

# Kompensieren sinkende Beschaffungskosten den Anstieg der EEG-Umlage für Haushaltskunden?

Kurzstudie im Auftrag  
der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen

Philipp Götz

Thorsten Lenck

Berlin, 30. August 2013

## Inhalt

1.	ZIEL DER STUDIE, METHODIK UND ZUSAMMENFASSUNG.....	1
2.	HINTERGRUND.....	3
2.1.	Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Umlage) .....	3
2.2.	Zusammensetzung des Endkundenstrompreises für Haushaltskunden .....	4
3.	SENKUNGSPOTENTIAL AUFGRUND GESUNKENER BESCHAFFUNGSPREISE ....	8
3.1.	Beschaffungsstrategien.....	8
3.2.	Entwicklung der EEG-Umlage und der Beschaffungskosten.....	11
4.	QUELLEN .....	13
5.	ANHANG .....	15

## 1. Ziel der Studie, Methodik und Zusammenfassung

Aktuell beträgt die Umlage nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) 5,277 ct/kWh für das Jahr 2013.<sup>1</sup> Bis zum 15. Oktober 2013 werden die Übertragungsnetzbetreiber die Höhe der EEG-Umlage prognostizieren und für das gesamte Jahr 2014 festlegen.<sup>2</sup> In energiewirtschaftlichen Kreisen wird zumeist von einer Erhöhung der EEG-Umlage auf 6 bis 6,5 ct/kWh ausgegangen.<sup>3</sup>

Neben weiteren Effekten tragen auf der einen Seite die seit 2011 fallenden Strompreise zu einem wesentlichen Teil des Anstiegs der EEG-Umlage bei (s. Kapitel 2.1). Auf der anderen Seite führen fallende Strompreise dagegen zu niedrigeren Beschaffungskosten der Stromlieferanten. Für den Strompreis der Endkunden (s. Kapitel 0) ergeben sich somit zwei gegeneinanderlaufende Effekte.

Das Ziel der vorliegenden Kurzstudie ist, dem (erwarteten) Anstieg der EEG-Umlage die (mögliche) Absenkung der Strompreise für Haushaltskunden gegenüberzustellen, um die Frage zu beantworten, inwieweit sinkende Beschaffungskosten der Stromlieferanten den Anstieg der EEG-Umlage kompensieren können.

In der Studie werden die EEG-Umlage sowie der Nettoenergieanteil des Haushaltsstrompreises betrachtet. Der Nettoenergieanteil ist der Wert, den eine Jahreslieferung für einen Standardhaushalt am Großhandelsmarkt besitzt. Addiert man zu diesem Wert weitere Beschaffungs-, Vertriebskosten und Margen sowie Abgaben, Umlagen, Entgelte und Steuern, erhält man den Preis, den der Haushaltkunde für den Strom bezahlt.

Wie hoch der Nettoenergieanteil des Haushaltsstrompreises tatsächlich ist, hängt im Wesentlichen vom Zeitpunkt der Beschaffung durch den Lieferanten ab. Aufgrund der teilweise starken Preisschwankungen am Strommarkt und des damit verbundenen hohen Preisrisikos kaufen die meisten Lieferanten ihren Strom nicht zu einem einmaligen Zeitpunkt, sondern verteilen die einzudeckenden Strommengen über mehrere Einkaufszeitpunkte teilweise über mehrere Jahre vor der Stromlieferung. Dabei verfolgen sie Beschaffungsstrategien, die zu unterschiedlichen Beschaffungskosten führen können. In Kapitel 3.1 wird der Korridor dieser Beschaffungskosten bei unterschiedlichen Beschaffungsstrategien ermittelt. Aus diesem Korridor werden die in der Energiewirtschaft typischen Beschaffungsstrategien ausgewählt. Die Entwicklung der Beschaffungskosten dieser Beschaffungsstrategien wird in Kapitel 3.2 der Entwicklung der EEG-Umlage gegenübergestellt.

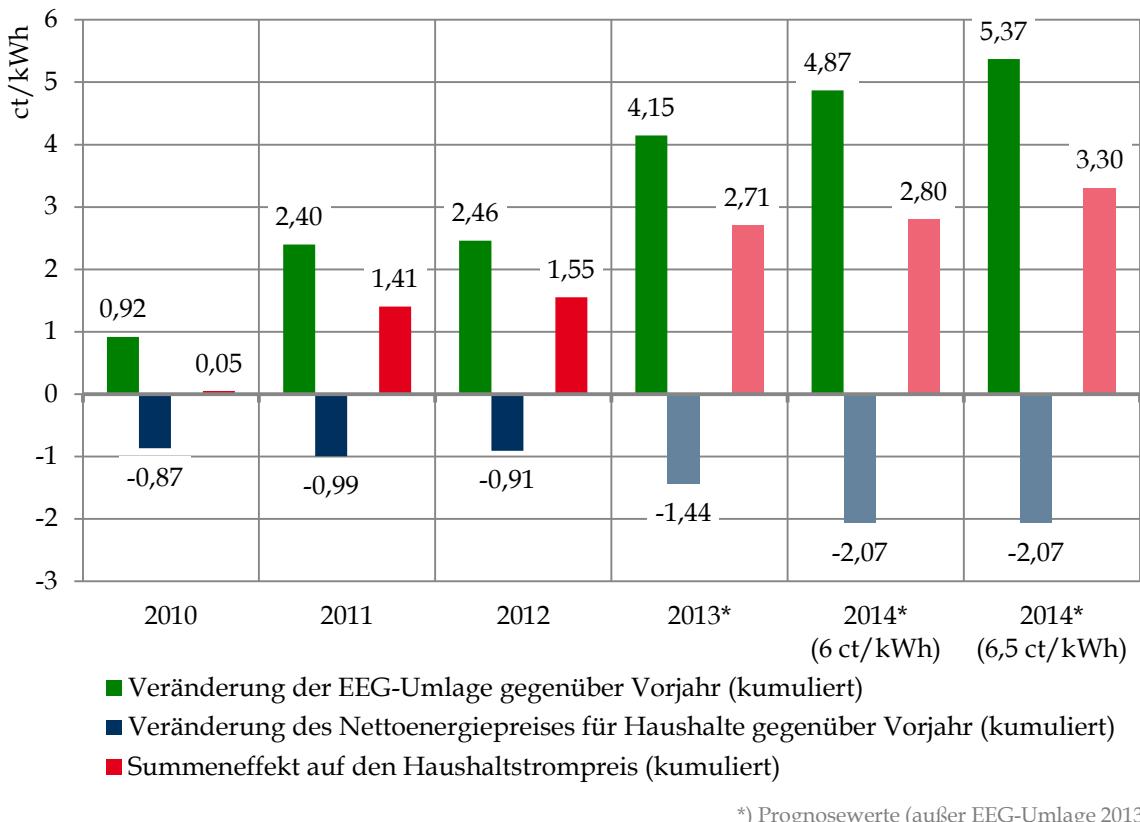
Im Ergebnis wird gezeigt, dass auf Basis der im Mittel seit 2011 stetig fallenden Börsenstrompreise auch die Beschaffungskosten sinken. Von 2009 bis 2013 fielen diese im Mittel um insgesamt etwa 1,44 ct/kWh.

