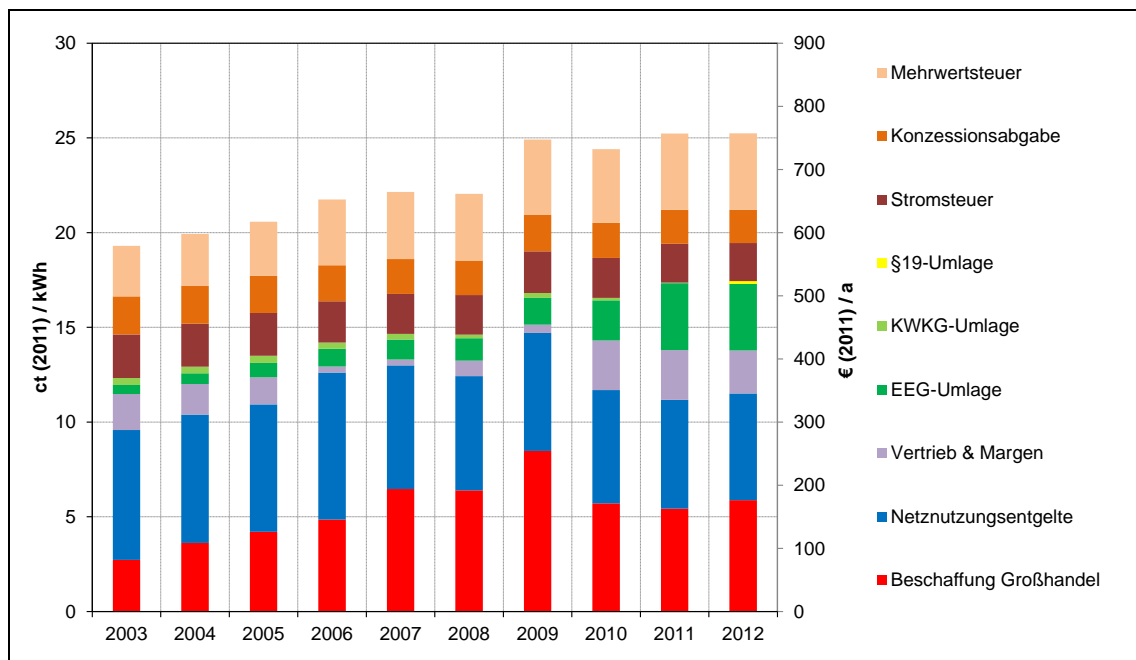
- Die Mehrwertsteuer wird auf den gesamten Netto-Preis (also einschließlich aller Kosten, Umlagen, Steuern und Abgaben) erhoben und beträgt seit 2007 19% (vorher 16%).

Schließlich sei darauf hingewiesen, dass alle erwähnten Kosten und Preise sich auf nominale Preise beziehen, inflationsbereinigt ergeben sich geringere Preissteigerungsraten (inflationsbereinigt 32% statt nominal 53% für den Zeitraum 2003 bis 2012).

Die Zusammenstellung in Abbildung 2 bildet im Vergleich zu Abbildung 1 die Entwicklung und Zusammensetzung des Haushaltsstrompreises mit realen Preisen, also inflationsbereinigt, ab. Sie verdeutlicht die Entwicklung der Strompreissteigerung von 19 ct<sub>€2011</sub>/kWh im Jahr 2003 auf 25 ct<sub>€2011</sub>/kWh im Jahr 2012.

Als Basisjahr für die Berechnung der Inflation wurde das Jahr 2011 festgesetzt.

Abbildung 2 Entwicklung und Zusammensetzung des Haushaltsstrompreises in Deutschland, 2003 bis 2012 mit realen Preisen



Quelle: BDEW, BNetzA, Europäische Kommission, Schätzungen und Berechnungen des Öko-Instituts

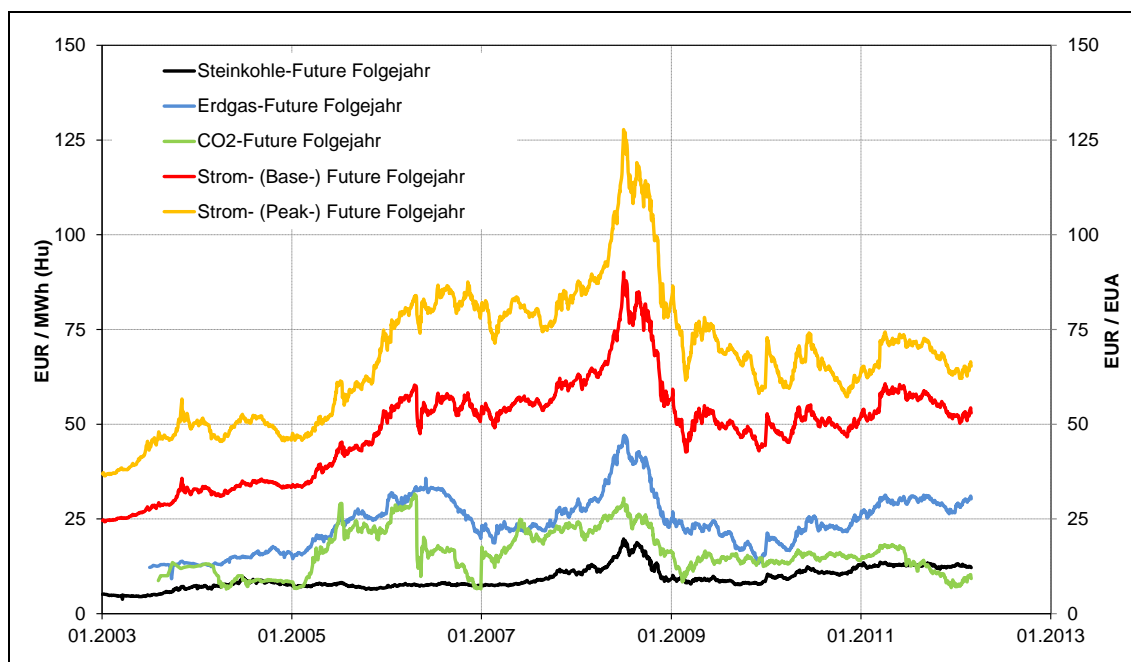
Die Abbildung zeigt deutlich, dass die Strompreise in realen Preisen in den Jahren 2009 bis 2012 kaum gestiegen sind.

### 3 Entwicklung der Großhandelspreise für Strom, Brennstoffe und CO<sub>2</sub>-Zertifikate

#### 3.1 Energiewirtschaftliche Entwicklungen

Der kontinentaleuropäische Elektrizitätsverbund (Deutschland, Österreich, Frankreich, Benelux-Länder) bildet einen weitgehend verbundenen, liberalisierten und inzwischen sehr liquiden Großhandelsmarkt für Strom. Die Großhandelspreise für diesen Regionalmarkt ergeben sich aus den kurzfristigen Grenzkosten der jeweils marginalen Erzeugungseinheit. Dies ist heute ganz überwiegend ein fossiler Kraftwerksblock, angesichts der Grenzkostenstrukturen des Kraftwerksparks im kontinentaleuropäischen Markt sind hier vor allem Steinkohle- und Erdgaskraftwerke relevant. Seit der Einführung des Emissionshandelssystems der Europäischen Union (EU ETS) sind darüber hinaus die von den jeweiligen Kraftwerken einzusetzenden CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen kosten- und preisrelevant.

Abbildung 3 *Energiewirtschaftliche Entwicklungen, 2003 bis 2012*



Quelle: EEX, McCloskey, Energate, EvoMarkets, Berechnungen des Öko-Instituts

Die Determinanten für die kurzfristigen Grenzkosten der Preis setzenden Erzeugungseinheit, also die Preise für Steinkohle, Erdgas und CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen, haben sich in den letzten Jahren jedoch deutlich verändert, entsprechend entwickelten sich auch die Strompreise. Die Abbildung 3 illustriert den Verlauf der Preise für Steinkohle, Erdgas und Strom (Base- und Peak-Lieferungen) am Beispiel der Preise für Terminlieferungen am Großhandelsmarkt für das jeweils folgende Kalenderjahr. Bemerkenswert ist bezüglich der Brennstoffpreise einerseits der deutliche Anstieg für Erdgas und Steinkohle bis zum Jahr 2008, wobei für Erdgas bereits im Jahr 2006 ein

Zwischenhoch zu beobachten ist. Die Brennstoffpreissteigerungen sind jedoch andererseits auch durch einen zunehmenden Abstand zwischen Erdgas- und Steinkohle gekennzeichnet. So lagen im Jahr 2008 die Börsenpreise für Steinkohle bei umgerechnet etwa 8 €/MWh und die Erdgaspreise bei etwa 13 €/MWh, im Jahr 2008 wurden in der Spitze Erdgaspreise von fast 50 €/MWh und Steinkohlenpreise von über 20 €/MWh erreicht.

Eine im Trend ähnliche Entwicklung ergibt sich für die Preise auf dem CO<sub>2</sub>-Markt (für den erste Terminkontrakte bereits Ende 2003 gehandelt wurden) sowie die Großhandelspreise für Strom. Bis 2008 schwankten die CO<sub>2</sub>-Preise – mit zunächst vergleichsweise hoher Volatilität – um einen Mittelwert von 20 € je CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigung (European Union Allowance – EUA), Mitte 2008 wurden dann Spitzenwerte von 30 €/EUA erreicht. Die Entwicklung der Strompreise bis 2008 ist dagegen – mit einigen Zwischenplateaus – durch einen vergleichsweise stetigen Aufwärtstrend geprägt, der erst nach dem Höhepunkt im Sommer 2008 wieder gebrochen wurde.

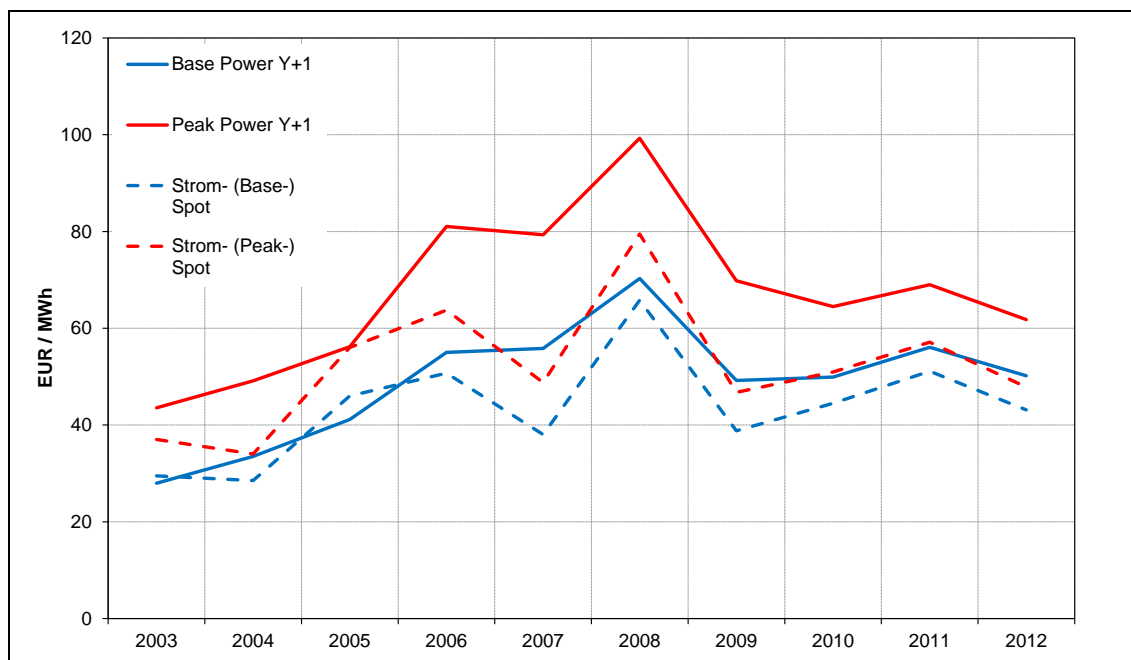
Nach dem Ende der Hausse an den Commodity-Märkten und verstärkt nach dem Beginn der Finanz- und Wirtschaftskrise sanken sowohl die Brennstoff- als auch die Strompreise massiv ab, erholten sich jedoch ab Anfang 2010 wieder und folgten dann bis zum Frühjahr 2011 einem stetigen Wachstumstrend. Die Brennstoffpreise verharrten seitdem auf relativ hohem Niveau (etwa 12 €/MWh für Steinkohle bzw. knapp 30 €/MWh für Erdgas) während die Strompreise auf den Großhandelsmärkten seit Sommer 2011 wieder deutlich eingebrochen sind und im Sommer 2012 nur noch Niveaus von etwa 50 €/MWh (Base-Terminlieferungen für 2013) bzw. um die 60 €/MWh (Peak-Terminlieferungen für 2013) erreichen. Zurückzuführen ist dies zu erheblichen Teilen auf die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Preise, für die auf eine längere Phase mit Preisniveaus im Band von 15 bis 20 €/EUA ab Sommer 2011 ein massiver Preiseinbruch auf Werte von deutlich unter 10 €/MWh stattfand.

Die Übersicht der verschiedenen Determinanten für die Strompreise bzw. deren unterschiedliche und teilweise gegenläufige Entwicklung macht deutlich, dass der Untersuchungszeitraum hinsichtlich der Rahmenbedingungen bei Energie- und CO<sub>2</sub>-Preisen durch ein sehr dynamisches Umfeld geprägt ist. Gleichzeitig muss aber auch beachtet werden, dass auch das energiepolitische Umfeld im Betrachtungszeitraum durch eine erhebliche Dynamik gekennzeichnet ist. Hervorzuheben sind diesbezüglich die Wirkungen der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien über das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG), die Anreize aus dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) und andere energie- und klimapolitische Förderinstrumente (Erdgassteuer-Befreiung für KWK-Anlagen und Kraftwerke etc.).

