

Komponentenzerlegung der Umlage zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien über das Erneuerbare Energien Gesetz

Kurzstudie

Berlin, 11. Oktober 2012

Charlotte Loreck

Dr. Felix Chr. Matthes

Hauke Hermann

Frederieke Jung

Vanessa Cook (engl. Übersetzung)

Öko-Institut e.V.

Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7

D-10179 Berlin

Tel.: +49 30 405085-0

Fax: +49 30 405085-288

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

Zusammenfassung

Mit dem Energiekonzept hat die Bundesregierung einen Umstieg auf erneuerbare Energien beschlossen. Im Stromsektor ist das zentrale Förder-Instrument das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG). Das EEG fördert die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien über einen Einspeisevorrang, die Abnahmegarantie sowie die Vergütung mit Festpreisen. Die über das EEG eingespeisten Strommengen werden überwiegend von den Übertragungsnetzbetreibern am Day-ahead- (Spot-) Markt vermarktet. Die Differenzkosten zwischen den garantierten Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber und den Einnahmen am Strommarkt werden auf die sogenannten privilegierten bzw. nicht-privilegierten Stromverbraucher mit unterschiedlichen Sätzen umgelegt.

Diese EEG-Umlage ergibt sich aus einer Vielzahl von Faktoren, v.a. den eingespeisten Strommengen (Mengeneffekt), den Entwicklungen bei den Vergütungssätzen (Degressionseffekt), dem Niveau der auf dem Spotmarkt erzielbaren Erträge (Strompreiseffekt), dem Niveau des gesamten Letztverbrauchs (Letztverbrauchseffekt), dem Umfang der Privilegierungen in Bezug auf die EEG-Umlage (Privilegierungseffekt) sowie einer ganzen Reihe weiterer Faktoren (mit Blick auf die finanztechnische Abwicklung, Prognosefehler, weitere Sonderregelungen etc.).

Der Einfluss sehr vielfältiger Faktoren auf die sich letztendlich ergebende EEG-Umlage macht es schwer, bestimmte Anteile dieser Umlage den jeweiligen Regelungen bzw. Faktoren zuzurechnen, da bei einer sequenziellen Analyse (ein Faktor wird nach dem anderen abgeschichtet) die Reihenfolge der berücksichtigten Einflussfaktoren eine erhebliche, manchmal dominierende Rolle für die quantitative Spezifikation der verschiedenen Faktoren hat. Vor diesem Hintergrund ergibt sich die Notwendigkeit, für die Analyse der Zusammensetzung der EEG-Umlage eine angemessenere Methode zu nutzen. Für multifaktorielle Erklärungsprobleme wie die EEG-Umlage bietet sich die sogenannte Komponentenzerlegung oder Dekompositionsanalyse an.

Mit dieser Methodik lassen sich die relevanten Einflussfaktoren quantifizieren, die sowohl in der Vergangenheit zu einem Anstieg der EEG-Umlage geführt haben, als auch im Jahr 2013 sehr wahrscheinlich einen weiteren Anstieg der Umlage verursachen werden: Für 2013 ergibt sich mit den in dieser Studie verwendeten Annahmen eine EEG-Umlage von 5,33 ct/kWh gegenüber 3,59 ct/kWh im Jahr 2012. Die tatsächliche Höhe der EEG-Umlage und ihre Zusammensetzung werden am 15. Oktober 2012 von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlicht.

Für die vorliegende eigene Prognose des bevorstehenden Anstiegs der Umlage **2013 gegenüber 2012** lassen sich die wichtigsten Faktoren auf Basis der durchgeführten Komponentenzerlegung wie folgt darstellen:

Mit knapp 29% ist der größte Anteil des Anstiegs der EEG-Umlage im Jahr 2013 gegenüber 2012 auf den Zuwachs der Stromerzeugung aus **Photovoltaik** zurückzuführen (plus 0,5 ct/kWh). Eine Spezialanalyse der Photovoltaik bis zum Jahr 2016, die einen möglichen, weiterhin steilen Ausbaupfad und die sich damit ergebenden Vergütungen nach der EEG-Novelle 2012 voraussetzt, zeigt jedoch, dass die Periode er-

heblicher Kostenanstiege für den Ausbau der Stromerzeugung aus Photovoltaik beendet sein dürfte. Ein zusätzlicher Ausbau kann hier, aufgrund der sinkenden Vergütungssätze, zu deutlich geringeren spezifischen Kosten stattfinden. Eine weitere Steigerung der Umlage durch die Photovoltaik ist langfristig, selbst bei schnellem Ausbau, eher im Bereich von 0,1 ct/kWh gegenüber dem bis zum Jahr 2013 erreichten Anteil an der EEG-Umlage zu erwarten.

Der Ausgleich des negativen **Kontostands** trägt als zweitgrößter Posten mit knapp 20% zum Anstieg der Umlage bei (plus 0,34 ct/kWh). Dies repräsentiert letztlich die Prognosefehler bei der Festlegung der EEG-Umlage für das Jahr 2012, für die vor allem der unerwartete Verfall der Strompreise auf dem Großhandelsmarkt verantwortlich ist, so dass dieser Posten eher den Charakter eines Einmaleffektes trägt, falls Day-ahead-Preis und Future-Strompreis in Zukunft weniger stark voneinander abweichen würden.

Die Schaffung einer größeren **Liquiditätsreserve** liegt an dritter Stelle und verursacht 18% des Anstiegs (0,32 ct/kWh), wobei diese Liquiditätsreserve als Reaktion auf die Prognosefehler der Vergangenheit geschaffen wird und bei besseren Prognosen in Zukunft reduziert werden kann.

Die massive Ausweitung des **privilegierten Letztverbrauchs** repräsentiert einen Anteil von knapp 16% des Zuwachses der Umlage (0,27ct/kWh).

Der Rückgang des (Future-) **Börsenstrompreises** für das Jahr 2013 gegenüber 2012 macht einen Anteil von knapp 6% der Umlagenerhöhung aus (0,1 ct/kWh), wobei dieser Rückgang teilweise als Folge der zunehmenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entsteht.

Die zunehmende Stromerzeugung aus **Offshore-Windenergie** trägt mit 4,8% (0,08 ct/kWh), der Zuwachs der Stromerzeugung aus **Biomasse** mit 2,2% (0,04 ct/kWh) sowie die Erhöhung der **Windstromerzeugung an Land** mit 1,8% (0,03 ct/kWh) zur Erhöhung der EEG-Umlage für das Jahr 2013 bei.

Damit entfallen zusammen 54% der Umlageerhöhung von 2013 gegenüber 2012 auf den Ausgleich des Kontostands wegen gefallener Day-ahead-Strompreise im vergangenen Jahr, die Schaffung einer größeren Liquiditätsreserve sowie die Ausweitung des privilegierten Letztverbrauchs, also Faktoren, die im Wesentlichen auf andere Ursachen als den Ausbau der erneuerbaren Energien zurückzuführen sind. Für 38% des Anstiegs (Ausgleich des Kontostands und Liquiditätsreserve) ist anzunehmen, dass sich diese in den Folgejahren nicht vergleichbar einstellen werden, wenn zukünftige Prognosen für Einnahmen und Ausgaben die Realität besser treffen.

Aus der **Analyse der Jahre 2011, 2012 und 2013 gegenüber 2010** folgen differenzierte Erkenntnisse für verschiedene Einflussfaktoren:

So trug der Ausbau der **Photovoltaik** in der Vergangenheit als größter Posten mit 59% im Jahr 2011 (0,87 ct/kWh), 64% im Jahr 2012 (0,99 ct/kWh) und voraussichtlich 46% im Jahr 2013 (1,49 ct/kWh) zur jeweiligen Umlagesteigerung der einzelnen Jahre gegenüber 2010 bei.

Hervorzuheben sind ferner Effekte durch Einführung (2011) und Modifizierung (ab 2012) verschiedener **Direktvermarktungsmodelle**, wie dem Grünstromprivileg und der Marktprämie: 2011 trägt der Anteil des als Grünstrom privilegierten Verbrauchs, der komplett von der Umlage befreit war, mit 0,2 ct/kWh zum Anstieg der Umlage gegenüber 2010 bei. Ab 2012 verschwindet dieser Effekt jedoch durch die Verminderung der betroffenen Strommengen und die Abschwächung der Privilegierung von einer kompletten Befreiung auf eine Reduzierung der Umlage um 2 ct/kWh wieder weitgehend.

Gleichzeitig hat die Einführung der Marktprämie für die Windenergie und für die Biomassestromproduktion unterschiedliche Wirkungen: Für die **Windenergie** gleichen die sinkenden spezifischen Vergütungszahlungen durch Nutzung der Direktvermarktung mit Marktprämie die wachsende Stromproduktion im Vergleich zu 2010 zu gut 70% aus. Im Jahr 2013 führt die Windenergie voraussichtlich gegenüber 2010 zu einer Erhöhung der Umlage von 0,05 ct/kWh, was 1,4% der gesamten Erhöhung seit 2010 entspricht. Für vergleichsweise weit entwickelte Technologien wie Onshore-Windenergie können sich also durchaus eingeschlungene Zustände ergeben, in denen der Zuwachs der Produktionsmengen sehr weitgehend durch die Kostendegression aufgefangen wird.

Für die **Biomasse** scheint dieser Zustand noch nicht erreicht zu sein: Im Gegensatz zur Windenergie, für die die spezifischen Gesamtkosten durch Nutzung des Marktprämienmodells gegenüber 2010 gesunken sind, sind sie für die Biomassestromerzeugung leicht gestiegen. Ein Zuwachs von Biomassestromproduktion kann also nicht durch Kostensenkung kompensiert werden. Insgesamt trägt die Biomasse zur Erhöhung der EEG-Umlage seit 2010 mit 7% im Jahr 2011 (0,1 ct/kWh), 15% im Jahr 2012 (0,23 ct/kWh) und 9% im Jahr 2013 (0,28 ct/kWh) bei.

Insgesamt ergibt sich ein differenziertes Bild der einzelnen Einflussfaktoren. Für die zukünftige Ausgestaltung des EEGs sollte die sehr verschiedene Wirkungsweise einzelner Faktoren berücksichtigt werden.

Executive summary

The German government has decided, as detailed in its Energy Concept, to transform the electricity sector to one based on renewable energies. The key support instrument in the German power sector is the Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare Energien Gesetz, EEG). The EEG promotes electricity production from renewable energies on the basis of priority feed-in, purchase guarantee and remuneration at fixed prices. The electricity quantities fed in under the German EEG are predominantly put on the day-ahead (spot) market by the transmission system operators. The differential costs between the guaranteed remuneration payments made to the plant operators and the revenues made on the electricity market are passed through to the so-called privileged and non-privileged electricity consumers on the basis of different rates.

The German EEG surcharge is derived from a large range of factors, above all the electricity quantities fed into the system (quantity effect), the developments of the remuneration rates (degression effect), the level of attainable revenues on the spot market (electricity price effect), the level of total final consumption (final consumption effect), the scope of privileging under the German EEG regulation (privileging effect) and a large number of additional factors (e.g. financial management, forecast errors, other special rules, etc.).

The influence of very diverse factors on the German EEG surcharge makes it difficult to attribute specific shares of the surcharge to the rules and factors at hand. In the case of a sequential analysis (where the factors are layered on one after the other) the ranking of the influencing factors considered plays a substantial, and sometimes an overriding, role in quantitatively specifying the shares of the different factors. Against this background it is necessary to use a more suitable method to analyse the composition of the German EEG surcharge. For a multi-factorial problem requiring explanation such as this, so-called component or decomposition analysis can be used.

With the help of this methodology the relevant influencing factors can be quantified – both those that have led to an increase in the German EEG surcharge in the past and those that are very likely to lead to a further increase in 2013. Based on the assumptions used in this analysis, an EEG surcharge of 5.33 ct/kWh arises for 2013 compared to 3.59 ct/kWh in 2012. The actual level of the EEG surcharge and its composition will be published by the transmission network operators on 15 October 2012.

In our forecast for the upcoming increase of the German EEG surcharge in **2013 compared to 2012** the most important factors can be shown on the basis of the component analysis conducted within the scope of this project:

The largest share of the increase of the EEG surcharge in 2013 compared to 2012 stems from the growth of electricity production from **photovoltaics** (plus 0.5 ct/kWh), which is attributed a share of approx. 29% overall. However, a special analysis of photovoltaics up to 2016 – which is based on an expansion path that continues to be steep and includes remuneration payments from the revision of the German EEG in 2012 – shows that the period of substantial cost increases for the expansion of elec-

tricity production from photovoltaics could well be at an end. A further expansion can lead to significantly lower specific costs due to the falling remuneration rates. An additional increase of the EEG surcharge due to photovoltaics is – in the long term, even in the case of a quick expansion – expected to amount to approx. 0.1 ct/kWh compared to the share of the EEG surcharge up to 2013.

Equalisation of the negative **balance** contributes approx. 20% to the increase of the German EEG surcharge and thereby constitutes the second largest component (plus 0.34 ct/kWh) in the analysis. This is ultimately the result of forecast errors made in determining the EEG surcharge for 2012, which chiefly arose from the unexpected collapse of electricity prices on the wholesale market, so that – should the day-ahead price and future electricity prices diverge less strongly from each other in future – this component is likely to represent a one-time effect.

The creation of a larger **liquidity reserve** constitutes the third largest component in the analysis, bringing about 18% of the increase in the EEG surcharge (0.32 ct/kWh); this liquidity reserve is created in response to the forecast errors of the past and can be reduced with the help of better forecasts in the future.

The huge expansion of **privileged final consumption** represents a share of approx. 16% of the increase in the German EEG surcharge (0.27ct/kWh).

The fall in the **future electricity price on the trading platform for 2013 compared to 2012** makes up a share of approx. 6% of the increase in the surcharge under the German EEG (0.1 ct/kWh) although the price decrease is partly the result of increasing electricity production from renewable energies.

The growth of electricity production from **offshore wind energy** contributes 4.8% (0.08 ct/kWh), of electricity production from **biomass** 2.2% (0.04 ct/kWh) and of **electricity production from onshore wind power plants** 1.8% (0.03 ct/kWh) to the increase of the German EEG surcharge for 2013.

Therefore 54% of the overall increase of the EEG surcharge in 2013 compared to 2012 is the result of equalising the balance after day-ahead electricity prices fell in the last year, the creation of a larger liquidity reserve and the expansion of privileged final consumption – i.e. factors chiefly stemming from causes other than the expansion of renewable energies. With regard to 38% of the increase (equalisation of the balance and liquidity reserve) it is to be assumed that comparable effects will not arise in subsequent years if there are better forecasts for revenues and costs in the future.

Based on the **analyses conducted for 2011, 2012 and 2013 compared to 2010** the following differentiated findings arise for the various influencing factors:

The expansion of **photovoltaics** constitutes the largest component in the analysis, contributing 59% in 2011 (0.87 ct/kWh), 64% in 2012 (0.99 ct/kWh) and (a forecasted) 46% in 2013 (1.49 ct/kWh) to the surcharge increase in the respective years compared to 2010.

Furthermore the effects of the introduction (2011) and modification (from 2012) of different **direct sale models** like the green electricity privilege and the market premi-

um in Germany should be highlighted. The share of consumption privileged as green electricity, which was exempted completely from the surcharge rule, contributes 0.2 ct/kWh to the increase of the EEG surcharge in 2011 compared to 2010. However this effect largely disappears again from 2012 onwards as a result of the decrease in the electricity quantities falling under this category and the weakening of this privilege from complete exemption from the EEG rule to a surcharge decreased by 2 ct/kWh.

At the same time the introduction of the market premium for wind energy and for electricity production from biomass in Germany has different effects. With regard to **wind energy** up to approx. 70% of the growth in electricity production compared to 2010 is compensated by the fall in the specific remuneration payments due to direct sales (the market premium). In 2013 wind energy is expected to lead to an increase of the German EEG surcharge of 0.05 ct/kWh compared to 2010, which corresponds to 1.4% of the total increase since 2010. For comparably well-developed technologies like those used for onshore wind energy, steady states can therefore arise in which the growth in production quantities is largely compensated by cost degression.

A similar situation does not seem to have arisen yet for **biomass**: In contrast to wind energy, for which the specific total costs have decreased compared to 2010 due to use of the market premium model, there was a slight increase in the specific total costs for electricity production from biomass. A growth in electricity production from biomass can therefore not be compensated by cost reduction. Overall biomass contributes 7% in 2011 (0.1 ct/kWh), 15% in 2012 (0.23 ct/kWh) and 9% in 2013 (0.28 ct/kWh) to the increase of the EEG surcharge since 2010.

In conclusion, the different influencing factors have mixed effects overall. The various effects of the different factors should be taken into account in the future design of the German EEG.

Inhaltsverzeichnis

1	Anlass und Einleitung	15
2	Prinzipielle Berechnung der EEG-Umlage und Schlüsselfaktoren	17
3	Berechnung der EEG-Umlage für 2013: Annahmen für wesentliche Parameter	20
3.1	Vorbemerkungen	20
3.2	Stromverbrauch	20
3.3	Zubau: Strommengen 2013 und Vergütungen 2013	20
3.4	Strompreis 2013	21
3.5	Kontostand 2012.....	21
3.6	Liquiditätsreserve.....	25
3.7	EEG-Umlage 2013.....	25
4	Sensitivitätsanalysen: Einfluss ausgewählter Parameter auf die Höhe der Umlage	26
4.1	Strompreis und Kontostand 2012	26
4.2	Privilegierter Letztverbrauch und Photovoltaik-Ausbau	27
5	Komponentenzerlegung der EEG-Umlage	29
5.1	Methodik der Komponentenzerlegung	29
5.2	Ergebnisse der Komponentenzerlegung für die EEG-Umlage 2013 im Vergleich zur EEG Umlage 2012.....	32
5.2.1	<i>Detallierte Darstellung der Einflussfaktoren</i>	32
5.2.2	<i>Aggregierte Ergebnisse</i>	35
5.3	Ergebnisse der Komponentenzerlegung für die EEG-Umlage 2010 bis 2013	38
5.3.1	<i>Detallierte Darstellung der Einflussfaktoren</i>	38
5.3.3	<i>Aggregierte Ergebnisse</i>	43
6	Sonderanalyse zur Entwicklung der EEG-Umlage für die Photovoltaik	45
7	Schlussfolgerungen	49
8	Literatur und verwendete Datenbasen	51
Anhang:	Mathematische Beschreibung der Dekompositionenanalyse	53
	EEG-Umlage und Beitrag eines Faktors.....	53
	Laspeyres-Ansatz	55
	Paasche-Ansatz	61

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Berechnung der EEG-Umlage 2012	19
Tabelle 2	Berechnung der EEG-Umlage 2013 unter Verwendung der dargestellten Annahmen (grün markiert), bzw. Werten aus Trendszenario des IE und ÜNB-Prognose für die Bandbreite der EEG-Umlage 2013	25
Tabelle 3	Detaillierte Ergebnisse der Komponentenzerlegung, 2013 geg. 2012 (Mittelwert aus Laspeyres-Ansatz und Paasche-Ansatz)	34
Tabelle 4	Aggregierte Ergebnisse der Komponentenzerlegung, 2013 geg. 2012, absolute und relative Beiträge (Mittelwert aus Laspeyres-Ansatz und Paasche-Ansatz)	36
Tabelle 5	Detaillierte Ergebnisse der Komponentenzerlegung, 2011 bis 2013 gegenüber 2010 (Mittelwert aus Laspeyres-Ansatz und Paasche-Ansatz)	42
Tabelle 6	Aggregierte Ergebnisse der Komponentenzerlegung, 2011 bis 2013 gegenüber 2010, absolute und relative Beiträge (Mittelwert aus Laspeyres-Ansatz und Paasche-Ansatz)	44

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Qualitative Darstellung der Bildung der Differenzkosten aus den Kosten für Zahlungen und den Erlösen für erneuerbaren Strom am Strommarkt	18
Abbildung 2	Einnahmen aus Einnahmen aus vortägiger und untertägiger Vermarktung nach § 2.....	23
Abbildung 3	Einnahmen aus Zahlungen der EEG-Umlage	23
Abbildung 4	Vergütungszahlungen und Prämienzahlungen an Anlagenbetreiber	24
Abbildung 5	Abhängigkeit der EEG-Umlage 2013 vom Strompreis und vom Kontostand des EEG-Kontos 2012.....	26
Abbildung 6	Abhängigkeit der EEG-Umlage 2013 vom privilegierten Letztverbrauch und vom Ausbau der Photovoltaik im Jahr 2013	27
Abbildung 7	Detaillierte Ergebnisse der Komponentenzerlegung, 2013 geg. 2012 (Mittelwert aus Laspeyres-Ansatz und Paasche-Ansatz).....	32
Abbildung 8	Aggregierte Ergebnisse der Komponentenzerlegung, 2013 geg. 2012 (Mittelwert aus Laspeyres-Ansatz und Paasche-Ansatz).....	35
Abbildung 9	Detaillierte Ergebnisse der Komponentenzerlegung, 2010 bis 2013 (Mittelwert aus Laspeyres-Ansatz und Paasche-Ansatz).....	38
Abbildung 10	Aggregierte Ergebnisse der Komponentenzerlegung, 2010 bis 2013 (Mittelwert aus Laspeyres-Ansatz und Paasche-Ansatz).....	43
Abbildung 11	Stromproduktion der Photovoltaik-Anlagen verschiedener Jahrgänge in den Jahren 2012 bis 2016.....	45
Abbildung 12	Vergütungszahlungen für Photovoltaik-Anlagen verschiedener Jahrgänge in den Jahren 2012 bis 2016.....	46
Abbildung 13	Vereinfacht berechneter Anteil der Photovoltaik in der EEG-Umlage nach Jahrgängen, 2012 bis 2016 (Strompreise und Letztverbrauch wie in Prognose für 2013; für 2012 reale PV-Strommengen, nicht die bei Umlageberechnung unterstellten).....	47

1 Anlass und Einleitung

Mit dem Energiekonzept hat die Bundesregierung einen Umstieg auf erneuerbare Energien beschlossen. Im Stromsektor ist das zentrale Förder-Instrument das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG). Das EEG fördert die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien über einen Einspeisevorrang, die Abnahmegarantie sowie die Vergütung mit Festpreisen. Die über das EEG eingespeisten Strommengen werden überwiegend von den Übertragungsnetzbetreibern am Day-ahead- (Spot-) Markt vermarktet. Die Differenzkosten zwischen den garantierten Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber und den Einnahmen am Strommarkt werden auf die sogenannten privilegierten bzw. nicht-privilegierten Stromverbraucher mit unterschiedlichen Sätzen umgelegt.