---

<sup>1</sup> [ÜNB2012]

<sup>2</sup> Vgl. § 3 Absatz 2 Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV)

<sup>3</sup> Siehe z. B. [DOWJONES 2013], [GRAICHEN2013], [HALLER 2013], [ENERGATE2013]



**Abbildung 1: Kumulierte Einzeleffekte und Auswirkung auf den Haushaltstrompreis**

Für das Jahr 2014 zeichnet sich dagegen eine mögliche Senkung der Beschaffungskosten zwischen 0,57 und 1,97 ct/kWh gegenüber 2013 ab. Das obere Ende lässt sich durch einen Wechsel hin zu einer risikofreudigeren Beschaffungsstrategie erreichen. Sollte die EEG-Umlage 2014 nur auf den unteren Rand der prognostizierten Bandbreite, also um 0,72 ct/kWh auf 6 ct/kWh steigen, können die niedrigeren Beschaffungskosten den Anstieg der EEG-Umlage fast oder vollständig kompensieren. Eine darüber hinausgehende Erhöhung der EEG-Umlage könnte sich jedoch auch erhöhend auf den Haushaltstrompreis auswirken. Durch einen Wechsel in eine risikofreudigere Beschaffungsstrategie ließe sich der Anstieg der EEG-Umlage vollständig kompensieren und dem Energieversorger sogar Spielraum für Preisschlüsse eröffnen.

In den letzten Jahren hätten kurzfristigere und damit risikofreudigere Beschaffungsstrategien, die EEG-Umlage stärker kompensieren können als langfristigere, risikoaverse Strategien, die typischerweise für Haushaltskunden Anwendung finden. Da die Preisrisiken letztlich durch die Weitergabe der Beschaffungskosten auf den Kunden übertragen werden, richtet sich die geeignete Beschaffungsstrategie in der Regel nach der Risikobereitschaft der Kunden.

## 2. Hintergrund

### 2.1. Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Umlage)

Aktuell beträgt die Umlage nach dem Erneuerbaren-Energien-Gesetz (EEG) 5,277 ct/kWh für das Jahr 2013.<sup>4</sup> Bis zum 15. Oktober 2013 werden die Übertragungsnetzbetreiber die Höhe der EEG-Umlage prognostizieren und für das gesamte Jahr 2014 festlegen.<sup>5</sup> In energiewirtschaftlichen Kreisen wird zumeist von einer Erhöhung der EEG-Umlage auf 6 bis 6,5 ct/kWh ausgegangen.<sup>6</sup>

Ein wesentlicher Einflussfaktor auf die Höhe der EEG-Umlage ist der Strompreis, zu dem die erzeugten EEG-Stommengen vermarktet werden. Gemäß den gesetzlichen Vorschriften nach EEG, Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) und Ausgleichsmechanismusausführungsverordnung (AusglMechAV) vermarkten die Übertragungsnetzbetreiber die EEG-Stommengen an der Strombörse EPEX Spot SE in Paris.

Im August 2013 werden EEG-Anlagen in Summe mit einer installierten Leistung von mehr als 33 GW nicht von den Übertragungsnetzbetreibern, sondern von den Anlagenbetreibern im Marktprämienmodell direktvermarktet.<sup>7</sup> Die Anlagenbetreiber erhalten in diesem Fall keine feste Einspeisevergütung für die eingespeisten EEG-Stommengen, sondern müssen den Strom selbst vermarkten. In der Regel liegt der Strompreis niedriger als die durch das EEG zugesicherte Einspeisevergütung. Damit den Direktvermarktern kein Verlust entsteht, wird ihnen im Marktprämienmodell die Differenz zwischen Einspeisevergütung und Strommarktpreis von den Übertragungsnetzbetreibern in Form der gleitenden Marktprämie ausgezahlt. Hinzu kommt eine sogenannte Managementprämie zum Ausgleich der Vermarktungskosten, die den eigentlichen Anreiz für die Direktvermarktung setzt. Für die Berechnung der gleitenden Marktprämie ist ebenfalls der Strompreis an der Strombörse EPEX Spot SE in Paris relevant. Bleibt die Managementprämie unberücksichtigt, ist also die Wirkung des Strompreises auf die Höhe der EEG-Umlage unabhängig von der Vermarktungsform.

Fällt dieser Strompreis, wie im Mittel in den letzten Jahren seit 2011, gehen die Erlöse aus der Vermarktung der EEG-Stommengen zurück und die Einnahmen auf dem EEG-Konto sinken bzw. die Ausgaben für die gleitende Marktprämie steigen an. Die entstehende Deckungslücke auf dem EEG-Umlagekonto wird durch eine entsprechend höhere EEG-Umlage ausgeglichen.

Neben diesem Strompreiseffekt sind weitere Effekte für die Erhöhung der EEG-Umlage relevant, wie z. B.:

---

<sup>4</sup> [ÜNB2012]

<sup>5</sup> Vgl. § 3 Absatz 2 Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV)

<sup>6</sup> Siehe z. B. [DOWJONES 2013], [HALLER 2013], [ENERGATE2013]

<sup>7</sup> [ÜNB2013]

- der weitere Zubau von EEG-Anlagen,
- die besondere Ausgleichsregelung (BesAR) für die stromintensive Industrie, nach der für die verbrauchten Strommengen nur eine reduzierte EEG-Umlage zu zahlen ist,
- die Liquiditätsreserve, welche die Übertragungsnetzbetreiber erheben können zur Abfederung negativer Salden des EEG-Umlagekontos.

## 2.2. Zusammensetzung des Endkundenstrompreises für Haushaltkunden

Endverbraucher von Strom müssen neben den Kosten für Beschaffung und Transport des Stroms eine Vielzahl von Umlagen, Abgaben, Steuern und Entgelten zahlen. Diese Strompreisbestandteile werden von den Energieversorgern erhoben, eingenommen und an die entsprechenden Institutionen weitergeleitet. Somit verbleibt ein Bruchteil der Einnahmen beim Energieversorger selbst. Je nachdem, zu welcher Verbrauchsgruppe (Industrie-, Gewerbe-, Haushaltkunden etc.) die Stromkunden gehören, fallen unterschiedliche Umlagen, Abgaben, Steuern und Entgelte für diese an. Haushaltkunden zahlen typischerweise die höchsten zusätzlichen Strompreisbestandteile und bekommen auch keine Vergünstigungen zugesprochen. Derzeit enthält die Stromrechnung eines Haushaltkunden die folgenden zusätzlichen Preisbestandteile:

- Netzentgelte  
(Entgelt für die Netznutzung),
- Konzessionsabgabe  
(Abgabe für die Nutzung öffentlicher Wege für Stromleitungen),
- EEG-Umlage  
(Umlage zur Förderung erneuerbarer Energien im Stromsektor),
- KWK-Umlage  
(Umlage zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung),
- §-19-Umlage (seit 2012)  
(Umlage für Netzentgeltermäßigungen und -befreiungen nach der Stromnetzentgeltverordnung für große Stromverbraucher, StromNEV),
- Offshore-Haftungsumlage (seit 2013)  
(Umlage für Entschädigungszahlungen und Ausgleichszahlungen für Offshore-Windenergieanlagen),
- Stromsteuer (Ökosteuer) und
- Mehrwertsteuer.

Konzessionsabgabe und Netzentgelte sind regional unterschiedlich, während die restlichen Bestandteile bundesweit einheitlich geregelt sind. Die Entwicklung und die Zusammenset-

zung des Strompreises eines durchschnittlichen Haushaltkunden ist in der folgenden Abbildung 2 dargestellt.