### 3.2 Entwicklung der Großhandelspreise für Strom

In der Abbildung 4 ist die Preisentwicklung für Strom am Terminmarkt und am Spotmarkt der EEX dargestellt. Für den Terminmarkt beziehen sich die Angaben auf eine Lieferung im Folgejahr, für den Spotmarkt beziehen sich die Angaben auf eine Lieferung im aktuellen Jahr.<sup>2</sup> Im Jahr 2008 wurden Höchstwerte der Preisentwicklung erreicht, seit dem Jahr 2009 bewegen sich die Preise am Strommarkt parallel. Am Terminmarkt stiegen die Preise im Jahr 2012 im Vergleich zum Jahr 2003 um 22 €/MWh für Base- und um 18 €/MWh für Peak-Lieferungen. Am Spotmarkt waren die Preissteigerungen weniger ausgeprägt, gleichzeitig aber kaum weniger volatil. Die Preise für Base-Lieferungen stiegen hier im Zeitraum 2003 bis 2012 um 14 €/MWh, die für Peak-Lieferungen um etwa 11 €/MWh.

Abbildung 4 Entwicklung der Strompreise am Spot- und Terminmarkt, 2003 bis 2012



Quelle: EEX, Berechnungen des Öko-Instituts

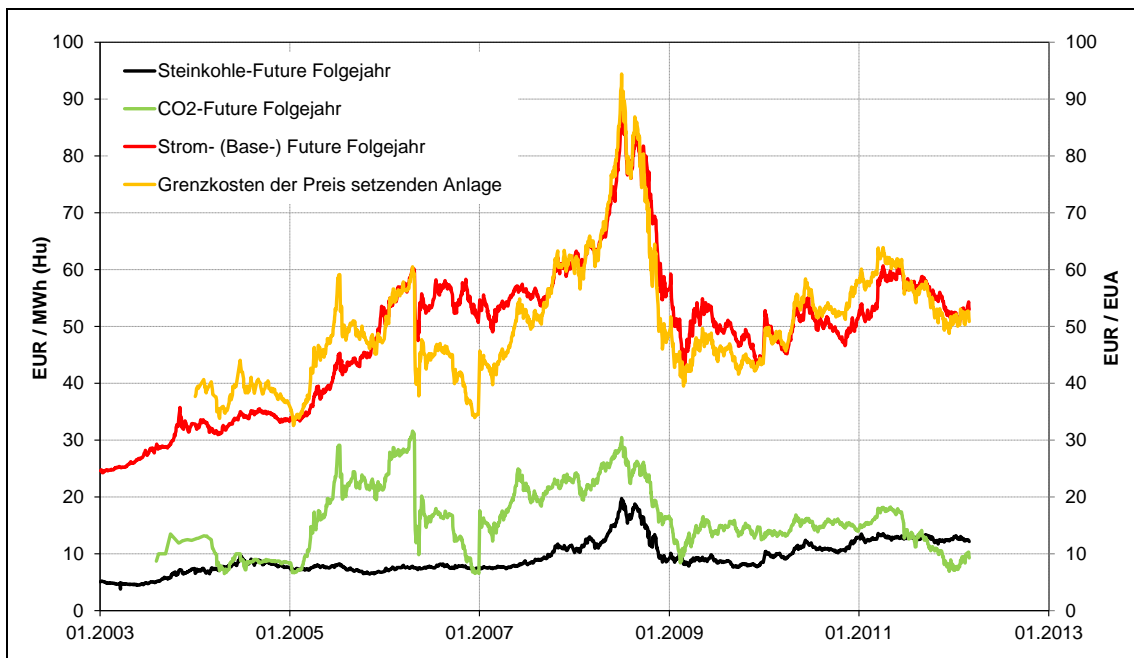
Seit 2011 sind wieder sinkende Strompreise zu beobachten (vergleiche auch Abbildung 4). Im Durchschnitt des Jahres 2011 wurde der Base-Kontrakt für das Folgejahr noch mit 56 €/MWh gehandelt, im Jahr 2012 nur noch mit 50 €/MWh. Für Peak-Lieferungen ist der Rückgang noch deutlicher, im Jahr 2011 wurde der Peak-Kontrakt für das Folgejahr noch mit 69 €/MWh gehandelt, im Jahr 2012 nur noch mit etwa 62 €/MWh. In nur einem Jahr betrug damit der Rückgang des Strompreises am Terminmarkt für den Base-Kontrakt 6 €/MWh und für den Peak-Kontrakt 7 €/MWh.

<sup>2</sup> Für das Jahr 2012 wurde der Durchschnitt der verfügbaren Daten von Januar bis September zu Grunde gelegt.

### 3.3 Erklärungsmodell für die Base-Strompreise

In der Abbildung 5 ist die Preisentwicklung für Grundlaststrom mit Lieferung im Folgejahr (Base Front Year Future) am Terminmarkt der EEX aufgezeigt. Diese Preisentwicklung entspricht sehr gut den kurzfristigen Grenzkosten eines älteren Steinkohlekraftwerks, das nach empirischem Befund (und die Übersicht zeigt dies sehr deutlich) als Preis setzende Erzeugungseinheit betrachtet werden kann. Die kurzfristigen Grenzkosten eines Steinkohlekraftwerkes bestimmen sich in erster Linie aus den Kosten für Steinkohle und CO<sub>2</sub>. Um die Datenkonsistenz zu gewährleisten werden für Steinkohle und CO<sub>2</sub> ebenfalls Preise für Lieferungen im Folgejahr verwendet.

Abbildung 5 Marktinteraktionen für Brennstoffpreise sowie der Preise für Emissionsberechtigungen und Base-Stromlieferungen – Erklärung der Preisbildungsmechanismen



Quelle: EEX, McCloskey, Energate, EvoMarkets, Berechnungen des Öko-Instituts

Die Preisentwicklung am Terminmarkt für Strom kann mit Blick auf die gezeigten Interaktionen in folgende Phasen unterteilt werden:

- Im Jahr 2005 ist vor dem Hintergrund der Einführung des Emissionshandels eine erste Lernphase zu beobachten. Die Preise am Terminmarkt können anfangs noch nicht komplett mit den kurzfristigen Grenzkosten eines Steinkohlekraftwerkes erklärt werden, ab Ende 2005 hingegen können die im Strommarkt beobachteten Preise für Base-Lieferungen gut erklärt werden.
- In der Folge des Zusammenbruchs der CO<sub>2</sub>-Preise ab Mitte 2006 und im Verlauf des Jahres 2007 sinken die kurzfristigen Grenzkosten des als Preis setzend angenommenen Steinkohlekraftwerkes zwar massiv ab, ein entsprechendes Absinken der Strompreise am Terminmarkt ist jedoch nicht zu beobachten.

Da auch andere Erklärungsmodelle – wie z.B. eine stärkere Rolle von Erdgaskraftwerken im Bereich der Preis setzenden Kraftwerke – die Preisentwicklungen nicht besser erklären können, kann mit Blick auf das Marktmachtpotenzial der großen Stromerzeuger diese (Zwischen-) Phase als „Gaming“-Phase bezeichnet werden.

Seit 2008 lassen sich die Preise am Terminmarkt wieder sehr gut und vor allem durchgängig mit dem kurzfristigen Grenzkosten eines älteren Steinkohlekraftwerkes (mit einem Wirkungsgrad von etwa 34%) erklären. Dies betrifft dabei sowohl die Phase massiv sinkender Preise für Steinkohle und CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen als auch die Periode, in der Preise für Base-Lieferungen vor allem wegen der steigenden Steinkohlenpreise angestiegen sein dürften sowie den seit Sommer 2011 zu beobachtenden massiven Rückgang der Großhandelspreise für Strom, die sich maßgeblich auf die zusammenbrechenden Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate zurückführen lassen dürften. Insgesamt kann so spätestens seit Anfang 2008 die Preisentwicklung auf den Großhandelsmärkten für Strom auf Basis der Preistrends für Steinkohle und Emissionsberechtigungen fundamental sehr gut erklärt werden.<sup>3</sup>

### 3.4 Erklärungsmodell für die Peak-Strompreise

Eine etwas komplexere Entwicklung ist auf den Terminmärkten für Peak-Kontrakte zu beobachten. In der Abbildung 6 ist die Preisentwicklung für Spitzenlaststrom mit Lieferung im Folgejahr (Peak Front Year Future) am Terminmarkt der EEX dargestellt, in der versucht wird, die Peak-Strompreisentwicklung durch einen Mix aus Preis setzenden Steinkohle- und Erdgasblöcken zu erklären. Unterstellt man für diesen Mix Anteile von jeweils 50% für ein älteres Steinkohlekraftwerk (Nutzungsgrad 34%) sowie ein älteres Erdgaskraftwerk (Nutzungsgrad 35%), so lassen sich die kurzfristigen Grenzkosten eines solchen Mixes aus den Kosten für Steinkohle, Erdgas und CO<sub>2</sub>-Zertifikate ermitteln. Auch hier wurden zur Sicherung der Datenkonsistenz jeweils die Preise für Lieferungen im Folgejahr verwendet.

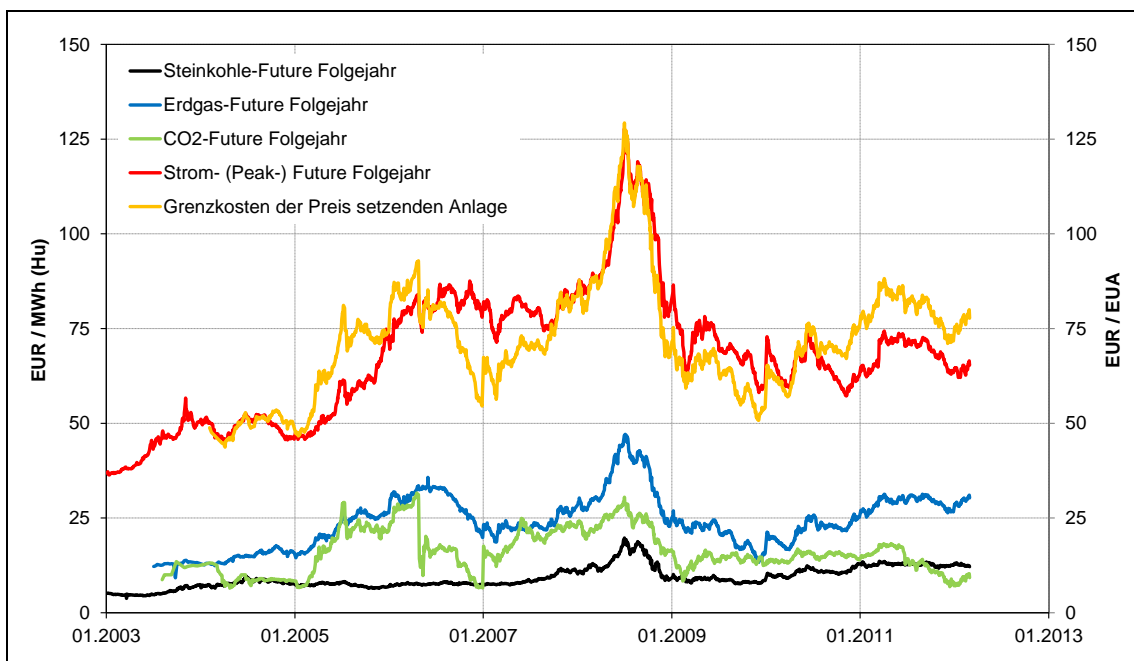
Die Preisentwicklung am Terminmarkt für Strom kann mit Blick auf die gezeigten Interaktionen in folgende Phasen unterteilt werden:

---

<sup>3</sup> An dieser Stelle muss darauf hingewiesen werden, dass sich das hier verwendete Erklärungsmodell nicht für die Berechnung der CO<sub>2</sub>-Einpreisung im Strommarkt für die Kompensation der stromintensiven Industrie eignet. Die hier gemachten Beobachtungen legen nahe, dass durch die Merit-Order-Effekte der erneuerbaren Energien tendenziell Gaskraftwerke verdrängt werden, was dazu führt, dass Steinkohlekraftwerke mit höheren CO<sub>2</sub>-Emissionen stärker die Preise am Strommarkt bestimmen. Trotz durch Merit-Order-Effekte sinkende Strompreise für die stromintensive Industrie würde also die CO<sub>2</sub>-Einpreisung und damit die Kompensation für die stromintensive Industrie steigen. Eine aus dieser Logik folgende höhere Kompensation wäre jedoch nur zu rechtfertigen, wenn sich die stromintensive Industrie auch an der Zahlung der EEG-Umlage beteiligt.