Die Höhe der EEG-Umlage variiert von Jahr zu Jahr und wird von den Übertragungsnetzbetreibern im Oktober für das Folgejahr festgelegt und veröffentlicht. Sie ist abhängig von verschiedenen Faktoren: In der öffentlichen Wahrnehmung ist vor allem der Zubau verschiedener erneuerbarer Energieanlagen im Fokus der Aufmerksamkeit.

Es gibt jedoch weitere wesentliche Treiber für die Höhe der EEG-Umlage, die nur teilweise mit der Energiewende verknüpft sind: dazu gehört insbesondere die Entwicklung des Strompreises, zu dem die Übertragungsnetzbetreiber den EE-Strom am Strommarkt verkaufen können. Sinkt der Strompreis, so lassen sich mit dem Verkauf des EEG-Stroms am Spotmarkt weniger Einnahmen erzielen. Um die festgelegte Vergütung für die Anlagenbetreiber aufzubringen, muss dann ein größerer Teil direkt von den Endkunden bezahlt werden: die EEG-Umlage steigt. Der Strompreis am Großhandelsmarkt hängt wiederum von verschiedenen Faktoren ab. Zum Teil geht auch die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ein, aber auch die Preise an internationalen Brennstoffmärkten und die Preise für CO₂-Zertifikate im europäischen Emissionshandelssystem sind relevant.

Der Strompreis wirkt sich auch auf den Kontostand des EEG-Kontos aus: Wenn der Strompreis für das Folgejahr, den die Übertragungsnetzbetreiber für die Berechnung der Umlage heranziehen (nach AusgIMechV¹ der durchschnittliche Preis für das Produkt Phelix-Baseload-Year-Future an der Strombörse EEX), höher ist, als der tatsächlich erzielbare Preis am Spotmarkt, sind die tatsächlichen Einnahmen niedriger als die prognostizierten und der Kontostand des EEG-Kontos sinkt. Dies wirkt sich auf die EEG-Umlage im Folgejahr aus.

Ein weiterer Faktor, der die EEG-Umlage steigen lässt, ist die zunehmende Privilegierung energieintensiver Letztverbraucher, die statt der vollen Umlage von gegenwärtig noch 3,59 ct/kWh eine reduzierte Umlage von nur 0,05 ct/kWh zahlen. Auch dieser

¹ Die Ausgleichsmechanismusverordnung (Bundestag 2012b) regelt die Details der Vermarktung des EEG-Stroms

Treiber ist nicht mit der Energiewende verknüpft, sondern entspringt industriepolitischen Überlegungen.

Ziele dieser Kurzstudie ist es, die einzelnen Faktoren, die die EEG-Umlage beeinflussen, quantitativ zu analysieren und damit zu mehr Klarheit in der laufenden Debatte zu den Kosten der Energiewende beizutragen.

Das vorliegende Papier gliedert sich wie folgt: In Kapitel 2 wird die Berechnung der EEG-Umlage erläutert. In Kapitel 3 werden die relevanten Faktoren für die EEG-Umlage am Beispiel des Jahres 2013 diskutiert.

In Kapitel 4 wird der Einfluss ausgewählter Faktoren in Sensitivitätsanalysen dargestellt.

Eine umfassende quantitative Analyse der einzelnen Einflussfaktoren wird in Kapitel 5 durchgeführt: in einer Dekompositionsanalyse wird der Anstieg der EEG-Umlage von Jahr zu Jahr in seine einzelnen Komponenten zerlegt.

Kapitel 6 enthält eine Sonderanalyse der Effekte, die durch den Ausbau der Solarenergie (Photovoltaik, kurz PV) zustande kommen.

In Kapitel 7 werden Schlussfolgerungen aus den vorangegangenen Analysen gezogen.

Schließlich enthält der Anhang die mathematischen Grundlagen der Dekompositionsanalyse.

2 Prinzipielle Berechnung der EEG-Umlage und Schlüsselfaktoren

Die EEG-Umlage (U) ergibt sich aus den Kosten – dies sind im Wesentlichen die Vergütungszahlungen, die an die Anlagenbetreiber gezahlt werden – minus den Erlösen – hauptsächlich aus dem Verkauf des EE-Stroms am Strommarkt – geteilt durch den nicht-privilegierten Stromverbrauch (V_{npLV}) der Letztverbraucher:

$$U = \frac{1}{V_{npLV}} \cdot [Kosten - Erlöse]$$

Die Kosten bestehen zu einem großen Teil aus den Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber, die sich aus der eingespeisten Strommenge (E_i) verschiedener erneuerbarer Technologien (i) multipliziert mit den jeweiligen garantierten spezifischen Einspeisevergütungen² für jede eingespeiste Kilowattstunde (v_i^{spez}) berechnen. Darüber hinaus gibt es jedoch weitere Kostenpositionen, die im Folgenden noch erläutert werden: die Reduzierung der Umlage um 2 ct/kWh für einen Teil des Verbrauchs (V_{Gruen} , früher „Grünstromprivileg“), den Kontostand des EEG-Kontos (K_{Konto}), Kosten für die Liquiditätsreserve (K_{Liquid}) sowie sonstigen Kosten³ (K_{sonst}).

Die Erlöse ergeben sich hauptsächlich aus den verkauften Strommengen (E_i) multipliziert mit dem Strompreis ($P_{PBYF} = Power Base Year Future$) und mit den Profilmultiplikatoren (f_i), die berücksichtigen, dass die Preise in den Stunden, in denen die verschiedenen erneuerbaren Energien typischerweise ihren Strom einspeisen, vom durchschnittlichen Strompreis abweichen können. Hinzu kommen die Einnahmen aus den reduzierten Umlagezahlungen der privilegierten Verbraucher von 0,05 Cent pro Kilowattstunde.

Damit ergibt sich die EEG-Umlage wie folgt:

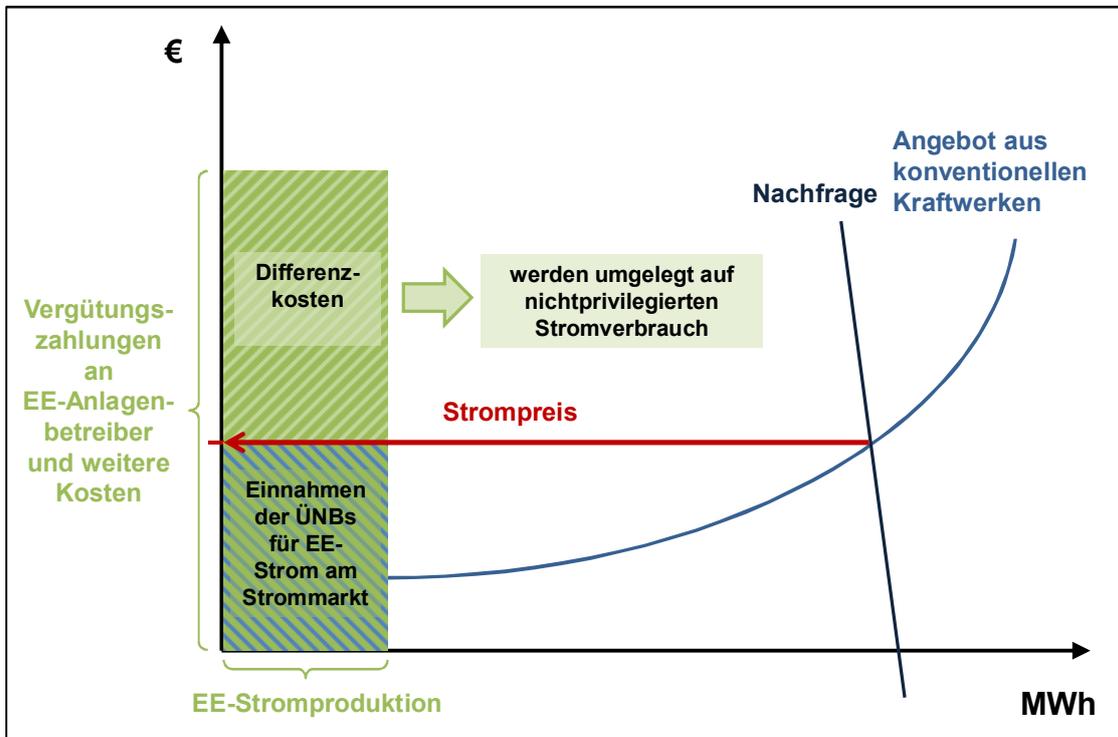
$$U = \frac{1}{V_{npLV}} \cdot \left[\sum_i E_i^{ges} \cdot v_i^{spez} + V_{Gruen} \cdot 2 \frac{ct}{kWh} + K_{Konto} + K_{Liquid} + K_{sonst} - \sum_i E_i^{teil} \cdot f_i \cdot P_{PBYF} + V_{pLV} \cdot 0,05 \frac{ct}{kWh} \right]$$

² Der Einfachheit halber sind hier auch die spezifischen Kosten für unter dem EEG direkt vermarktete Strommengen (Marktprämie, Managementprämie, Flexibilitätsprämie) abzüglich der vermiedenen Netznutzungsentgelte inbegriffen und dementsprechend die gesamten EEG-Strommengen gemeint. Auf der Erlöseseite geht nur der Teil der EEG-Strommengen ein, den die ÜNBs vermarkten.

³ Profilserviceaufwand, Kosten für Börsenzulassung und Handelsanbindung, Zinskosten

Die folgende Abbildung 1 stellt noch einmal die wesentlichen Einflussgrößen für die Bildung der Differenzkosten qualitativ dar:

Abbildung 1 Qualitative Darstellung der Bildung der Differenzkosten aus den Kosten für Zahlungen und den Erlösen für erneuerbaren Strom am Strommarkt



Quelle: Öko-Institut

Damit wird auch bereits ein wesentlicher Faktor für die Höhe der EEG-Umlage deutlich, der zunächst nichts mit der EEG-Strommenge oder den gesetzlich festgelegten Vergütungen zu tun hat: je niedriger der Strompreis ist, desto höher sind die Umlagezahlungen, denn die gesetzlich garantierten Vergütungen, die an die Anlagenbetreiber für eine bestimmte eingespeiste Strommenge bezahlt werden, bleiben ja gleich.

Weitere in der oben dargestellten Umlageberechnung relevante Positionen sind erstens der Kontostand des EEG-Kontos und zweitens die Liquiditätsreserve. Der Kontostand des EEG-Kontos hängt davon ab, wie gut im Vorjahr die EEG-Umlage-Prognose und die tatsächlich eingetretene Situation der Einnahmen und Ausgaben übereinstimmen. Ein negativer EEG-Kontostand muss mit der Umlage im Folgejahr ausgeglichen werden. Da außerdem immer Unsicherheiten über die zukünftigen Einnahmen und Ausgaben bestehen, sind die Übertragungsnetzbetreiber berechtigt, eine Liquiditätsreserve anzulegen, die maximal 10% der Deckungslücke betragen darf.

Als Beispiel folgen in Tabelle 1 Auszüge aus dem Zahlenwerk der Übertragungsnetzbetreiber für die Berechnung der EEG-Umlage 2012, die 3,59 ct/kWh für nicht-privilegierte Letztverbraucher betrug:

Tabelle 1 Berechnung der EEG-Umlage 2012

Kosten und Erlöse	Angaben in €		Letztverbrauch (LV)	Angaben in MWh
Prognostizierte Kosten	17.964.488.354	[5]	Privilegierter Letztverbrauch	84.727.446 [1]
EEG-Vergütungsauszahlung durch ÜNB (abzgl. VNE)	17.607.822.661		Grünstromprivileg (LV mit reduzierter EEG-Umlage)	6.318.851 [2]
Profilserviceaufwand	159.778.120		Nichtprivilegierter Letztverbrauch	386.508.342 [3]
Kosten für Börsenzulassung und Handelsanbindung	4.621.475		Für EEG-Umlage anzulegender Letztverbrauch [(2)+(3)]	392.827.193 [4]
Zinskosten	5.889.076			
EEG-Bonus in 2012 für 2010	60.000.000			
Effekt Grünstromprivileg [LV (2) abzgl. 2 ct/kWh]	126.377.022			
Prognostizierte Erlöse	-4.957.199.030	[6]		
Einnahmen aus Vermarktung	-4.914.835.307		Phelix Baseload Year Future (in 2011 für 2012)	55,22 € / MWh
Einnahmen für privilegierten LV [0,05 ct/kWh * (1)]	-42.363.723			
Prognostizierte Deckungslücke 2012 [(5)+(6)]	13.007.289.325	[7]		
Liquiditätsreserve [3%-Anteil von (7)]	390.218.680	[8]		
Kontostand	711.241.121	[9]		
Umlagebetrag 2012 [(7)+(8)+(9)]	14.108.749.126	[10]		
Kemumlage 2012 [(7)/(4)]	33,11 [€/MWh]			
Umlageanteil 2012 aus Liquiditätsreserve [(8)/(4)]	0,99 [€/MWh]			
Umlageanteil 2012 aus Kontostand 30.09.2011 [(9)/(4)]	1,81 [€/MWh]			
EEG-Umlage 2012 (gerundet) [(10)/(4)]	35,92 [€/MWh]			
EEG-Umlage 2012 (gerundet)				
für nicht privilegierten Letztverbrauch	3,592 [ct/kWh]			
für privilegierten Letztverbrauch	0,050 [ct/kWh]			

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber⁴

⁴ (Übertragungsnetzbetreiber 2011b)

3 Berechnung der EEG-Umlage für 2013: Annahmen für wesentliche Parameter

3.1 Vorbemerkungen

Nachdem im vorangegangenen Kapitel die prinzipielle Berechnung der EEG-Umlage vorgestellt wurde, wird nun beispielhaft die EEG-Umlage für 2013 berechnet. Für die dazu notwendigen Eingangsparameter werden in den folgenden Abschnitten die getroffenen Annahmen dargestellt und erläutert.

3.2 Stromverbrauch

Je größer der Stromverbrauch, desto niedriger fällt die EEG-Umlage aus, da die Differenzkosten auf den Verbrauch umgelegt werden. Hierbei ist zwischen privilegiertem Stromverbrauch und nicht-privilegiertem Letztverbrauch, sowie den Verbrauchern mit um 2 ct/kWh reduzierter EEG-Umlage (früher Grünstromprivileg) zu unterscheiden. Privilegiert sind insbesondere Verbraucher in der energieintensiven Industrie, die nur 0,05 ct/kWh EEG-Umlage zahlen.

Nach Angaben der Bundesregierung⁵ liegen zur Zeit Anträge auf die Begrenzung der EEG-Umlage für insgesamt 107.104 GWh vor, davon entfallen 9.278 GWh auf Unternehmen, die erst aufgrund der EEG-Novelle 2012 antragsberechtigt sind. Der tatsächliche privilegierte Letztverbrauch kann davon abweichen, für eine beispielhafte Berechnung der EEG-Umlage 2013 werden jedoch im Folgenden 107,1 TWh als erste Schätzung zugrunde gelegt.

Für den gesamten Letztverbrauch werden für die Berechnung im Folgenden die Zahlen für 2013 aus dem Trend-Szenario aus der Prognose für den Letztverbrauch bis 2016 zur Berechnung der EEG-Umlage für die Übertragungsnetzbetreiber von Prognos⁶ verwendet. Daraus ergeben sich 358,06 TWh für den nicht-privilegierten Letztverbrauch und entsprechend dem Trend-Szenario 7,6 TWh für den Verbrauch mit reduzierter EEG-Umlage (ehemals Grünstromprivileg).

3.3 Zubau: Strommengen 2013 und Vergütungen 2013

Für den Zubau und die Vergütungszahlungen werden für Wasser, Gase, Biomasse, Geothermie, Wind onshore und Wind offshore für 2013 die Werte aus dem Trend-Szenario der Mittelfristprognose zur erneuerbaren Stromerzeugung bis 2016 für die Übertragungsnetzbetreiber des IE Leipzig⁷ angenommen.

⁵ (Bundesregierung 2012a)

⁶ (Prognos AG 2011)

⁷ (Leipziger Institut für Energie 2011b)

Für den zukünftigen Zubau der Photovoltaik wird angenommen, dass im Jahr 2013 in jeder Größenklasse genauso viel Kapazität zugebaut wird, wie im Jahr 2012. Für das Jahr 2012 werden für den Zubau in den Monaten Januar bis August die Meldungen von Photovoltaik-Anlagen an die Bundesnetzagentur verwendet, und für September bis Dezember ein konstanter monatlicher Zubau in Höhe des Mittelwerts der Monate Januar bis August unterstellt. Damit würde sich für 2012 insgesamt ein Zubau von 7,9 GW ergeben. Für 2013 wird der konstante Zubau in jedem Monat in allen Größenklassen fortgeschrieben, in Summe sind dies gut 650 MW monatlich.⁸ Unter der Annahme der gleichen monatlichen Sonnenstunden wie 2011 ergibt sich damit im Jahr 2013 eine Stromproduktion aus Photovoltaik-Anlagen von insgesamt gut 35 TWh.

Für die Berechnung der zukünftigen Vergütungszahlungen für den unterstellten Zubau werden die Regelungen aus der EEG-Novelle 2012 für die verschiedenen Größenklassen angewendet („atmender Deckel“), wobei die monatliche Degression im gesamten Betrachtungszeitraum 2,8% beträgt. Die Vergütungssätze sinken dadurch bis Dezember 2013 auf Werte zwischen 12,34 ct/kWh und 8,54 ct/kWh je nach Größenklasse. Insgesamt ergeben sich im Jahr 2013 angenommene Vergütungszahlungen für die Photovoltaik von 11,5 Mrd. €.

3.4 Strompreis 2013

Für die Berechnung der am Strommarkt erzielbaren Erlöse wird der durchschnittliche Wert für das Produkt Phelix Baseload Year Future an der Strombörse EEX im Zeitraum vom 1. Oktober 2011 bis zum 30. September 2012 zugrunde gelegt. Eine Auswertung der entsprechenden Preise⁹ zwischen 1. Oktober 2011 und 23. September 2012 ergibt einen durchschnittlichen Strompreis von 51,2 €/MWh, der im Folgenden verwendet wird.

3.5 Kontostand 2012

Im Falle eines negativen Kontostands des EEG-Kontos aufgrund der tatsächlichen Einnahmen und Ausgaben im Vorjahr muss dieser im kommenden Jahr ausgeglichen werden. Dabei ist jeweils der Kontostand des Monats September maßgeblich. Dieser liegt zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Kurzanalyse noch nicht vor. Die Übertragungsnetzbetreiber haben jedoch am 5. September 2012 eine Tabelle mit den Ein-

⁸ Mögliche Stilllegungen wurden nicht berücksichtigt, da sie angesichts der Altersstruktur nur in vernachlässigbarem Umfang zu erwarten sind. Weiterhin wurde angenommen, dass die monatlich zugebauten Anlagen jeweils ab dem 1. eines Monats in Betrieb sind.

⁹ (EEX 2012)

nahmen, den Ausgaben und dem Kontostand des EEG-Kontos zu Ende August 2012 veröffentlicht¹⁰: Dieser betrug -1,67 Mrd. €.