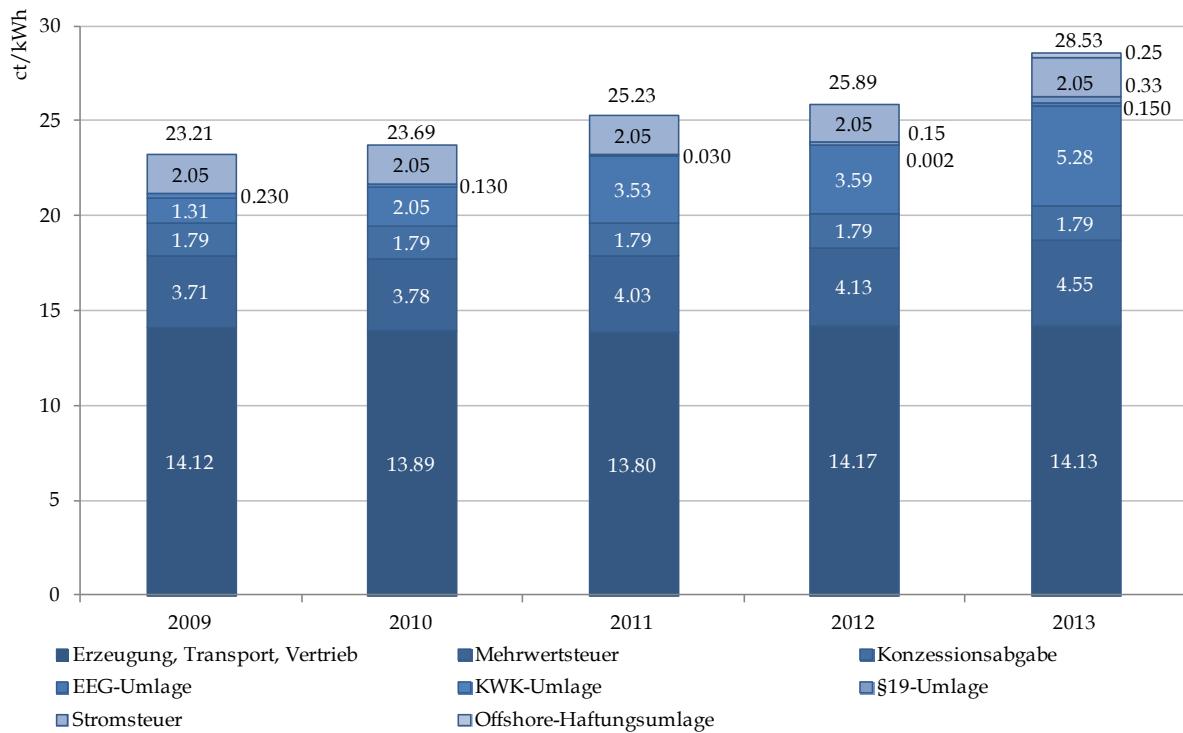


Abbildung 2: Strompreisentwicklung für Haushaltkunden<sup>8</sup>

Die Kosten für die Erzeugung, den Transport und Vertrieb hatten 2009 noch einen Anteil von ca. 61 % am Strompreis. Insbesondere durch gestiegene Umlagen ist dieser Anteil bis zum Jahr 2013 auf 50 % zurückgegangen. Kosten für Erzeugung, Transport und Vertrieb blieben in diesem Zeitraum fast unverändert.

### Börsenpreisentwicklung

Der Stromhandel findet im Wesentlichen an zwei grundsätzlich unterschiedlichen Märkten statt, an den Energiebörsen European Energy Exchange (EEX) bzw. European Power Exchange (EPEX) einerseits und am OTC-Markt (Over-the-counter, bilateraler Handel) andererseits. Während die Börsen standardisierte Produkte anbieten, die anonym gehandelt werden, können am OTC-Markt individuelle Produkte ausgestaltet werden. Für jeden Markt existieren zwei Segmente: der Spot- und der Terminmarkt. Der OTC-Markt ist vergleichsweise intransparent, weswegen die Strompreise, die an der transparenten Börse ermittelt werden, eine hohe Referenzwirkung besitzen und oftmals als Bezugsgröße genutzt werden.

Der Spotmarkt wird börslich an der EPEX organisiert und bietet Produkte mit einer Lieferzeit für den Strom von einer Viertelstunde bis zu einem Tag. Diese Produkte können nur einen Tag im Voraus bzw. bis kurz vor der Lieferung gehandelt werden. Somit erfüllt der

<sup>8</sup> Quelle: [BDEW2012], [BDEW2013], eigene Darstellung

Spotmarkt die Funktion des kurzfristigen Ausgleichs. Langfristig wird nur am Terminmarkt gehandelt, da hier zwischen dem Geschäftsabschluss und der Stromlieferung ein fast beliebig langer Zeitraum liegen kann, beispielweise mehrere Jahre. Für die Beschaffung von Strom wird deshalb zumeist der Terminmarkt gewählt, da hier bereits vor der Lieferung Preise für eben diese ermittelt und durch Handelsgeschäfte fixiert werden können.

Die EPEX ermittelt für jede Stunde eines jeden Tages einen Preis. Der Tagesmittelwert dieser Preise ist der Phelix (Physical Electricity Index) Day Baseload. Die Entwicklung des Phelix Day Base (Tagesmittel) und die jährlichen Durchschnittspreise an der EPEX sind in Abbildung 3 dargestellt.