- Seit Anfang 2008 bis zur Mitte des Jahres 2011 sowie phasenweise auch für die Jahre 2005 und 2006 können die im Strommarkt beobachteten Preise für Peak-Lieferungen gut mit dem o.g. Mix der kurzfristigen Kosten eines älteren Steinkohlekraftwerks und eines älteren Erdgasblocks erklärt werden. Während der Wirtschaftskrise im Jahr 2009 ist jedoch zu beobachten, dass die stark gesunkenen Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise sich nicht ganz in der Senkung der Peak-Preise am Großhandelsmarkt niedergeschlagen haben. Gleichwohl bleibt der Erklärungswert der oben spezifizierten Modellannahme für die Preis setzenden Kraftwerke auch für diese Phase vergleichsweise hoch.
- Seit Mitte 2010 sind die Preise am Terminmarkt für Peak-Lieferungen jedoch deutlich (und zunehmend) niedriger als mit dem o.g. Erklärungsmodell ableitbar. Ab Mitte 2010 muss also ein neues Erklärungsmodell für die Strompreisentwicklung der Peak-Terminlieferungen gefunden werden. Ein wesentlicher Ansatzpunkt ergibt sich dabei aus der Tatsache, dass sich im Sommer 2010 erstmals die Folgen des massive Ausbaus der Photovoltaik-Kraftwerke an den Strommärkten zeigten, die installierte Leistung der Photovoltaik erreichte zu diesem Zeitpunkt erstmals Werte von mehr als 10 GW.

Abbildung 6 Marktinteraktionen für Brennstoffpreise sowie der Preise für Emissionsberechtigungen und Peak-Stromlieferungen – Erklärung der Preisbildungsmechanismen bis Mitte 2010 (50% Steinkohle, 50% Erdgas)



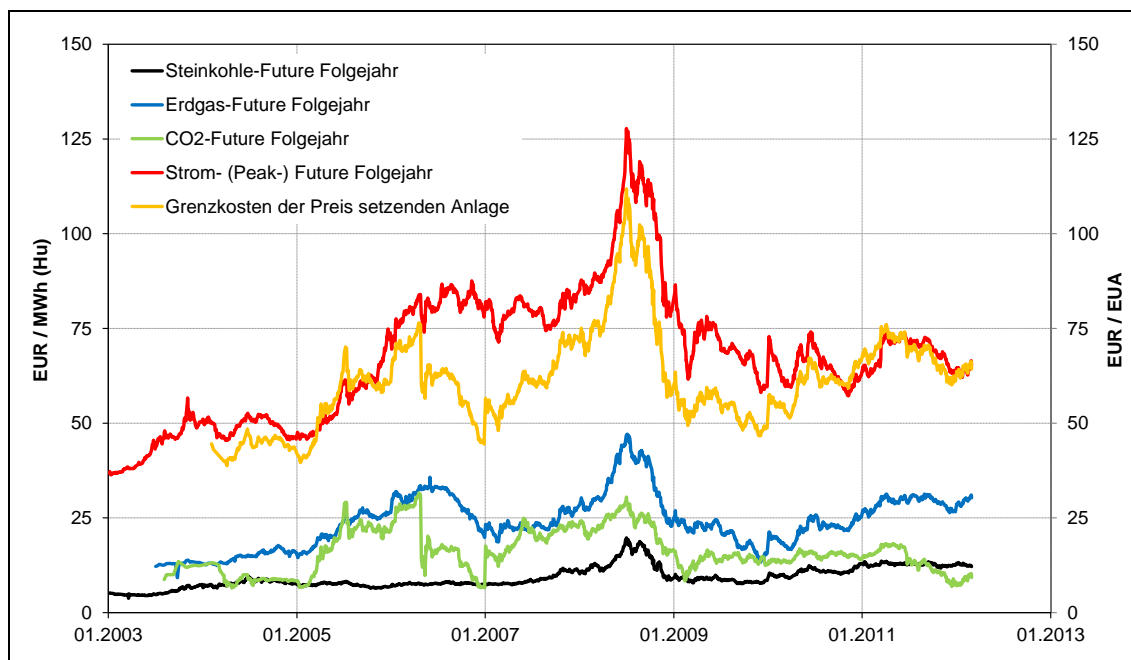
Quelle: EEX, McCloskey, Energate, EvoMarkets, Berechnungen des Öko-Instituts

Photovoltaikanlagen verdrängen nach dem Merit-Order-Modell tendenziell Strom aus (teureren) Erdgaskraftwerken. Dies bedeutet für die Preisbildung des Peaks, dass ein Ausbau der Photovoltaik tendenziell den Anteil der Steinkohle an der Preisbildung erhöht und den Anteil von Erdgas an der Preisbildung für Peak-Lieferungen zurück-

drängt, sich also die Preisbildung im Peak-Bereich tendenziell der für Base-Produkte annähert.

In Abbildung 7 ist ein entsprechend angepasstes Erklärungsmodell für Peak-Terminlieferungen dargestellt, das vor allem durch einen höheren Anteil von (älteren) Steinkohlenblöcken an der Preisbildung für Peak-Stromlieferungen gekennzeichnet ist. Es wird deutlich, dass die Preisbildung für Peak-Stromlieferungen ab Mitte 2010 gut mit den kurzfristigen Grenzkosten eines Preis setzenden Anlagenparks erklärt werden kann, der sich aus einem Anteil von 75% Steinkohlen- sowie von 25% Erdgaskraftwerken zusammensetzt.

Abbildung 7 Marktinteraktionen für Brennstoffpreise sowie der Preise für Emissionsberechtigungen und Peak-Stromlieferungen – Erklärung der Preisbildungsmechanismen ab Mitte 2010 (75% Steinkohle; 25% Gas)



Quelle: EEX, McCloskey, Energate, EvoMarkets, Berechnungen des Öko-Instituts

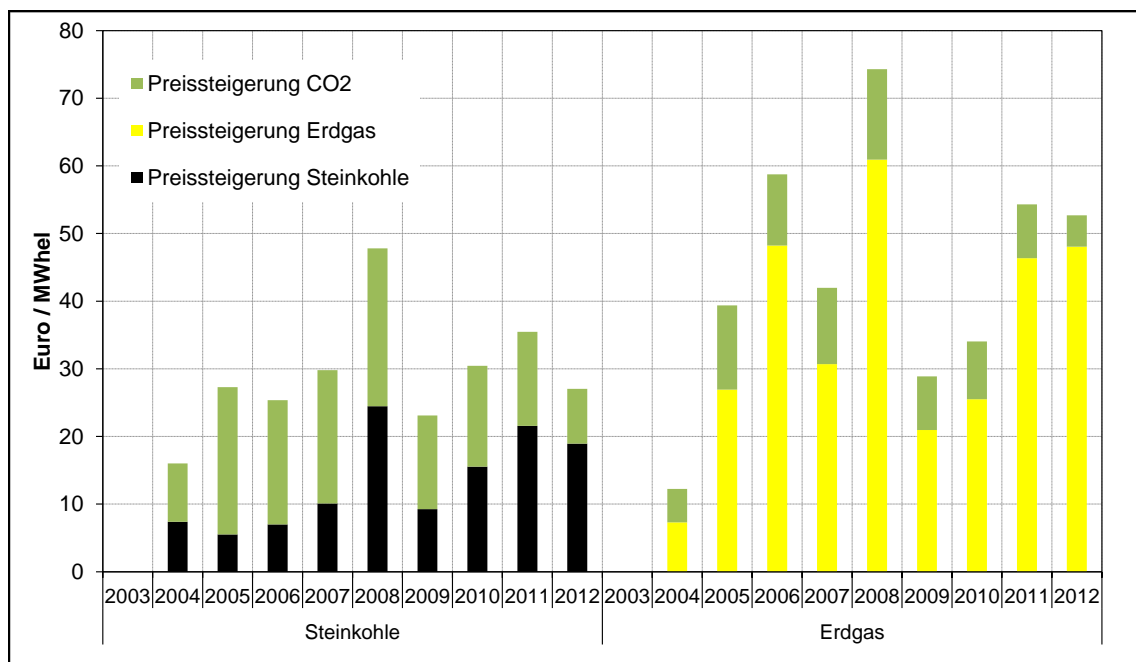
Unter Maßgabe der Annahme, dass sich die Unterschiede zwischen den beiden dargestellten Erklärungsmodellen vor allem aus dem massiven Ausbau der Solarstromerzeugung ergeben, so lässt sich als Zwischenfazit festhalten, dass sich am Terminmarkt für Peak-Lieferungen Merit-Order-Effekte in der Größenordnung von 10 €/MWh eingestellt haben können.



### 3.5 Einfluss von Brennstoff und CO<sub>2</sub>-Preisen auf die Strompreise

Unter Maßgabe der in den vorstehenden Abschnitten abgeleiteten Erklärungsmodelle für die Strompreisbildung an den Base- und Peak-Terminmärkten können die Teile der Strompreisentwicklung identifiziert werden, die sich mit hoher Sicherheit auf die Preisveränderungen auf den Märkten für Steinkohle, Erdgas und CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen zurückführen lassen.

Abbildung 8 Entwicklung der kurzfristigen Grenzkosten für ältere, am Strommarkt Preis setzende Steinkohlenkraftwerke und Erdgaskraftwerke als Folge der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisentwicklungen am Terminmarkt, 2003 bis 2012



Quelle: EEX, McCloskey, Berechnungen des Öko-Instituts

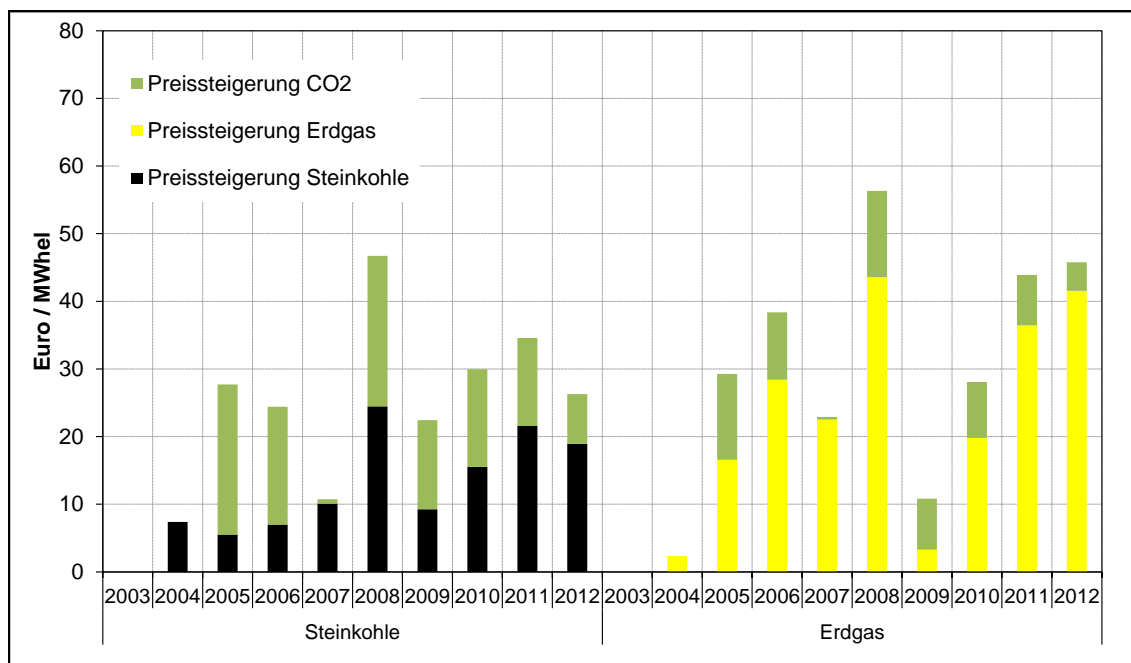
In Abbildung 8 sind für den Zeitraum seit 2003 die Veränderungen für die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung in dem Steinkohlekraftwerk und dem Erdgaskraftwerk dargestellt, die im o.g. Erklärungsmodell in Ansatz gebracht wurden. Beim Steinkohlekraftwerk werden die Veränderungen bei den kurzfristigen Grenzkosten bis zum Jahr 2008 durch die Preisentwicklungen im EU-Emissionshandelssystem dominiert, nach dem Jahr 2008 dann vor allem aus einer Kombination der Preisentwicklungen auf den Steinkohle- und CO<sub>2</sub>-Märkten. Bis Mitte 2012 sind die Kosten für Steinkohle für die Herstellung einer Megawattstunde Strom im hier betrachteten Kraftwerksblock im Vergleich zum Jahr 2003 um 19 €/MWh gestiegen. Den Preisentwicklungen im EU-Emissionshandelssystem zuzurechnen ist im gleichen Zeitraum ein Zuwachs der kurzfristigen Grenzkosten in Höhe von 8 €/MWh.

Beim Erdgas-Kraftwerksblock ist bedingt durch die niedrigere CO<sub>2</sub>-Intensität von Erdgas im Vergleich zur Steinkohle der Einfluss des CO<sub>2</sub>-Preises auf die Preissteigerung

gen deutlich geringer. Seit 2005 sind die Preissteigerungen der Stromerzeugung aus Erdgas hauptsächlich auf die oft sehr drastischen Preissprünge beim eingesetzten Erdgas zurückzuführen. Im Jahr 2012 sind die Kosten für den Bezug von Erdgas für die Herstellung einer Megawattstunde Strom im Vergleich zum Jahr 2003 um 48 €/MWh gestiegen. Bedingt durch die Preisentwicklungen im EU-Emissionshandelssystem stiegen die kurzfristigen Grenzkosten um 5 €/MWh.

In Abbildung 9 ist die Veränderungen der kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung auf der Basis von Spotpreisen dargestellt (für Steinkohle werden an der EEX nur Terminkontrakte gehandelt, deshalb sind für die Steinkohle die Preise am Terminmarkt dargestellt). An den Spotmärkten war der Preisanstieg insgesamt etwas weniger ausgeprägt als in den Terminmärkten. Im Jahr 2007 ist zu beobachten, dass bedingt durch den Zusammenbruch der Preise am CO<sub>2</sub>-Markt die CO<sub>2</sub>-bedingten Preissteigerungen viel stärker zurückgingen als am Terminmarkt. Im Jahr 2009 ist der Preis für Erdgas am Spotmarkt bedingt durch die Wirtschaftskrise sehr viel stärker zurückgegangen als am Terminmarkt.