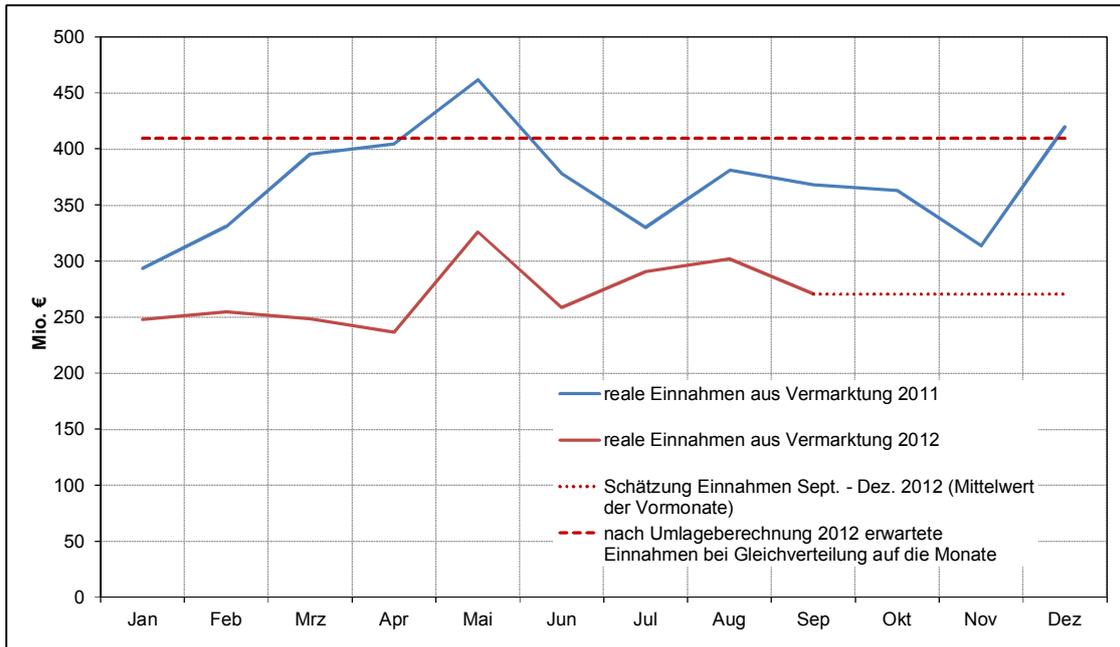
Dieses Defizit ist im Wesentlichen durch zu niedrige Einnahmen aus der Vermarktung des EEG-Stroms entstanden. Die Einnahmen aus der vortägigen und untertägigen Vermarktung an der Börse werden von Januar bis einschließlich August mit in Summe 2,16 Mrd. € angegeben. Falls die Einnahmen in den vier folgenden Monaten des Jahres 2012 dem Mittelwert aus den ersten acht Monaten entsprechen würden (was zumindest für das Jahr 2011 eine zulässige Näherung gewesen wäre), so würden sich zum Jahresende Einnahmen von insgesamt 3,25 Mrd. € ergeben. Aus der im vorangegangenen Kapitel dargestellten Tabelle 1 geht hervor, dass die Übertragungsnetzbetreiber in der Berechnung der Umlage 2012 mit Einnahmen aus der Vermarktung von insgesamt ca. 4,91 Mrd. gerechnet haben. Es ergibt sich eine Differenz von 1,67 Mrd. € zwischen den letztes Jahr erwarteten und den heute voraussichtlichen Einnahmen im Jahr 2012. Der negative Kontostand lässt sich also geradezu vollständig mit den gegenüber der Erwartung verminderten realen Einnahmen am Strommarkt erklären.

In monatlicher Auflösung ist dies auch in Abbildung 2 dargestellt: die monatlichen Einnahmen aus der Vermarktung des EEG-Stroms an der Börse liegen deutlich unter den Einnahmen, mit denen die Übertragungsnetzbetreiber gerechnet haben.

Weitere wichtige Positionen in der Darstellung der Einnahmen und Ausgaben der Übertragungsnetzbetreiber sind erstens die Einnahmen aus Zahlungen der EEG-Umlage und zweitens die Ausgaben, die in Form von Vergütungs- und Prämienzahlungen an die Anlagenbetreiber entstehen. Diese sind in Abbildung 3 und Abbildung 4 dargestellt, jeweils im Vergleich mit dem Wert, der bei Berechnung der EEG-Umlage 2012 verwendet wurde, gleichverteilt auf alle Monate. Die Einnahmen aus der EEG-Umlage scheinen der Prognose gut zu entsprechen. Die Zahlungen an die Anlagenbetreiber liegen in etwa im Bereich des Prognostizierten, wobei abzuwarten ist, wie sich die folgenden vier Monate entwickeln. Die Annahme einer Fortsetzung der Vergütungszahlungen mit den Mittelwerten der Vormonate ist hier nicht sinnvoll, da insbesondere die Zahlungen an Photovoltaikanlagenbetreiber naturgemäß stark von der Jahreszeit abhängen.

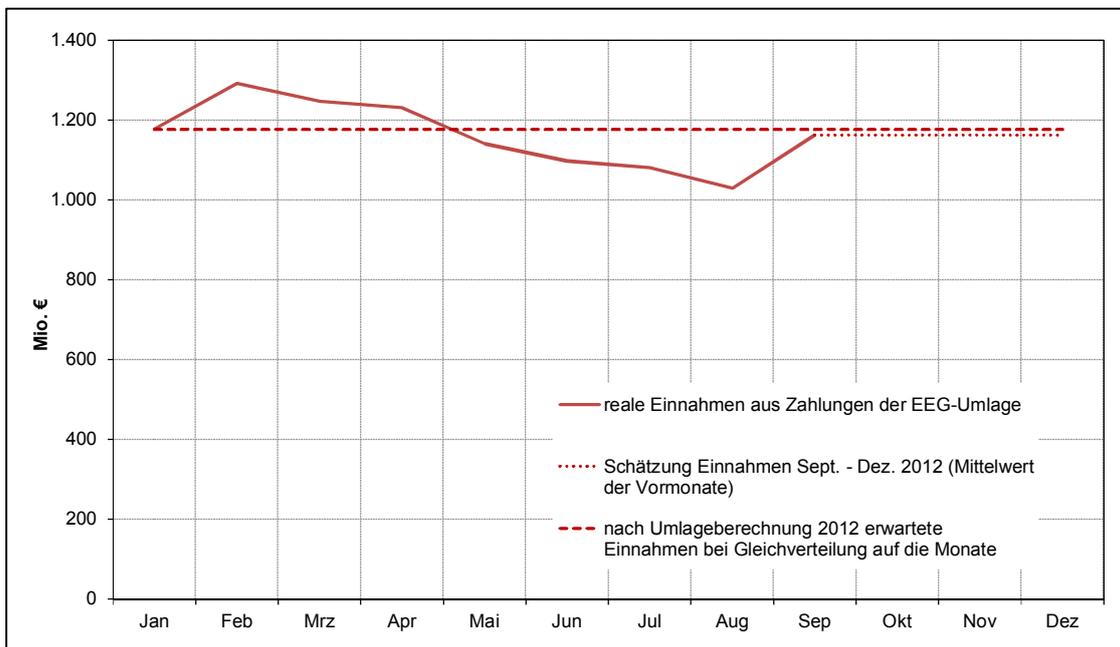
¹⁰ (Übertragungsnetzbetreiber 2012)

Abbildung 2 Einnahmen aus Einnahmen aus vortägiger und untertägiger Vermarktung nach § 2



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber¹¹, Berechnungen des Öko-Instituts

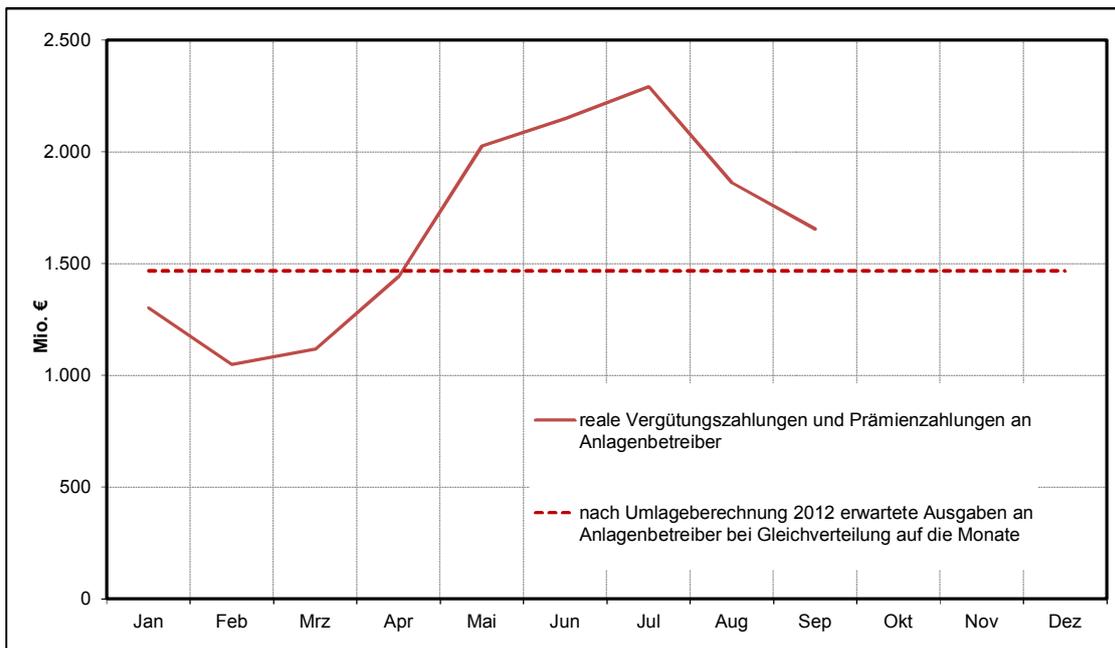
Abbildung 3 Einnahmen aus Zahlungen der EEG-Umlage



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber¹², Berechnungen des Öko-Instituts

¹¹ (Übertragungsnetzbetreiber 2012)

Abbildung 4 Vergütungszahlungen und Prämienzahlungen an Anlagenbetreiber



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber¹³, Berechnungen des Öko-Instituts

Als Fazit lässt sich feststellen: das große Defizit des EEG-Kontos im August 2012 ergibt sich im Wesentlichen durch die mangelnden Einnahmen aus der Vermarktung des EEG-Stroms an der Börse durch die Übertragungsnetzbetreiber. Diese ergeben sich aus der Multiplikation der EEG-Strommengen mit dem zum jeweiligen Zeitpunkt gültigen Strompreis am Day-ahead- bzw. Intraday-Markt. Theoretisch könnten also auch niedrigere Strommengen als erwartet die Einnahmen reduzieren; dass jedoch die Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber nicht niedriger ausfallen als erwartet, deutet daraufhin, dass auch die EEG-Strommengen 2012 nicht niedriger ausgefallen sind, sind als vorausgesehen.

Die niedrigeren Einnahmen ergeben sich somit aus einem niedrigeren Strompreis, als bei Berechnung der Umlage angenommen: Während die Übertragungsnetzbetreiber, wie gesetzlich festgelegt, den Phelix-Baseload-Year-Future für ihre Berechnung verwenden, der im Zeitraum zwischen Oktober 2011 bis September 2012 im Durchschnitt 55,22 €/MWh betrug (vgl. Tabelle 1), lag der Preis am Day ahead Markt im Jahr 2012 bei nur 43,14 €/MWh. Die Ursachen für diese Unterschiede sind komplex, zu einem großen Teil können sie jedoch mit den unerwartet stark gefallenem CO₂-Preisen, der krisenbedingt niedrigen Stromnachfrage im kontinentaleuropäischen Strommarkt, nicht zuletzt aber auch mit dem Merit-Order-Effekt der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erklärt werden.

¹² (Übertragungsnetzbetreiber 2012)

¹³ (Übertragungsnetzbetreiber 2012)

Als Berechnungsgrundlage für eine EEG-Umlage 2013 wird im Folgenden im Sinne einer konservativen Annahme unterstellt, dass der negative Kontostand des Monats August von -1,67 Mrd. € noch weiter absinkt und im maßgeblichen Monat September -2 Mrd. € beträgt.

3.6 Liquiditätsreserve

Aufgrund der Unsicherheiten über die tatsächlichen Einnahmen und Ausgaben sind die Übertragungsnetzbetreiber berechtigt, eine Liquiditätsreserve in Höhe von maximal 10% der Deckungslücke anzulegen. Mit den vorangegangenen Annahmen für die wesentlichen Parameter zur Berechnung der EEG-Umlage 2013 würde die Deckungslücke 15,9 Mrd. € betragen, was zu einer maximalen Liquiditätsreserve von 1,59 Mrd. € führen würde, mit denen im Folgenden gerechnet wird.

3.7 EEG-Umlage 2013

Mit den dargestellten Annahmen ergibt sich die EEG-Umlage 2013 insgesamt zu 5,33 ct/kWh. Das Zahlenwerk wird in Tabelle 2 dargestellt:

Tabelle 2 Berechnung der EEG-Umlage 2013 unter Verwendung der dargestellten Annahmen (grün markiert), bzw. Werten aus Trendszenario des IE und ÜNB-Prognose für die Bandbreite der EEG-Umlage 2013

Kosten und Erlöse	Angaben in €		Letztverbrauch (LV)	Angaben in MWh	
Prognostizierte Kosten	20.990.362.742	[5]	Privilegierter Letztverbrauch	107.140.000	[1]
EEG-Vergütungsauszahlung durch ÜNB (abzgl. WNE)	20.644.485.955		Grünstromprivileg (LV mit reduzierter EEG-Umlage)	7.600.000	[2]
Profilserviceaufwand	188.426.672		Nichtprivilegierter Letztverbrauch	358.060.000	[3]
Kosten für Börsenzulassung und Handelsanbindung	5.450.115		Für EEG-Umlage anzulegender Letztverbrauch [(2)+(3)]	365.660.000	[4]
Effekt Grünstromprivileg [LV (2) abzgl. 2 ct/kWh]	152.000.000		Summe Letztverbrauch	472.800.000	
Prognostizierte Erlöse	-5.102.082.569	[6]			
Einnahmen aus Vermarktung	-5.048.512.569				
Einnahmen für privilegierten LV [0,05 ct/kWh * (1)]	-53.570.000		Phelix Base Future Preis 2013 (Durchschnittspreis aus Handelsperiode vom 01.10.2011 bis 23.09.2012):	51,17 € / MWh	
Prognostizierte Deckungslücke 2013 [(5)+(6)]	15.888.280.174	[7]			
Liquiditätsreserve [10%-Anteil von (7)]	1.588.828.017	[8]			
Verrechnung Kontostand 30.09.2012	2.000.000.000	[9]			
Umlagebetrag 2013 [(7)+(8)+(9)]	19.477.108.191	[10]			
Kernumlage 2013 [(7)/(4)]	43,45 [€/MWh]				
Umlageanteil 2013 aus Liquiditätsreserve [(8)/(4)]	4,35 [€/MWh]				
Umlageanteil 2013 aus Kontostand 30.09.2012 [(9)/(4)]	5,47 [€/MWh]				
EEG-Umlage 2013 (gerundet) [(10)/(4)]	53,27 [€/MWh]				
EEG-Umlage 2013 (gerundet)					
für nicht privilegierten Letztverbrauch	5,33 [ct/kWh]				
für privilegierten Letztverbrauch	0,05 [ct/kWh]				

Quelle: Bundesregierung¹⁴, Leipziger Institut für Energie¹⁵, Übertragungsnetzbetreiber¹⁶, EEX¹⁷, Berechnungen des Öko-Instituts

¹⁴ (Bundesregierung 2012b)

¹⁵ (Leipziger Institut für Energie 2011b)

¹⁶ (Übertragungsnetzbetreiber 2011a)

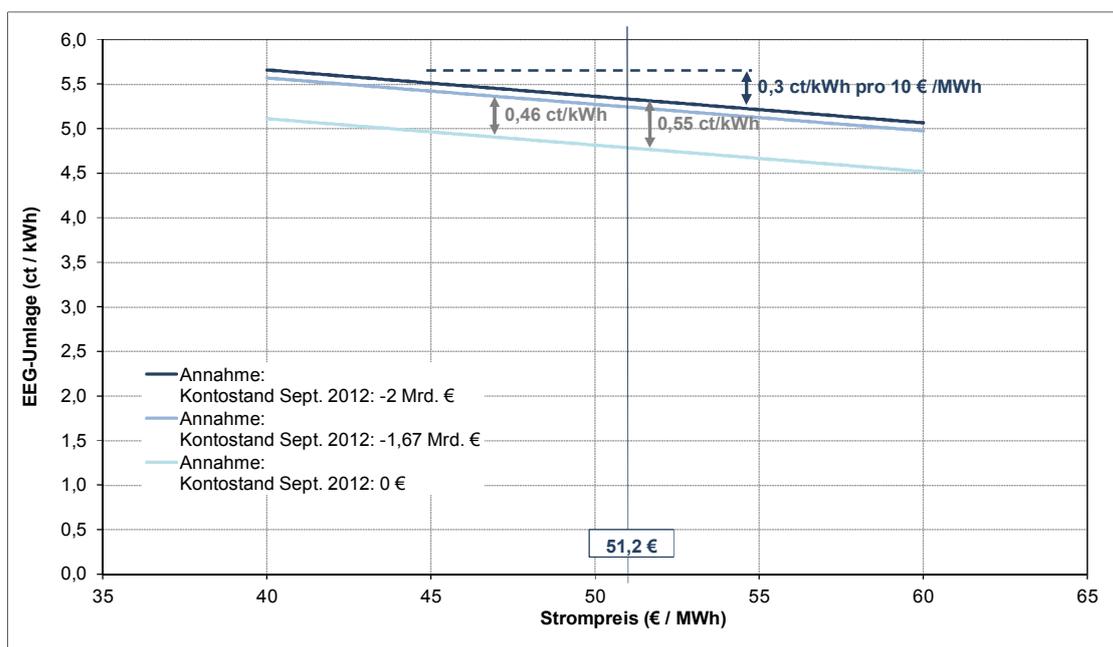
4 Sensitivitätsanalysen: Einfluss ausgewählter Parameter auf die Höhe der Umlage

Die im vorangegangenen Kapitel dargestellten Annahmen zur Berechnung der EEG-Umlage sind mit Unsicherheiten behaftet. In einem ersten Schritt wird daher in Sensitivitätsanalysen dargestellt, welchen Einfluss ausgewählte Parameter auf die Höhe der EEG-Umlage haben. Dabei werden jeweils zwei Parameter unabhängig voneinander variiert, und ihr Einfluss auf die EEG-Umlage dargestellt. Für alle anderen Parameter werden dabei weiterhin die oben dargestellten Annahmen für die EEG-Umlage 2013 verwendet.

4.1 Strompreis und Kontostand 2012

Wie bereits in Kapitel 3 deutlich wird, ist der Strompreis eine entscheidende Größe für die Höhe der EEG-Umlage. Das Auseinanderfallen von Future-Preisen, die bei der Festsetzung der Umlage verwendet werden, und den niedrigeren Day-Ahead-Preisen, zu denen der Strom tatsächlich verkauft wird, führt systematisch zu einer Unterdeckung des EEG-Kontos.

Abbildung 5 Abhängigkeit der EEG-Umlage 2013 vom Strompreis und vom Kontostand des EEG-Kontos 2012



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

¹⁷ (EEX 2012)

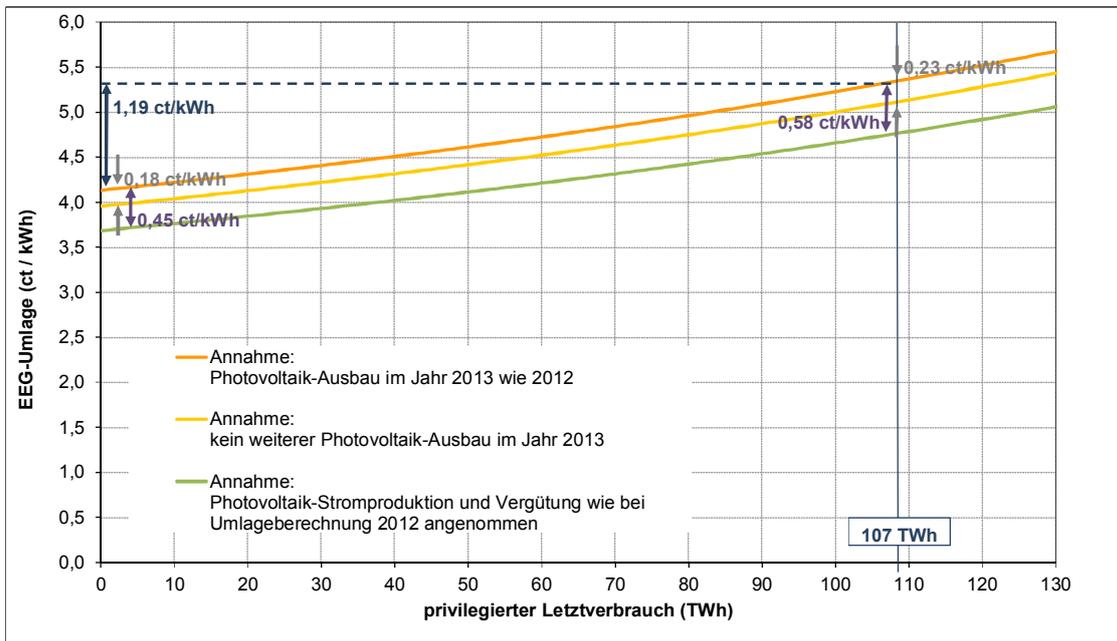
Der absolute Einfluss des Strompreises wird in Abbildung 5 dargestellt: Wenn der Strompreis um 10 € steigt, sinkt die EEG mit den hier verwendeten Annahmen für 2013 um 0,3 ct/kWh. Es wird ebenfalls deutlich, dass ein linearer Zusammenhang zwischen Strompreis und der Höhe der Umlage besteht.

Abbildung 5 zeigt auch den Einfluss des Kontostandes auf die EEG-Umlage: Das im Vorjahr entstandene Defizit muss mit der Umlage 2013 ausgeglichen werden. Wenn man den Wert des Augusts (-1,67 Mrd. €) auch für September voraussetzt, so macht der negative Kontostand einen Anstieg der EEG-Umlage 2013 um ca. 0,46 ct/kWh aus. Sollte das Defizit im September auf 2 Mrd. € anwachsen, wie bei der Berechnung der EEG-Umlage für 2013 unterstellt, würde dies einen Anstieg der EEG-Umlage um 0,55 ct/kWh gegenüber einem ausgeglichenen Konto verursachen.