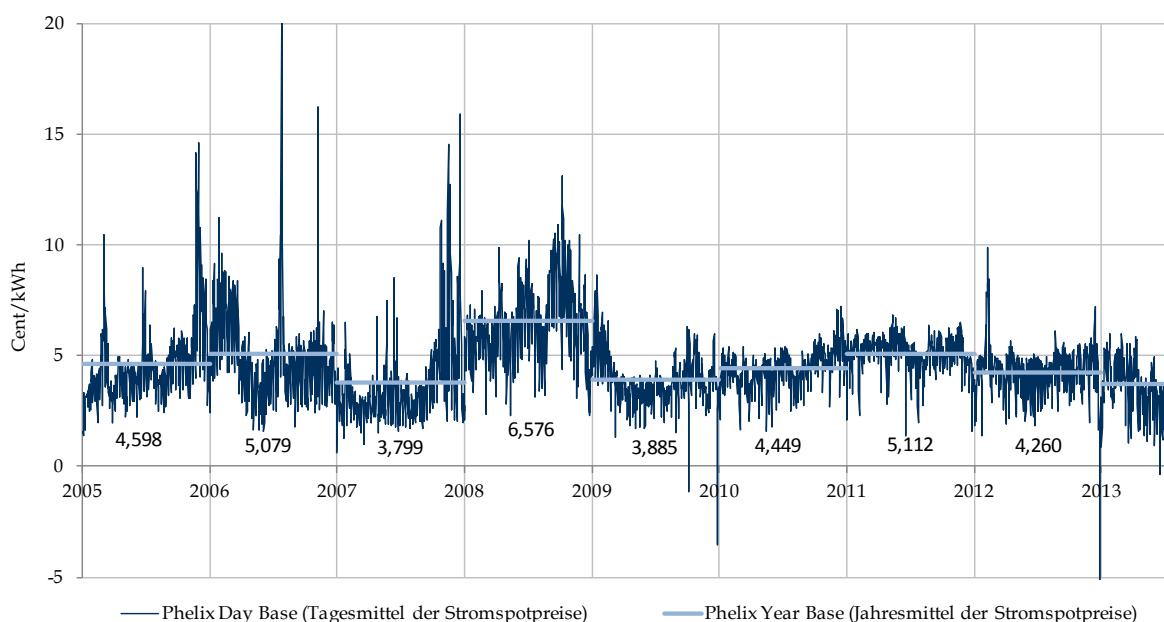


Abbildung 3: Preisentwicklung am Spotmarkt der EEX/EPEX<sup>9</sup>

Für die Preisentwicklung am Terminmarkt stehen viele verschiedene Produkte zur Verfügung, die sich vor allem anhand der Lieferperiode unterscheiden. So können Produkte mit einer Laufzeit von einem Tag, einer Woche, einem Monat, einem Quartal oder einem ganzen Jahr gehandelt werden. Das für diese Untersuchung wichtigste Produkt ist das mit einer Laufzeit von einem Jahr (Phelix Year Future). Innerhalb dieser Laufzeit kann die Lieferung als Baseload<sup>10</sup> oder Peakload<sup>11</sup> erfolgen.

Die folgende Abbildung 4 zeigt die Preisentwicklung der Terminkontrakte für die Jahreslieferung Baseload und Peakload am Terminmarkt der EEX.

<sup>9</sup> Quelle: [EEX2013], eigene Darstellung

<sup>10</sup> Baseload: Lieferung von Montag bis Sonntag, 0 bis 24 Uhr

<sup>11</sup> Peakload: Lieferung von Montag bis Freitag, 8 bis 20 Uhr

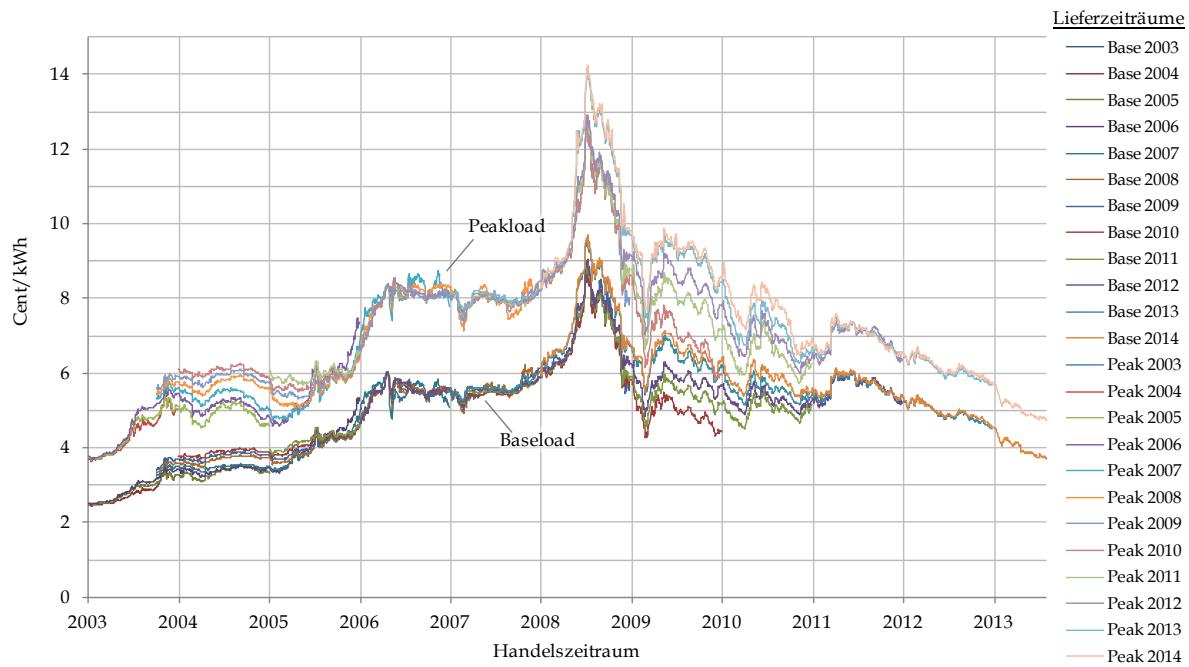


Abbildung 4: Preisentwicklung am Terminmarkt der EEX<sup>12</sup>

Allgemein werden die Peakkontrakte für die Lieferung in den Stunden mit hoher Stromnachfrage zu höheren Preisen gehandelt als die Basellieferung rund um die Uhr. Über den handelszeitraum ist im Diagramm ferner ersichtlich, dass für ein und denselben Lieferzeitraum Strom zu sehr unterschiedlichen Preisen gehandelt werden konnte.

Durch die Wahl des Handelszeitpunkts oder der Handelszeitpunkte, können die Beschaffungskosten für Strom stark variieren. Verschiedene Beschaffungsstrategien führen zu unterschiedlichen Ergebnissen.

<sup>12</sup> Quelle: ebd.

### 3. Senkungspotential aufgrund gesunkener Beschaffungspreise

Die Berechnung der Beschaffungsstrategien erfolgt auf demselben Weg, der auch in [GÖTZ2013] verwendet wurde. Für diese Studie wurden die Beschaffungsstrategien um das Jahr 2014 erweitert. Der folgende Abschnitt zur Erläuterung des Vorgehens ist der oben genannten Studie entnommen. Die Diagramme zur Darstellung der Ergebnisse wurden entsprechend erweitert.

#### 3.1. Beschaffungsstrategien

Auf Basis der transparenten Marktdaten der börslichen Terminmärkte lässt sich ein Korridor berechnen, der zum einen eine untere Grenze festlegt, die den besten und günstigsten Bezug darstellt, und zum anderen eine obere Grenze, die die ungünstigste, also teuerste Beschaffung darstellt.

Unabhängig davon, wie ein Unternehmen seine Beschaffungsstrategie festlegt, liegen die Beschaffungskosten für die Stromlieferung innerhalb dieses Korridors. Je näher die Beschaffungskosten an den Korridorgrenzen liegen, desto unwahrscheinlicher ist es, dass ein Unternehmen durch Handel diese Kosten erreicht. Grund hierfür ist, dass die untere Grenze auf Basis des günstigsten Preises und die obere Grenze auf Basis des höchsten Preises innerhalb eines Zeitraumes von 5 Jahren vor Lieferung ermittelt wurde. Eine Komplettbeschaffung an einem einzigen Termin gilt als äußerst risikoreich. Die Wahrscheinlichkeit, dass ein Unternehmen seine gesamte Beschaffung für ein Lieferjahr an diesem Tag durchgeführt hat, liegt nahezu bei null.

Ebenso ist es risikoreich, die Beschaffung auf die Spotmärkte auszurichten. Bei einer vollständigen Beschaffung über die Spotmärkte sind die Beschaffungskosten erst sehr kurz vor der Lieferung bekannt, da die Strompreise am Großhandelsmarkt immer einen Tag vor Lieferung ermittelt werden. Die Energieversorger legen ihren Endkundenpreis jedoch bereits vor Lieferung fest, teilweise sogar mit Preisgarantien über mehrere Monate. Um das Unternehmen nicht durch die ungewissen und teilweise sehr stark schwankenden Spotmarktpreise zu gefährden, wird der Großteil der Beschaffung über die Terminmärkte vorgenommen. Lässt man dabei einen Teil der Mengen offen und beschafft diese über den Spotmarkt, ergibt sich die Möglichkeit von zusätzlichen Gewinnen, sofern die Preise am Spotmarkt tiefer liegen als am Terminmarkt.