Abbildung 9 Entwicklung der kurzfristigen Grenzkosten für ältere am Strommarkt Preis setzende Steinkohlekraftwerke und Erdgaskraftwerke als Folge der Steinkohlepreisentwicklung am Terminmarkt und der Erdgaspreis- und CO<sub>2</sub>-Preisentwicklungen am Spotmarkt, 2003 bis 2012



Quelle: EEX, Energate, Berechnungen des Öko-Instituts

### 3.6 Zwischenfazit

Mit Blick auf die Großhandelsmärkte für Strom und die fundamentale Erklärung der Strompreisentwicklungen lassen sich als Zwischenfazit zunächst die folgenden Aspekte festhalten:

- Es ist zu beobachten (Abbildung 5 und Abbildung 6), dass insbesondere im Jahr 2003 noch eine niedrige Wettbewerbsintensität am Strommarkt herrschte und die Strompreise höher waren, als durch das hier verwendete Erklärungsmodell prognostiziert. Am Terminmarkt war der Strompreis im Jahr 2003 fast 7 €/MWh höher, als durch die Brennstoffpreise erklärt werden kann. Am Spotmarkt betrug dieser Effekt 6 €/MWh.
- Die im Kapitel 3.3 präsentierten Analysen haben gezeigt, dass am aktuellen Rand die Preisentwicklung für Base-Lieferungen am Terminmarkt weiterhin gut mit den Kosten eines älteren Steinkohlekraftwerks erklärt werden können. Die Merit-Order-Effekte der erneuerbaren Energien scheinen im Base-Terminmarkt noch nicht signifikant zu wirken oder wurden durch andere Effekte ausgeglichen (z.B. geringere Kraftwerkskapazitäten). Möglicherweise haben die Merit-Order-Effekte der erneuerbaren Energien auch einen sonst erfolgten Preisanstieg verhindert.
- Die Analysen im Kapitel 3.4 zeigen, dass sich das Erklärungsmuster der Preisbildung für Peak-Lieferungen am Terminmarkt signifikant verändert hat. Der Anteil von Gaskraftwerksblöcken an der Erklärung des Peak-Preises ist von 50% auf etwa 25% zurückgegangen. Seit Mitte 2010 kann der Preis verstärkt durch Steinkohlekraftwerke erklärt werden. Dies scheint darauf hinzuweisen, dass die Merit-Order-Effekte des Ausbaus der Photovoltaik hier Effekte zeigen, die im Peak-Bereich eine Größenordnung von 10 €/MWh haben. Wird eine typische Beschaffungsstruktur aus 70% Base- und 30% Peak-Lieferung berücksichtigt, ergeben sich am Terminmarkt Merit-Order-Effekte von 3 €/MWh.
- Gleichzeitig ist zu beobachten, dass der Preisanstieg am Spotmarkt sehr viel geringer ausfällt, als am Terminmarkt. Dies bestätigt die auch aus theoretischen Überlegungen ableitbare Analyse, dass die Merit-Order-Effekte der erneuerbaren Energien bisher deutlich stärker am Spot- als am Terminmarkt wirken. Die aktuell beobachtete Preisdifferenz zwischen dem Terminmarkt und dem Spotmarkt beträgt für eine typische Beschaffungsstruktur aus 70% Base- und 30% Peak-Lieferung etwa 10 €/MWh, etwa 7 €/MWh für Base- und knapp 14 €/MWh für Peak-Lieferungen. Insgesamt lässt dies auf deutliche Merit-Order-Effekte der erneuerbaren Energien schließen, die sich v.a. in den letzten Jahren am Spot-Markt insgesamt und am Terminmarkt für Peak-Lieferungen stärker zeigen als im Terminmarkt für Base-Lieferungen.

Insgesamt zeigt die Analyse im Einzelnen, dass sich die Preisentwicklungen in den verschiedenen Strommarktsegmenten einerseits aus einem komplexen Zusammenspiel verschiedener Faktoren ergeben, dass sich aber andererseits durchaus zentrale Treibergrößen identifizieren und numerisch einordnen lassen. Gleichwohl bleibt einer-

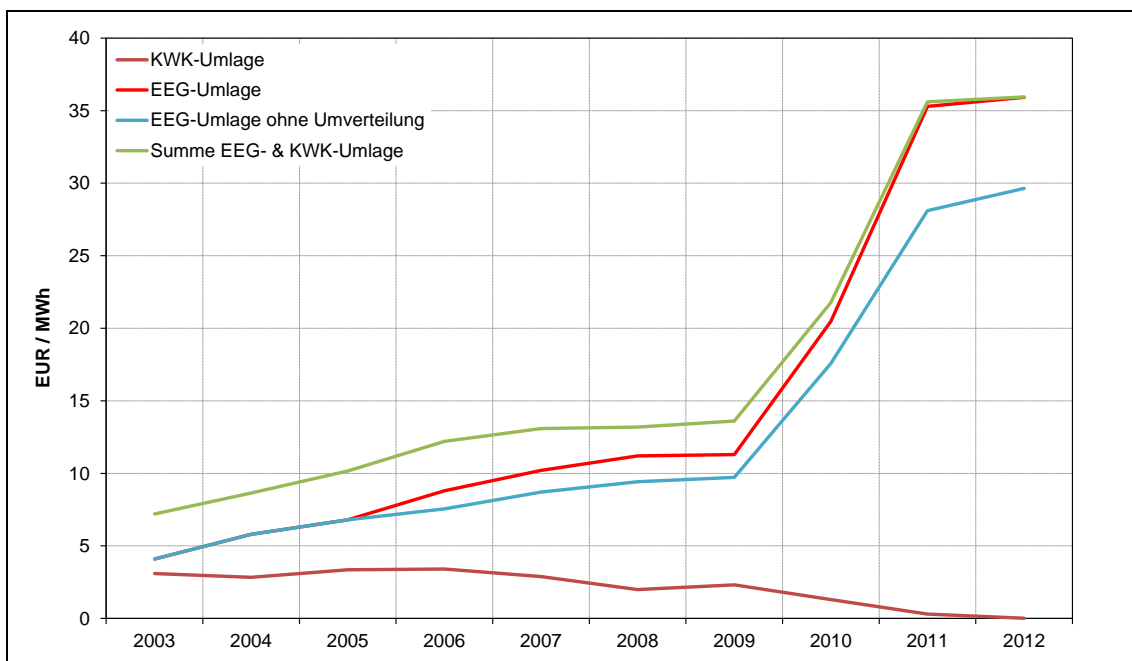
seits darauf hinzuweisen, dass für Sondersituationen wie z.B. die Einführungsphase des EU-Emissionshandelssystems (Anfang 2005) und den Zusammenbruch des CO<sub>2</sub>-Marktes (Mitte 2006 bis 2007) die Preisentwicklungen auf den Strommärkten fundamental nur teilweise erklärt werden können. Andererseits zeigt die Zeitreihenanalyse aber auch, dass der Erklärungswert der verwendeten Hypothesen für Fundamentaltzusammenhänge zwischen Brennstoff-, CO<sub>2</sub>- und Strommärkten seit 2008 vergleichsweise gut und vor allem robust ist.

## 4 Entwicklung der EEG- und der KWKG-Umlage

In Abbildung 10 ist die historische Entwicklung von EEG- und KWKG-Umlage dargestellt. Dominiert wurde diese Entwicklung spätestens ab Mitte der letzten Dekade durch die Umlage der Garantiezahlungen im Rahmen des EEG. Diese stieg von 2003 bis 2009 relativ konstant um durchschnittlich etwa 1,2 €/MWh pro Jahr. Danach verdreifachte sich die EEG-Umlage innerhalb von nur zwei Jahren (2009 bis 2011) von 11,3 €/MWh auf 35,3 €/MWh. Wesentliche Treiber für diese massive Ausweitung dürften vor allem der massive Zubau von Solarstromanlagen (bei vergleichsweise hohen Vergütungssätzen), aber auch das sinkende Preisniveau am Großhandelsmarkt sein. Von 2011 auf 2012 schließlich stieg die EEG-Umlage nur noch sehr moderat um 0,6 €/MWh, wobei hier mit hoher Wahrscheinlichkeit davon auszugehen ist, dass die EEG-Umlage für 2012 eher knapp kalkuliert wurde und dies im Folgejahr zu Nachholeffekten führen wird.

Die KWKG-Umlage zeigt über den gesamten Zeitraum eine fallende Tendenz von im Schnitt -0,3 €/MWh pro Jahr und liegt am aktuellen Rand nur noch bei 0,02 €/MWh. Inwieweit die aktuelle Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (vom Frühjahr 2012) und die damit ausgeweitete Förderung für KWK-Anlagen sich auch in signifikanten Steigerungen der KWKG-Umlage niederschlägt ist aktuell nicht abzusehen.

Abbildung 10 Entwicklung der EEG-Umlage und der KWK-Umlage, 2003 bis 2012



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, BMU, Bundesregierung (2012), Berechnungen des Öko-Instituts

Ohne die EEG-bedingten Umverteilungseffekte<sup>4</sup> wäre die EEG-Umlage weniger stark, d.h. bis 2012 nur auf knapp 30 €/MWh gestiegen, für den Zeitraum 2003 bis 2012 hätte der Zuwachs also nicht bei 29 €/MWh sondern nur bei etwa 22 €/MWh gelegen (Bundesregierung 2012).

Damit entsteht für das Jahr 2012 ein Anteil von etwa 17,5% der gesamten EEG-Umlage für nicht-privilegierte Verbraucher aus Umverteilungsregelungen zugunsten der privilegierten Verbraucher, v.a. im Bereich der Industrie. Zwar hat es Privilegierungstatbestände bereits seit längerer Zeit gegeben, seit 2010 sind diese und damit die Umverteilungsvolumina jedoch besonders stark ausgeweitet worden.

Die sinkende KWKG-Umlage konnte die steigende EEG-Umlage zumindest teilweise kompensieren, angesichts des geringen Gesamtvolumens der KWKG-Umlage wurden die Umverteilungseffekte durch die Privilegierungstatbestände des KWKG in den Berechnungen nicht weiter berücksichtigt.

---

<sup>4</sup> Für energieintensive Betriebe besteht die Möglichkeit, nur eine reduzierte EEG-Umlage von 0,5 €/MWh zu zahlen. Die restlichen Kosten werden dann auf die übrigen Stromabnehmer umverteilt. Der Kreis der Betriebe, für die die reduzierte EEG-Umlage gültig ist, wurde im Laufe der Jahre immer weiter ausgeweitet. Berücksichtigt wurde für die hier vorgelegten Berechnungen nur die explizit ausgewiesene Umverteilung (Privilegierung), die impliziten Privilegierungen wie z.B. die der eigenverbrauchten Eigenerzeugung wurden bei der Ermittlung des Umverteilungsvolumens nicht in Ansatz gebracht.

## 5 Der Energiewende-Kosten-Index (EKX)

### 5.1 Zielstellung und Methode

Mit dem Energiewende-Kosten-Index (EKX) soll ein möglichst robuster Indikator entwickelt werden, der eine Einordnung wichtiger Kostengrößen des Stromversorgungssystems erlaubt und damit auch als sinnvoller Bewertungs- und Steuerungsindikator genutzt werden kann. Letztlich geht es darum, einen objektivierbaren Maßstab für die Strompreisentwicklung zu haben, der nicht nur auf ein einzelnes (Preis erhöhendes) Element des energie- und klimapolitischen Instrumentenmixes abhebt (wie die EEG-Umlage), sondern eine Gesamtsicht auf die Preis erhöhenden und Preis senkenden Effekte der energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen und des energie- und klimapolitischen Instrumentenmixes ermöglicht.

Vor dem Hintergrund der in den vorstehenden Kapiteln angestellten Analysen bieten sich dabei folgende Ansätze bzw. Elemente für die Konstruktion des Indikators an:

- Ein erstes Element bildet der Großhandelspreis für Strom. Dieser lässt sich fundamental vergleichsweise gut erklären, reflektiert die Wechselwirkungen zwischen dem konventionellen und dem regenerativen Kraftwerkssegment relativ umfassend und bildet unbestritten eine wesentliche Grundlage für alle Endkundenpreise.
- Die Preise für Endkunden setzen sich mit Blick auf die zugrunde liegenden Großhandelspreise aus verschiedenen Produkten zusammen. Für Haushaltslieferungen gilt ein Mix aus 70% Base-Liefervertrag und 30% Peak-Liefervertrag als repräsentativer Beschaffungsmix. Für die Beschaffung werden Varianten für den Terminmarkt und den Spotmarkt analysiert, wobei auch zu beachten ist, dass die Beschaffung für Endkundenlieferungen im Kontext der eher konservativen Hedging-Strategien im kontinentaleuropäischen Strommarkt ganz überwiegend auf dem Terminmarkt erfolgt.
- Da nicht-privilegierte Kunden den größten Teil des Stromverbrauchs repräsentieren, werden die vollen Umlagesätze für EEG und KWKG berücksichtigt.

In einem ersten Schritt werden für die Erstellung des Energiewende-Kosten-Index die Kosten der Beschaffung auf dem Großhandelsmarkt in der Struktur 70% Base-Lieferung und 30% Peak-Lieferung ermittelt und die vollen Umlagesätze für nicht-privilegierte Stromkunden hinzuaddiert. Mit dieser Addition werden implizit alle Wechselwirkungen zwischen dem Strompreisniveau und der Förderung erneuerbarer Energien bzw. der Kraft-Wärme-Kopplung sowie den damit verbundenen Strommarkteffekten berücksichtigt.