4.2 Privilegierter Letztverbrauch und Photovoltaik-Ausbau

Exemplarisch werden im Folgenden zwei weitere Faktoren variiert: der privilegierte Letztverbrauch und der Photovoltaik-Ausbau (Strommengen und Vergütungen), wobei für alle anderen Faktoren weiterhin die dargestellten Werte für 2013 angenommen werden.

Abbildung 6 *Abhängigkeit der EEG-Umlage 2013 vom privilegierten Letztverbrauch und vom Ausbau der Photovoltaik im Jahr 2013*



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung 6 zeigt die Höhe der EEG-Umlage auf der y-Achse in Abhängigkeit des privilegierten Letztverbrauchs auf der x-Achse für verschiedene Situationen des Photovoltaik-Ausbaus. Je mehr Stromverbrauch privilegiert, d.h. nur mit 0,05 ct/kWh belastet wird, desto höher steigt die EEG-Umlage, da sich der Großteil der Kosten auf

einen kleiner werdenden nicht-privilegierten Letztverbrauch verteilt.¹⁸ Der Unterschied für die EEG-Umlage zwischen einer Berechnung ohne jegliche Privilegierung und mit dem hier angenommenen privilegierten Verbrauch von 107 TWh und allen anderen für 2013 angenommenen Werten beträgt immerhin 1,19 ct/kWh.

Ebenfalls in Abbildung 6 dargestellt sind drei Varianten für den PV-Ausbau: die orange Linie zeigt die Umlage mit den hier für 2013 verwendeten Annahmen, d.h. Fortschreibung des monatlichen Ausbaus wie in den Monaten Januar bis August des Jahres 2012 (gut 650 MW pro Monat und 7,9 GW pro Jahr) und der Vergütung gemäß EEG-Novelle 2012.

Die gelbe Linie zeigt die Umlage, wenn im Jahr 2013 keine einzige zusätzliche PV-Anlage gebaut würde. Die Kosten für die Photovoltaik kämen dann durch die weiterhin im Jahr 2013 notwendigen Zahlungen für alle bis Dezember 2012 gebauten Anlagen zustande. Je nach Ausmaß der Privilegierung beträgt der Unterschied 0,18 ct/kWh (keine Privilegierung) bis 0,23 ct/kWh (Privilegierung von 107 TWh).

In grün ist die Höhe der EEG-Umlage dargestellt, wenn die Photovoltaik-Strommengen und Vergütungen, die für die Berechnung der Umlage im Jahr 2012 verwendet wurden, im Jahr 2013 wirksam würden. Der Unterschied zu der gelben Linie (kein zusätzlicher Ausbau der PV im Jahr 2013) erklärt sich daraus, dass die PV-Strommengen 2012 real höher waren, als bei der Berechnung der Umlage für 2012 im Herbst 2011 angenommen wurde. Der Unterschied zum 2013er-Szenario beträgt je nach Ausmaß der Privilegierung 0,45 ct/kWh (keine Privilegierung) bis 0,58 ct/kWh (Privilegierung von 107 TWh), also etwa halb so viel, wie durch die Privilegierung verursacht wird.

Aus dieser Analyse werden zwei Dinge deutlich:

Erstens: Ein Teil des Photovoltaik-Beitrags in der EEG-Umlage des Jahres 2013 im Vergleich zur Umlage 2012 entsteht durch den PV-Zubau, der im Jahr 2012 stattgefunden hat oder mutmaßlich noch bis Jahresende stattfindet, der also zu einem großen Teil nicht mehr veränderbar ist (s. dazu auch Kapitel 6).

Zweitens: Für die Quantifizierung eines Einflussfaktors (z.B. PV-Ausbau) kann die Wahl des Wertes eines anderen Einflussfaktors (z.B. Privilegierung) eine Rolle spielen. Die Reihenfolge, in der Werte variiert werden, spielt also für die Quantifizierung eine Rolle (s. Kapitel 5).

¹⁸ Bei der Variation des privilegierten Letztverbrauchs wird die Summe aus privilegiertem und nicht privilegiertem Verbrauch konstant gehalten, da es hier nicht darum geht, den Gesamtverbrauch zu variieren.

5 Komponentenzerlegung der EEG-Umlage

5.1 Methodik der Komponentenzerlegung

Wie in den vorangegangenen Kapiteln dargestellt, ergibt sich die Höhe der EEG-Umlage - und damit auch ihre Veränderung in der Zeit - aus einer Vielzahl von Faktoren, v.a. den eingespeisten Strommengen (Mengeneffekt), den Entwicklungen bei den Vergütungssätzen (Degressionseffekt), dem Niveau der auf dem Spotmarkt erzielbaren Erträge (Strompreiseffekt), dem Niveau des gesamten Letztverbrauchs (Letztverbrauchseffekt), dem Umfang der Privilegierungen in Bezug auf die EEG-Umlage (Privilegierungseffekt) sowie einer ganzen Reihe weiterer Faktoren (mit Blick auf die finanztechnische Abwicklung, Prognosefehler, weitere Sonderregelungen etc.). Wenn nicht nur ausgewählte Sensitivitätsanalysen durchgeführt werden, sondern die Einflüsse aller Faktoren in ihrer Gesamtheit auf eine multifaktorielle Größe wie die EEG-Umlage berechnet werden sollen, spielt bei einer sequenziellen Analyse (ein Faktor wird nach dem anderen abgeschichtet) die Reihenfolge der berücksichtigten Einflussfaktoren eine erhebliche, manchmal dominierende Rolle (s. Abschnitt 4.2).

Vor diesem Hintergrund ergibt sich die Notwendigkeit, für die Analyse der Einflussfaktoren auf die EEG-Umlage eine angemessenere Methode zu nutzen. Für multifaktorielle Erklärungsprobleme bietet sich die sogenannte Komponentenzerlegung oder Dekompositionsanalyse an. Sie erlaubt die Quantifizierung einzelner Einflussfaktoren, wobei die Veränderung der zu analysierenden Größe zwischen zwei Zeitpunkten betrachtet wird. Es existieren verschiedene Ansätze, die je nach Komplexität des zu erklärenden Problems unterschiedlich gut geeignet sind.

Die EEG-Umlage ergibt sich, detailliert ausgedrückt, in den zu analysierenden Einflussfaktoren wie folgt:

$$U = \frac{1}{V_{ges} \cdot (1 - A_{pLV})} \cdot \left[\sum_i E_i^{ges} \cdot (v_i^{spez} - n_i^{spez}) + V_{ges} \cdot A_{Gruen} \cdot 2 \frac{ct}{kWh} \right. \\ \left. + K_{Konto} + K_{Liquid} + K_{sonst} - \sum_i E_i^{teil} \cdot f_i \cdot P_{PBYF} - V_{ges} \cdot A_{pLV} \cdot 0,05 \frac{ct}{kWh} \right]$$

mit

U – Umlage

V_{ges} – Gesamter Letztverbrauch

A_{pLV} – Anteil des privilegierten Letztverbrauchs am gesamten Letztverbrauch

A_{Gruen} – Anteil des Letztverbrauchs mit reduzierter Umlage am gesamten Letztverbrauch (früher „Grünstromprivileg“)

i – erneuerbare Energietechnologie

E_i^{ges} – gesamte Strommenge aus der erneuerbaren Energietechnologie i , die von Zahlungen irgendeiner Art profitiert (also ohne Direktvermarktung nach Grünstromprivileg)

E_i^{teil} – Teil der Strommenge aus der erneuerbaren Energietechnologie i , der von den ÜNBs am Strommarkt verkauft wird

v_i^{spez} – spezifische Vergütung pro Kilowattstunde für erneuerbare Energietechnologie i (umfasst Vergütungszahlungen im klassischen EEG-Mechanismus und alle anderen Zahlungen an Anlagenbetreiber, wie Marktprämie, Managementprämie, Flexibilitätsprämie pro gesamter Stromproduktion E_i^{ges})

n_i^{spez} – spezifische vermiedene Netznutzungsentgelte pro Kilowattstunde für erneuerbare Energietechnologie i

K_{Konto} – Kosten durch Deckung des negativen Kontostands des EEG-Kontos aus dem Vorjahr

K_{Liquid} – Kosten durch Liquiditätsreserve

K_{sonst} – sonstige Kosten

f_i – Profilmfaktoren

P_{PBYF} – Strompreis (Power Base Year Future)

Aufgrund der Komplexität der hier zu dekomponierenden Größe (im Vergleich zu den energiewirtschaftlichen Ausdrücken, die üblicherweise Dekompositionsanalysen unterzogen werden) ist ein möglichst einfacher Ansatz angezeigt. Übliche Methoden sind z.B. der Laspeyres- und der Paasche-Ansatz. Im Grundsatz beruhen diese Methoden darauf, dass auf Basis eines Erklärungsmodells für ein Bezugsjahr die verschiedenen Einflussfaktoren jeweils einzeln variiert werden, und die Gesamtwirkung aller Einzelfaktoren (die im Regelfall kleiner ist als die Summe der isolierten Beiträge) proportional zu den Einzelbeiträgen der unterschiedlichen Einflussfaktoren aufgeteilt wird.

Je nachdem, welche Frage mit der Dekompositionsanalyse beantwortet werden soll, kommt der eine oder der andere Ansatz in Frage: Mit dem Laspeyres-Ansatz befindet man sich in der Welt des Basisjahrs (z.B. 2012) und betrachtet von hier aus, wie sich die zu dekomponierende Größe – hier die EEG-Umlage – ändern würde, wenn nur der zu untersuchende Einflussfaktor (z.B. die Solarstrommenge) den Wert des Vergleichsjahres (z.B. 2013) annimmt, alle anderen Faktoren (also z.B. auch die Vergütung für Solarstrom) aber weiterhin den Werten von 2012 entsprechen. Die Differenz der so berechneten EEG-Umlage zur EEG-Umlage im Basisjahr entspricht dem Beitrag des untersuchten Einflussfaktors.

Ein verwandter Ansatz ist der Paasche-Ansatz, bei dem man sich in die Welt des Vergleichsjahres begibt (z.B. 2013): Es wird berechnet, wie sich die zu untersuchen-

de Größe (EEG-Umlage) entwickelt hätte, wenn alle Parameter den Werten des Vergleichsjahres (2013) entsprechen, aber der zu untersuchende Einflussfaktor (z.B. die Solarstrommenge) sich gegenüber dem Basisjahr (2012) nicht verändert hätte. Die Differenz der so berechneten EEG-Umlage zur EEG-Umlage 2013 entspricht dem Beitrag des untersuchten Einflussfaktors.

Beide Ansätze liefern für multiplikative Ausdrücke und insbesondere bei großen Veränderungen der Werte im Zeitverlauf verschiedene Ergebnisse.

Das liegt an folgendem Effekt: Im einen Fall (Laspeyres) wird der untersuchte Einflussfaktor, hier z.B. der Zuwachs der Solarstromproduktion 2013 gegenüber 2012, mit dem Wert des Basisjahres, hier der Vergütung für Solarstrom 2012, die noch vergleichsweise hoch war, multipliziert. Im anderen Fall (Paasche) wird der Zuwachs der Solarstrommengen mit dem Wert des Vergleichsjahres, also der Vergütung für Solarstrom 2013 multipliziert, die durch die EEG-Novelle niedriger ausfallen wird.

Wenn sich der Faktor, mit dem multipliziert wird, von einem Jahr zum anderen verändert, was z.B. bei der Vergütung für Solarstrom der Fall ist, verursacht dies eine unterschiedliche Gewichtung desselben Einflussfaktors, je nachdem, ob man die Veränderung vom Basisjahr 2012 aus (Laspeyres) oder vom Vergleichsjahr 2013 aus (Paasche) betrachtet (vgl. Kapitel 0). Für dieselbe Veränderung der Solarstromproduktion (und auch anderer Einflussfaktoren) findet also im einen Fall eine verstärkende Gewichtung statt, und im anderen Fall eine vermindernde. Beide Betrachtungsweisen haben, je nach Fragestellung, ihre Berechtigung.

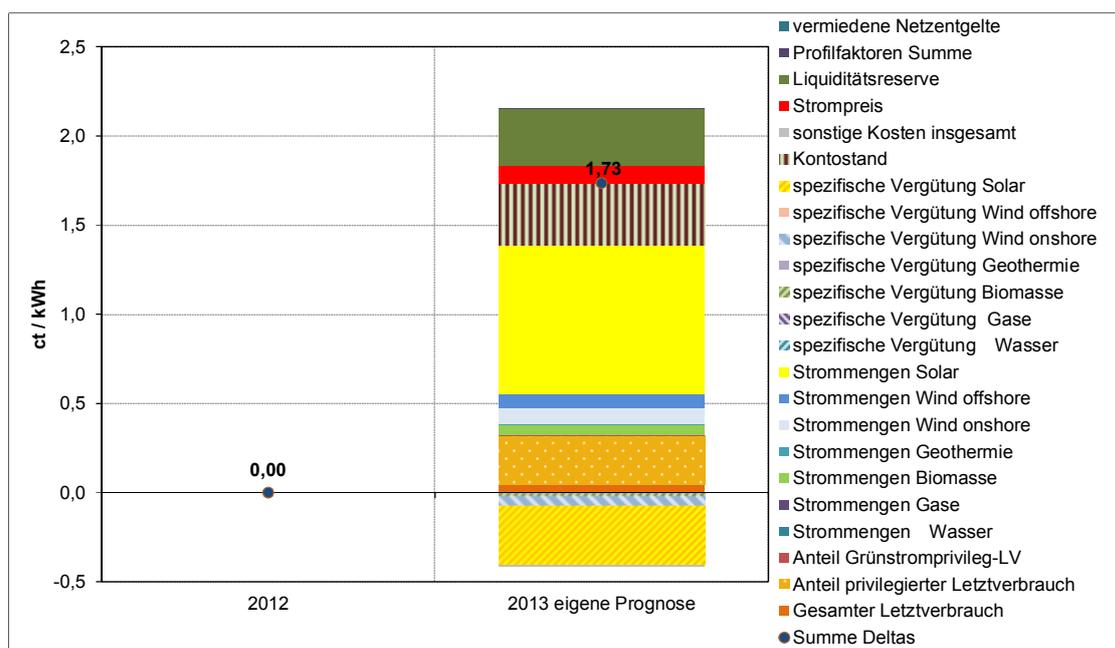
In der vorliegenden Analyse soll jedoch die Veränderung der EEG-Umlage zwischen 2012 und 2013 analysiert werden, ohne einem der beiden Betrachtungsstandpunkte den Vorzug zu geben. Es wird daher eine Kombination beider Ansätze genutzt, bei der der Mittelwert aus den Beiträgen des jeweiligen Einflussfaktors nach Laspeyres und nach Paasche verwendet wird, so dass sich vergrößernde oder verkleinernde Effekte durch die unterschiedliche Gewichtung aus beiden Ansätzen gegenseitig aufheben.

5.2 Ergebnisse der Komponentenzerlegung für die EEG-Umlage 2013 im Vergleich zur EEG Umlage 2012

5.2.1 Detaillierte Darstellung der Einflussfaktoren

Die Ergebnisse der Komponentenzerlegung für die Änderung der EEG-Umlage zwischen 2012 und einer eigenen Prognose für 2013 (gemäß den Annahmen in Kapitel 3) sind in Abbildung 7 und in expliziten Zahlen in Tabelle 3 dargestellt.

Abbildung 7 Detaillierte Ergebnisse der Komponentenzerlegung, 2013 geg. 2012 (Mittelwert aus Laspeyres-Ansatz und Paasche-Ansatz)



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Die Umlage beträgt in der eigenen Prognose für 2013, wie in Kapitel 3 dargestellt, 5,33 ct/kWh gegenüber 3,59 ct/kWh im Jahr 2012. Es ist also eine Differenz von 1,73 ct/kWh¹⁹ durch die verschiedenen Einflussfaktoren zu erklären.²⁰ Es wird deutlich, dass es sowohl positive, also die Umlage steigernde, als auch negative, die Umlage senkende Komponenten gibt. Unter den umlagesenkenden Faktoren sind vor allem der Rückgang der spezifischen Vergütungen für die Solarenergie und die Windstromerzeugung an Land relevant. Insgesamt lassen sich die relevanten Einflussfaktoren wie folgt darstellen:

- Die gegenüber der EEG-Umlage-Berechnung 2012 in der Prognose 2013 deutlich steigende **Solarstromproduktion** (von ca. 24 TWh auf 35 TWh) führt

¹⁹ Abweichungen durch Rundungen

²⁰ Dabei wird stets mit den Größen verglichen, die für die Berechnung der EEG-Umlage 2012 im Herbst 2011 verwendet wurden. Die reale Entwicklung einzelner Einflussfaktoren im Jahr 2012 kann davon abweichen.

isoliert betrachtet zu einem deutlichen Anstieg der EEG-Umlage von 0,83 ct/kWh. Gleichzeitig senken jedoch die niedrigeren Vergütungssätze die Umlage um 0,33 ct/kWh. Die Absenkung der Vergütungssätze kompensiert also den Effekt der steigenden Solarstromproduktion zu 40%.

- Der Zuwachs der **Windstromerzeugung an Land** (plus 0,09 ct/kWh) wird zu 64% durch den Rückgang der Vergütungssätze (minus 0,06 ct/kWh) ausgeglichen. Hervorzuheben ist damit, dass sich im EEG für vergleichsweise weit entwickelte Technologien wie Onshore-Windenergie durchaus eingeschwungene Zustände ergeben können, in denen der Zuwachs der Produktionsmengen sehr weitgehend durch sinkende Kosten aufgefangen wird. Dies liegt jedoch nicht an der Degression der Vergütungssätze im klassischen EEG-Mechanismus, sondern an dem steigenden Anteil des Windstroms, für den die Direktvermarktung mit Marktprämie unterstellt wird (24% im Jahr 2013 gegenüber 15% im Jahr 2012), die spezifisch geringere Kosten verursacht, allerdings auch zu geringeren Einnahmen der Übertragungsnetzbetreiber am Strommarkt führt.
- Für die **Biomasse-Stromerzeugung** beträgt der Kompensationseffekt 32%, in der Zusammenschau mit dem Produktionszuwachs ergeben sich jedoch nur sehr kleine absolute Effekte (Steigerung um 0,06 ct/kWh durch steigende Stromproduktion und Senkung um 0,02 ct/kWh durch sinkende spezifische Vergütungszahlungen).
- Für die **Offshore-Windenergie** werden die Erzeugungszuwächse nicht durch Vergütungssenkungen kompensiert.

Weitere Faktoren erhöhen die EEG-Umlage gegenüber 2012:

- Der negative **Kontostand** des Vorjahres muss 2013 durch die Zahlung von zusätzlichen 0,34 ct/kWh ausgeglichen werden.
- Die für 2013 mit 10% der Deckungslücke angenommene **Liquiditätsreserve** ist höher als 2012 und schlägt mit einem Anstieg um 0,32 ct/kWh zu Buche.
- Der steigende **Anteil des privilegierten Letztverbrauchs** gegenüber 2012 verursacht einen Anstieg von 0,27 ct/kWh.
- Der gegenüber 2012 niedrigere **Future-Strompreis** führt zu einem Anstieg von 0,1 ct/kWh.
- Die Annahme eines sinkenden **Letztverbrauchs** im Jahr 2013 gegenüber 2012 kostet 0,04 ct/kWh.

Tabelle 3 *Detaillierte Ergebnisse der Komponentenzerlegung, 2013 geg. 2012
(Mittelwert aus Laspeyres-Ansatz und Paasche-Ansatz)*

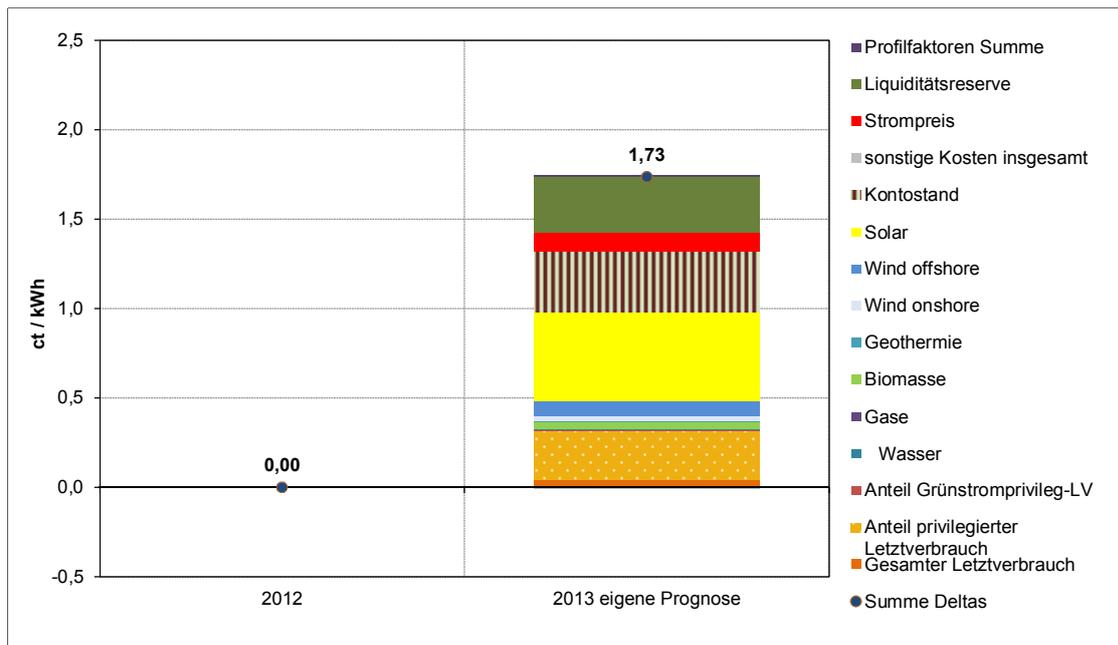
Einflussfaktoren	eigene Prognose 2013 (geg. 2012) ct / kWh
Gesamter Letztverbrauch	0,04
Anteil privilegierter Letztverbrauch	0,27
Anteil Grünstromprivileg-LV	0,01
zu vergütende Strommengen	
Strommengen Wasser	0,00
Strommengen Gase	0,00
Strommengen Biomasse	0,06
Strommengen Geothermie	0,00
Strommengen Wind onshore	0,09
Strommengen Wind offshore	0,08
Strommengen Solar	0,83
spezifische Vergütungen	
spezifische Vergütung Wasser	0,00
spezifische Vergütung Gase	0,00
spezifische Vergütung Biomasse	-0,02
spezifische Vergütung Geothermie	0,00
spezifische Vergütung Wind onshore	-0,06
spezifische Vergütung Wind offshore	0,00
spezifische Vergütung Solar	-0,33
vermiedene Netzentgelte (alle EE-Technologien)	0,00
Kontostand	0,34
Liquiditätsreserve	0,32
sonstige Kosten insgesamt	-0,01
Profilmfaktoren (alle EE-Technologien)	0,00
Strompreis	0,10
Summe	1,73

Quelle: *Berechnungen des Öko-Instituts*

5.2.2 Aggregierte Ergebnisse

Werden die Effekte aus Zunahme der Stromproduktion und Entwicklung der Vergütung für die einzelnen erneuerbaren Technologien aggregiert, ergibt sich eine kompaktere Darstellung der Einflussfaktoren auf die EEG-Umlagesteigerung (Abbildung 8). Die Beiträge der einzelnen Faktoren werden in Tabelle 4 in absoluten und relativen Werten dargestellt.