Für die reine Beschaffung am Terminmarkt ergibt sich der oben beschriebene Korridor der Beschaffungspreise für die Lieferjahre 2009 bis 2014 aus der (theoretisch) bestmöglichen Strategie, die gesamte Menge zum niedrigsten Terminpreis im Betrachtungszeitraum zu beschaffen, und der (theoretisch) schlechtesten Strategie, die gesamte Menge zum höchsten Terminpreis im Betrachtungszeitraum zu beschaffen. Neben den Terminmarktpreisen existieren

noch Spotmarktpreise, die erst am Ende der Lieferung vollständig bekannt sind, weshalb sie auch unter den Terminmarktpreisen liegen können.<sup>13</sup>

Die Ergebnisse einer Vielzahl typischer Beschaffungsstrategien der Energieversorger wurden berechnet. Dabei variieren die Beschaffungsstrategien in folgenden Parametern<sup>14</sup>:

- Beschaffungszeitraum von 1 Jahr, 1,5, 3 und 5 Jahren vor Beginn der Lieferung. Je länger der Beschaffungszeitraum gewählt ist, desto unabhängiger sind die Beschaffungskosten von möglichen kurzfristigen Preissteigerungen vor Beginn der Lieferung.
- vollständige Beschaffung am Terminmarkt oder, um von günstigen Spotmarktpreisen zu profitieren, Beschaffung von 5 %, 10 % oder 25 % der Gesamtjahresmenge am Spotmarkt und der verbleibenden Mengen am Terminmarkt,
- unterschiedliche oder gleiche Verteilung der Beschaffungsmengen über den Beschaffungszeitraum. Je näher die Beschaffung zeitlich am Beginn der Lieferung liegt, desto liquider werden in der Regel die entsprechenden Produkte gehandelt. Daher beschaffen einige Marktteilnehmer zunächst nur geringe Tranchenmengen und steigern die Tranchengröße im Verlaufe des Beschaffungszeitraums, je näher der Zeitpunkt der Lieferung kommt.

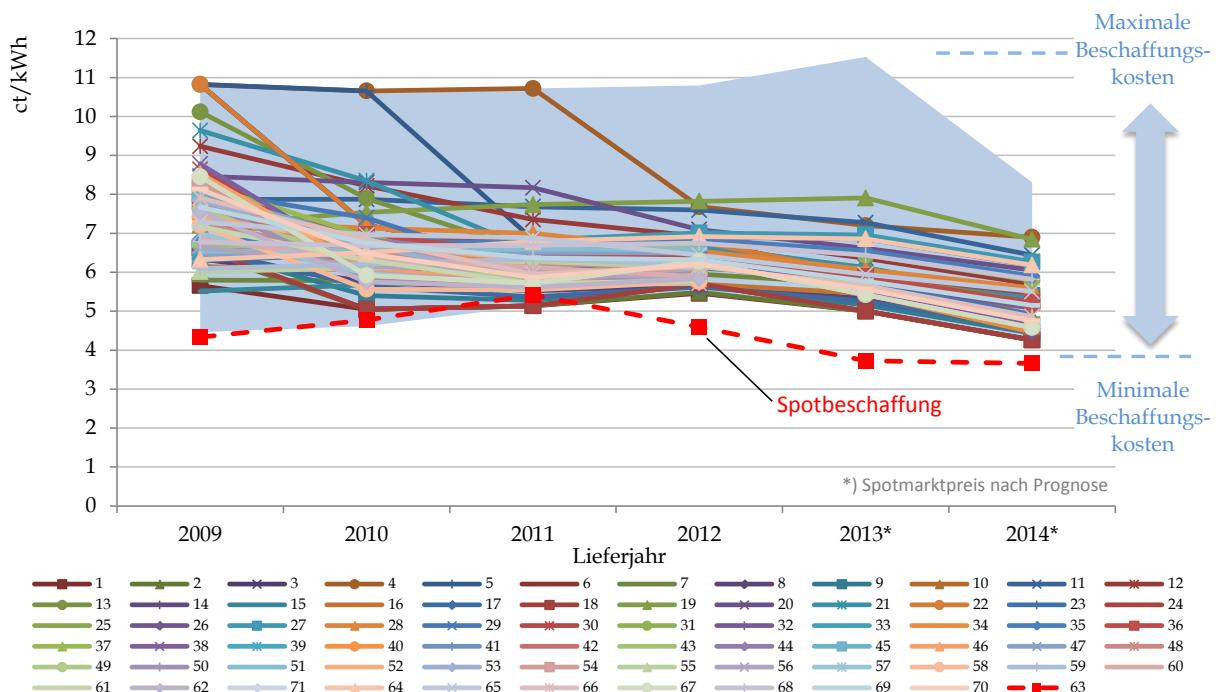


Abbildung 5: Beschaffungskosten je Strategie für ein Haushalts-Standardlastprofil (H0-SLP)<sup>15</sup>

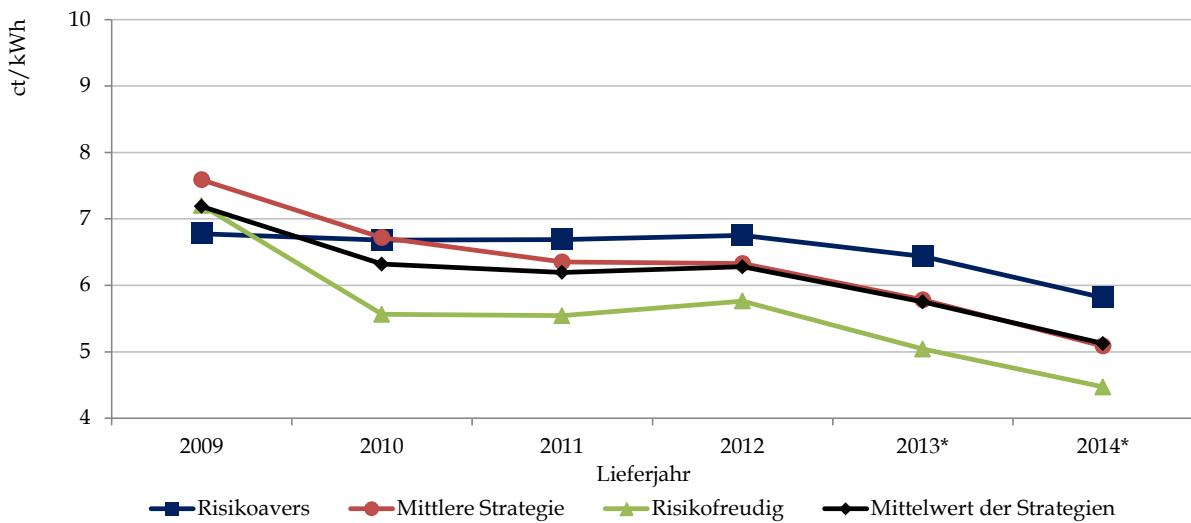
<sup>13</sup> Ein Vergleich von Terminmarktpreisen und Spotmarktpreisen über mehr als zehn Jahre in der Vergangenheit zeigt, dass die durchschnittlichen Spotmarktpreise deutlich unter den Terminmarktpreisen für denselben Lieferzeitraum liegen können, wie zumeist in den letzten Jahren, aber auch der umgekehrte Effekt möglich ist, dass die Spotmarktpreise deutlich über den Terminmarktpreisen für denselben Lieferzeitraum liegen können.

<sup>14</sup> Eine detaillierte Auflistung der Beschaffungsstrategien kann dem Anhang entnommen werden.

Die Preise der Tranchen werden unterschiedlich festgelegt. Für die Minimum- und die Maximum-Strategien ergibt sich der Preis aus dem Minimum bzw. dem Maximum aller Terminmarktpreise für den Beschaffungszeitraum, in dem die Tranche gekauft werden soll. Daneben wird bei einer Mittelwert-Strategie der Preis der Tranche durch Mittelung aller Preise der Terminprodukte im Beschaffungszeitraum festgelegt.

Aus den berechneten Strategien sind drei typische Beschaffungsstrategien ausgewählt worden:

- eine risikoaverse Strategie (Nummer 68), bei der bereits fünf Jahre vor Lieferbeginn angefangen wird, an jedem Handelstag eine gleichgroße Teilmenge der Gesamtliefermenge (auch Tranche genannt) am Terminmarkt einzudecken. Die Beschaffungskosten entsprechen dann dem durchschnittlichen Terminmarktpreis. Schwankungen der Preise am Terminmarkt werden durch diese Strategie herausgemittelt.
- eine risikofreudige Strategie (Nummer 58), bei der erst ein Jahr vor Beginn der Lieferung mit der Tranchenbeschaffung immer zur Mitte des Quartals begonnen wird. In der Realität wird häufig versucht, um den festgelegten Beschaffungstermin einen geeigneten Zeitpunkt durch Markt- und Preisanalysen zu identifizieren. Bei dieser Beschaffungsstrategie werden nur 75 % der Liefermenge am Terminmarkt eingedeckt. Die restlichen 25 % werden kurzfristig und zu meist stark schwankenden Preisen am Spotmarkt beschafft, in der Erwartung, dass die Spotmarktpreise günstiger sind, als die Terminmarktpreise.



\* ) Für das gesamte Jahr 2013 und 2014 existieren noch keine Spotmarktpreise. Spotvermarktung der risikofreudigen Strategie mit Spotmarktpreisen bis zum 31.07.2013. Hochrechnung auf das ganze Jahr.  
Spotmarktpreise 2014 auf Basis 2013 bis 31.07.2013 mit Mittelwert 3,66 ct/kWh, Hochrechnung auf das ganze Jahr

Abbildung 6: Vertreter typischer Beschaffungsstrategien<sup>15</sup>

<sup>15</sup> Quelle: eigene Berechnungen, Beschreibung der Strategien siehe Anhang.

<sup>16</sup> Quelle: eigene Berechnungen

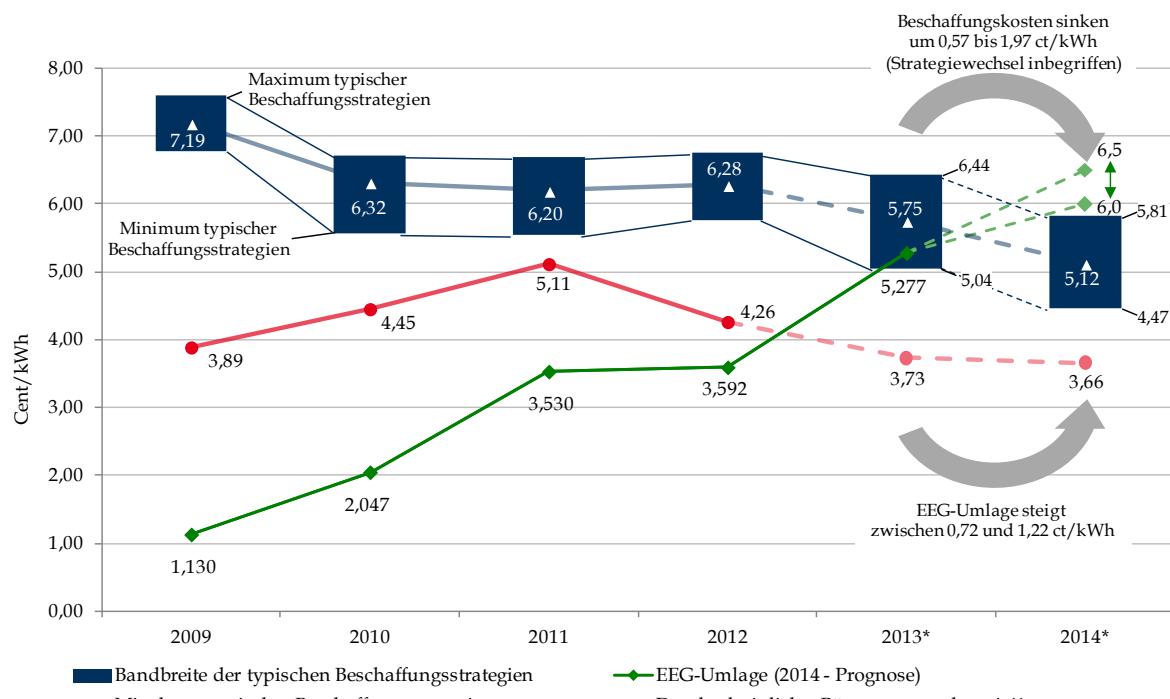
- eine Strategie mit mittlerem Risiko (Nummer 32), bei der auch jeweils Mitte des Quartals ab drei Jahren vor Lieferbeginn eine Tranche eingedeckt wird, so dass vor Beginn der Lieferung die gesamte Liefermenge am Terminmarkt eingedeckt ist. Die Tranchen werden dabei mit näher kommendem Lieferbeginn größer, um größere Mengen in einem liquideren Handelszeitraum zu beschaffen.

Die Beschaffungskosten aller drei Strategien sind in Abbildung 6 nochmals separat dargestellt.

### 3.2. Entwicklung der EEG-Umlage und der Beschaffungskosten

Im vorherigen Abschnitt wurde die Entwicklung der Beschaffungskosten für Stromversorger auf Basis verschiedener Beschaffungsstrategien und Marktpreise der Energiebörsen EEX/EPEX berechnet.

Die folgende Abbildung 7 stellt die Entwicklung der Beschaffungskosten auf Basis typischer Strategien der Entwicklung der EEG-Umlage gegenüber. Zusätzlich ist das Marktpreisniveau am Spotmarkt dargestellt. Für das Jahr 2013 sind noch nicht alle Spotpreise bekannt; für das Jahr 2014 fehlen sie noch gänzlich. Daher wird für das Jahr 2013 der Mittelwert der bisherigen Spotpreise bis zum 31.07.2013 verwendet; das Jahr 2014 entspricht der Markterwartung der Handelsteilnehmer am 31.07.2013 für das Jahr 2014, die der Handelspreis des Terminmarktpaktes Phelix Baseload Year Future 2014 widerspiegelt.



\*) Prognosewerte (außer EEG-Umlage 2013), Spotvermarktung der risikofreudigen Strategie mit Spotmarktpreisen bis zum 31.07.2013. Hochrechnung auf das ganze Jahr. Spotpreise 2014 nach stündlichem Preismodell mit Mittelwert 3,66 ct/kWh.  
\*\*) 2013: Durchschnittlicher Spotmarktpreis bis 31.07.2013; 2014: Handelspreis Terminmarktpaket vom 31.07.2013 für Lieferung 2014 (Phelix Baseload Year Future)

Abbildung 7: Vergleich der Entwicklung der EEG-Umlage und der Beschaffungskosten

Aus der Abbildung geht deutlich hervor, dass bei den Beschaffungskosten gemäß der Entwicklung der Börsenpreise seit 2009 ein fallender Trend vorherrscht, während die EEG-Umlage stetig gestiegen ist. Für das Jahr 2014 wird ein Anstieg der EEG-Umlage um 0,72 bis 1,22 ct/kWh erwartet, bei einer EEG-Umlage zwischen 6 und 6,5 ct/kWh. Demgegenüber steht ein Rückgang der Beschaffungskosten zwischen 0,57 und 1,97 ct/kWh. Ein Wechsel der Beschaffungsstrategie kann dabei zu erheblichen Einsparungen führen.

Somit stehen sich eine Absenkung der Beschaffungskosten und die Erhöhung der EEG-Umlage gegenüber. Das bedeutet, dass nach diesem Vorgehen in Abhängigkeit von der Wahl der Beschaffungsstrategie und einem möglichen Wechsel dieser eine Erhöhung des Endkundenstrompreises durch die Energieversorger bis 0,65 ct/kWh bis hin zu einer Senkung um 1,25 ct/kWh gerechtfertigt wäre. Die vollständige Weitergabe der Erhöhung der EEG-Umlage wäre in beiden Fällen somit nicht gerechtfertigt.

Für den Haushaltskunden ergibt sich bei fallenden Strompreisen durch die direkte Weitergabe des Preisverfalls ein Vorteil. Dieser Effekt würde umgekehrt jedoch auch bei steigenden Strompreisen gelten und sich gleichschnell auf den Haushaltsstrompreis – dann erhöhend – auswirken.

Langfristigere Beschaffungsstrategien puffern dagegen Preisschwankungen ab. So konnten beispielsweise für das Jahr 2011 die Strombeschaffungskosten im Mittel sogar gesenkt werden, obwohl der börsliche Strompreis am Spotmarkt im selben Jahr um mehr als 10 % angestiegen ist.

Idealerweise richtet sich also die Beschaffungsstrategie danach, ob vor der Lieferung ein steigender oder ein fallender Preistrend vorherrscht. Im ersten Fall führt eine langfristige Beschaffung zu günstigeren Beschaffungskosten, um frühzeitig niedrige Preise zu sichern. Im zweiten Fall führt eine möglichst kurzfristige Beschaffung vor Beginn der Stromlieferung zu günstigeren Beschaffungskosten, da vor der Beschaffung möglichst der gesamte Preirückgang abgewartet wird.

Da das Anhalten von Preistrends und der Zeitpunkt einer Trendwende in der Regel nicht mit ausreichender Wahrscheinlichkeit vorhergesagt werden können, ist eine kurzfristige Beschaffung risikofreudiger, da im ungünstigen Fall kurzfristig starke Preissteigerungen direkt höhere Beschaffungskosten verursachen. In einer längerfristigen Beschaffung würden dagegen kurzfristig starke Preissteigerungen durch die Mittelung über den Beschaffungszeitraum geglättet. Daher werden langfristigere Beschaffungsstrategien als risikoärmer angesehen.

Welche Beschaffungsstrategie angewendet werden soll, hängt somit letztlich von der Risikobereitschaft der Stromkunden ab. Für Stromkunden, die Strompreisschwankungen möglichst vermeiden wollen, empfehlen sich daher grundsätzlich eher längerfristige Beschaffungsstrategien. Stromkunden, die Preisschwankungen – im ungünstigen Fall nach oben – akzeptieren, hätten sich in den letzten Jahren aufgrund des fallenden Preistrends dagegen kurzfristige Beschaffungsstrategien angeboten. Sie hätten die Erhöhungen der EEG-Umlage zum stärkeren Teil kompensieren können.

## 4. Quellen

[GRAICHEN2013]

Graichen, Agora Energiewende, in Herb, „Ökostromumlage wird vermutlich weiter steigen“, <http://www.dradio.de/dlf/sendungen/umwelt/2208289/>, abgerufen am 11. August 2013

[BDEW2012]

„BDEW-Strompreisanalyse Oktober 2012 - Haushalte und Industrie“ vom 23. Oktober 2012, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/123176ABDD9ECE5DC1257AA20040E368/\\$file/121026\\_BDEW\\_Strompreisanalyse\\_Oktober%202012\\_Update\\_26.10.2012.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/123176ABDD9ECE5DC1257AA20040E368/$file/121026_BDEW_Strompreisanalyse_Oktober%202012_Update_26.10.2012.pdf), abgerufen am 07. März 2013

[BDEW2013]

„Durchschnittliche Stromrechnung des Musterhaushalts 1998 bis 2013“, Januar 2013, [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/11666257FAE0B920C1257B2D0037D320/\\$file/130213%20Anlage%20Musterhaushalt%20Tabelle%20Monatsrechnung%20Strompreis%201998\\_2013.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/11666257FAE0B920C1257B2D0037D320/$file/130213%20Anlage%20Musterhaushalt%20Tabelle%20Monatsrechnung%20Strompreis%201998_2013.pdf), abgerufen am 26. März 2013

[DOWJONES2013]

Dow Jones TradeNews Energy vom 16.05.2013, „dena und Trianel sehen Anstieg der EEG-Umlage auf bis zu 6,5 Cent“

[EEX2013]

European Energy Exchange: Marktdaten zum Stromspotmarkt und zum Stromterminmarkt

[ENERGATE2013]

ener|gate messenger Nr. 154 vom 12.08.2013, „Regierung erwartet Anstieg der EEG-Umlage auf 6,2 Cent“

[GÖTZ2013]

Götz et. al., „Zusammenhang von Strombörsenpreisen und Endkundenpreisen -Studie im Auftrag der Agora Energiewende“, Energy Brainpool, 28. März 2013

[HALLER2013]

Haller et. al., „EEG-Umlage und die Kosten der Stromversorgung für 2014 – Eine Analyse von Trends, Ursachen und Wechselwirkungen“, Juni 2013, [http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user\\_upload/themen/energie/Oeko-Institut\\_\\_2013\\_\\_-\\_Greenpeace\\_Prognose\\_EEG-Umlage.pdf](http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/themen/energie/Oeko-Institut__2013__-_Greenpeace_Prognose_EEG-Umlage.pdf), abgerufen am 25.07.2013

[ÜNB2012]

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH (Hrsg.), „EEG-Umlage 2013“, <http://www.eeg-kwk.net/de/EEG-Umlage.htm>, abgerufen am 25.07.2013

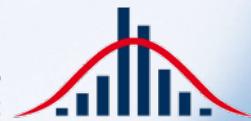
[ÜNB2013]

50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH (Hrsg.), „EEG – Monatsprognosen: Direktvermarktung nach § 33b EEG im Jahr 2013“, <http://www.eeg-kwk.net/de/file/Direktvermarktung-August-Internet.pdf>, abgerufen am 11. August 2013

## 5. Anhang

Name der Strategie, €/MWh	Referenznummer Diagramm
<b>Min Gesamt 5 Jahre 0% Spot</b>	untere Grenze, markierte Fläche
<b>Max Gesamt 5 Jahre 0% Spot</b>	obere Grenze, markierte Fläche
<b>Min Gesamt 3 Jahre 0% Spot</b>	1
<b>Min Gesamt 1.5 Jahre 0% Spot</b>	2
<b>Min Gesamt 1 Jahre 0% Spot</b>	3
<b>Max Gesamt 3 Jahre 0% Spot</b>	4
<b>Max Gesamt 1.5 Jahre 0% Spot</b>	5
<b>Max Gesamt 1 Jahre 0% Spot</b>	6
<b>Min - Gewichteter Beschaffungszeitraum 5 Jahre 0% Spot</b>	7
<b>Min - Gewichteter Beschaffungszeitraum 3 Jahre 0% Spot</b>	8
<b>Min - Gewichteter Beschaffungszeitraum 1.5 Jahre 0% Spot</b>	9
<b>Min - Gewichteter Beschaffungszeitraum 1 Jahre 0% Spot</b>	10
<b>Max - Gewichteter Beschaffungszeitraum 5 Jahre 0% Spot</b>	11
<b>Max - Gewichteter Beschaffungszeitraum 3 Jahre 0% Spot</b>	12
<b>Max - Gewichteter Beschaffungszeitraum 1.5 Jahre 0% Spot</b>	13
<b>Max - Gewichteter Beschaffungszeitraum 1 Jahre 0% Spot</b>	14
<b>Min - Ungewichteter Beschaffungszeitraum 5 Jahre 0% Spot</b>	15
<b>Min - Ungewichteter Beschaffungszeitraum 3 Jahre 0% Spot</b>	16
<b>Min - Ungewichteter Beschaffungszeitraum 1.5 Jahre 0% Spot</b>	17
<b>Min - Ungewichteter Beschaffungszeitraum 1 Jahre 0% Spot</b>	18
<b>Max - Ungewichteter Beschaffungszeitraum 5 Jahre 0% Spot</b>	19
<b>Max - Ungewichteter Beschaffungszeitraum 3 Jahre 0% Spot</b>	20
<b>Max - Ungewichteter Beschaffungszeitraum 1.5 Jahre 0% Spot</b>	21
<b>Max - Ungewichteter Beschaffungszeitraum 1 Jahre 0% Spot</b>	22
<b>Mitte Quartal - keine Gewichtung 5 Jahre 0% Spot</b>	23
<b>Mitte Quartal - keine Gewichtung 3 Jahre 0% Spot</b>	24
<b>Mitte Quartal - keine Gewichtung 1.5 Jahre 0% Spot</b>	25
<b>Mitte Quartal - keine Gewichtung 1 Jahre 0% Spot</b>	26
<b>Anfang Quartal - keine Gewichtung 5 Jahre 0% Spot</b>	27
<b>Anfang Quartal - keine Gewichtung 3 Jahre 0% Spot</b>	28
<b>Anfang Quartal - keine Gewichtung 1.5 Jahre 0% Spot</b>	29
<b>Anfang Quartal - keine Gewichtung 1 Jahre 0% Spot</b>	30
<b>Mitte Quartal - Gewichtung 5 Jahre 0% Spot</b>	31
<b>Mitte Quartal - Gewichtung 3 Jahre 0% Spot</b>	32
<b>Mitte Quartal - Gewichtung 1.5 Jahre 0% Spot</b>	33
<b>Mitte Quartal - Gewichtung 1 Jahre 0% Spot</b>	34
<b>Anfang Quartal - Gewichtung 5 Jahre 0% Spot</b>	35
<b>Anfang Quartal - Gewichtung 3 Jahre 0% Spot</b>	36
<b>Anfang Quartal - Gewichtung 1.5 Jahre 0% Spot</b>	37
<b>Anfang Quartal - Gewichtung 1 Jahre 0% Spot</b>	38

<b>Mitte Quartal - Gewichtung 5 Jahre 5% Spot</b>	39
<b>Mitte Quartal - Gewichtung 3 Jahre 5% Spot</b>	40
<b>Mitte Quartal - Gewichtung 1.5 Jahre 5% Spot</b>	41
<b>Mitte Quartal - Gewichtung 1 Jahre 5% Spot</b>	42
<b>Anfang Quartal - Gewichtung 5 Jahre 5% Spot</b>	43
<b>Anfang Quartal - Gewichtung 3 Jahre 5% Spot</b>	44
<b>Anfang Quartal - Gewichtung 1.5 Jahre 5% Spot</b>	45
<b>Anfang Quartal - Gewichtung 1 Jahre 5% Spot</b>	46
<b>Mitte Quartal - Gewichtung 5 Jahre 10% Spot</b>	47
<b>Mitte Quartal - Gewichtung 3 Jahre 10% Spot</b>	48
<b>Mitte Quartal - Gewichtung 1.5 Jahre 10% Spot</b>	49
<b>Mitte Quartal - Gewichtung 1 Jahre 10% Spot</b>	50
<b>Anfang Quartal - Gewichtung 5 Jahre 10% Spot</b>	51
<b>Anfang Quartal - Gewichtung 3 Jahre 10% Spot</b>	52
<b>Anfang Quartal - Gewichtung 1.5 Jahre 10% Spot</b>	53
<b>Anfang Quartal - Gewichtung 1 Jahre 10% Spot</b>	54
<b>Mitte Quartal - Gewichtung 5 Jahre 25% Spot</b>	55
<b>Mitte Quartal - Gewichtung 3 Jahre 25% Spot</b>	56
<b>Mitte Quartal - Gewichtung 1.5 Jahre 25% Spot</b>	57
<b>Mitte Quartal - Gewichtung 1 Jahre 25% Spot</b>	58
<b>Anfang Quartal - Gewichtung 5 Jahre 25% Spot</b>	59
<b>Anfang Quartal - Gewichtung 3 Jahre 25% Spot</b>	60
<b>Anfang Quartal - Gewichtung 1.5 Jahre 25% Spot</b>	61
<b>Anfang Quartal - Gewichtung 1 Jahre 25% Spot</b>	62
<b>Spotbeschaffung 0 Jahre 100% Spot</b>	63
<b>Mittelwert - keine Gewichtung 5 Jahre 0% Spot</b>	64
<b>Mittelwert - keine Gewichtung 3 Jahre 0% Spot</b>	65
<b>Mittelwert - keine Gewichtung 1.5 Jahre 0% Spot</b>	66
<b>Mittelwert - keine Gewichtung 1 Jahre 0% Spot</b>	67
<b>Mittelwert - Gewichtung 5 Jahre 0% Spot</b>	68
<b>Mittelwert - Gewichtung 3 Jahre 0% Spot</b>	69
<b>Mittelwert - Gewichtung 1.5 Jahre 0% Spot</b>	70
<b>Mittelwert - Gewichtung 1 Jahre 0% Spot</b>	71



[www.energybrainpool.com](http://www.energybrainpool.com)

Philipp Götz, Thorsten Lenck

Energy Brainpool GmbH & Co. KG  
Heylstraße 33, 10825 Berlin, Germany

Telefon +49 (0)30 76 76 54 - 10

Fax +49 (0)30 76 76 54 - 20

[kontakt@energybrainpool.com](mailto:kontakt@energybrainpool.com)