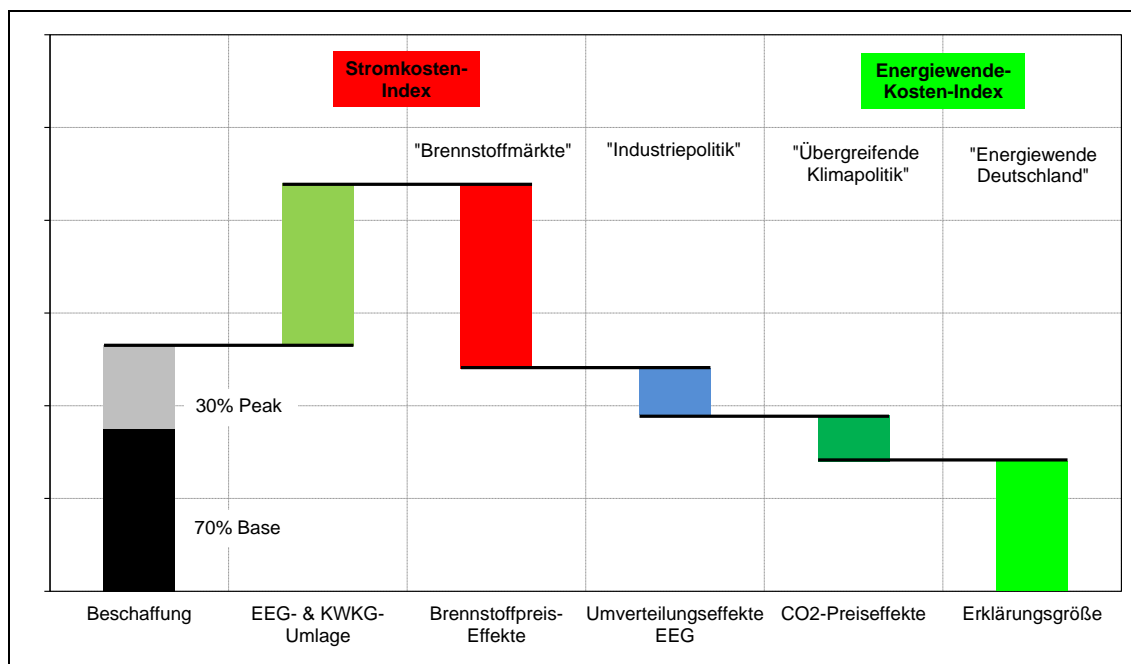
Die alleinige Berücksichtigung dieser Faktoren würde jedoch eine Reihe weiterer Faktoren ausblenden, die für die Wechselwirkungen zwischen Großhandelspreisen für Strom und der energie- und klimapolitisch motivierten Flankierung von erneuerbaren Energien und KWK auf der Kostenseite relevant sind. So sind doch keineswegs alle Preisveränderungen auf den Großhandelsmärkten exklusiv der flankierten Stromer-

zeugung aus erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen geschuldet. Vor diesem Hintergrund werden folgende Einflussfaktoren gesondert ermittelt und für die Indikatorbildung berücksichtigt:

- die Veränderungen bei den die Strompreise fundamental erklärenden Brennstoff-Kosten (Steinkohle und Erdgas),
- die Veränderungen bei den die Strompreise fundamental beeinflussenden Kosten für CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen,
- die aus der Privilegierung bestimmter Kunden- oder Anbietergruppen resultierenden Umverteilungseffekte.

Daher werden von der oben beschriebenen Summe aus Beschaffungskosten und Umlagen mit einem schrittweisen Ansatz zunächst die Brennstoffkosten- und die Umverteilungseffekte (die letztlich den Einfluss der internationalen Energiemärkte und industriepolitische Zielsetzungen reflektieren) sowie danach die CO<sub>2</sub>-Kosten (als Kostenelemente der europäischen und internationalen Energiewende) abgesetzt. Die Restgröße kann dann in guter Näherung als Kosteneffekt der Förderung für erneuerbare Energien und die Kraft-Wärme-Kopplung aufgefasst werden.

Abbildung 11 Elemente des Energiewende-Kosten-Index



Quelle: EEX, Übertragungsnetzbetreiber, BMU, Berechnungen des Öko-Instituts

Insgesamt ergeben sich damit die folgenden Elemente des Energiewende-Kosten-Index (Abbildung 11):

- die Summe aus Großhandelspreisen (in der genannten Beschaffungsstruktur) und voller EEG&KWKG-Umlagen als Stromkosten-Index,
- davon abgesetzt die Brennstoffmarkteffekte,



- davon abgesetzt die Umverteilungseffekte des EEG, es ergibt sich der Energiewende-Kosten-Index,
- davon abgesetzt der Beitrag der CO<sub>2</sub>-Kosten zur Abschichtung der nationalen Politikansätze im Bereich der erneuerbaren Energien und der KWK.

Dargestellt wird der Energiewende-Kosten-Index als Zeitreihe ab 2003, das ist der Zeitpunkt, zu dem für den liberalisierten Strommarkt hinreichend belastbare Daten umfassend vorliegen. Um die durch eine erhöhte Wettbewerbsintensität erreichten Strompreissenkungen klar von den Merit-Order-Effekten zu trennen, wird im Jahr 2003 eine Basisjahrkorrektur für den Strompreis in Höhe von 7 €/MWh für den Terminmarkt und 6 €/MWh für den Spotmarkt durchgeführt (Kapitel 3.6). Der Strompreis wird so auf ein Niveau reduziert, das den Brennstoffkosten im verwendeten Erklärungsmodell entspricht.

## 5.2 Ergebnisse

Die Abbildung 12 zeigt den Energiewende-Kostenindex und seine Komponenten für die Parametrisierung auf Grundlage der Terminmarktpreise für den Zeitraum 2003 bis 2012, also einer vollständig auf Ist-Daten beruhenden Zeitreihe.<sup>5</sup>

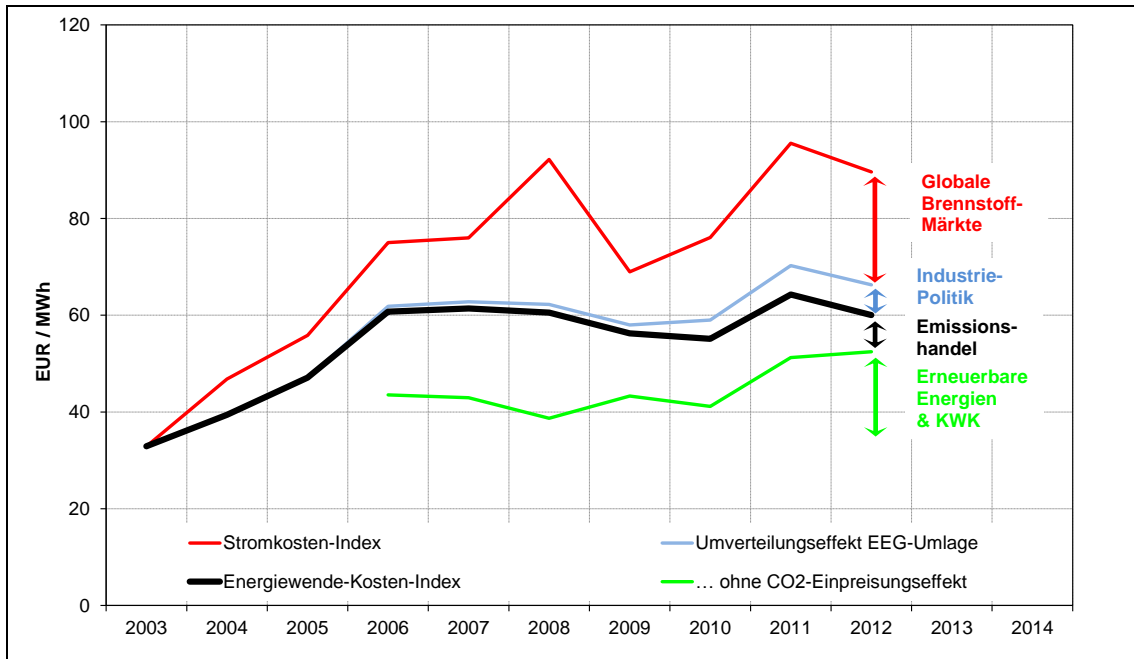
Die schwarze Kurve markiert den Energiewende-Kosten-Index, die rote Kurve den Stromkosten-Index. Die im Zeitverlauf zunehmende Schere verdeutlicht zunächst, dass die Entwicklung des Stromkosten-Index in ganz erheblichem Umfang von den Entwicklungen auf den globalen Brennstoffmärkten geprägt ist, aber ab 2010 auch die Umverteilungseffekte aus den Privilegierungstatbeständen des EEG an Relevanz gewinnen. Die letztlich der Energiewende im größeren Kontext zuzurechnenden CO<sub>2</sub>-Kosten haben vor dem Einbruch der CO<sub>2</sub>-Märkte in den Jahren nach 2008 eine wesentliche Rolle gespielt, die in den letzten Jahren jedoch deutlich rückläufige Tendenzen zeigt.

Für das Jahr 2012 (Datenstand September) hat der Energiewende-Kosten-Index einen Wert von 60 €/MWh, im Vergleich zum Vorjahr sank er um knapp 3 €/MWh, im Vergleich zu 2003 liegt er um etwa 27 €/MWh über dem Ausgangsniveau von 33 €/MWh. Insgesamt liegt der Energiewende-Kosten-Index im Zeitraum 2006 bis 2012 auf vergleichsweise konstantem Niveau, wenn sich auch die Beiträge der CO<sub>2</sub>-Kosten und der Flankierung für erneuerbare Energien im Zeitverlauf deutlich ändern. Bis 2010 dominieren die Beiträge der CO<sub>2</sub>-Einpreisung in den Strommärkten, in den Jahren 2011 und 2012 sinken diese deutlich und an ihre Stelle tritt ein deutlicher Anstieg der Flankierungskosten für erneuerbare Energien und KWK.

---

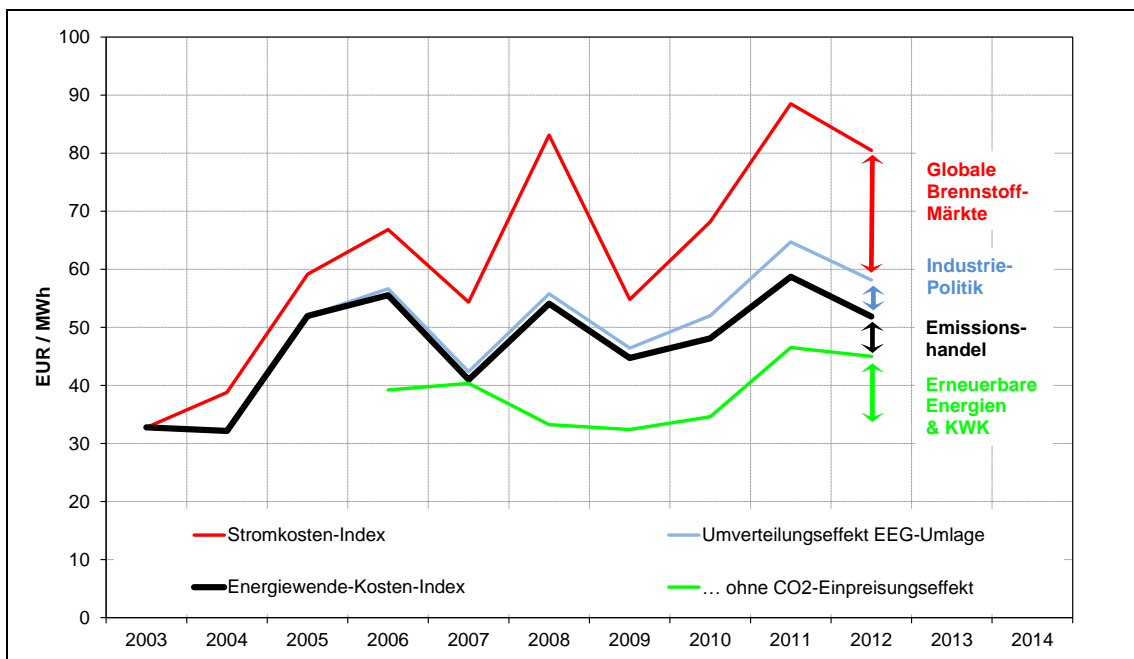
<sup>5</sup> Die CO<sub>2</sub>-bezogenen Kosten werden vor dem Hintergrund des über einen großen Teil des Jahres 2005 noch wenig liquiden Marktes erst ab dem Jahr 2006 ausgewiesen.

Abbildung 12 Entwicklung des Energiewende-Kosten-Index auf Basis von Terminlieferungen, 2003 bis 2012



Quelle: EEX, Übertragungsnetzbetreiber, BMU, Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 13 Entwicklung des Energiewende-Kosten-Index auf Basis von Spot-Preisen, 2003 bis 2012



Quelle: EEX, Übertragungsnetzbetreiber, BMU, Berechnungen des Öko-Instituts

Vom gesamten Zuwachs des Stromkosten-Index für den Zeitraum 2003 bis 2012 in Höhe von etwa 57 €/MWh entfällt damit 41% auf Brennstoffpreiserhöhungen sowie etwa 11% auf industriepolitisch motivierte Umverteilungseffekte zugunsten der privilegierten Stromkunden. Die verbleibenden 48% Steigerung entfallen zu etwa 13 Prozentpunkten auf den CO<sub>2</sub>-Emissionshandel und etwa 34 Prozentpunkte sind als Netto-Restgröße der Förderung von erneuerbaren Energien und der KWK zuzurechnen. Die Strommarkteffekte dürften sich auf Grundlage der hier in Ansatz gebrachten Beschaffungsstruktur und des hier verwendeten Erklärungsmodells am aktuellen Rand auf 3 €/MWh belaufen.