Abbildung 8 Aggregierte Ergebnisse der Komponentenzerlegung, 2013 geg. 2012 (Mittelwert aus Laspeyres-Ansatz und Paasche-Ansatz)



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Der Einfluss der wichtigsten Faktoren in der aggregierten Zusammenschau lässt sich wie folgt zusammenfassen:

- Mit knapp 29% ist der größte Anteil des Anstiegs der EEG-Umlage auf den Zuwachs der Stromerzeugung aus **Photovoltaik** zurückzuführen (plus 0,5 ct/kWh).
- Der Ausgleich des negativen **Kontostands** trägt als zweitgrößter Posten mit knapp 20% zum Anstieg der Umlage bei (plus 0,34 ct/kWh). Dies repräsentiert letztlich die Prognosefehler bei der Festlegung der EEG-Umlage für das Jahr 2012, für die vor allem der unerwartete Verfall der Strompreise auf dem Großhandelsmarkt verantwortlich ist, so dass dieser Posten eher den Charakter eines Einmaleffektes trägt, falls Day-ahead Preis und Future-Strompreis in Zukunft weniger stark voneinander abweichen würden.
- Die Schaffung einer größeren **Liquiditätsreserve** liegt an dritter Stelle und verursacht 18% des Anstiegs (0,32 ct/kWh), wobei diese Liquiditätsreserve als Reaktion auf die Prognosefehler der Vergangenheit geschaffen wird und bei besseren Prognosen in Zukunft reduziert werden kann.

- Die massive Ausweitung des **privilegierten Letztverbrauchs** repräsentiert einen Anteil von knapp 16% des Zuwachses der Umlage (0,27ct/kWh).
- Der Rückgang des **Börsenstrompreises** macht einen Anteil von knapp 6% der Umlagenerhöhung aus (0,1 ct/kWh), wobei dieser Rückgang teilweise als Folge der zunehmenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entsteht.
- Die zunehmende Stromerzeugung aus **Offshore-Windenergie** trägt mit 4,8% (0,08 ct/kWh), der Zuwachs der Stromerhöhung aus **Biomasse** mit 2,2% (0,04 ct/kWh) sowie die Erhöhung der **Windstromerzeugung an Land** mit 1,8% (0,03 ct/kWh) zur Erhöhung der EEG-Umlage für das Jahr 2013 bei.

Tabelle 4 Aggregierte Ergebnisse der Komponentenzerlegung, 2013 geg. 2012, absolute und relative Beiträge (Mittelwert aus Laspeyres-Ansatz und Paasche-Ansatz)

Einflussfaktoren (aggregiert)	eigene Prognose 2013 (geg. 2012)	
	ct / kWh	%
Gesamter Letztverbrauch	0,04	2,6%
Anteil privilegierter Letztverbrauch	0,27	15,6%
Anteil Grünstromprivileg-LV	0,01	0,4%
Zubau (Stromproduktion und Vergütungen)		
Wasser	0,00	0,2%
Gase	0,00	0,1%
Biomasse	0,04	2,2%
Geothermie	0,00	0,2%
Wind onshore	0,03	1,8%
Wind offshore	0,08	4,8%
Solar	0,50	28,7%
Kontostand	0,34	19,7%
Liquiditätsreserve	0,32	18,3%
sonstige Kosten insgesamt	-0,01	-0,6%
Profilmfaktoren (alle EE-Technologien)	0,00	0,2%
Strompreis	0,10	5,8%
Summe	1,73	100%

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

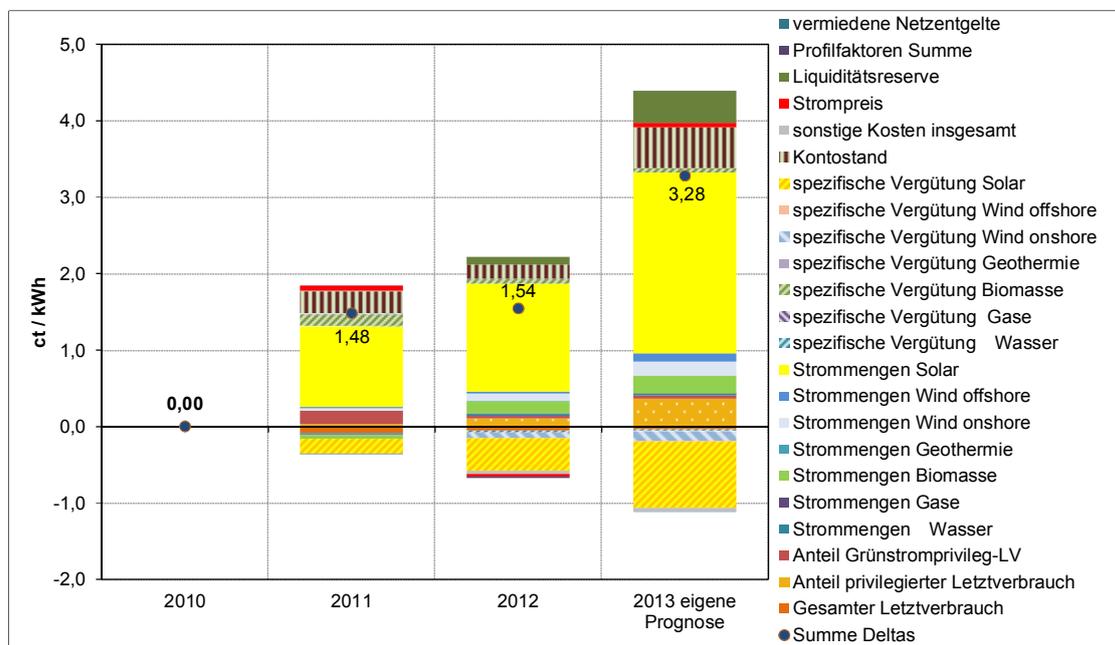
Damit entfallen zusammen 54% der Umlageerhöhung auf den Ausgleich des Kontostands wegen gefallener Day-ahead-Strompreise im vergangenen Jahr, die Schaffung einer größeren Liquiditätsreserve sowie die Ausweitung des privilegierten Letztverbrauchs, also Faktoren, die im Wesentlichen auf andere Ursachen als den Ausbau der erneuerbaren Energien zurückzuführen sind. Für 38% des Anstiegs (Ausgleich des Kontostands und Liquiditätsreserve) ist anzunehmen, dass sich diese in den Folgejahren nicht vergleichbar einstellen werden, wenn zukünftige Prognosen für Einnahmen und Ausgaben die Realität besser treffen.

5.3 Ergebnisse der Komponentenzerlegung für die EEG-Umlage 2010 bis 2013

5.3.1 Detaillierte Darstellung der Einflussfaktoren

In einer längeren Rückschau lässt sich auch die Entwicklung einzelner Einflussfaktoren auf die EEG-Umlage mit der dargestellten Methodik analysieren. Abbildung 9 und Tabelle 5 zeigen die Ergebnisse der Komponentenzerlegung der EEG-Umlage in den Jahren 2011, 2012 und 2013 (eigene Prognose) gegenüber dem Basisjahr 2010. In dieser Zeit erhöhte sich die EEG-Umlage von 2,05 ct/kWh (2010) über 3,53 ct/kWh (2011) auf 3,59 (2012); nach der dargestellten eigenen Prognose wird sie 2013 auf 5,33 ct/kWh steigen.

Abbildung 9 Detaillierte Ergebnisse der Komponentenzerlegung, 2010 bis 2013 (Mittelwert aus Laspeyres-Ansatz und Paasche-Ansatz)



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Es sind somit Differenzen gegenüber 2010 von 1,48 ct/kWh (2011), 1,54 ct/kWh (2012) und von 3,28 ct/kWh (2013) durch die verschiedenen Einflussfaktoren zu erklären. Dabei werden jeweils die Daten zugrunde gelegt, die tatsächlich bei der Berechnung der Umlage im jeweils vorangegangenen Herbst verwendet wurden. Abweichungen zwischen diesen Daten und den dann real eingetretenen Einnahmen und Ausgaben spiegeln sich im Kontostand des EEG-Kontos und damit in der EEG-Umlage des Folgejahres wieder.

Auch in diesem Zeitraum gibt es umlageerhöhende und umlagemindernde Faktoren:

- Die Stromproduktion der **Solarenergie** stellt mit Werten zwischen 1 ct/kWh und 2,4 ct/kWh den größten umlageerhöhenden Einflussfaktor in allen drei Jahren dar. Demgegenüber ist auch eine dämpfende Wirkung durch die sinkenden Vergütungssätze zwischen 0,2 ct/kWh und 0,9 ct/kWh zu beobachten.

Sie fällt in den einzelnen Jahren unterschiedlich stark aus: 2011 beträgt sie 18%, 2012 sind es 30% und in der Prognose für 2013 schließlich 37% der jeweils durch die steigende Stromproduktion verursachten Erhöhung gegenüber 2010.

- Für die **Biomasse** ergibt sich im Jahr 2011 eine Steigerung der EEG-Umlage durch steigende spezifische Vergütungen gegenüber 2010 und eine leichte Verminderung der Umlage durch sinkende über das EEG vergütete Stromproduktion. Dies erklärt sich mindestens zum Teil daraus, dass in der Prognose für 2011 angenommen wurde, dass 12,5% des Biomassestroms direkt vermarktet werden würde²¹. Damit verringert sich die für die Berechnung der EEG-Umlage relevante Strommenge, während gleichzeitig die spezifische Vergütung der im EEG verbleibenden Anlagen eher über dem Durchschnitt von 2010 liegt. Offensichtlich haben weitere Faktoren zur Kostensteigerung beigetragen (möglicherweise die Zusammensetzung der Anlagengrößenklassen), denn insgesamt überwiegt die Steigerung durch den Anstieg der spezifischen Vergütung (0,16 ct/kWh) die Minderung durch die niedrigeren Strommengen (0,05 ct/kWh).

Durch die Novellierung des EEG verlor die Direktvermarktung für das Jahr 2012 wieder an Attraktivität, so dass 2012 und in der Prognose 2013 wieder mehr Biomassestrom in irgendeiner Weise von Vergütungszahlungen profitiert, sei es über den klassischen EEG-Mechanismus oder über neue Instrumente wie die Marktprämie. Die Strommengen werden jedenfalls wieder für die Berechnung der EEG-Umlage relevant, weshalb sie als umlageerhöhender Beitrag in den Jahren 2012 (0,16 ct/kWh) und 2013 (0,23 ct/kWh) auftauchen.

Die spezifischen Vergütungszahlungen an die Biomasse-Anlagenbetreiber nehmen durch die prognostizierten Zahlungen für die Marktprämie in den Jahren 2012 und 2013 gegenüber 2010 ganz leicht zu und resultieren in einer leichten Erhöhung der Umlage (0,07 ct/kWh im Jahr 2012 und 0,06 ct/kWh im Jahr 2013). Für das Jahr 2012 wurde bei der Umlageberechnung angenommen, dass 20% des Biomassestroms diese in Anspruch nimmt²², im Trendszenario in der Mittelfristprognose des IE²³ sind es im Jahr 2013 ca. 24%. Hier ergibt sich also anders als bei der Photovoltaik kein dämpfender Effekt durch sinkende Kosten, der den Mengeneffekt teilweise kompensieren könnte.

- Mit den Änderungen des EEGs in den Jahren 2010 und 2011, die die dargestellten Effekte bei der Direktvermarktung der Biomasse verursacht haben, hängt auch der sichtbare, die Umlage steigernde Beitrag zusammen, der im

²¹ (Leipziger Institut für Energie 2010)

²² (Leipziger Institut für Energie 2011a)

²³ (Leipziger Institut für Energie 2011b)

Jahr 2011 auf den **Anteil des Grünstromprivilegs** entfällt. Für das Jahr 2011 wurde eine komplette Befreiung von der Umlage für ca. 25 TWh im Rahmen des Grünstromprivilegs angenommen. Damit sank der für die Umlage relevante Letztverbrauch um 5%. Dies führte im Jahr 2011 zu einem die Umlage steigernden Beitrag von knapp 0,2 ct/kWh. Durch die erneute EEG-Änderung reduziert sich ab 2012 sowohl die als Grünstrom privilegierte Strommenge (6,3 TWh, in der Prognose für 2013 sind es 7,6 TWh), als auch der Umfang der Privilegierung, indem die Umlage nun nicht mehr komplett erlassen, sondern nur noch um 2 ct/kWh vermindert wird. Der Anteil des Grünstromprivilegs (bzw. der Nachfolgeregelung) führt deshalb im Jahr 2012 mit 0,03 ct/kWh und in der Prognose 2013 mit 0,04 ct/kWh nur noch zu einer geringen Erhöhung der Umlage.

- Der Zuwachs der **Windstromproduktion an Land** führt im betrachteten Zeitraum gegenüber 2010 nur mit vergleichsweise niedrigen Beiträgen von 0,03 ct/kWh (2011), 0,10 ct/kWh (2012) und 0,18 ct/kWh (Prognose 2013) zu einer Erhöhung der Umlage.

Es ist zunächst überraschend, dass die Windstrommengen von 2012 einen größeren Beitrag gegenüber 2010 verursachen, als die von 2011, denn tatsächlich haben die Übertragungsnetzbetreiber bei der Berechnung der Umlage-Prognose für 2012 weniger Windstrom angenommen als noch 2011. Zu erwarten wäre also, dass der Beitrag der Windstrommengen von 2011 höher ausfällt als der von 2012. Gleichzeitig kann aber 2011 mehr Windstrom durch die Übertragungsnetzbetreiber vermarktet werden, so dass die Differenzkosten unterm Strich niedriger ausfallen als 2012. Im Jahr 2012 können die Übertragungsnetzbetreiber laut Prognose sogar weniger Windstrom vermarkten, als noch 2010, weil ca. 15% des Windstroms das Direktvermarktungsmodell mit Marktprämie in Anspruch nehmen.²⁴

Dass die Beiträge der Windstromproduktion insgesamt niedrig ausfallen, ergibt sich aus der bereits vor 2010 fortgeschrittenen Technologieentwicklung und den damit verbundenen niedrigen Niveau der Vergütungssätze, das dazu führt, dass jeglicher Zuwachs der Strommenge nur einen geringen Kostenzuwachs verursacht. Zusätzlich zu dem in absoluten Werten vergleichsweise niedrigen Niveau der Windstromvergütungssätze, ist auch ein Sinken der spezifischen Vergütungszahlungen an die Windanlagenbetreiber in den Jahren 2012 und 2013 zu beobachten, die zu einer Verminderung der EEG-Umlage von 0,07 ct/kWh (2012) bzw. 0,13 ct/kWh (2013) führt: dies liegt jedoch nicht an der Degression der Vergütungssätze für Anlagen, die den klassischen EEG-Mechanismus in Anspruch nehmen, sondern an dem steigenden Anteil des Stroms, der die Direktvermarktung mit Marktprämie nutzt. 2012 sind dies,

²⁴ (Leipziger Institut für Energie 2011a)

wie gesagt, 15%, in der Prognose für 2013 sogar 24%. Damit kompensiert das Sinken der spezifischen Vergütungen den Anstieg der EEG-Umlage durch die wachsende Stromproduktion im Vergleich zu 2010 zu jeweils gut 70% in den Jahren 2012 und 2013.

- Bei der Stromproduktion aus **Offshore-Windenergieanlagen** lässt sich ein umlageerhöhender Beitrag in der Prognose für 2013 von 0,11 ct/kWh gegenüber 2010 beobachten, der aus der angenommenen Steigerung auf 4 TWh im Jahr 2013 gegenüber 0,7 TWh im Jahr 2010 resultiert. Vor 2013 ist die Stromproduktion aus Offshore-Windenergie noch zu gering, um nennenswerte Rolle in der EEG-Umlage zu spielen. Die spezifischen Vergütungszahlungen sind seit 2010 kaum gesunken und können daher, insbesondere 2013, nicht zu einer Kompensation des Mengenzuwachses führen.
- Einen im Zeitverlauf deutlich steigenden, die Umlage erhöhenden Einfluss hat der **Anteil des privilegierten Letztverbrauchs**, auf den nur eine reduzierte EEG-Umlage von nur 0,05 ct/kWh entfällt. War dieser im Jahr 2011 nur für eine Steigerung von 0,03 ct/kWh gegenüber 2010 verantwortlich, so sind es 2012 schon 0,11 ct/kWh und im Jahr 2013 voraussichtlich 0,36 ct/kWh.
- Das Erfordernis, den **negativen Kontostand des Vorjahres** auszugleichen tritt in allen drei Jahren auf, jedoch in unterschiedlicher Ausprägung: Im Jahr 2011 führt dies zu einer Umlagesteigerung von 0,29 ct/kWh, im Jahr 2012 von 0,18 ct/kWh. Mit dem angenommenen negativen Kontostand von minus 2 Mrd. €, der 2013 wirksam würde, ergibt sich gegenüber 2010 eine Erhöhung der Umlage um 0,53 ct/kWh.
- Als Reaktion auf die Prognosefehler des Vorjahres gibt es seit 2012 die **Liquiditätsreserve** als Sicherheitspuffer bei Überziehung des EEG-Kontos. Im Jahr 2012 betrug sie 3% der Deckungslücke, 2013 könnte sie mit dem maximal vorgesehenen Wert von 10% erhoben werden. Dies führt zu Kostenpositionen von 0,1 ct/kWh (2012) bzw. 0,42 ct/kWh (Prognose 2013) gegenüber dem Jahr 2010, als es die Liquiditätsreserve noch nicht gab.
- Der angenommene **Strompreis** (Power Base Year Future) schwankt im Betrachtungszeitraum: er beträgt von 53,7 €/MWh für 2010, 50,7 €/MWh für 2011, 55,2 €/MWh für 2012 und 51,2 €/MWh für 2013. Je höher der Strompreis, desto niedriger die Differenzkosten und damit die EEG-Umlage (s. Kapitel 2). Deshalb taucht der Strompreis im Jahr 2012, in dem er einmalig höher ausfällt, als im Basisjahr 2010, auf der negativen Seite der Bilanz auf und senkt die EEG-Umlage. In den anderen Jahren wird durch die Höhe des Strompreises gegenüber 2010 eine leichte Steigerung der EEG-Umlage verursacht (0,07 ct/kWh im Jahr 2011 und 0,06 ct/kWh im Jahr 2013).
- Der **gesamte Letztverbrauchs** (inklusive privilegiertem Verbrauch und Grünstromprivileg, deren Effekt über ihre Anteile an diesem Verbrauch abgebildet wird) liegt in den Jahren 2011 bis 2013 über dem Wert von 2010, nimmt jedoch von Jahr zu Jahr leicht ab. Diese Entwicklung führt zu einer leichten,

im Zeitverlauf aber abnehmenden Senkung der EEG-Umlage gegenüber 2010 zwischen 0,08 ct/kWh (2011) und 0,03 ct/kWh (2013).