Abbildung 13 stellt die Entwicklung des Stromkosten- und des Energiewende-Kosten-Index dar, die sich aus der Parametrisierung der Indikatoren auf Basis von Spotpreisen ergibt. Dieser Ansatz hat den Vorteil, dass die Wechselwirkungen zwischen Strommarkt und Flankierungssystemen für erneuerbare Energien bzw. KWK im Spotmarkt deutlich ausgeprägter zu beobachten sein sollten (im Terminmarkt schlagen sich diese Wechselwirkungen mit hohen Risikoabschlägen nieder, die im Base-Markt ausgeprägter als im Peak-Markt sein dürften). Als Nachteil ist jedoch zu berücksichtigen, dass im Spot-Markt eine Vielzahl anderer Faktoren (Nachfrage, Wetter und Klima, kontinental-europäischer Stromaustausch etc.) abgebildet werden.

Der Stromkosten-Index entwickelt sich hier von einem Wert von etwa 33 €/MWh im Jahr 2003 mit erheblichen Schwankungen, wobei Spitzenwerte in den Jahren 2008 und 2011 erreicht werden, bis auf ein Niveau von etwas über 80 €/MWh in 2012. Die wesentlichen Treiber bilden auch hier wieder die Entwicklungen auf den globalen Brennstoffmärkten sowie zumindest phasenweise die Preistrends für CO<sub>2</sub>-Zertifikate. Und auch hier entwickeln die Umverteilungseffekte aus den Privilegierungstatbeständen des EEG ab 2010 eine erhebliche Dynamik. Die Strommarkteffekte am Spotmarkt dürften sich auf Grundlage der hier in Ansatz gebrachten Beschaffungsstruktur und des hier verwendeten Erklärungsmodells am aktuellen Rand auf knapp 10 €/MWh belaufen. Diese Größenordnung erscheint mit Blick auf die einschlägigen Modellierungsarbeiten als plausibel (ISI 2010).

In der Summe ergibt sich für die hier präsentierten Analysen zum Energiewende-Kosten-Index ein differenziertes Bild:

- Die Einflussfaktoren für die Strompreisentwicklung können durch die Aggregation einzelner Elemente eines typischen Stromprodukts gut differenziert werden.
- Die Konzentration auf ausgewählte Elemente (Großhandelspreise, EEG- und KWKG-Umlage, CO<sub>2</sub>- und Brennstoffkosteneffekte sowie die privilegierungsbedingten Umverteilungsmechanismen) bzw. die Auslassung anderer Kostenbestandteile (Steuern, Netznutzungsentgelte, Vertriebskosten und Margen) ist für die Zwecke eines Energiewende-Kosten-Index zunächst sinnvoll.
- Die Parametrisierung des Modells ist sowohl auf Basis von Terminmärkten als auch auf Basis der Spotmärkte möglich. Beide Optionen führen zu vergleichsweise robusten Ergebnissen und sind zielführend. Während das Modell auf Basis von Terminmärkten eher die Abbildung der Kostenentwicklung für die Ver-

braucher ermöglicht, ist das Modell auf Basis von Spotmärkten eher dafür geeignet die Entwicklung der Systemkosten nachzuzeichnen.

Alles in allem bildet die hier vorgestellte Methode zur Erstellung eines illustrativen Energiewende-Kosten-Index einen sinnvollen und perspektivreichen Ansatz zur Verdeutlichung und Eingrenzung der komplexen Wechselwirkungen im Strommarkt.

## 6 Projektion für die Jahre 2013 bis 2015

### 6.1 Annahmen und Datengrundlagen

Zentraler Input-Faktor für die Projektion des EKX ist die EEG-Umlage. Basierend auf der aktuellen Mittelfristprognose (IE 2011 und Prognos 2011) wurde die EEG-Umlage für die folgenden Jahre berechnet. Die Berechnung ist im Anhang dokumentiert. Dabei wurde bereits die im Jahr 2012 erfolgte Absenkung der Vergütungssätze für die Photovoltaik berücksichtigt. Im Jahr 2013 steigt die EEG-Umlage auf 5,3 ct/kWh und sinkt im Jahr 2014 auf 5,0 ct/kWh. Im Jahr 2015 steigt sie wieder auf 5,3 ct/kWh.

Für die Ausnahmen von der EEG-Umlage wurde ein Anstieg von etwa 85 TWh in 2012 auf bis zu 107 TWh für die folgenden Jahre angenommen (Bundesregierung 2012). Dieser Anstieg stellt eine Obergrenze dar. Auf dieser Basis wurden die entsprechenden Umverteilungseffekte ermittelt. Wenn alle Letztverbraucher im Jahr 2013 die EEG-Umlage bezahlen würden, könnte sie auf 4,1 ct/kWh absinken können. Das Umverteilungselement der EEG-Umlage beträgt also 1,2 ct/kWh in 2013 und bleibt in den beiden folgenden Jahren auf diesem Niveau.

Für die unter 6.2 durchgeführte Berechnung des EKX wurden folgende weiteren Datengrundlagen bzw. Annahmen zugrunde gelegt (Tabelle 1):

- Für die Berechnung der Erlöse aus der Vermarktung des EEG-Stroms wurden die jeweiligen Terminkontrakte für Base-Stromlieferungen an der EEX verwendet.
- Die KWKG-Umlage wurde für die Jahre 2013 bis 2015 konstant auf dem Niveau von 2012 gehalten.
- Für Strom, Erdgas, Steinkohle und CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen wurden die aktuellen Notierungen (September 2012) für die jeweiligen Terminlieferungen verwendet.
- Beim Wechselkurs, der für die Berechnung der Steinkohlepreise benötigt wird, wird ebenfalls die aktuelle Notierung von September 2012 in Höhe von 1,3 \$/€ für die Zukunft fortgeschrieben.

Tabelle 1 Verwendete Börsenpreise für die Projektion des EKX, 2013 bis 2015

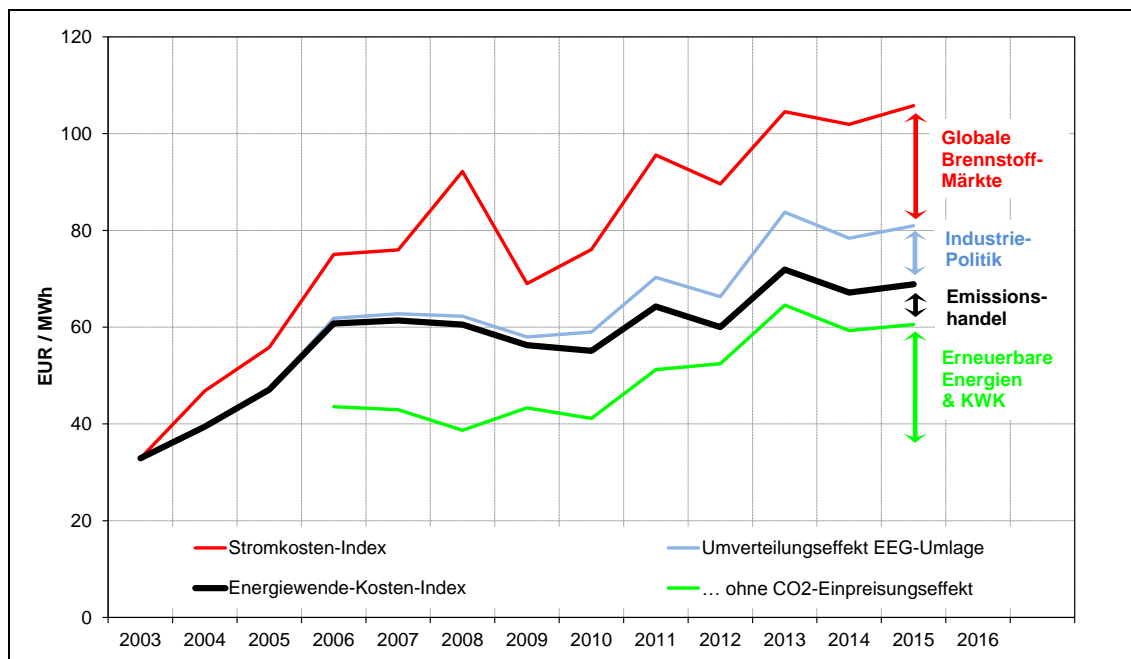
	EUA Y+1	Base Power Future	Peak Power Future	Gas Future	Coal Future
	EUR/EUA	EUR/MWh	EUR/MWh	EUR/MWh	EUR/t
2013	8	48	59	27	75
2014	8	48	60	27	83
2015	9	49	61	27	87

Quelle: EEX

## 6.2 Ergebnisse

In Abbildung 14 ist eine Projektion für die Entwicklung des Energiewende-Kosten-Index bis zum Jahr 2015 dargestellt. Für spätere Jahre ist an der EEX kein Steinkohlefuture verfügbar, deshalb wurde auf eine Projektion nach 2015 verzichtet.

Abbildung 14 Projektion des Energiewende-Kosten-Index auf Basis von Termin-Preisen, 2003 bis 2015



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

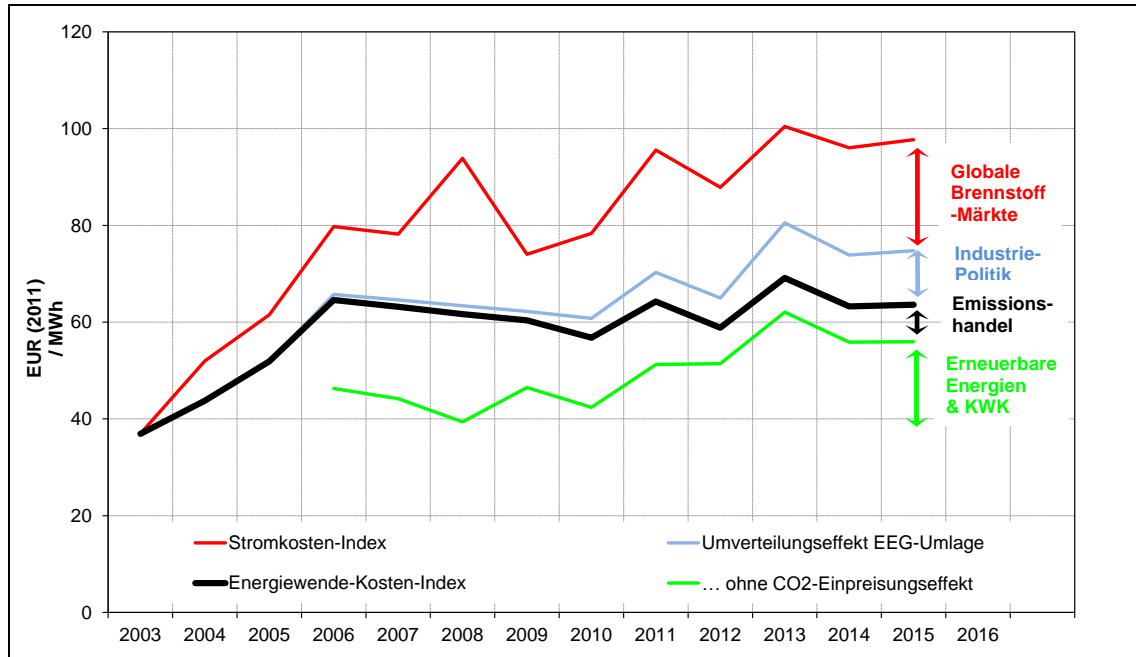
Der Stromkosten-Index steigt im Jahr 2013 im Vergleich zum Jahr 2012 um 1,5 ct/kWh. Dieser Anstieg erklärt sich in erster Linie durch den Anstieg der EEG-Umlage um 1,7 ct/kWh und den Rückgang des Großhandelspreises für Strom um etwa 0,2 ct/kWh. Im Vergleich dazu steigt der Energiewende-Kosten-Index nur um 1,2 ct/kWh im Vergleich zum Jahr 2012. Damit steigt der Energiewende-Kosten-Index deutlich weniger stark an als die EEG-Umlage. Dies ist darauf zurückzuführen, dass die Effekte der Umverteilung gesondert ausgewiesen werden. Vom Anstieg der EEG-Umlage sind allein 0,6 ct/kWh auf den Anstieg der Umverteilung zurückzuführen.<sup>6</sup>

Im Jahr 2014 sinkt der Energiewende-Kosten-Index in Vergleich zu 2013 wieder um etwa 0,5 ct/kWh und bleibt auch in 2015 deutlich unter dem Niveau von 2013. Dies erklärt sich durch die leicht sinkende EEG-Umlage in Kombination mit weiter leicht steigenden Merit-Order-Effekten der erneuerbaren Energien.

<sup>6</sup> Rundungsbedingt addieren sich die Steigerung des Energiewende-Kosten-Index und der Umverteilung nicht zur EEG-Umlage.

Die in Abbildung 14 dargestellten Preise sind nominale Preise (also ohne Inflationsbereinigung). Zum Vergleich stellt Abbildung 15 eine inflationsbereinigte Projektion des Energiewende-Kosten-Index auf Basis von Termin-Preisen von 2003 bis 2015 dar.

Abbildung 15 Projektion des Energiewende-Kosten-Index auf Basis von Termin-Preisen, 2003 bis 2015 mit realen Preisen (inflationsbereinigt)



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Für die Berechnung der preisbereinigten Daten für die Jahre 2013 bis 2015 wurde angenommen, dass der Deflator wie in 2012 konstant bei 2% bleibt. Alle Angaben in Abbildung 15 sind entsprechend in Preisen von 2011 dargestellt.

Die Abbildung zeigt, dass der Energiewende-Kosten-Index inflationsbereinigt im Jahr 2006 – bedingt durch die hohe Einpreisung im CO<sub>2</sub>-Emissionshandel – seinen bisherigen Höhepunkt erreicht hat. Seitdem befindet sich der Index in einer Seitwärtsbewegung. Die Inflationsbereinigung zeigt auch, dass der Anstieg im Jahr 2013 nur zu leicht höheren Werten führt als beispielsweise in 2011 oder in 2006. In 2014 und 2015 sinkt Energiewende-Kosten-Index inflationsbereinigt wieder unter das Niveau von 2006.

## 7 Schlussfolgerungen

Die Entwicklung der Strompreise in der letzten Dekade ist durch ein hoch dynamisches Umfeld geprägt. Die Entwicklung bei den Endkundenpreisen für Strom ist dabei auf eine ganze Reihe von Einflussfaktoren zurückzuführen. Dazu gehören in den letzten Jahren vor allem die Trends auf den globalen Brennstoffmärkten für Steinkohle und Erdgas, die Veränderungen bei den Preisen für CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen sowie die Umlagen für die Förderung erneuerbarer Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung. Die Zuordnung dieser verschiedenen Basistrends ist dabei nicht trivial, vor allem da die Förderung der erneuerbaren Energien und der KWK die Preisniveaus auf den Großhandelsmärkten für Strom (und letztlich sogar auf den Märkten für CO<sub>2</sub>-Zertifikate) berücksichtigen.

- Seit dem Jahr 2003 sind die Brennstoffpreise massiv gestiegen. Die Brennstoffkosten eines älteren Steinkohlekraftwerkes für die Erzeugung einer Kilowattstunde Strom sind um 2 ct/kWh gestiegen, die entsprechenden Brennstoffkosten eines älteren Erdgaskraftwerkes für die Erzeugung einer Kilowattstunde Strom sogar um fast 5 ct/kWh. Für den Durchschnitt einer typischen Beschaffungsstruktur für Endkundenlieferungen ergibt sich ein Preisanstieg bedingt durch fossile Brennstoffpreissteigerungen von etwa 2,3 ct/kWh.
- Bedingt durch die zurzeit niedrigen CO<sub>2</sub>-Preise betragen die CO<sub>2</sub>-Kosten für den Durchschnitt der hier unterstellten Beschaffungsstruktur derzeit nur 0,7 ct/kWh. Dies ist deutlich weniger als z.B. im Jahr 2006, als die CO<sub>2</sub>-Kostenbestandteile noch 2 ct/kWh betragen.

Darüber hinaus sind industriepolitisch motivierte Umverteilungsmechanismen der Flankierungssysteme für erneuerbare Energien (und auch für die KWK) zu berücksichtigen, die die entsprechenden Umlagen für nicht privilegierte Verbraucher erhöhen. So betrug die EEG-Umlage im Jahr 2012 etwa 3,6 ct/kWh. Davon ist aber ein beträchtlicher Anteil auf Umverteilungseffekte zurückzuführen. Ohne Umverteilung wäre die EEG-Umlage 0,7 ct/kWh niedriger gewesen und hätte bei 2,9 ct/kWh gelegen. Gleichzeitig wirkt der Rückgang der KWK-Umlage um fast 0,3 ct/kWh seit dem Jahr 2003 preisdämpfend. Korrigiert um die Umverteilungseffekte ist die Summe aus EEG-Umlage und KWK-Umlage im Zeitraum 2003 bis 2012 um 2,2 ct/kWh gestiegen.

Die Kosten dämpfenden Effekte der erneuerbaren Energien und der KWK auf den Terminmärkten für Strom liegen aktuell in der Größenordnung von ca. 0,3 ct/kWh.

Die zur Ausdifferenzierung der verschiedenen Effekte entwickelte Methode zur Erstellung des Energiewende-Kosten-Index erlaubt eine integrierte Betrachtung und vor allem die Ermittlung von Netto-Kosteneffekten für die Förderung von erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung. In der Rückschau haben damit Preise für fossile Brennstoffe den stärksten Einfluss auf die Entwicklung des Stromkosten-Index gehabt, der seit 2003 bis zum Jahr 2012 um etwa 5,7 ct/kWh gestiegen ist.

Der Stromkosten-Index steigt im Jahr 2013 im Vergleich zum Jahr 2012 um 1,5 ct/kWh. Dieser Anstieg erklärt sich in erster Linie durch den Anstieg der EEG-Umlage um



1,7 ct/kWh und den Rückgang des Großhandelspreises für Strom um etwa 0,2 ct/kWh. Im Vergleich dazu steigt der Energiewende-Kosten-Index nur um 1,2 ct/kWh im Vergleich zum Jahr 2012. Damit steigt der Energiewende-Kosten-Index deutlich weniger stark an als die EEG-Umlage. Vom Anstieg der EEG-Umlage sind allein 0,6 ct/kWh auf den Anstieg der Umverteilung zurückzuführen.

Im Jahr 2014 sinkt der Energiewende-Kosten-Index in Vergleich zu 2013 wieder um etwa 0,5 ct/kWh und bleibt auch in 2015 deutlich unter dem Niveau von 2013. Dies erklärt sich durch die leicht sinkende EEG-Umlage in Kombination mit weiter leicht steigenden Merit-Order-Effekten der erneuerbaren Energien.

## 8 Referenzen

### 8.1 Literatur

- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2012): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Stand 8. März 2012.
- Bundesregierung (2012): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage des Abgeordneten Hans-Josef Fell und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN: Besondere Ausgleichsregelungen beim Erneuerbare-Energien-Gesetz, Bundestagsdrucksache 17/10421.
- Leipziger Institut für Energie GmbH (IE) (2011): Endbericht der Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken bis 2016. Prognose der Stromeinspeisung und der Vergütung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Leipzig, 28.10.2011.
- Prognos (2011): Dokumentation: Letztverbrauch bis 2016 Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage; Für die Übertragungsnetzbetreiber; Berlin, 28. Oktober 2011.
- Fraunhofer Institut für Innovations- und Systemforschung (ISI) (2011): Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien – Update für das Jahr 2010. Karlsruhe, 4. November 2011.
- Öko-Institut (2012): Komponentenerlegung der Umlage zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien über das Erneuerbaren Energien Gesetz. Berlin, 11. Oktober 2012.
- Übertragungsnetzbetreiber (2011): 50Hertz, Amprion, EnBW Transportnetze, TenneT: Prognose der EEG-Umlage 2012 nach AusglMechV. Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB. Stand 14. Oktober 2011.

### 8.2 Datenquellen

- EPEX Spot /European Energy Exchange (EEX): Marktdaten. Strom Spotmarkt – EPEX Spot. Ergebnisse Strom – Marktgebiet Deutschland/Österreich. EPEX Spot Auktionsmarkt. Leipzig.
- European Energy Exchange (EEX): Results Power Derivates– Marke tarea Germany/Austria. Base Yearly Futures, Leipzig.
- European Energy Exchange (EEX): Results Power Derivates– Market area Germany/Austria. Peak Yearly Futures, Leipzig.
- European Energy Exchange (EEX): Results Emission Rights– European –Carbon-Futures., Leipzig.
- European Energy Exchange (EEX): Results Emission Rights– Spot - EU emission allowances EEX, Leipzig.

European Energy Exchange (EEX): Results Coal derivatives– ARA Coal Futures – Yearly Futures, Leipzig.

European Energy Exchange (EEX): Results Natural gas derivatives– NCG Futures – Yearly Futures, Leipzig.

European Energy Exchange (EEX): Results Natural gas derivatives– Gaspool Futures – Yearly Futures, Leipzig.

European Energy Exchange (EEX): Results Natural gas Spot - Gaspool One Day Ahead, Leipzig.

European Energy Exchange (EEX): Results Natural gas Spot – NCG One Day Ahead, Leipzig.

Energate: Marktdaten; Price Forward Curves, TTF (Title Transfer Facility), Natural gas yearly Futures in the Netherlands, [www.energate.de](http://www.energate.de).

McCloskey: Coal, Argus McCloskey's Coal Price Index Report, Argus Coal Daily, Coal future with delivery in Rotterdam, API 2, [www.mccloskeycoal.com](http://www.mccloskeycoal.com)

### **8.3 Rechtsdokumente**

Bundestag (2012a): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG).

Bundestag (2012b): Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV).

Bundeskabinett (2012): MaPrV Verordnung zur Weiterentwicklung der Managementprämienverordnung (MaPrV).

## Anhang

### Dokumentation der Projektion der EEG-Umlage

Die Projektion der EEG-Umlage baut auf der letzten Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber auf (IE 2011 und Prognos 2011). Um auch die Änderungen des EEG im Jahr 2012 mit Blick auf die Photovoltaik adäquat abzubilden, wird außerdem auf eine aktuelle Prognose der Strommengen, Vergütungszahlungen und Differenzkosten für die Photovoltaik zurückgegriffen (Öko-Institut 2012). Damit werden die von IE (2011) prognostizierten Vergütungszahlungen für die Photovoltaik aus der Mittelfristprognose korrigiert.

Vor dem Hintergrund des aktuell sehr stark voranschreitenden Ausbaus der Photovoltaik wurde in Öko-Institut (2012) ein Szenario mit sehr starkem Ausbau der Photovoltaik berücksichtigt. Es wurde ein monatlicher Zubau von 655,8 MW unterstellt. Dies bedeutet, dass die Vergütungen monatlich um 2,8% sinken, da die Zielkorridore erreicht werden. Mitte des Jahres 2015 wird dann das im EEG definierte Gesamtausbauziel von 52 GW für die Photovoltaik erreicht.

Insgesamt wird die Stromerzeugung durch erneuerbare Energien in den nächsten Jahren durch den stetigen Zubau neuer Anlagen erheblich steigen. Tabelle A-2 stellt die Prognose der installierten Leistungen der unterschiedlichen Stromerzeuger jeweils zum Jahresende dar. Die installierte Leistung steigt von 81,8 GW in 2013 auf 101,9 GW im Jahr 2016 (die Herleitung der Daten für die Photovoltaik ist in Öko-Institut (2012) dokumentiert).

*Tabelle A-2 Prognose der installierten Leistungen jeweils zum Jahresende von 2013 bis 2016*

	2013	2014	2015	2016
	<b>GW</b>			
<b>PV</b>	42	50	52	52
<b>Onshore</b>	31	32	34	35
<b>Offshore</b>	1,9	3,3	4,8	6,3
<b>Biomasse</b>	5,2	5,4	5,5	5,6
<b>Geothermie</b>	0,0	0,1	0,1	0,1
<b>Wasser</b>	1,5	1,6	1,6	1,7
<b>Gas</b>	0,6	0,6	0,6	0,6
<b>Summe</b>	82	93	99	102

*Quelle: Leipziger Institut für Energie GmbH (IE), Öko-Institut 2012, Berechnungen des Öko-Instituts*

Tabelle A-3 zeigt parallel zur installierten Leistung die Entwicklung der Stromerzeugung durch erneuerbare Energien bis 2016 aufgegliedert für die einzelnen Erzeugungstechnologien. Nach IE (2011) sind die höchsten Steigerungen der Produktion bei Offshore-Anlagen zu erwarten. Im Jahr 2013 beträgt die Produktion etwa 4 TWh und in 2016 schon etwa 21,5 TWh. Insgesamt steigt die Stromerzeugung vom Jahr 2013 um etwa 45 TWh auf 178 TWh im Jahr 2016 an.

Tabelle A-3 Prognose der Stromerzeugung von 2013 bis 2016

	2013	2014	2015	2016
	TWh			
<b>PV</b>	35	43	50	50
<b>Onshore</b>	53	56	59	63
<b>Offshore</b>	4	9	15	21
<b>Biomasse</b>	32	33	34	35
<b>Geothermie</b>	0	0	0	0
<b>Wasser</b>	6	6	7	7
<b>Gas</b>	2	2	2	2
<b>Summe</b>	132	149	167	178

Quelle: Leipziger Institut für Energie GmbH (IE), Berechnungen des Öko-Instituts

Gleichzeitig zur steigenden Stromerzeugung und damit dem Ausbau erneuerbarer Energien steigen auch die Vergütungszahlungen an. Tabelle A-4 zeigt die jährliche Verteilung der Vergütungszahlungen auf die verschiedenen Erzeugungstechnologien. Aufgrund der in Öko-Institut (2012) erläuterten Regelungen für die Vergütungen für Photovoltaikanlagen steigen die Vergütungszahlungen in diesem Bereich trotz des enormen Ausbaus in den Jahren 2013 bis 2016 nur um etwa 1 Mrd. Euro an. Insgesamt steigen die Zahlungen um etwa 1,6 Mio. Euro an, auf einen Wert von 20,5 Mrd. Euro in 2016.