Tabelle 5 *Detaillierte Ergebnisse der Komponentenzerlegung, 2011 bis 2013 gegenüber 2010 (Mittelwert aus Laspeyres-Ansatz und Paasche-Ansatz)*

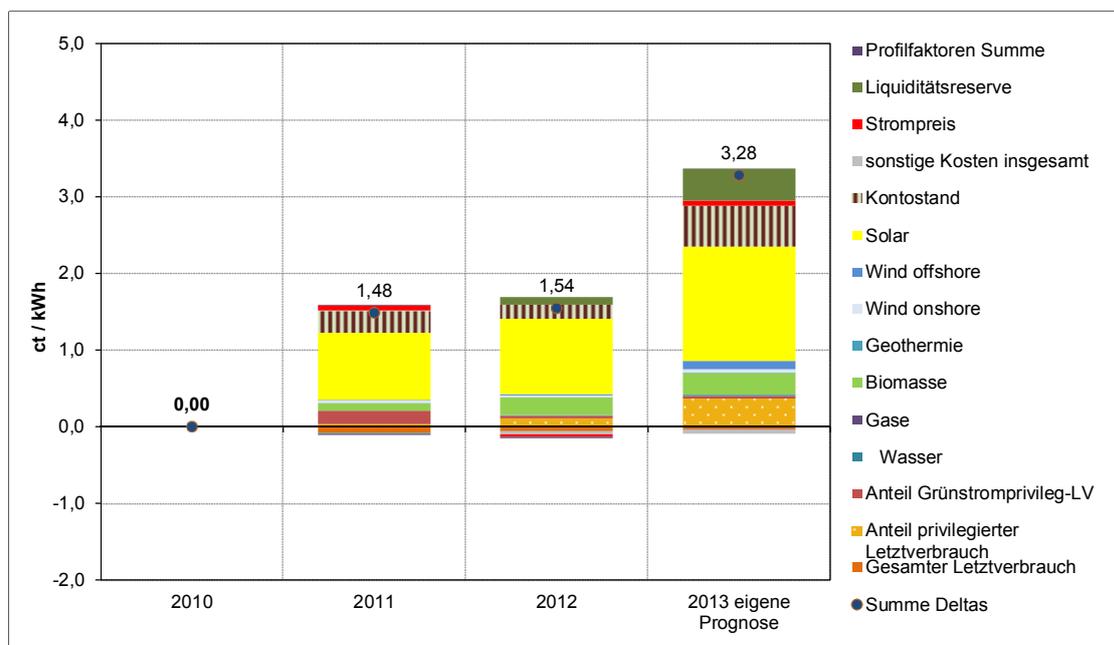
Einflussfaktoren	2011	2012	eigene Prognose 2013
	ct / kWh	ct / kWh	ct / kWh
Gesamter Letztverbrauch	-0,08	-0,05	-0,03
Anteil privilegierter Letztverbrauch	0,03	0,11	0,36
Anteil Grünstromprivileg-LV	0,17	0,03	0,04
zu vergütende Strommengen			
Strommengen Wasser	-0,02	0,03	0,03
Strommengen Gase	-0,01	0,00	0,00
Strommengen Biomasse	-0,05	0,16	0,23
Strommengen Geothermie	0,00	0,00	0,00
Strommengen Wind onshore	0,03	0,10	0,18
Strommengen Wind offshore	0,01	0,02	0,11
Strommengen Solar	1,06	1,41	2,36
spezifische Vergütungen			
spezifische Vergütung Wasser	0,00	-0,02	-0,02
spezifische Vergütung Gase	0,00	-0,01	0,00
spezifische Vergütung Biomasse	0,16	0,07	0,06
spezifische Vergütung Geothermie	0,00	0,00	0,00
spezifische Vergütung Wind onshore	0,01	-0,07	-0,13
spezifische Vergütung Wind offshore	0,00	0,00	0,00
spezifische Vergütung Solar	-0,20	-0,43	-0,87
vermiedene Netzentgelte (alle EE-Technologien)	-0,01	0,00	0,00
Kontostand	0,29	0,18	0,53
Liquiditätsreserve	0,00	0,10	0,42
sonstige Kosten insgesamt	0,01	-0,04	-0,05
Profilmfaktoren (alle EE-Technologien)	0,01	-0,02	0,00
Strompreis	0,07	-0,03	0,06
Summe	1,48	1,54	3,28

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

5.3.3 Aggregierte Ergebnisse

Eine aggregierte Zusammenschau der Einflussfaktoren auf die EEG-Umlage im Zeitraum von 2011 bis 2013 gegenüber dem Basisjahr 2010 wird in Abbildung 10 und Tabelle 6 dargestellt.

Abbildung 10 Aggregierte Ergebnisse der Komponentenzerlegung, 2010 bis 2013 (Mittelwert aus Laspeyres-Ansatz und Paasche-Ansatz)



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Der Einfluss der wichtigsten Faktoren im Zeitverlauf lässt sich wie folgt beschreiben:

- Die **Solarenergie** stellte den größten Faktor mit einem Anteil von 59% im Jahr 2011 (0,87 ct/kWh), bzw. 64% im Jahr 2012 (0,99 ct/kWh) an der Umlagesteigerung gegenüber 2010. Sie stellt auch laut der Prognose für 2013 den größten Einzelbeitrag an der Steigerung gegenüber 2010, sowohl in absoluten Zahlen (1,49 ct/kWh) als auch relativ (46%); ihr relativer Anteil sinkt jedoch gegenüber den Vorjahren, da andere Faktoren 2013 stärker zu Buche schlagen als in der Vergangenheit.
- Der Zubau von **Biomasseanlagen** trägt zur Steigerung der Umlage gegenüber 2010 mit 7% im Jahr 2011 (0,1 ct/kWh), 15% im Jahr 2012 (0,23 ct/kWh) und 9% im Jahr 2013 (0,28 ct/kWh) bei.
- Die Ausweitung des **privilegierten Letztverbrauchs** macht im Jahr 2013 an der gesamten Steigerung der Umlage gegenüber 2010 einen Anteil von 11% (0,36 ct/kWh) aus.
- Der Ausgleich des **Kontostands** gegenüber dem Vorjahr führt zu einem Anteil von 19% (0,29 ct/kWh, 2011), 12% (0,18 ct/kWh, 2012) und 16% (0,53 ct/kWh, 2013) an dem gesamten Zuwachs der Umlage seit 2010.

- Die Schaffung einer **Liquiditätsreserve** repräsentiert 6% (0,1 ct/kWh, 2012) bzw. 13% (0,42 ct/kWh, 2013) der Umlagesteigerung gegenüber 2010.
- Die **Windenergie an Land** verursacht in den betrachteten Jahren gegenüber 2010 nur geringe Erhöhungen der EEG-Umlage im Bereich zwischen 2,2% (0,03 ct/kWh, 2011) und 1,4% (0,05 ct/kWh, 2013) der gesamten Erhöhung.
- Die **Offshore-Windenergie** trägt im Jahr 2013 zu 3,2% (0,11 ct/kWh) der Umlagesteigerung gegenüber 2010 bei, in den Vorjahren ist es nur ca. 1%.

Tabelle 6 Aggregierte Ergebnisse der Komponentenzerlegung, 2011 bis 2013 gegenüber 2010, absolute und relative Beiträge (Mittelwert aus Laspeyres-Ansatz und Paasche-Ansatz)

Einflussfaktoren (aggregiert)	2011		2012		eigene Prognose 2013	
	ct / kWh	%	ct / kWh	%	ct / kWh	%
Gesamter Letztverbrauch	-0,08	-5,6%	-0,05	-3,5%	-0,03	-1,0%
Anteil privilegierter Letztverbrauch	0,03	2,3%	0,11	6,9%	0,36	11,1%
Anteil Grünstromprivileg-LV	0,17	11,6%	0,03	2,0%	0,04	1,2%
Zubau (Stromproduktion und Vergütungen)						
Wasser	-0,02	-1,1%	0,01	0,6%	0,01	0,4%
Gase	-0,01	-0,4%	0,00	-0,2%	0,00	-0,1%
Biomasse	0,10	6,7%	0,23	15,2%	0,28	8,7%
Geothermie	0,00	0,1%	0,00	0,2%	0,01	0,2%
Wind onshore	0,03	2,2%	0,02	1,3%	0,05	1,4%
Wind offshore	0,01	0,9%	0,02	1,3%	0,11	3,2%
Solar	0,87	58,6%	0,99	63,8%	1,49	45,6%
Kontostand	0,29	19,3%	0,18	11,6%	0,53	16,2%
Liquiditätsreserve	0,00	0,0%	0,10	6,4%	0,42	12,9%
sonstige Kosten insgesamt	0,01	0,7%	-0,04	-2,5%	-0,05	-1,5%
Profilmfaktoren (alle EE-Technologien)	0,01	0,3%	-0,02	-1,0%	0,00	0,0%
Strompreis	0,07	4,4%	-0,03	-2,2%	0,06	1,8%
Summe	1,48	100%	1,54	100%	3,28	100%

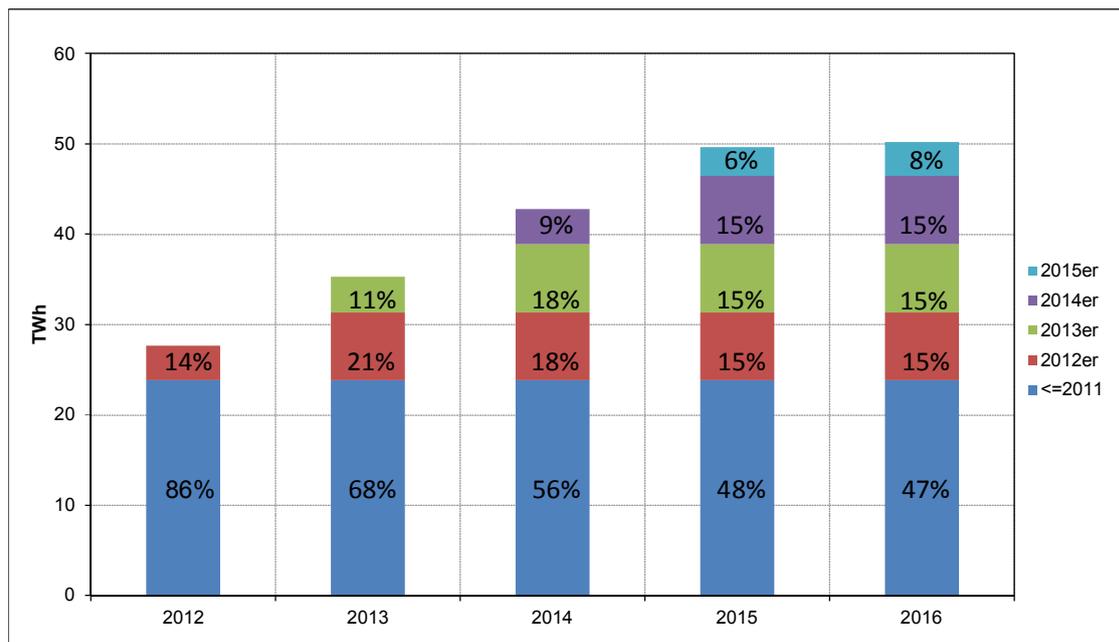
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

6 Sonderanalyse zur Entwicklung der EEG-Umlage für die Photovoltaik

Wie die vorangegangenen Analysen gezeigt haben, spielt die Photovoltaik eine wichtige Rolle für die Höhe der EEG-Umlage. Deshalb wird im Folgenden dargestellt, wie sich ein hoher zukünftiger PV-Zubau auf die Vergütungszahlungen, und damit auf eine wichtige Kostenposition in der EEG-Umlage, auswirken würde.

Dazu wird der Mittelwert des Zubaus der ersten Monate des Jahres 2012 fortgeschrieben (ca. 650 MW), bis das im EEG genannte Gesamtausbauziel von 52 GW erreicht ist, was dann im Juni 2015 der Fall wäre. Mit der EEG-Novelle von 2012 wird eine monatliche Absenkung der Vergütung in Abhängigkeit vom Ausbaupfad festgeschrieben. Unter der Voraussetzung eines weiterhin konstanten monatlichen Zubaus in der dargestellten Höhe, würde sich die Vergütung mit der stärksten möglichen Degressionsstufe von 2,8% pro Monat verringern. Die PV-Anlagen aus zukünftigen Jahrgängen würden somit bei gleicher Stromproduktion immer niedrigere Kosten verursachen.

Abbildung 11 Stromproduktion der Photovoltaik-Anlagen verschiedener Jahrgänge in den Jahren 2012 bis 2016



Quelle: Bundesnetzagentur²⁵, Berechnungen des Öko-Instituts

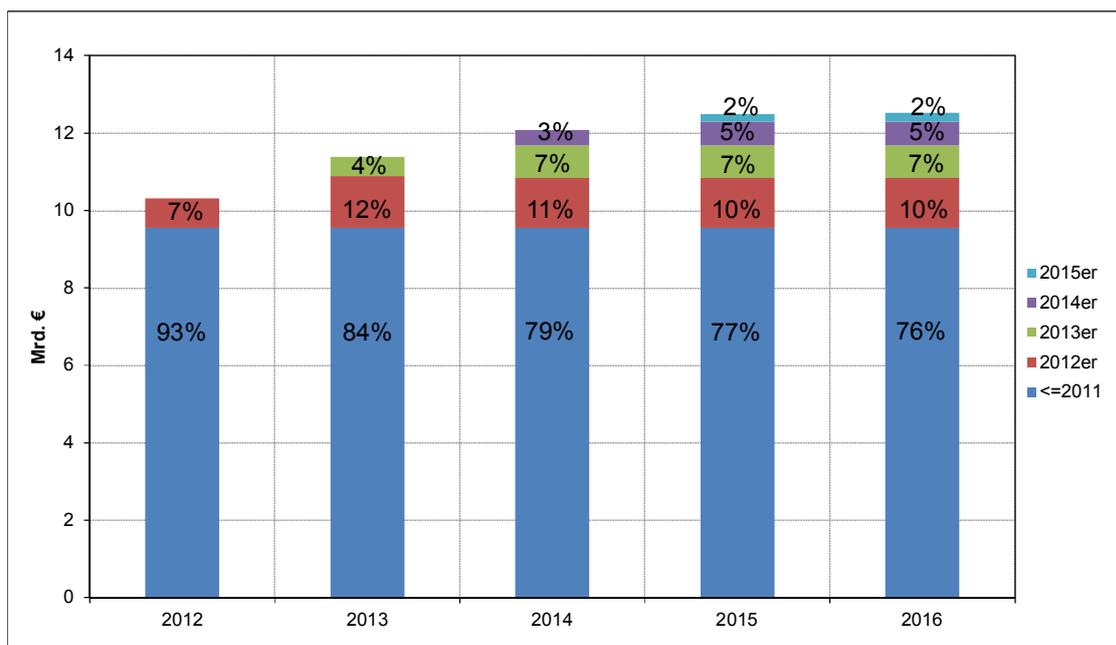
Abbildung 11 zeigt die Stromproduktion der PV-Anlagen unter der Annahme gleicher monatlicher Sonnenstunden wie im Jahr 2011. Anlagen, die bis einschließlich 2011

²⁵ (Bundesnetzagentur 2012)

ans Netz gegangen sind, tragen bis 2016 mit ca. 24 TWh zur Stromproduktion bei.²⁶ Ihr Anteil an der gesamten PV-Stromproduktion sinkt jedoch deutlich: Mit dem unterstellten Ausbau stammt im Jahr 2016 mehr als die Hälfte des PV-Stroms aus Anlagen, die ab 2012 gebaut wurden.

Die Vergütungssätze für diese Anlagen sinken durch die im EEG festgelegte Degression deutlich. Die insgesamt entstehenden Kosten für Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber sind in Abbildung 12 ebenfalls nach Jahreskohorten dargestellt. Während die ab 2012 gebauten Anlagen im Jahr 2016 mit 53% zur Stromproduktion beitragen, verursachen sie nur 24% der Vergütungszahlungen. Je neuer die Anlagen, desto geringer ist ihr Anteil an den Kosten: so tragen die Anlagen, die 2014 und im ersten Halbjahr 2015 in Betrieb gehen, zu 15% (2014er) bzw. 8% (2015er) der Stromerzeugung bei, machen aber nur 5% bzw. 2% der Kosten aus. Wenn nach Juni 2015 kein weiterer Zubau stattfindet, ist die Zusammensetzung der Anlagenjahrgänge des Jahres 2016 auch für die nachfolgenden Jahre repräsentativ bis in größerem Maße Stilllegungen stattfinden.

Abbildung 12 Vergütungszahlungen für Photovoltaik-Anlagen verschiedener Jahrgänge in den Jahren 2012 bis 2016



Quelle: EEG²⁷, Berechnungen des Öko-Instituts

Das bedeutet: ca. 80% der Kosten, die langfristig für die Photovoltaik anfallen, sind zum heutigen Zeitpunkt – Herbst 2012 – bereits durch die bisher existierenden Anlagen festgelegt. Eine Veränderung des Ausbaupfads in Zukunft könnte nur noch auf

²⁶ Es wird angenommen, dass bis 2016 keine Anlagen stillgelegt werden.

²⁷ (Bundestag 2012a)

ca. 20% der Kosten Einfluss nehmen, die sonst bei fortgesetztem, konstanten monatlichen Ausbau auftreten würden. Diese 20% der Vergütungszahlungen ermöglichen jedoch eine Verdoppelung der Solarstromproduktion. Hier zeigt sich der Effekt der sinkenden Lernkostenkurve der Photovoltaik: Die früheren Investitionen haben zum Sinken der Technologiekosten beigetragen, so dass zukünftiger Solarstrom zu deutlich niedrigeren spezifischen Kosten produziert werden kann, als in der Vergangenheit.

Abbildung 13 Vereinfacht berechneter Anteil der Photovoltaik in der EEG-Umlage nach Jahrgängen, 2012 bis 2016 (Strompreise und Letztverbrauch wie in Prognose für 2013; für 2012 reale PV-Strommengen, nicht die bei Umlageberechnung unterstellten)



Quelle: Bundesnetzagentur²⁸, EEG²⁹, Prognos³⁰, EEX³¹, Berechnungen des Öko-Instituts

Um die Größenordnung abzuschätzen, in der sich der angenommene PV-Ausbau auf die EEG-Umlage auswirken würde, wird eine vereinfachte Berechnung des Solarstromanteil in Abbildung 13 dargestellt. Hierfür wurden die Differenzkosten zwischen Vergütungszahlungen und Einnahmen am Strommarkt auf einen angenommenen nicht-privilegierten Letztverbrauch umgelegt, wobei angenommen wird, dass der gesamte PV-Strom von den Übertragungsnetzbetreibern vertrieben wird, und keine anderen Vermarktungsmodelle genutzt werden. Andere Bestandteile der EEG-Umlage

²⁸ (Bundesnetzagentur 2012)

²⁹ (Bundestag 2012a)

³⁰ (Prognos AG 2011)

³¹ (EEX 2012)

wurden ebenfalls nicht berücksichtigt. Strompreis und Verbrauch wurden wie in der eigenen Prognose für 2013 angenommen.

Aus dieser vereinfachten Betrachtung folgt, dass der Beitrag der Anlagengenerationen bei konstant fortgesetztem PV-Ausbau langfristig zu einer nur noch marginal steigenden Umlage führen würde, die im Jahr 2016 nur in der Größenordnung von um 0,1 ct/kWh über dem Wert für 2013 liegt.

7 Schlussfolgerungen

Die vorangegangenen Analysen quantifizieren die relevanten Einflussfaktoren, die sowohl in der Vergangenheit zu einem Anstieg der EEG-Umlage geführt haben, als auch im Jahr 2013 sehr wahrscheinlich einen weiteren Anstieg der Umlage verursachen werden.

Mit den dargestellten Annahmen ergibt sich für das Jahr 2013 eine EEG-Umlage von 5,33 ct/kWh gegenüber 3,59 ct/kWh im Jahr 2012. Insbesondere für diesen bevorstehenden Anstieg der Umlage **2013 gegenüber 2012** lassen sich die wichtigsten Faktoren wie folgt zusammenfassen:

Mit knapp 29% ist der größte Anteil des Anstiegs der EEG-Umlage im Jahr 2013 gegenüber 2012 auf den Zuwachs der Stromerzeugung aus **Photovoltaik** zurückzuführen (plus 0,5 ct/kWh). Eine Spezialanalyse der Photovoltaik bis zum Jahr 2016, die einen möglichen, weiterhin steilen Ausbaupfad und die sich damit ergebenden Vergütungen nach der EEG-Novelle 2012 voraussetzt, zeigt jedoch: die teuren Jahre der Photovoltaik sind vorbei. Ein zusätzlicher Ausbau kann hier, aufgrund der sinkenden Vergütungssätze, zu deutlich geringeren spezifischen Kosten stattfinden. Eine weitere Steigerung der Umlage durch die Photovoltaik ist langfristig, selbst bei schnellem Ausbau, eher im Bereich von 0,1 ct/kWh gegenüber dem bis zum Jahr 2013 erreichten Anteil an der EEG-Umlage zu erwarten.

Der Ausgleich des negativen **Kontostands** trägt als zweitgrößter Posten mit knapp 20% zum Anstieg der Umlage bei (plus 0,34 ct/kWh). Dies repräsentiert letztlich die Prognosefehler bei der Festlegung der EEG-Umlage für das Jahr 2012, für die vor allem der unerwartete Verfall der Strompreise auf dem Großhandelsmarkt verantwortlich ist, so dass dieser Posten eher den Charakter eines Einmaleffektes trägt, falls Day-ahead Preis und Future-Strompreis in Zukunft weniger stark voneinander abweichen würden.

Die Schaffung einer größeren **Liquiditätsreserve** liegt an dritter Stelle und verursacht 18% des Anstiegs (0,32 ct/kWh), wobei diese Liquiditätsreserve als Reaktion auf die Prognosefehler der Vergangenheit geschaffen wird und bei besseren Prognosen in Zukunft reduziert werden kann.

Die massive Ausweitung des **privilegierten Letztverbrauchs** repräsentiert einen Anteil von knapp 16% des Zuwachses der Umlage (0,27ct/kWh).

Der Rückgang des **Börsenstrompreises** macht einen Anteil von knapp 6% der Umlagerhöhung aus (0,1 ct/kWh), wobei dieser Rückgang teilweise als Folge der zunehmenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien entsteht.