Tabelle A-4 Prognose der Vergütungszahlungen (bereinigt um vermiedene Netznutzungsentgelte) von 2013 bis 2016

	2013	2014	2015	2016
	Mrd. Euro			
<b>PV</b>	11,2	11,9	12,3	12,3
<b>Onshore</b>	3,2	2,9	2,6	2,4
<b>Offshore</b>	0,4	0,9	1,4	1,8
<b>Biomasse</b>	3,8	3,7	3,6	3,7
<b>Geothermie</b>	0,03	0,05	0,06	0,07
<b>Wasser</b>	0,2	0,2	0,2	0,2
<b>Gas</b>	0,03	0,02	0,02	0,02
<b>Summe</b>	18,9	19,7	20,1	20,5

Quelle: Leipziger Institut für Energie GmbH (IE), Berechnungen des Öko-Instituts

Die vom Bundeskabinett beschlossene Änderung der Managementprämienverordnung – MaPrV wurde noch nicht berücksichtigt. Zum einen wurde der Änderung noch nicht vom Bundestag zugestimmt, zum anderen werden durch die Änderung der MaPrV auch nur marginale Entlastungen der EEG-Umlage in Höhe von 0,04 ct/kWh erwartet. Die Marktprämienzahlungen sind in Tabelle A-5 dargestellt.<sup>7</sup> Es ist zu beobachten,

<sup>7</sup> Aufgrund der Sonderauswertung für die Photovoltaik enthält Tabelle A-3 die Vergütungszahlungen für alle Photovoltaikanlagen. Es war nicht möglich die PV-Anlagen zu isolieren, die die Marktprämie nutzen. Um Doppelzahlungen zu vermeiden, enthält Tabelle A-4 dann keine Angaben für die Photovoltaik. Da nach IE (2011) in 2013 nur eine Erzeugung in Höhe von 1 TWh aus Photovoltaikanlagen die Marktprämie nutzen wollte, ist der Fehler, der durch die Vernachlässigung der Managementprämienzahlungen entsteht, vernachlässigbar und wird tendenziell durch die geplante Absenkung der Managementprämie kompensiert.

dass die Marktprämienzahlungen um 2,3 Mrd. € steigen und damit deutlich stärker ansteigen als die EEG-Vergütungszahlungen.

Tabelle A-5 Prognose der Marktprämienzahlungen von 2013 bis 2016

	2013	2014	2015	2016
	Mrd. Euro			
<b>PV</b>				
<b>Onshore</b>	0,6	0,8	1,1	1,3
<b>Offshore</b>	0,2	0,5	0,8	1,3
<b>Biomasse</b>	0,9	1,1	1,3	1,4
<b>Geothermie</b>	0,006	0,012	0,020	0,030
<b>Wasser</b>	0,075	0,083	0,084	0,085
<b>Gas</b>	0,005	0,005	0,004	0,004
<b>Summe</b>	1,8	2,5	3,4	4,1

Quelle: Leipziger Institut für Energie GmbH (IE), Berechnungen des Öko-Instituts

Um eine Prognose zur Entwicklung der Einnahmen aus der Vermarktung zu erstellen, müssen folgende Faktoren berücksichtigt werden:

- Von den insgesamt erzeugten Strommengen wird ein Teil des Stromes über die Marktprämie vermarktet und ein Teil über die Direktvermarktung. Diese Anteile müssen von der Gesamtmenge abgezogen werden um die Einnahmen aus der Vermarktung zu berechnen.
- Die Einnahmen aus der Vermarktung sind abhängig von den Profilmfaktoren, die je nach Art der erneuerbaren Energie und dem Jahr variieren. Die Profilmfaktoren der Jahre 2013 bis 2016 sind in Tabelle A-6 dargestellt.
- Die Einnahmen berechnen sich aus einer Multiplikation der vermarkteten Strommengen, der Profilmfaktoren und der Strompreise (Tabelle A-7).

Tabelle A-6 Entwicklung der Profilmfaktoren von 2013 bis 2016

	2013	2014	2015	2016
<b>Wasser</b>	0,996	0,997	0,997	0,998
<b>Gase</b>	1	1	1	1
<b>Biomasse</b>	1	1	1	1
<b>Geothermie</b>	1	1	1	1
<b>Wind onshore</b>	0,895	0,887	0,883	0,865
<b>Wind offshore</b>	0,995	0,975	0,968	0,944
<b>Solar</b>	1,051	1,038	1,014	0,985

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber (2011)

Die Entwicklung der Strompreise basierend auf aktuellen Jahres-Futures am Terminmarkt der EEX ist in Tabelle A-7 dargestellt. Sie zeigt, dass in den kommenden Jahren keine signifikante Erhöhung der Strompreise am Terminmarkt zu erwarten ist.

Tabelle A-7 Terminpreise am Strommarkt von 2013 bis 2016 (Stand September 2012)

Strompreise	2013	2014	2015	2016
	€/MWh			
	48	48	49	50

Quelle: EEX

Die bereinigten Einnahmen aus der Vermarktung sind in Tabelle A-8 dargestellt. Insgesamt steigen die Einnahmen um etwa 0,8 Mrd. Euro, auf 5,7 Mrd. Euro in 2016. Bedingt durch den Ausbau der Erzeugung aus Photovoltaik steigen die Einnahmen aus der Vermarktung von Photovoltaikstrom von 1,7 Mrd. Euro im Jahr 2013 auf 2,3 Mrd. Euro im Jahr 2016. Insbesondere bei Wind-Onshore gehen die Einnahmen zurück, weil mehr Strommengen über die Marktprämie vermarktet werden.

*Tabelle A-8 Prognose der Entwicklung der Einnahmen aus der Vermarktung der einzelnen Erzeuger von 2013 bis 2016*

	2013	2014	2015	2016
	Mrd. Euro			
<b>PV</b>	1,7	2,1	2,3	2,3
<b>Onshore</b>	1,6	1,5	1,3	1,3
<b>Offshore</b>	0,1	0,3	0,4	0,5
<b>Biomasse</b>	1,1	1,1	1,1	1,1
<b>Geothermie</b>	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Wasser</b>	0,1	0,1	0,2	0,1
<b>Gas</b>	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Wert des Stromes</b>	4,9	5,4	5,7	5,7

Quelle: Leipziger Institut für Energie GmbH (IE), Übertragungsnetzbetreiber (2011), Berechnungen des Öko-Instituts

Die Ergebnisse der Berechnung der EEG-Umlage sind in Tabelle A-9 dargestellt. Die Entwicklung der EEG-Umlage wird von verschiedenen Faktoren bestimmt:

- Grundsätzlich werden durch die EEG-Umlage die Differenzkosten auf die Endverbraucher umgelegt. Die Differenzkosten berechnen sich vereinfacht aus der Differenz der Vergütungszahlungen (Tabelle A-4), der Marktprämienzahlungen (Tabelle A-5) und den Erlösen aus der Vermarktung des EEG-Stroms (Tabelle A-8) an der Strombörse EEX.
- Außerdem werden noch Kosten für das Grünstromprivilegs in Höhe von 0,2 Mrd. Euro berücksichtigt. Die Höhe der sonstigen Kosten wird auf dem Niveau des Jahres 2012 fortgeschrieben (Übertragungsnetzbetreiber 2011).
- Die Einnahmen aus der Vermarktung steigen aufgrund der ansteigenden Stromproduktion aus erneuerbaren Energien von 2013 bis 2016 um 0,8 Mrd. Euro an. Hier ist zu berücksichtigen, dass durch die stärker werdende Bedeutung der Marktprämie die Strommengen, die an der EEX vermarktet werden, weniger schnell steigen als die Gesamterzeugung aus erneuerbaren Energien.
- Im Ergebnis erreicht die Kernumlage einen Wert von 4,4 ct/kWh im Jahr 2013 und steigt dann um etwa 0,3 bis 0,4 ct / kWh pro Jahr. Um den Anstieg der EEG-Umlage auf 5,3 ct/kWh zu erklären, müssen weitere Komponenten wie die Liquiditätsreserve und der negative Kontostand des Vorjahres berücksichtigt werden.
- Es wird davon ausgegangen, dass die Liquiditätsreserve auf 10% angehoben wird. Dies erfordert die Erwirtschaftung eines Umlagebetrages von 1,4 Mrd. €

oder 0,4 ct/kWh im Jahr 2013. Für die Folgejahre wurde eine konstante Liquiditätsreserve in Höhe von 10% der Differenzkosten unterstellt.

- Zum anderen muss im Jahr 2013 der negative EEG-Kontostand aus dem Jahr 2012 ausgeglichen werden. Ende August 2012 betrug der EEG-Kontostand -1,67 Mrd. €. Es wird davon ausgegangen, dass der EEG-Kontostand bis Ende September 2012 auf -2 Mrd. € ansteigen wird. Der aktuell negative EEG-Kontostand ist in erster Linie durch die gesunkenen Preisen am Strommarkt zu erklären (diese sind insbesondere bedingt durch die zusammengebrochenen Preise am Emissionshandelsmarkt zu erklären). Zum Ausgleich des negativen EEG-Kontostands aus dem Jahr 2012 ist im Jahr 2013 eine Umlage in Höhe von 0,5 ct/kWh erforderlich.
- Für das Jahr 2013 setzt sich die EEG-Umlage aus einer Kernumlage in Höhe von 4,4 ct/kWh, einem Anteil für die Liquiditätsreserve in Höhe von 0,4 ct/kWh und einem Anteil für den Ausgleich des negativen EEG-Kontos in Höhe von 0,5 ct/kWh zusammen. In Summe ergibt sich dann die EEG-Umlage in Höhe von 5,3 ct/kWh.
- Nach Ausgleichsmechanismusverordnung wird die Prognose der Einnahmen aus der Vermarktung auf Basis der Preise am Terminmarkt berechnet. Da aber davon auszugehen ist, dass auch in Zukunft die Strompreise am Spotmarkt niedriger sein werden als am Terminmarkt, wurde dies in den Berechnungen berücksichtigt. Im Jahr 2012 (Januar bis September) und im Durchschnitt der Jahre 2009 bis 2012 notierte der Spotmarkt 17% niedriger als die Lieferung am Terminmarkt für das Folgejahr. Dies bedeutet, dass auch in Zukunft – bedingt durch die niedrigeren Erlöse am Spotmarkt – jährliche Fehlbeträge in Höhe von 0,7 bis 0,8 Mrd. € auftreten werden. In den Berechnungen in Tabelle A-9 werden diese Fehlbeträge jeweils mit der Liquiditätsreserve aus dem Vorjahr verrechnet.
- Im Jahr 2014 steigt die Kernumlage auf 4,7 ct/kWh und der Umlageanteil für die Liquiditätsreserve steigt leicht auf 0,5 ct/kWh. Die Verrechnung der Liquiditätsreserve aus dem Vorjahr mit den unter der Prognose liegenden Erlösen der Vermarktung am Spotmarkt ergibt einen positiven Kontostand am Ende des Jahres 2013, der zu einer Entlastung der EEG-Umlage in Höhe von 0,3 ct/kWh führt. In Summe ergibt sich dann ein Absinken der EEG-Umlage von 5,3 ct/kWh in 2013 auf 5,0 ct/kWh in 2014.



Tabelle A-9 Prognose der EEG-Umlage für die Jahre 2013 bis 2016

	2013	2014	2015	2016
	<b>Mrd. Euro</b>			
<b>Prognostizierte Kosten</b>	21,0	22,6	23,9	25,0
Vergütungszahlungen	18,9	19,7	20,1	20,5
Prämienzahlungen	1,8	2,5	3,4	4,1
Grünstromprivileg	0,2	0,2	0,2	0,2
Sonstige Kosten	0,2	0,2	0,2	0,2
<b>Prognostizierte Erlöse</b>	4,8	5,1	5,4	5,4
Einnahmen aus Vermarktung	4,7	5,1	5,3	5,4
Einnahmen für Privilegierten LV	0,1	0,1	0,1	0,1
<b>Differenzkosten</b>	16,3	17,5	18,5	19,6
Verluste Vermarktung Vorjahr	-2,0	-0,8	-0,9	-0,9
Liquiditätsreserve	1,6	1,8	1,9	2,0
Verrechnung der Verluste aus der Vermarktung und der Liquiditätsreserve des Vorjahrs	2,0	-0,8	-0,9	-0,9
<b>Umlagebetrag</b>	19,9	18,4	19,5	20,6
	<b>TWh</b>			
<b>Letztverbrauch</b>	480	476	472	467
Privilegierter Letztverbrauch	107	107	107	107
Grünstromprivileg	8	9	10	11
Nichtprivilegierter Letztverbrauch	366	360	355	349
<b>Für EEG-Umlage anzulegender Letztverbrauch</b>	373	369	365	360
	<b>ct/kWh</b>			
<b>Kernumlage</b>	4,4	4,7	5,1	5,4
Umlageanteil Liquiditätsreserve	0,4	0,5	0,5	0,5
Umlageanteil aus Kontostand (Vorjahr)	0,5	-0,2	-0,2	-0,3
<b>EEG-Umlage</b>	<b>5,3</b>	<b>5,0</b>	<b>5,3</b>	<b>5,7</b>
EEG-Umlage (ohne Umverteilung)	4,14	3,88	4,12	4,41
<b>Umverteilungselement der EEG-Umlage</b>	1,19	1,12	1,21	1,31

Quelle: Prognos, EEX, Leipziger Institut für Energie GmbH, Berechnungen des Öko-Instituts

Hiermit wird in einer konservativen Abschätzung eher der obere Rand des möglichen Anstiegs der EEG-Umlage abgebildet. In der Realität wird die EEG-Umlage vermutlich nicht so stark steigen. Im Trendszenario der Mittelfristprognose (IE 2011) werden im Jahr 2013 bereits 1,3 GW Offshore-Windenergie installiert sein. Bedingt durch Verzögerungen könnte dieser Wert auch deutlich niedriger ausfallen.