Die zunehmende Stromerzeugung aus **Offshore-Windenergie** trägt mit 4,8% (0,08 ct/kWh), der Zuwachs der Stromerhöhung aus **Biomasse** mit 2,2% (0,04 ct/kWh) sowie die Erhöhung der **Windstromerzeugung an Land** mit 1,8% (0,03 ct/kWh) zur Erhöhung der EEG-Umlage für das Jahr 2013 bei.

Damit entfallen zusammen 54% der Umlageerhöhung von 2013 gegenüber 2012 auf den Ausgleich des Kontostands wegen gefallener Day-ahead-Strompreise im vergangenen Jahr, die Schaffung einer größeren Liquiditätsreserve sowie die Ausweitung des privilegierten Letztverbrauchs, also Faktoren, die im Wesentlichen auf andere Ursachen als den Ausbau der erneuerbaren Energien zurückzuführen sind. Für 38% des Anstiegs (Ausgleich des Kontostands und Liquiditätsreserve) ist anzunehmen, dass sich diese in den Folgejahren nicht vergleichbar einstellen werden, wenn zukünftige Prognosen für Einnahmen und Ausgaben die Realität besser treffen.

Aus der **Analyse der Jahre 2011, 2012 und 2013 gegenüber 2010** folgen differenzierte Erkenntnisse für verschiedene Einflussfaktoren:

So trug der Ausbau der **Photovoltaik** in der Vergangenheit als größter Posten mit 59% im Jahr 2011 (0,87 ct/kWh), 64% im Jahr 2012 (0,99 ct/kWh) und voraussichtlich 46% im Jahr 2013 (1,49 ct/kWh) zur jeweiligen Umlagesteigerung der einzelnen Jahre gegenüber 2010 bei.

Hervorzuheben sind ferner Effekte durch Einführung (2011) und Modifizierung (ab 2012) verschiedener **Direktvermarktungsmodelle**, wie dem Grünstromprivileg und der Marktprämie: 2011 trägt der Anteil des als Grünstrom privilegierten Verbrauchs, der komplett von der Umlage befreit war, mit 0,2 ct/kWh zum Anstieg der Umlage gegenüber 2010 bei. Ab 2012 verschwindet dieser Effekt jedoch durch die Verminderung der betroffenen Strommengen und die Abschwächung der Privilegierung von einer kompletten Befreiung auf eine Reduzierung der Umlage um 2 ct/kWh wieder weitgehend.

Gleichzeitig hat die Einführung der Marktprämie für die Windenergie und für die Biomassestromproduktion unterschiedliche Wirkungen: Für die **Windenergie** gleichen die sinkenden spezifische Vergütungszahlungen durch Nutzung der Direktvermarktung mit Marktprämie die wachsende Stromproduktion im Vergleich zu 2010 zu gut 70% aus. Im Jahr 2013 führt die Windenergie voraussichtlich gegenüber 2010 zu einer Erhöhung der Umlage von 0,05 ct/kWh, was 1,4% der gesamten Erhöhung seit 2010 entspricht. Für vergleichsweise weit entwickelte Technologien wie Onshore-Windenergie können sich also durchaus eingeschlungene Zustände ergeben, in denen der Zuwachs der Produktionsmengen sehr weitgehend durch die Kostendegression aufgefangen wird.

Für die **Biomasse** scheint dieser Zustand noch nicht erreicht zu sein: Im Gegensatz zur Windenergie, für die die spezifischen Gesamtkosten durch Nutzung des Marktprämienmodells gegenüber 2010 gesunken sind, sind sie für die Biomassestromerzeugung leicht gestiegen. Ein Zuwachs von Biomassestromproduktion kann also nicht durch Kostensenkung kompensiert werden. Insgesamt trägt die Biomasse zur Erhöhung der EEG-Umlage seit 2010 mit 7% im Jahr 2011 (0,1 ct/kWh), 15% im Jahr 2012 (0,23 ct/kWh) und 9% im Jahr 2013 (0,28 ct/kWh) bei.

Insgesamt ergibt sich ein differenziertes Bild der einzelnen Einflussfaktoren. Für die zukünftige Ausgestaltung des EEGs sollte die sehr verschiedene Wirkungsweise einzelner Faktoren berücksichtigt werden.

8 Literatur und verwendete Datenbasen

- Bundesnetzagentur, 2012. Monatliche Veröffentlichung der PV-Meldezahlen. Available at:
http://www.bundesnetzagentur.de/cIn_1911/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetGas/ErneuerbareEnergienGesetz/VerguetungssaetzePVAnlagen/VerguetungssaetzePhotovoltaik_node.html#doc149586bodyText1.
- Bundesregierung, 2012a. Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Hans-Josef Fell und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, Besondere Ausgleichsregelungen beim Erneuerbare Energien Gesetz, Bundestagsdrucksache 17/10421.
- Bundesregierung, 2012b. Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Hans-Josef Fell und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN, Besondere Ausgleichsregelungen beim Erneuerbare Energien Gesetz, Bundestagsdrucksache 17/10421.
- Bundestag, 2012a. Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare Energien Gesetz - EEG).
- Bundestag, 2012b. Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV).
- EEX, 2012. Marktdaten. Phelix Baseload Year Future.
- Leipziger Institut für Energie, 2010. Jahresprognose 2011 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken.
- Leipziger Institut für Energie, 2011a. Jahresprognose 2012 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken.
- Leipziger Institut für Energie, 2011b. Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken bis 2016.
- Prognos AG, 2011. Letztverbrauch bis 2016 Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage.
- Übertragungsnetzbetreiber, 2012. Aktuelle Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach § 7 (1) Nr. 1 AusglMechV (Stand 31. August 2012). Available at: http://www.eeg-kwk.net/de/file/UENB_EEG-Kontostand_2012-08-31.pdf.
- Übertragungsnetzbetreiber, 2011a. Prognose der Bandbreite der EEG-Umlage 2013 nach AusglMechV, Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB (Stand 15. November 2011). Available at: http://www.eeg-kwk.net/de/file/111115_Veroeffentlichung_EEG-Umlage-Range_2013.pdf.
- Übertragungsnetzbetreiber, 2011b. Prognose der EEG-Umlage 2012 nach AusglMechV, Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB (Stand 14. Oktober 2011).

Available at: http://www.eeg-kwk.net/de/file/111014_Prognose_EEG-Umlage-2012_final.pdf.

Anhang: Mathematische Beschreibung der Dekompositionsanalyse

EEG-Umlage und Beitrag eines Faktors

Die EEG-Umlage lässt sich wie folgt in den zu untersuchenden Größen ausdrücken:

$$U = \frac{1}{V_{ges} \cdot (1 - A_{pLV} - A_{Gruen}^{ausg})} \cdot \left[\sum_i E_i^{ges} \cdot (v_i^{spez} - n_i^{spez}) + V_{ges} \cdot (A_{Gruen} - A_{Gruen}^{ausg}) \cdot 2 \frac{ct}{kWh} \right. \\ \left. + K_{Konto} + K_{Liquid} + K_{sonst} - \sum_i E_i^{teil} \cdot f_i \cdot P_{PBYF} - V_{ges} \cdot A_{pLV} \cdot 0,05 \frac{ct}{kWh} \right]$$

mit

U – Umlage

V_{ges} – Gesamter Letztverbrauch

A_{pLV} – Anteil des privilegierten Letztverbrauchs am gesamten Letztverbrauch

A_{Gruen} – Anteil des Letztverbrauchs mit reduzierter Umlage am gesamten Letztverbrauch (früher „Grünstromprivileg“)

A_{Gruen}^{ausg} – Anteil des im Rahmen des Grünstromprivilegs komplett von der Umlage ausgenommenen Letztverbrauchs (2011)

i – erneuerbare Energietechnologie

E_i^{ges} – gesamte Strommenge aus der erneuerbaren Energietechnologie i , die von Zahlungen irgendeiner Art profitiert (also ohne Direktvermarktung nach Grünstromprivileg)

E_i^{teil} – Teil der Strommenge aus der erneuerbaren Energietechnologie i , der von den ÜNBs am Strommarkt verkauft wird

v_i^{spez} – spezifische Vergütung pro Kilowattstunde für erneuerbare Energietechnologie i (umfasst Vergütungszahlungen im klassischen EEG-Mechanismus und alle anderen Zahlungen an Anlagenbetreiber, wie Marktprämie, Managementprämie, Flexibilitätsprämie pro gesamter Stromproduktion E_i^{ges})

n_i^{spez} – spezifische vermiedene Netznutzungsentgelte pro Kilowattstunde für erneuerbare Energietechnologie i

K_{Konto} – Kosten durch Deckung des negativen Kontostands des EEG-Kontos aus dem Vorjahr

K_{Liquid} – Kosten durch Liquiditätsreserve

K_{sonst} – sonstige Kosten

f_i – Profilmultiplikatoren

P_{PBYF} – Strompreis (Power Base Year Future)

Der Beitrag eines Faktors F (mit proportional verteiltem Residuum r) auf die Änderung der EEG-Umlage ergibt sich aus der Mittelwertbildung aus Beiträgen desselben Faktors mit Laspeyres-Ansatz und mit Paasche-Ansatz:

$$\Delta U(F) = \frac{1}{2}(\Delta U_{Laspeyres}(F) + \Delta U_{Paasche}(F)) + r$$

Im Folgenden wird für alle untersuchten Faktoren ihr Einfluss auf die Änderung der EEG-Umlage jeweils nach dem Laspeyres- und dem Paasche-Ansatz dargestellt. Die Ergebnisse, die jede dieser Methoden für sich genommen liefern würde, werden als Zwischenergebnisse ebenfalls dargestellt.

Laspeyres-Ansatz

Einfluss des Gesamtverbrauchs V_{ges} auf die EEG-Umlage-Steigerung von 2010 (Basisjahr) nach 2012:

$$\begin{aligned} \Delta U(V_{ges}) &= U(V_{ges}^{2012}, X_j^{2010}) - U(V_{ges}^{2010}, X_j^{2010}) \\ &= \frac{1}{V_{ges}^{2012} \cdot (1 - A_{pLV}^{2010} - A_{Gruen}^{ausg,2010})} \cdot \left[\sum_i E_i^{ges,2010} \cdot (v_i^{spez,2010} - n_i^{spez,2010}) \right. \\ &\quad \left. + V_{ges}^{2012} \cdot (A_{Gruen}^{2010} - A_{Gruen}^{ausg,2010}) \cdot 2 \frac{ct}{kWh} \right. \\ &\quad \left. + K_{Konto}^{2010} + K_{Liquid}^{2010} + K_{sonst}^{2010} \right. \\ &\quad \left. - \sum_i E_i^{teil,2010} \cdot f_i^{2010} \cdot P_{PBYF}^{2010} - V_{ges}^{2012} \cdot A_{pLV}^{2010} \cdot 0,05 \frac{ct}{kWh} \right] \\ &\quad - U^{2010} \end{aligned}$$

Einfluss des Anteils des privilegierten Letztverbrauchs A_{pLV} am Gesamtverbrauch auf die EEG-Umlage-Steigerung von 2010 (Basisjahr) nach 2012:

$$\begin{aligned} \Delta U(A_{pLV}) &= U(A_{pLV}^{2012}, X_j^{2010}) - U(A_{pLV}^{2010}, X_j^{2010}) \\ &= \frac{1}{V_{ges}^{2010} \cdot (1 - A_{pLV}^{2012} - A_{Gruen}^{ausg,2010})} \cdot \left[\left(\sum_i E_i^{ges,2010} \cdot (v_i^{spez,2010} - n_i^{spez,2010}) \right) \right. \\ &\quad \left. + V_{ges}^{2010} \cdot (A_{Gruen}^{2010} - A_{Gruen}^{ausg,2010}) \cdot 2 \frac{ct}{kWh} \right. \\ &\quad \left. + K_{Konto}^{2010} + K_{Liquid}^{2010} + K_{sonst}^{2010} \right. \\ &\quad \left. - \sum_i E_i^{teil,2010} \cdot f_i^{2010} \cdot P_{PBYF}^{2010} - V_{ges}^{2010} \cdot A_{pLV}^{2012} \cdot 0,05 \frac{ct}{kWh} \right] \\ &\quad - U^{2010} \end{aligned}$$

Einfluss des Anteils des als Grünstrom privilegierten Letztverbrauchs A_{Gruen} am Gesamtverbrauch auf die EEG-Umlage-Steigerung von 2010 (Basisjahr) nach 2012:

$$\begin{aligned} \Delta U(A_{Gruen}) &= U(A_{Gruen}^{2012}, X_j^{2010}) - U(A_{Gruen}^{2010}, X_j^{2010}) \\ &= \frac{1}{V_{ges}^{2010} \cdot (1 - A_{pLV}^{2010} - A_{Gruen}^{ausg,2012})} \cdot \left[\left(\sum_i E_i^{ges,2010} \cdot (v_i^{spez,2010} - n_i^{spez,2010}) \right. \right. \\ &\quad \left. \left. + V_{ges}^{2010} \cdot (A_{Gruen}^{2012} - A_{Gruen}^{ausg,2012}) \cdot 2 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} \right. \right. \\ &\quad \left. \left. + K_{Konto}^{2010} + K_{Liquid}^{2010} + K_{sonst}^{2010} \right. \right. \\ &\quad \left. \left. - \sum_i E_i^{teil,2010} \cdot f_i^{2010} \cdot P_{PBYF}^{2010} \right) - V_{ges}^{2010} \cdot A_{pLV}^{2010} \cdot 0,05 \frac{\text{ct}}{\text{kWh}} \right] \\ &\quad - U^{2010} \end{aligned}$$

Einfluss der Änderung der vergüteten (gesamten) und vermarkteten (Teilmenge) Stromproduktion E von 2010 (Basisjahr) nach 2012 einer erneuerbaren Energietechnologie i am Beispiel der Solarenergie:

$$\begin{aligned} \Delta U(E_i) &= U(E_i^{2012}, X_j^{2010}) - U(E_i^{2010}, X_j^{2010}) \\ &= \frac{1}{V_{ges}^{2010} \cdot (1 - A_{pLV}^{2010} - A_{Gruen}^{ausg,2010})} \cdot \left[(E_{solar}^{ges,2012} - E_{solar}^{ges,2010}) \cdot (v_{solar}^{spez,2010} - n_{solar}^{spez,2010}) \right. \\ &\quad \left. - (E_{solar}^{teil,2012} - E_{solar}^{teil,2010}) \cdot f_i^{2010} \cdot P_{PBYF}^{2010} \right] \end{aligned}$$

Einfluss der Änderung der spezifischen Vergütung v^{spez} von 2010 (Basisjahr) nach 2012 für die Energietechnologie i am Beispiel der Solarenergie:

$$\begin{aligned} \Delta U(v_i^{spez}) &= U(v_i^{spez,2012}, X_j^{2010}) - U(v_i^{spez,2010}, X_j^{2010}) \\ &= \frac{1}{V_{ges}^{2010} \cdot (1 - A_{pLV}^{2010} - A_{Gruen}^{ausg,2010})} \cdot \left[(v_{solar}^{spez,2012} - v_{solar}^{spez,2010}) \cdot E_{solar}^{ges,2010} \right] \end{aligned}$$

Einfluss der Änderung der spezifischen vermiedenen Netzentgelte n^{spez} von 2010 (Basisjahr) nach 2012 für die Energietechnologie i am Beispiel der Solarenergie:

$$\begin{aligned} \Delta U(n_i^{spez}) &= U(n_i^{spez,2012}, X_j^{2010}) - U(n_i^{spez,2010}, X_j^{2010}) \\ &= \frac{1}{V_{ges}^{2010} \cdot (1 - A_{pLV}^{2010} - A_{Gruen}^{ausg,2010})} \cdot [(-n_{solar}^{spez,2012} + n_{solar}^{spez,2010}) \cdot E_{solar}^{ges,2010}] \end{aligned}$$

Einfluss der Änderung des Kontostands von 2010 (Basisjahr) nach 2012:

$$\begin{aligned} \Delta U(K_{Konto}) &= U(K_{Konto}^{2012}, X_j^{2010}) - U(K_{Konto}^{2010}, X_j^{2010}) \\ &= \frac{1}{V_{ges}^{2010} \cdot (1 - A_{pLV}^{2010} - A_{Gruen}^{ausg,2010})} \cdot [K_{Konto}^{2012} - K_{Konto}^{2010}] \end{aligned}$$

Einfluss der Änderung der Liquiditätsreserve von 2010 (Basisjahr) nach 2012:

$$\begin{aligned} \Delta U(K_{Liquid}) &= U(K_{Liquid}^{2012}, X_j^{2010}) - U(K_{Liquid}^{2010}, X_j^{2010}) \\ &= \frac{1}{V_{ges}^{2010} \cdot (1 - A_{pLV}^{2010} - A_{Gruen}^{ausg,2010})} \cdot [K_{Liquid}^{2012} - K_{Liquid}^{2010}] \end{aligned}$$

Einfluss der Änderung der sonstigen Kosten von 2010 (Basisjahr) nach 2012:

$$\begin{aligned} \Delta U(K_{sonst}) &= U(K_{sonst}^{2012}, X_j^{2010}) - U(K_{sonst}^{2010}, X_j^{2010}) \\ &= \frac{1}{V_{ges}^{2010} \cdot (1 - A_{pLV}^{2010} - A_{Gruen}^{ausg,2010})} \cdot [K_{sonst}^{2012} - K_{sonst}^{2010}] \end{aligned}$$

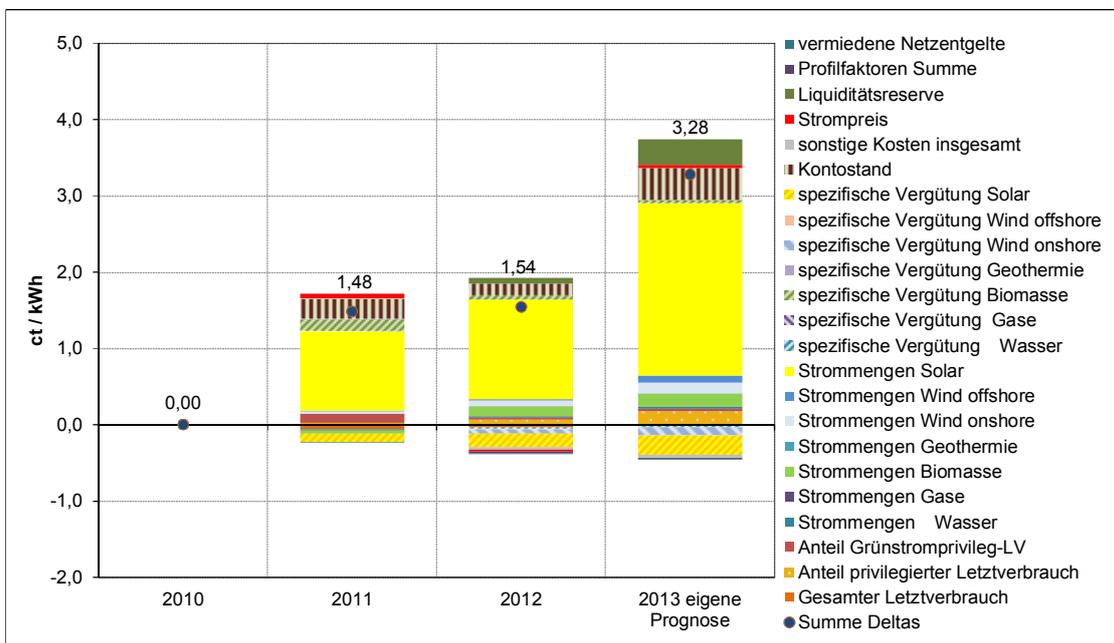
Einfluss der Änderung des Strompreises von 2010 (Basisjahr) nach 2012:

$$\begin{aligned} \Delta U(P_{PBYF}) &= U(P_{PBYF}^{2012}, X_j^{2010}) - U(P_{PBYF}^{2010}, X_j^{2010}) \\ &= \frac{1}{V_{ges}^{2010} \cdot (1 - A_{pLV}^{2010} - A_{Gruen}^{ausg,2010})} \cdot \left[\sum_i E_i^{teil,2010} \cdot f_i^{2010} \cdot (-P_{PBYF}^{2012} + P_{PBYF}^{2010}) \right] \end{aligned}$$

Einfluss der Änderung der Profilkoeffizienten f von 2010 (Basisjahr) nach 2012 für die Energietechnologie i am Beispiel der Solarenergie:

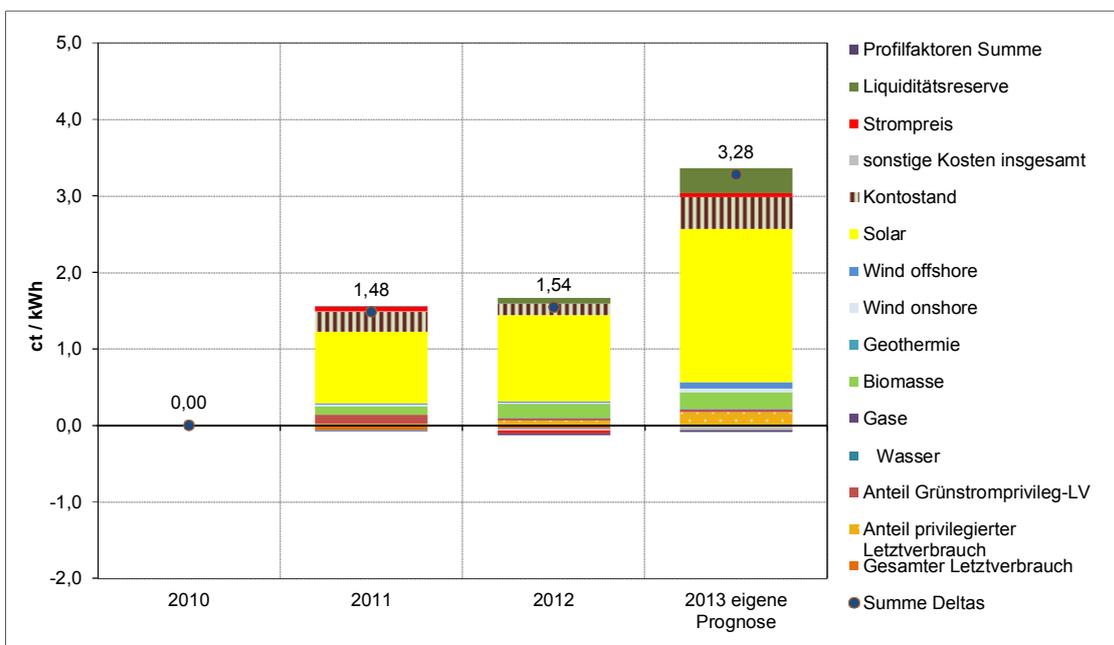
$$\begin{aligned} \Delta U(f_i) &= U(f_i^{2012}, X_j^{2010}) - U(f_i^{2010}, X_j^{2010}) \\ &= \frac{1}{V_{ges}^{2010} \cdot (1 - A_{pLV}^{2010} - A_{Gruen}^{ausg,2010})} \cdot [(-f_{solar}^{2012} + f_{solar}^{2010}) \cdot E_{solar}^{teil,2010} \cdot P_{PBYF}^{2010}] \end{aligned}$$

Abbildung A 3 *Detaillierte Ergebnisse der Komponentenzerlegung, Vergleichsjahre 2011 bis 2013 gegenüber 2010 (Laspeyres-Ansatz: zu untersuchender Faktor wie Vergleichsjahr, alle anderen wie 2010)*



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A 4 *Aggregierte Ergebnisse der Komponentenzerlegung, Vergleichsjahre 2011 bis 2013 gegenüber 2010 (Laspeyres-Ansatz: zu untersuchender Faktor wie Vergleichsjahr, alle anderen wie 2010)*



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Paasche-Ansatz

Einfluss des Gesamtverbrauchs V_{ges} auf die EEG-Umlage-Steigerung von 2010 (Basisjahr) nach 2012:

$$\begin{aligned} \Delta U(V_{ges}) &= U(V_{ges}^{2012}, X_j^{2012}) - U(V_{ges}^{2010}, X_j^{2012}) \\ &= U^{2012} - \frac{1}{V_{ges}^{2010} \cdot (1 - A_{pLV}^{2012} - A_{Gruen}^{ausg,2012})} \cdot \left[\sum_i E_i^{ges,2012} \cdot (v_i^{spez,2012} - n_i^{spez,2012}) \right. \\ &\quad \left. + V_{ges}^{2010} \cdot (A_{Gruen}^{2012} - A_{Gruen}^{ausg,2012}) \cdot 2 \frac{ct}{kWh} \right. \\ &\quad \left. + K_{Konto}^{2012} + K_{Liquid}^{2012} + K_{sonst}^{2012} \right. \\ &\quad \left. - \sum_i E_i^{teil,2012} \cdot f_i^{2012} \cdot P_{PBYF}^{2012} - V_{ges}^{2010} \cdot A_{pLV}^{2012} \cdot 0,05 \frac{ct}{kWh} \right] \end{aligned}$$

Einfluss des Anteils des privilegierten Letztverbrauchs A_{pLV} am Gesamtverbrauch auf die EEG-Umlage-Steigerung von 2010 (Basisjahr) nach 2012:

$$\begin{aligned} \Delta U(A_{pLV}) &= U(A_{pLV}^{2012}, X_j^{2012}) - U(A_{pLV}^{2010}, X_j^{2012}) \\ &= U^{2012} - \frac{1}{V_{ges}^{2012} \cdot (1 - A_{pLV}^{2010} - A_{Gruen}^{ausg,2012})} \cdot \left[\sum_i E_i^{ges,2012} \cdot (v_i^{spez,2012} - n_i^{spez,2012}) \right. \\ &\quad \left. + V_{ges}^{2012} \cdot (A_{Gruen}^{2012} - A_{Gruen}^{ausg,2012}) \cdot 2 \frac{ct}{kWh} \right. \\ &\quad \left. + K_{Konto}^{2012} + K_{Liquid}^{2012} + K_{sonst}^{2012} \right. \\ &\quad \left. - \sum_i E_i^{teil,2012} \cdot f_i^{2012} \cdot P_{PBYF}^{2012} - V_{ges}^{2012} \cdot A_{pLV}^{2010} \cdot 0,05 \frac{ct}{kWh} \right] \end{aligned}$$

Einfluss des Anteils des als Grünstrom privilegierten Letztverbrauchs A_{Gruen} am Gesamtverbrauch auf die EEG-Umlage-Steigerung von 2010 (Basisjahr) nach 2012:

$$\begin{aligned} \Delta U(A_{Gruen}) &= U(A_{Gruen}^{2012}, X_j^{2012}) - U(A_{Gruen}^{2010}, X_j^{2012}) \\ &= U^{2012} - \frac{1}{V_{ges}^{2012} \cdot (1 - A_{pLV}^{2012} - A_{Gruen}^{ausg,2010})} \cdot \left[\sum_i E_i^{ges,2012} \cdot (v_i^{spez,2012} - n_i^{spez,2012}) \right. \\ &\quad \left. + V_{ges}^{2012} \cdot (A_{Gruen}^{2010} - A_{Gruen}^{ausg,2010}) \cdot 2 \frac{ct}{kWh} \right. \\ &\quad \left. + K_{Konto}^{2012} + K_{Liquid}^{2012} + K_{sonst}^{2012} \right. \\ &\quad \left. - \sum_i E_i^{teil,2012} \cdot f_i^{2012} \cdot P_{PBYF}^{2012} - V_{ges}^{2012} \cdot A_{pLV}^{2012} \cdot 0,05 \frac{ct}{kWh} \right] \end{aligned}$$

Einfluss der Änderung der vergüteten (gesamten) und vermarkteten (Teilmenge) Stromproduktion E von 2010 (Basisjahr) nach 2012 einer erneuerbaren Energietechnologie i am Beispiel der Solarenergie:

$$\begin{aligned} \Delta U(E_i) &= U(E_i^{2012}, X_j^{2012}) - U(E_i^{2010}, X_j^{2012}) \\ &= \frac{1}{V_{ges}^{2012} \cdot (1 - A_{pLV}^{2012} - A_{Gruen}^{ausg,2012})} \cdot \left[(E_{solar}^{ges,2012} - E_{solar}^{ges,2010}) \cdot (v_{solar}^{spez,2012} - n_{solar}^{spez,2012}) \right. \\ &\quad \left. - (E_{solar}^{teil,2012} - E_{solar}^{teil,2010}) \cdot f_i^{2012} \cdot P_{PBYF}^{2012} \right] \end{aligned}$$

Einfluss der Änderung der spezifischen Vergütung v^{spez} von 2010 (Basisjahr) nach 2012 für die Energietechnologie i am Beispiel der Solarenergie:

$$\begin{aligned} \Delta U(v_i^{spez}) &= U(v_i^{spez,2012}, X_j^{2012}) - U(v_i^{spez,2010}, X_j^{2012}) \\ &= \frac{1}{V_{ges}^{2012} \cdot (1 - A_{pLV}^{2012} - A_{Gruen}^{ausg,2012})} \cdot \left[(v_{solar}^{spez,2012} - v_{solar}^{spez,2010}) \cdot E_{solar}^{ges,2012} \right] \end{aligned}$$

Einfluss der Änderung der spezifischen vermiedenen Netzentgelte n^{spez} von 2010 (Basisjahr) nach 2012 für die Energietechnologie i am Beispiel der Solarenergie:

$$\begin{aligned} \Delta U(n_i^{spez}) &= U(n_i^{spez,2012}, X_j^{2012}) - U(n_i^{spez,2010}, X_j^{2012}) \\ &= \frac{1}{V_{ges}^{2012} \cdot (1 - A_{pLV}^{2012} - A_{Gruen}^{ausg,2012})} \cdot [(-n_{solar}^{spez,2012} + n_{solar}^{spez,2010}) \cdot E_{solar}^{ges,2012}] \end{aligned}$$

Einfluss der Änderung des Kontostands von 2010 (Basisjahr) nach 2012:

$$\begin{aligned} \Delta U(K_{Konto}) &= U(K_{Konto}^{2012}, X_j^{2012}) - U(K_{Konto}^{2010}, X_j^{2012}) \\ &= \frac{1}{V_{ges}^{2012} \cdot (1 - A_{pLV}^{2012} - A_{Gruen}^{ausg,2012})} \cdot [K_{Konto}^{2012} - K_{Konto}^{2010}] \end{aligned}$$

Einfluss der Änderung der Liquiditätsreserve von 2010 (Basisjahr) nach 2012:

$$\begin{aligned} \Delta U(K_{Liquid}) &= U(K_{Liquid}^{2012}, X_j^{2012}) - U(K_{Liquid}^{2010}, X_j^{2012}) \\ &= \frac{1}{V_{ges}^{2012} \cdot (1 - A_{pLV}^{2012} - A_{Gruen}^{ausg,2012})} \cdot [K_{Liquid}^{2012} - K_{Liquid}^{2010}] \end{aligned}$$

Einfluss der Änderung der sonstigen Kosten von 2010 (Basisjahr) nach 2012:

$$\begin{aligned} \Delta U(K_{sonst}) &= U(K_{sonst}^{2012}, X_j^{2012}) - U(K_{sonst}^{2010}, X_j^{2012}) \\ &= \frac{1}{V_{ges}^{2012} \cdot (1 - A_{pLV}^{2012} - A_{Gruen}^{ausg,2012})} \cdot [K_{sonst}^{2012} - K_{sonst}^{2010}] \end{aligned}$$

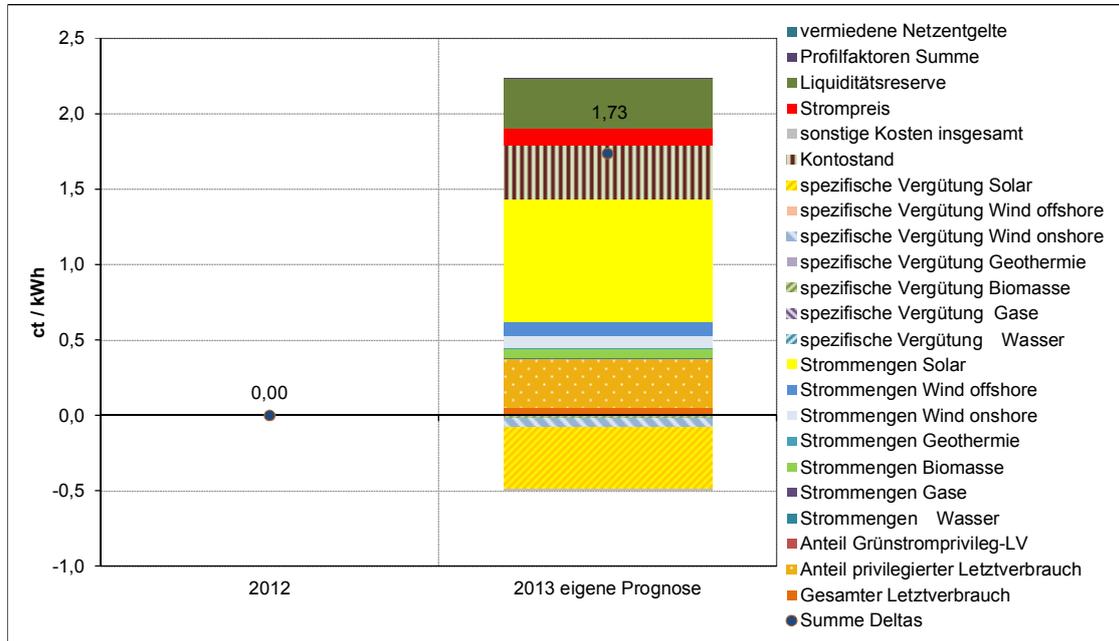
Einfluss der Änderung des Strompreises von 2010 (Basisjahr) nach 2012:

$$\begin{aligned} \Delta U(P_{PBYF}) &= U(P_{PBYF}^{2012}, X_j^{2012}) - U(P_{PBYF}^{2010}, X_j^{2012}) \\ &= \frac{1}{V_{ges}^{2012} \cdot (1 - A_{pLV}^{2012} - A_{Gruen}^{ausg,2012})} \cdot \left[\sum_i E_i^{teil,2012} \cdot f_i^{2012} \cdot (-P_{PBYF}^{2012} + P_{PBYF}^{2010}) \right] \end{aligned}$$

Einfluss der Änderung der Profilmultiplikatoren f von 2010 (Basisjahr) nach 2012 für die Energietechnologie i am Beispiel der Solarenergie:

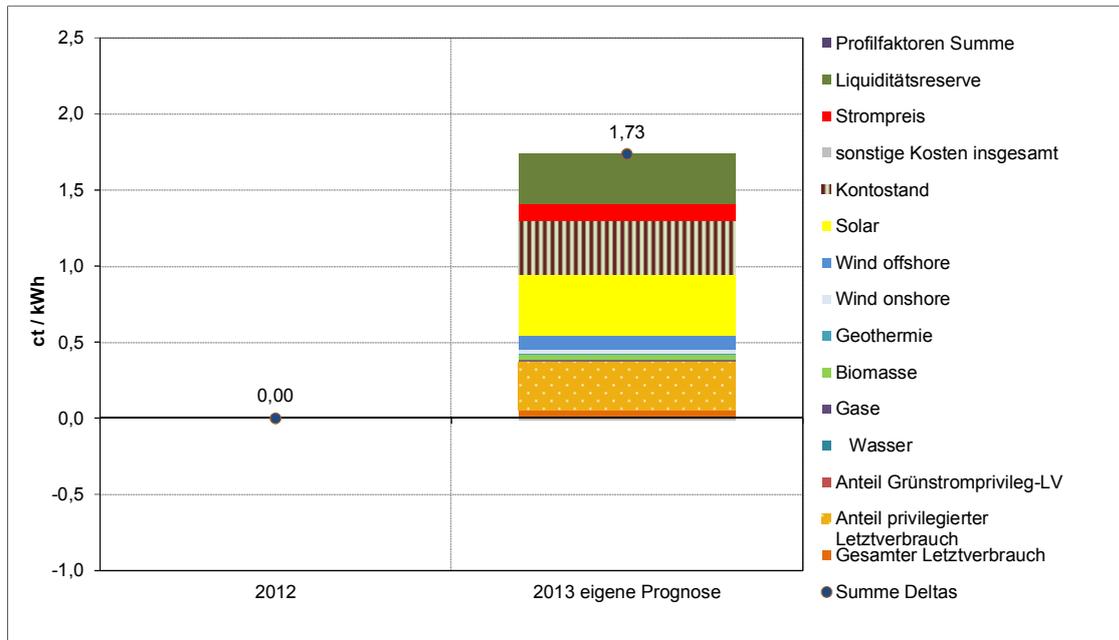
$$\begin{aligned} \Delta U(f_i) &= U(f_i^{2012}, X_j^{2012}) - U(f_i^{2010}, X_j^{2012}) \\ &= \frac{1}{V_{ges}^{2012} \cdot (1 - A_{pLV}^{2012} - A_{Gruen}^{ausg,2012})} \cdot [(-f_{solar}^{2012} + f_{solar}^{2010}) \cdot E_{solar}^{teil,2012} \cdot P_{PBYF}^{2012}] \end{aligned}$$

Abbildung A 5 *Detaillierte Ergebnisse der Komponentenzerlegung, 2013 geg. 2012 (Paasche-Ansatz: zu untersuchender Faktor wie 2012, alle anderen wie 2013)*



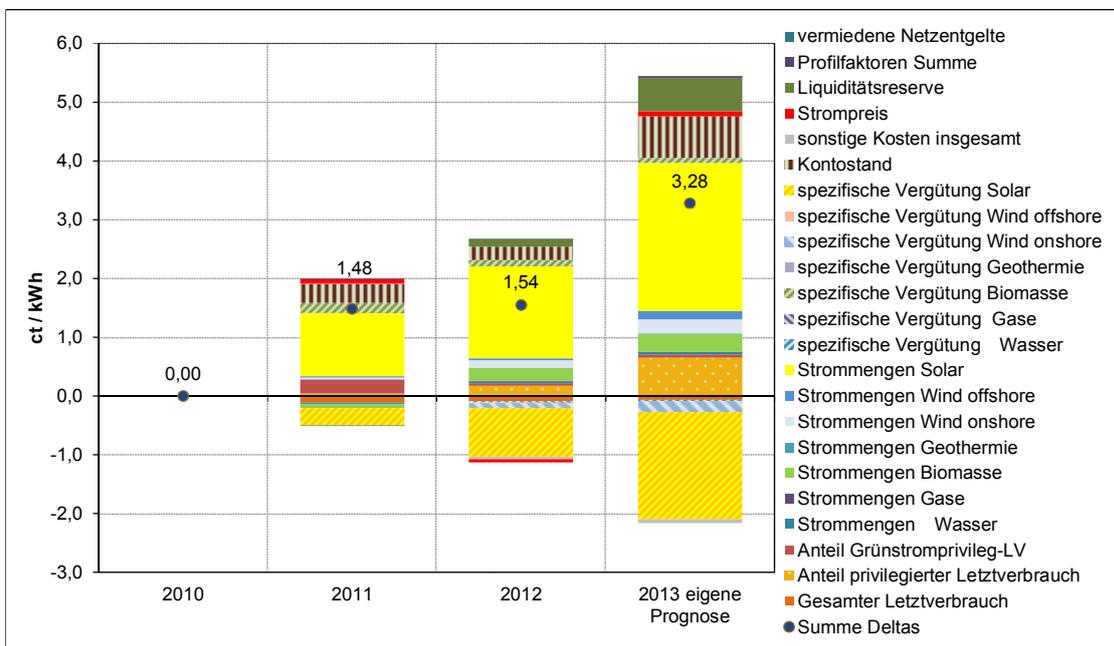
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A 6 *Aggregierte Ergebnisse der Komponentenzerlegung, 2013 geg. 2012 (Paasche-Ansatz: zu untersuchender Faktor wie 2012, alle anderen wie 2013)*



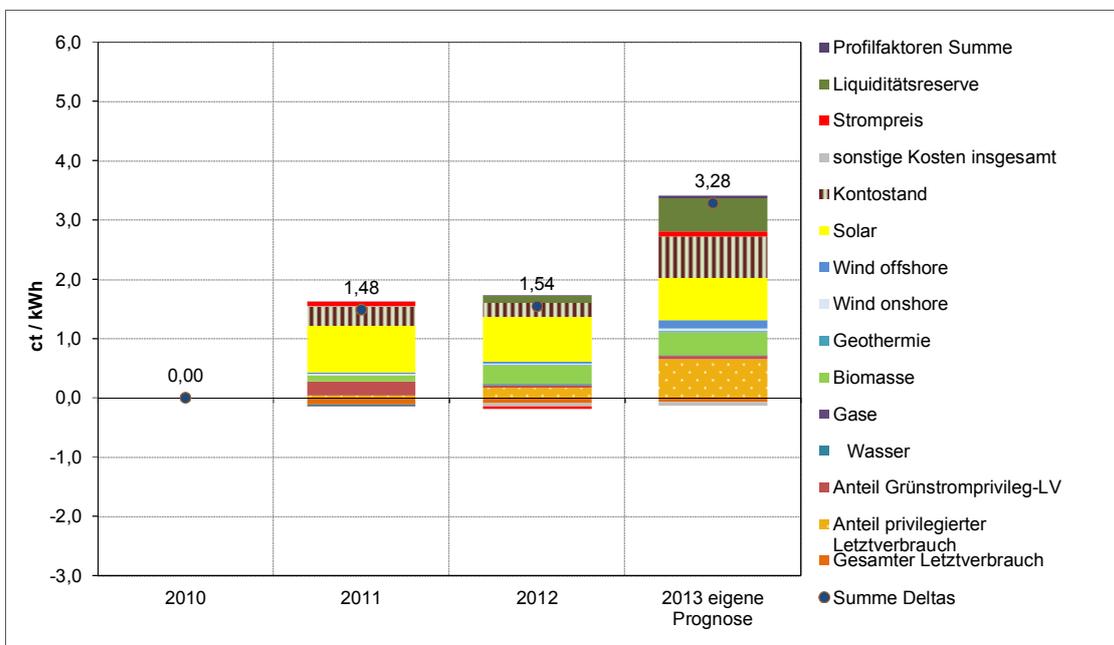
Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A 7 *Detaillierte Ergebnisse der Komponentenzerlegung, Vergleichsjahre 2011 bis 2013 gegenüber 2010 (Paasche-Ansatz: zu untersuchender Faktor wie 2010, alle anderen wie Vergleichsjahr)*



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Abbildung A 8 *Aggregierte Ergebnisse der Komponentenzerlegung, Vergleichsjahre 2011 bis 2013 gegenüber 2010 (Paasche-Ansatz: zu untersuchender Faktor wie 2010, alle anderen wie Vergleichsjahr)*



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts