

Wieviel kostet erneuerbarer Strom?

Analyse der EEG-Umlage von 2010 bis 2018

Endbericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts

Berlin,
November 2017

I C 4 - 80 14 37/17; Projekt-Nr. 17/16

Charlotte Loreck
Vanessa Cook (Übersetzung)

Öko-Institut e.V.

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7
10179 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

info@oeko.de
www.oeko.de

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	5
Executive Summary	8
1. Einleitung	11
2. Wie berechnet sich die EEG-Umlage?	12
2.1. Der Mechanismus der Umlageberechnung	12
2.2. Historische Entwicklung der EEG-Umlage	14
2.3. Bestandteile der EEG-Umlage für das Jahr 2018	15
3. Wie lassen sich Einflussfaktoren auf die Entwicklung der EEG-Umlage quantifizieren?	18
4. Was waren die wichtigsten Treiber für die Entwicklung der EEG-Umlage?	20
4.1. Entwicklung der EEG-Umlage seit 2010	20
4.2. Mengen- und Preiseffekte einzelner erneuerbarer Technologien	23
4.3. Vergleich der Umlage 2017 und 2018 mit dem Vorjahr	28
4.3.1. EEG-Umlage 2017 im Vergleich zu 2016	28
4.3.2. EEG-Umlage 2018 im Vergleich zu 2017	29
5. Fazit	31
Literaturverzeichnis	34
Anhang A: Tabellen	35
Anhang B: Mathematische Beschreibung der Dekompositionsanalyse	40

Zusammenfassung

Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird von einer Debatte über seine Kosten begleitet. Eine in dieser Debatte besonders prominente Größe ist die EEG¹-Umlage, die die Verbraucher mit ihrer Stromrechnung bezahlen. Mit der EEG-Umlage wird ein großer Teil der Kosten für den Ausbau der erneuerbaren Energien auf die Stromverbraucher umgelegt.

Die EEG-Umlage ist eine komplex berechnete Größe, in die verschiedene Einflussgrößen eingehen: Nicht nur wieviel erneuerbarer Strom vorhanden ist und wie teuer er ist, spielt eine Rolle für die Höhe der Umlage, sondern auch wie hoch der Preis an der Börse ist, zu dem der Strom verkauft werden kann, und wie die Verteilung auf verschiedene Verbrauchergruppen ausfällt. Die EEG-Umlage wird zudem im Voraus für das folgende Jahr berechnet. Dazu müssen die Übertragungsnetzbetreiber Prognosen über den Verlauf aller relevanten Parameter für das Folgejahr zugrunde legen, die naturgemäß mit Unsicherheiten behaftet sind.

Um belastbare quantitative Aussagen über die Kosten der erneuerbaren Energien und anderer Einflussfaktoren treffen zu können, muss man die EEG-Umlage daher etwas genauer unter die Lupe nehmen. Dazu bedarf es einer geeigneten Methodik. In dieser Studie wird die Methodik der Dekompositionsanalyse verwendet, die zwei Vorteile bietet: sie kann erstens Mengen- und Preiseffekte unterscheiden, und zweitens entsteht keine Verzerrung dadurch, in welcher Reihenfolge einzelne Effekte betrachtet werden. Mit dieser Methode wird hier die Entwicklung der EEG-Umlage und der relevanten Einflussgrößen von 2010 bis 2018 untersucht. In dieser Zeit ist die EEG-Umlage von 2,05 ct/kWh um 4,74 ct/kWh auf 6,79 ct/kWh gestiegen.

Die Analysen zeigen im Wesentlichen: Der Ausbau der erneuerbaren Energien trägt mit 3,9 ct/kWh zum Anstieg der Umlage zwischen 2010 und 2018 bei. Davon entfällt mit 1,4 ct/kWh der größte Anteil auf die Solarenergie, wobei der wesentliche Zuwachs bereits bis 2014 stattgefunden hat, seitdem bewegt sich der Anteil der Solarenergie am Anstieg der EEG-Umlage zwischen 1,3 und 1,4 ct/kWh. Die differenzierte Betrachtung von Mengen- und Preiseffekten zeigt: Die Solarenergie ist die einzige Technologie, deren durchschnittliche Vergütungssätze für den gesamten Bestand seit 2010 gesunken sind. Dies verhält sich bei der Biomasse anders: von den 0,9 ct/kWh die sie am Anstieg der Umlage seit 2010 verursacht, geht ca. die Hälfte dieses Effekts auf deutlich gestiegene spezifische Vergütungen zurück. Mit dem EEG 2014 sind die Vergütungssätze von Neuanlagen durch den Wegfall der Boni zwar deutlich reduziert worden, so dass der weitere Ausbau der Bioenergie seit 2015 kostengünstiger und auf niedrigerem Niveau erfolgt. Der Kostenanstieg gegenüber 2010 wird jedoch immer noch vom älteren Bestand dominiert.

Auch bei den beiden Windtechnologien an Land und auf See lässt sich kein kostendämpfender Preiseffekt beobachten, die spezifischen Kosten des Bestands sind allerdings gegenüber 2010 nur leicht gestiegen. Daher sind es hauptsächlich die wachsenden Strommengen, die den Bestandteil der Windtechnologien an der Umlage im Betrachtungszeitraum haben ansteigen lassen. Die aktuellen Ausschreibungsergebnisse lassen vermuten, dass auch Windenergieanlagen zukünftig zu niedrigeren Vergütungssätzen betrieben werden können. Wind an Land ist dabei die Technologie, die die mit Abstand größte erneuerbare Strommenge liefert und gleichzeitig die spezifisch geringsten Kosten aufweist. Mit knapp 0,7 ct/kWh hat sie auch den kleinsten Anteil am Anstieg der Umlage seit 2010. Die Windenergie auf See war am Anfang des Betrachtungszeitraums noch so gut wie gar nicht vorhanden, ihr Bestandteil an der Umlage hat aber vor allem in den letzten vier Jahren schnell zugenommen, so dass er jetzt mit über 0,9 ct/kWh sogar größer ist als der Beitrag des Biomasse-Ausbaus seit 2010. Nach 2020, wenn die nun

¹ Erneuerbare-Energien-Gesetz

ausgeschriebenen Windenergieanlagen auf See installiert werden und Vergütungen nach dem Stauchungsmodell auslaufen, wird sich der Einfluss auf die EEG-Umlage voraussichtlich wieder verringern.

Neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien gab es weitere Treiber für den Anstieg der EEG-Umlage zwischen 2010 und 2018: 0,8 ct/kWh gehen auf den massiv gesunkenen Börsenstrompreis zurück. Dieser wurde in der Umlageberechnung 2010 noch mit knapp 54 €/MWh veranschlagt, für 2018 liegt er mit 32 €/MWh nur noch bei 60% des Wertes von 2010. Bei sinkendem Börsenstrompreis sinken auch die Erlöse bei der Vermarktung des erneuerbaren Stroms, und es bleiben höhere Kosten übrig, die auf die Stromverbraucher umgelegt werden müssen.

Auch die Ausweitung der Privilegierungsregelungen für die stromintensive Industrie seit 2010 trägt zum Anstieg der EEG-Umlage bei, dieser Bestandteil bewegt sich für den Zeitraum 2015 bis 2018 in einer Größenordnung zwischen 0,3 und 0,5 ct/kWh. Die Schwankungen in den letzten Jahren liegen dabei weniger an einer tatsächlichen Ausweitung der Privilegierung, sondern vielmehr an von Jahr zu Jahr sehr unterschiedlichen Prognosen für die privilegierten Strommengen im jeweiligen Folgejahr.

Ein im betrachteten Zeitverlauf immer wieder aufgetretenes Phänomen, das mit der Dekompositionsmethode ebenfalls transparent gemacht werden kann, sind Verschiebungen von Kosten zwischen den Jahren. So stieg in den Jahren 2013 und 2014 die Umlage zweimal hintereinander deutlich gegenüber dem Vorjahr an, weil Defizite aus dem Vorjahr mit nachholenden Zahlungen im aktuellen Jahr ausgeglichen wurden. Ein wesentlicher Grund war in beiden Jahren die systematische Überschätzung des Börsenstrompreises in den Prognosen und damit eine Überschätzung der Vermarktungserlöse, die dann in Wirklichkeit viel niedriger ausfielen. Durch die Anpassung der Liquiditätsreserve wurde das so entstandene Defizit inzwischen ausgeglichen, so dass seit 2015 der Kontostand positiv ausfiel. Hier hat ein deutlicher Lerneffekt bei den EEG-Prognosen stattgefunden: Wenn es gelingt, Prognoseunsicherheiten zu reduzieren, kann ein sprunghafter Anstieg der EEG-Umlage durch nachholende Zahlungen vermieden werden.

Insgesamt bietet die hier verwendete Dekompositionsmethode einen Ansatz, um in der Debatte über die Kosten des Ausbaus erneuerbarer Energien einen Beitrag zur quantitativen Analyse und damit zur Transparenz zu leisten.

Die genannten Effekte der einzelnen Einflussfaktoren auf die EEG-Umlage 2018 gegenüber 2010 sind in der folgenden Tabelle im Überblick dargestellt.

Tabelle 1: Beitrag einzelner Einflussfaktoren zum Anstieg der EEG-Umlage zwischen 2010 und 2018 von 2,05 ct/kWh auf 6,79 ct/kWh (Anstieg um 4,74 ct/kWh)

	2018 ggü. 2010
	ct / kWh
Effekt Ausbau Erneuerbarer Energien	3,91 (82%)
<i>davon</i>	
<i>Wasser, Geothermie, Gase</i>	0,03
<i>Biomasse</i>	0,89
<i>Wind onshore</i>	0,68
<i>Wind offshore</i>	0,93
<i>Solar</i>	1,38
Andere Effekte	0,83 (18%)
<i>davon</i>	
<i>Strompreis</i>	0,79
<i>Ausweitung Privilegierungen</i>	0,48
<i>Kontoausgleich und sonstige Effekte</i>	-0,44
Änderung gesamt (seit 2010)	4,74

Quelle: Eigene Berechnungen, Übertragungsnetzbetreiber

Executive Summary

The expansion of renewable energies in Germany is accompanied by a debate about its costs. A particularly prominent issue within this debate is the EEG² surcharge, which electricity consumers pay within the scope of their electricity bills. A large share of the costs for the expansion of renewable energies is passed through to electricity consumers via this EEG surcharge.

Complex calculations are made to determine the amount of the EEG surcharge. There are a number of different factors of influence that need to be considered: not only the available electricity quantity produced on the basis of renewable energies and how expensive it is, but also how high the wholesale electricity price is and the distribution across different groups of electricity consumers. The EEG surcharge is calculated in advance for the following year. For this purpose, transmission system operators must base their forecasts on the development of all the relevant parameters for the following year, which inherently involves uncertainties.

It is necessary, therefore, to analyze the EEG surcharge more closely in order to enable reliable quantitative statements to be made about the costs of renewable energies and other factors of influence. A suitable methodology for this in-depth analysis is required. This study uses decomposition analysis, which has two advantages: firstly, it can differentiate between quantity effects and price effects and, secondly, the order in which different effects are considered does not lead to distortions. This methodology is used to analyze the development of the EEG surcharge and the relevant factors of influence from 2010 to 2018, during which time the EEG surcharge increased by 4.74 ct/kWh from 2.05 ct/kWh to 6.79 ct/kWh.

The analysis essentially shows that the expansion of renewable energies contributes 3.9 ct/kWh to the increase of the EEG surcharge between 2010 and 2018. Solar energy accounts for the largest share within this contribution at 1.4 ct/kWh. The most pronounced growth in the solar energy share took place in 2014; since then its share in the increase of the EEG surcharge fluctuates between 1.3 and 1.4 ct/kWh. The differentiated consideration of quantity effects and price effects shows that solar power is the only energy source for which average remuneration payments to its total fleet have fallen since 2010. The results are different for biomass: about half of the 0.9 ct/kWh which it has contributed to the rise in the EEG surcharge since 2010 is due to substantial increases in the specific remuneration payments. Due to the 2014 revision of the German Renewable Energy Sources Act, remuneration payments for new power plants significantly decreased because the special bonuses were discontinued. As a result the further expansion of bioenergy since 2015 has been cheaper and has occurred at a lower level. The cost increase compared to 2010 is, however, still dominated by older power plants.

No cost-decreasing price effect can be observed for onshore or offshore wind power plants. The specific costs of these power plant fleets have risen only slightly compared to 2010. Therefore, the increase in the share of the EEG surcharge attributable to wind power plants over the period is mainly due to the growth in the electricity quantities. Recent results of tenders suggest that wind power plants can be operated with lower remuneration payments in the future. Onshore wind power contributes by far the largest electricity quantity of the renewable energies in Germany and also has the lowest specific costs. At approx. 0.7 ct/kWh, onshore wind power is also responsible for the smallest share in the increase of the EEG surcharge since 2010. At the beginning of the period under review, offshore wind power hardly played a role at all. Its share in the EEG surcharge has quickly expanded, however, mostly in the last four years with the result that its current share – just above 0.9 ct/kWh – is even larger than that of the expansion of biomass since

² German Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz).

2010. After 2020, when the contracted offshore wind power plants are installed and the remuneration payments under the acceleration model cease, the impact of offshore wind power on the EEG surcharge is likely to decrease again.

In addition to the expansion of renewable energies, there were also other drivers of the EEG surcharge increase between 2010 and 2018: 0.8 ct/kWh is attributable to the huge decrease in the wholesale electricity price. In the 2010 surcharge calculations, the wholesale electricity price was estimated at approx. 54 €/MWh; for 2018 it amounts to only 60% of the 2010 price estimation, at 32 €/MWh. With a falling wholesale electricity price, the revenues from the sale of electricity produced on the basis of renewables also decrease. Higher costs remain, which have to be passed on to the electricity consumers.

The expansion of the privileges for electricity-intensive industry since 2010 has also contributed to the increase in the EEG surcharge; this share ranges from between 0.3 and 0.5 ct/kWh for the period of 2015 to 2018. The fluctuations in recent years are a matter less of an actual expansion of the privilege itself than large differences from year to year in the forecasts of the privileged electricity quantities for the following year.

The shifting of costs between the years is a recurring phenomenon during the period under consideration that is made transparent by the decomposition analysis. For example, in 2013 and 2014 the surcharge rose twice in succession compared to the previous year because deficits from the previous year were balanced by “catch-up” payments in the current year. A major reason for this in both years was the systematic overestimation of the wholesale electricity price in the forecasts and thus an overestimation of the revenues, which turned out to be much lower in reality. Due to the adjustment of the liquidity reserve, the resulting deficit has since been compensated, which has resulted in a positive account balance since 2015. There has been a clear learning effect in the EEG forecasts in this regard: if forecasting uncertainties can be reduced, a sudden increase in the EEG surcharge can be avoided by means of “catch-up” payments.

In summary, the decomposition methodology used in this study contributes to the quantitative analysis and thus to transparency within the debate about the costs of the expansion of renewable energies in Germany.

The above-mentioned effects of the different factors of influence on the EEG surcharge for the period of 2010 to 2018 are summarized in the following table:

Table 2: Contribution of different factors of influence to the increase in the EEG surcharge from 2.05 ct/kWh to 6.79 ct/kWh (increase of 4.74 ct/kWh) between 2010 and 2018

	2018 compared to 2010
	ct / kWh
Effect of expansion of renewable energies	3.91 (82%)
<i>Hydro, geothermal, gases</i>	0.03
<i>Biomass</i>	0.89
<i>Onshore wind</i>	0.68
<i>Offshore wind</i>	0.93
<i>Solar</i>	1.38
Other effects	0.83 (18%)
<i>Electricity price</i>	0.79
<i>Expansion of privileges</i>	0.48
<i>Balancing of accounts and other effects</i>	-0.44
Total increase (since 2010)	4.74

Source: Author's own calculations, transmission system operators

1. Einleitung

Der Ausbau der erneuerbaren Energien wird von einer Debatte über seine Kosten begleitet. Eine in dieser Debatte besonders prominente Größe ist die EEG³-Umlage, die die Verbraucher mit ihrer Stromrechnung bezahlen. Mit der EEG-Umlage wird ein großer Teil der Kosten für den Ausbau der erneuerbaren Energien auf die Stromverbraucher umgelegt.

Mit dem EEG 2014 wurden erstmals nicht nur Mindest-Ausbauziele, sondern mit dem Zielkorridor auch Maximalziele formuliert, um unter anderem die Kosten für den Ausbau erneuerbarer Energien und damit auch die EEG-Umlage zu begrenzen. Mit dem EEG 2017 wurden zudem in großem Umfang Ausschreibungen eingeführt, um die Höhe der Förderung wettbewerblich zu bestimmen und damit möglichst niedrige Kosten zu erreichen.

Die EEG-Umlage ist jedoch eine komplex berechnete Größe, die von vielen Faktoren abhängig ist, von denen nicht alle ursächlich mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien verknüpft sind. So spielen zum Beispiel auch der Börsenstrompreis oder die Regelungen zur Privilegierung der energieintensiven Verbraucher in der Industrie eine wichtige Rolle für die Höhe der Umlage. Ziel dieser Studie ist es, die verschiedenen Faktoren näher zu beleuchten und ihren Einfluss auf die EEG-Umlage für die Jahre von 2010 bis 2018 zu quantifizieren.

Dazu wird zunächst in Kapitel 2 erklärt, wie sich die EEG-Umlage qualitativ berechnet und wie die EEG-Umlage für das Jahr 2018 zustande kommt.

Kapitel 3 gibt eine kurze Erläuterung der Methodik der Dekompositionsanalyse, mit der einzelnen Faktoren quantitative Anteile am Anstieg oder der Reduzierung der Umlage über die Zeit zugeordnet werden können.

In Kapitel 4 werden die Ergebnisse der Analyse dargestellt und die wichtigsten Treiber für Veränderungen der Umlage im Einzelnen diskutiert.

Die Ergebnisse und daraus resultierende Schlussfolgerungen und Bewertungen werden im Kapitel 5 zusammengefasst.

³ Erneuerbare-Energien-Gesetz

2. Wie berechnet sich die EEG-Umlage?

2.1. Der Mechanismus der Umlageberechnung

Die EEG-Umlage ist eine prominente Größe, wenn es um die Finanzierung der erneuerbaren Energien geht. Mit ihr wird ein großer Teil der Kosten für den Ausbau der erneuerbaren Energien auf die Stromverbraucher umgelegt. In der Stromrechnung wird sie explizit aufgeführt. Um zu beurteilen, wie aussagekräftig sie als Indikator für die Kostenentwicklung der erneuerbaren Energien tatsächlich ist, ist es notwendig zu verstehen, wie sich die EEG-Umlage berechnet. Die gesetzliche Grundlage für die Umlage ist das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Das EEG hat sich über die Jahre gewandelt, der zentrale Mechanismus ist jedoch nach wie vor der gleiche: Betreiber von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien erhalten pro eingespeister Kilowattstunde eine bestimmte Zahlung. Inzwischen gibt es drei verschiedene Regime für die genaue Ermittlung bzw. Abwicklung dieser Zahlungen an die Anlagenbetreiber:

- Im **klassischen EEG-Mechanismus** bekommen Anlagenbetreiber eine im Gesetz festgelegte Festvergütung für jede ins öffentliche Stromnetz eingespeiste Kilowattstunde ausgezahlt. Der erneuerbare Strom wird von den Übertragungsnetzbetreibern an der Strombörse vermarktet.
- Bei der **Direktvermarktung mit gesetzlich festgelegter Marktprämie** vermarkten die Anlagenbetreiber ihren Strom selbst. Sie erzielen dadurch Vermarktungserlöse und erhalten zusätzlich eine Marktprämie für den eingespeisten Strom. Vermarktungserlöse und Marktprämie zusammen ergeben den sogenannten anzulegenden Wert des erneuerbaren Stroms. Dieser entspricht der Festvergütung insoweit, als er die gesamten Einnahmen der Anlagenbetreiber umfasst.
- Bei der **Direktvermarktung mit Ausschreibung** wird die Höhe des anzulegenden Werts in wettbewerblichen Ausschreibungen ermittelt. Auch hier vermarkten die Anlagenbetreiber ihren Strom selbst und bekommen (bei erfolgreicher Teilnahme an der Ausschreibung) die Marktprämie entsprechend ihres Gebots zusätzlich ausgezahlt.

In allen drei Fällen ergibt sich eine Differenz zwischen den Einnahmen der Anlagenbetreiber (Festvergütung bzw. anzulegender Wert) und den Erlösen aus dem Verkauf des erneuerbaren Stroms am Strommarkt. Diese Differenzkosten werden auf die privilegierten bzw. nicht-privilegierten Stromverbraucher mit unterschiedlichen Sätzen umgelegt. Für die Höhe der EEG-Umlage, die die nichtprivilegierten Letztverbraucher zahlen müssen, sind also neben der Menge erneuerbaren Stroms und der Höhe der Vergütungssätze zwei weitere Parameter relevant: der Strompreis (für die Höhe der Vermarktungserlöse) und die Privilegierung bestimmter Verbrauchskategorien (für die Höhe des Verbrauchs, auf den die Kosten verteilt werden).

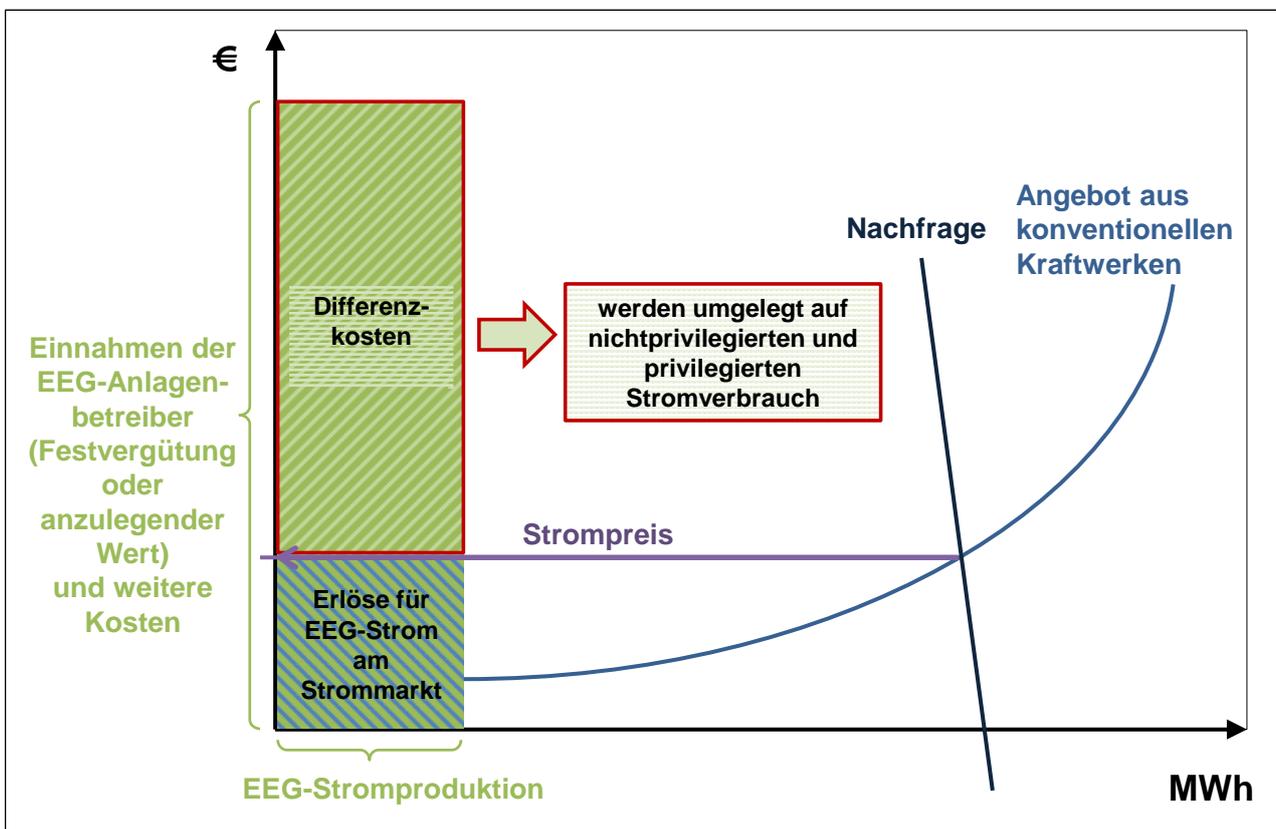
Der **Strompreis** am Großhandelsmarkt resultiert aus Angebot und Nachfrage, wie in der folgenden Grafik schematisch dargestellt. Er ist das Ergebnis verschiedener Faktoren, wie beispielsweise den Preisen an internationalen Brennstoffmärkten, den Preisen für CO₂-Zertifikate im europäischen Emissionshandelssystem sowie der konjunkturellen Entwicklung in Europa. Diese Faktoren sind vom Ausbau der erneuerbaren Energien weitgehend unabhängig. Langfristig hat der Ausbau der erneuerbaren Energien jedoch ebenfalls einen Einfluss auf den Strompreis. Aufgrund seiner geringen Grenzkosten führt ein Anstieg der erneuerbaren Stromerzeugung in der Tendenz zu sinkenden Börsenstrompreisen.

Die Differenzkosten werden auf den Stromverbrauch umgelegt. Daraus resultiert die EEG-Umlage in Cent/kWh. Dabei ist zu unterscheiden zwischen nicht-privilegierten Stromverbrauchern - wie beispielsweise privaten Haushalten und Unternehmen des Dienstleistungssektors - und den

privilegierten Stromverbrauchern: So zahlt die stromkostenintensive Industrie durch die sogenannte **Besondere Ausgleichsregel** (BesAR) eine verminderte EEG-Umlage. Damit sollen Nachteile für Unternehmen, die im internationalen Wettbewerb stehen, vermieden werden. Auch die Schienenbahnen zahlen eine reduzierte Umlage. Darüber hinaus fällt auf Strom, der für die Eigenversorgung erzeugt und vor Ort verbraucht wird, in bestimmten Fällen eine begrenzte EEG-Umlage an, bspw. wenn der Strom mit Photovoltaik-Anlagen oder hocheffizienten KWK-Anlagen produziert wird. Alte Bestandsanlagen der Eigenversorgung sind vollständig von der EEG-Umlage befreit. Diese Ausnahmeregelungen führen dazu, dass alle übrigen Stromverbraucher eine höhere EEG-Umlage zahlen. Die Gründe dafür sind industriepolitischer Natur und haben ursächlich nichts mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien zu tun, sind aber für die Berechnung der EEG-Umlage dennoch eine relevante Größe.

Abbildung 1 zeigt die beschriebene Mechanik in schematischer Form.

Abbildung 1: Zusammenhang zwischen Strompreis und Zahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber (qualitative Darstellung)



Quelle: Eigene Darstellung

Die EEG-Umlage gilt jeweils für ein Jahr. Die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichen die EEG-Umlage jeweils im Oktober für das folgende Jahr. Dafür sind Prognosen für die relevanten Berechnungsgrößen im Folgejahr notwendig. Das sind vor allem der Ausbau und die Vergütung der erneuerbaren Energien auf der Ausgabenseite und der Strompreis und somit die Börsenerlöse auf der Einnahmenseite, sowie die Entwicklung des Stromverbrauchs, auf den die Differenz zwischen Ausgaben und Einnahmen umgelegt wird.

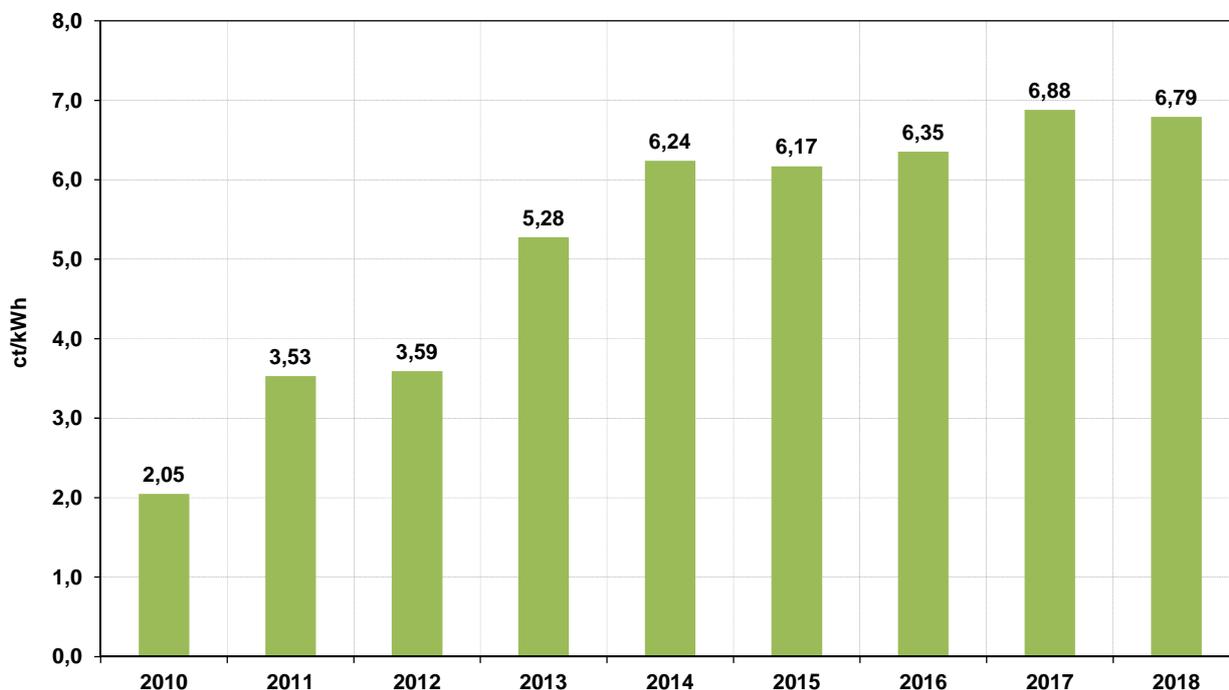
Alle Zahlungsströme werden auf dem EEG-Konto der Übertragungsnetzbetreiber bilanziert. Da die Prognosen mit Unsicherheiten behaftet sind, und es saisonale Schwankungen der Einnahmen und Ausgaben gibt, kann sich ein positiver oder negativer Kontostand auf dem EEG-Konto ergeben. Ein negativer Kontostand muss durch die Einnahmen im Folgejahr ausgeglichen werden und wirkt sich daher als zusätzlicher Kostenfaktor auf die EEG-Umlage aus. Bei einem positiven Kontostand kann die EEG-Umlage im Folgejahr dagegen gesenkt werden.

Um Prognose-Unsicherheiten ausgleichen zu können, und sehr stark negative Kontostände zu vermeiden, sind die Übertragungsnetzbetreiber außerdem berechtigt, zusätzlich eine sogenannte Liquiditätsreserve zu berechnen. Sie darf maximal 10% der Deckungslücke betragen, die sich größtenteils aus den Differenzkosten ergibt.

2.2. Historische Entwicklung der EEG-Umlage

Seit 2010 ist die EEG-Umlage von 2,05 ct/kWh auf nun 6,79 ct/kWh für das Jahr 2018 gestiegen. Abbildung 2 zeigt die Entwicklung der EEG-Umlage in dieser Zeit. Dieser Betrachtungszeitraum wurde für die folgenden Analysen gewählt, weil erst seit 2010 die Ausgleichsmechanismusverordnung bzw. Erneuerbare-Energien-Verordnung gilt, die die Vermarktung des EEG-Stroms durch die Übertragungsnetzbetreiber und die transparente Berechnung der EEG-Umlage, mit Annahmen und Methodik, regelt. Seitdem wird der EEG-Strom auch direkt durch die Übertragungsnetzbetreiber vermarktet, so dass erst seit diesem Zeitpunkt transparente und vergleichbare Daten vorliegen⁴.

Abbildung 2: Entwicklung der EEG-Umlage von 2010 bis 2018



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

⁴ Vor 2010 ergab sich die EEG-Umlage als Ergebnis eines physischen Wälzungsmechanismus des erneuerbaren Stroms zwischen lokalen Netzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern, sowie anschließendem Ausgleich zwischen den Regelzonen und Veredelung und Weitergabe an die Stromlieferanten, mit teilweise intransparenten Kostenpositionen.

Wie aus der vorangegangenen Beschreibung des Berechnungsmechanismus klar wird, gibt es neben dem Ausbau der erneuerbaren Energien weitere Einflussfaktoren auf die Höhe der Umlage, wie Strompreis und Privilegierungsregelungen. Der Einfluss aller relevanten Größen wird im Folgenden diskutiert und quantifiziert.

2.3. Bestandteile der EEG-Umlage für das Jahr 2018

Im Jahr 2018 beträgt die EEG-Umlage 6,792 ct/kWh für den nichtprivilegierten Stromverbrauch (Übertragungsnetzbetreiber 2016). Dies ergibt sich wie folgt:

An die Anlagenbetreiber fließen insgesamt (für Anlagen in der Festvergütung und in der Marktprämie, inklusive Vermarktungserlösen) voraussichtlich knapp 32 Mrd. €. Davon werden knapp 6 Mrd. € durch Börsenerlöse finanziert. Die verbleibende Differenz (abzüglich kostensenkender Effekte durch den positiven Kontostand im September 2017 und vermiedene Netznutzungsentgelte von zusammen gut 2 Mrd. €) ergibt den Umlagebetrag von knapp 24 Mrd. €, der über die EEG-Umlage zu finanzieren ist. Der Stromverbrauch, der die EEG-Umlage in voller Höhe zahlt, beträgt 350 TWh. Daraus ergibt sich eine EEG-Umlage von 6,79 ct/kWh.

Abbildung 3 zeigt die Zusammensetzung der EEG-Umlage unterteilt nach den verschiedenen erneuerbaren Energietechnologien (linke Hälfte der Abbildung). Dazu wurden jeweils die Differenzkosten der einzelnen Technologien durch den anzulegenden Stromverbrauch geteilt. Mit dieser Berechnung ergibt sich für Photovoltaik ein Anteil von 2,71 Cent/kWh. Danach folgt die Vergütung für Biomasse mit 1,83 Cent/kWh, Wind an Land mit 1,63 Cent/kWh und Wind auf See mit 1,04 Cent/kWh.

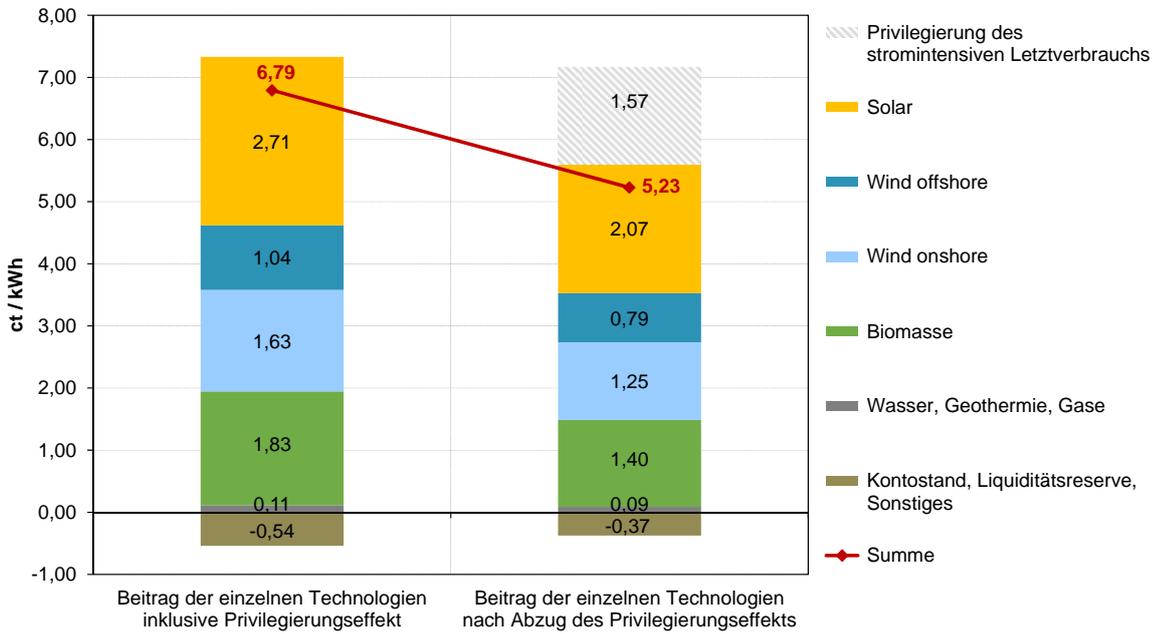
Der Saldo aus Liquiditätsreserve (0,44 ct/kWh) und der Ausgleich des Kontostands (-0,95 ct/kWh) ergeben zusammen mit den niedrigen sonstigen Kosten einen negativen Beitrag von 0,54 ct/kWh. Der Kontostand im September 2017 war positiv, so dass der Ausgleich des Kontos zur Senkung der Umlage 2018 beiträgt.

Der Einfluss der Besonderen Ausgleichsregelung, welche die Ausnahmeregelungen der energieintensiven Industrie und Schienenbahnen enthält, wird in dieser Darstellung allerdings nicht deutlich. In der zweiten Hälfte der Abbildung 3 wird deshalb der Effekt der Besonderen Ausgleichsregelung auf die Höhe der Umlage dargestellt: Ohne jegliche Privilegierungsregelung für Teile des Letztverbrauchs wären die Differenzkosten gleichmäßig auf den gesamten Letztverbrauch zu verteilen. Dann läge die Umlage rein rechnerisch bei 5,23 ct/kWh, der Effekt der Privilegierung beträgt somit 1,57 ct/kWh. Es ist darauf hinzuweisen, dass es sich dabei um eine statische Betrachtung handelt. Sie unterstellt, dass die energieintensive Industrie auf einen Anstieg ihrer Stromkosten durch die EEG-Umlage nicht mit einer Reduktion des Stromverbrauchs oder gar einer Verlagerung der Produktion reagieren würde. Vor diesem Hintergrund kann die statische Betrachtung als Maximalschätzung angesehen werden.

Ähnlich lässt sich auch der Einfluss des Strompreises auf die Höhe der Umlage darstellen. Abbildung 4 zeigt die EEG-Umlage für den Fall, dass der Strompreis jeweils um 10 €/MWh, 20 €/MWh oder 30 €/MWh über dem aktuellen Wert gelegen hätte. Auch hier kann man jeweils die Differenz zu der geltenden Umlage von 6,79 ct/kWh dem Strompreiseffekt zurechnen.⁵

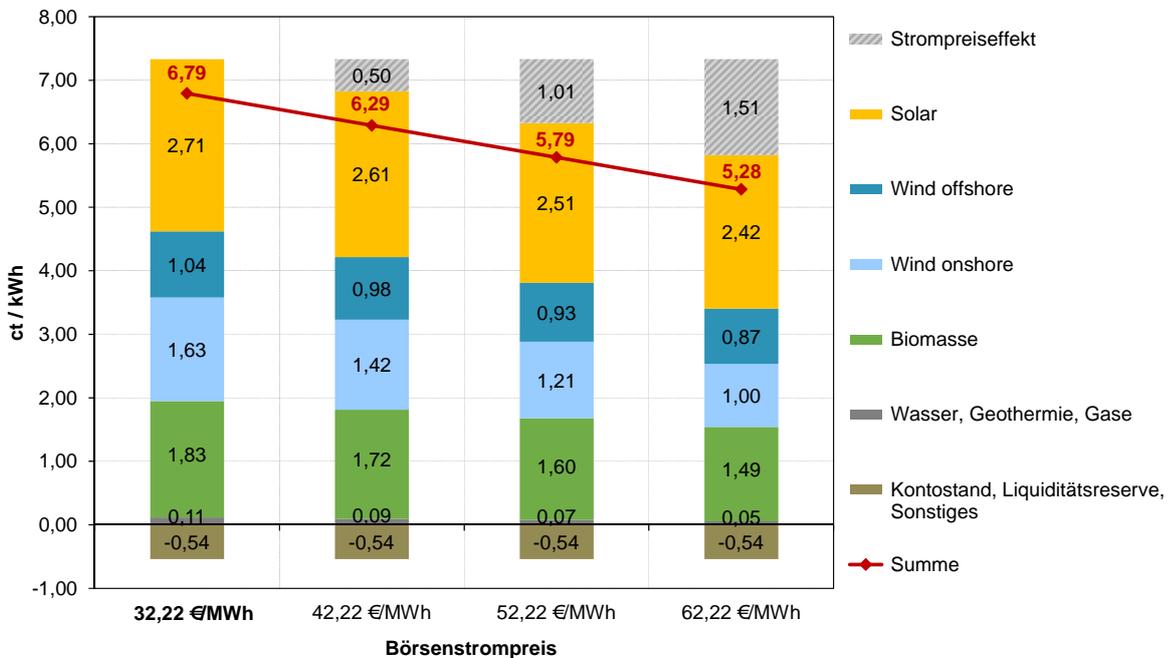
⁵ Für die Position „Kontostand, Liquiditätsreserve, Sonstiges“ wurden die gleichen absoluten Kosten angesetzt, wie in der Berechnung der Umlage durch die ÜNB. Bei der Variation der Privilegierung wird dieser Betrag durch einen

Abbildung 3: Beitrag zur EEG-Umlage nach verschiedenen Technologien mit und ohne Privilegierung



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber 2017, BMWi 2017b, Eigene Berechnungen

Abbildung 4: Beitrag zur EEG-Umlage nach verschiedenen Technologien in Abhängigkeit vom Strompreis



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber 2017, BMWi 2017b, Eigene Berechnungen

veränderten Letztverbrauch geteilt, so dass der Beitrag dieser Position zur Umlage sich ebenfalls ändert. Bei der Variation des Strompreises bleibt diese Position hingegen konstant.

Diese Überlegungen zeigen, dass zwar im Kern die EEG-Umlage durch das Finanzierungsvolumen der erneuerbaren Energien bestimmt wird, aber eben auch andere Faktoren, die Höhe der Umlage wesentlich bestimmen. Gleichzeitig bringt diese Methodik jedoch eine Schwierigkeit mit sich: Wenn der Einfluss mehrerer Faktoren (z.B. Börsenstrompreis, Privilegierungsregelungen und der Ausbau der erneuerbaren Energien) auf die Entwicklung der EEG-Umlage berechnet werden soll, hängt das Ergebnis von der Reihenfolge ab, in der diese Faktoren quantifiziert werden. Dem ersten Faktor, der variiert wird, wird dabei der größte Effekt zugerechnet. Immerhin lässt sich auf diese Weise die maximale Auswirkung eines Parameters abschätzen.

Im Folgenden wird eine Methode vorgestellt, mit der die verschiedenen Einflussfaktoren bestimmt werden können, ohne dass die Reihenfolge das Ergebnis determiniert.

3. Wie lassen sich Einflussfaktoren auf die Entwicklung der EEG-Umlage quantifizieren?

Die EEG-Umlage ergibt sich als Ergebnis vieler verschiedener Einflussfaktoren, wobei die zentralen Parameter der Zubau und die Kosten der erneuerbaren Energien, der Börsenstrompreis sowie die Ausnahmeregelungen für verschiedene Verbrauchsgruppen (s. Kapitel 2.3) sind. Interessant ist vor allem auch die Entwicklung dieser Faktoren und der EEG-Umlage über die Zeit. Um die Wirkung dieser einzelnen Faktoren auf die EEG-Umlage zu quantifizieren, bietet sich die Methode der Dekompositionsanalyse (Komponentenzerlegung) an. Die Dekompositionsanalyse bietet zwei wichtige Vorteile: sie kann erstens Mengen- und Preiseffekte unterscheiden, und zweitens entsteht keine Verzerrung dadurch, in welcher Reihenfolge einzelne Effekte betrachtet werden.

Zum ersten Punkt: Die Veränderung der EEG-Umlage kann sowohl aus einer Änderung von Mengen (z.B. Strommengen) als auch von Preisen (z.B. Vergütungssätze) resultieren. Mengen- und Preiseffekte überlagern sich, sobald sich Mengen und Preise gleichzeitig verändern. Beispielsweise steigt die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien aufgrund des Zubaus (Mengeneffekt), während meistens der durchschnittliche Vergütungssatz sinkt, weil Neuanlagen günstiger sind als Altanlagen (Preiseffekt). Um herauszufinden, welchen isolierten Einfluss der Mengen- und Preiseffekt auf den Anstieg der EEG-Umlage hat, benötigt man eine geeignete Methodik.

Zweitens kann mit der Dekompositionsanalyse der Einfluss einzelner Parameter auf multifaktorielle Größen bestimmt werden, ohne dass die Reihenfolge der Betrachtung der einzelnen Parameter relevant ist. Dass die Quantifizierung einzelner Faktoren ansonsten nur begrenzt aussagekräftig ist, hat sich bereits in Kapitel 2.3 für die Analyse der Umlage 2017 gezeigt. Ein weiteres Beispiel soll dies für die Entwicklung der Umlage über die Zeit verdeutlichen: Wenn der Börsenstrompreis fällt, sinken die Vermarktungserlöse, und damit steigt die EEG-Umlage. Seit 2010 ist der Börsenstrompreis drastisch gesunken. Um den Effekt dieses gesunkenen Börsenstrompreises zu quantifizieren, wäre ein auf den ersten Blick naheliegendes Vorgehen, den Börsenstrompreis mit dem hohen Wert von 2010 anzusetzen, die Vermarktungserlöse, die sich damit heute ergeben würden, auszurechnen, damit eine hypothetische Umlage zu bestimmen, und die Differenz zur echten Umlage dem Börsenstrompreisverfall zuzuschreiben. Wenn man an dieser Stelle der Berechnung aufhört, wird es allerdings unsauber. Denn: Gleichzeitig bestimmen sich die Vermarktungserlöse auch durch die Strommengen, die verkauft werden. Diese Mengen sind heute viel höher als 2010. Mit der beschriebenen Vorgehensweise würde der Effekt der gestiegenen Strommengen komplett dem gefallenem Börsenstrompreis zugeschlagen werden. Hätte man dagegen zunächst die Strommengen variiert, um deren Einfluss zu quantifizieren und danach erst den Preis, wäre ein niedrigerer Effekt für den Strompreis herausgekommen. Die den einzelnen Parametern zugerechneten Effekte würden also von der Reihenfolge der Variation abhängen.

Stattdessen werden bei der Dekompositionsanalyse alle Parameter zunächst einzeln variiert. Dann wird die Summe der isolierten Beiträge mit dem insgesamt zu erklärenden Anstieg zwischen zwei Zeitpunkten verglichen und Abweichungen proportional auf die einzelnen Effekte aufgeteilt. Dadurch werden alle Effekte gleichermaßen stark berücksichtigt.

In der Literatur werden dabei verschiedene mathematische Vorgehensweisen für Dekompositionsanalysen diskutiert (Ang 2004). Die hier verwendete Methode wurde in (Loreck et al. 2012) ausführlich beschrieben und basiert auf einer Kombination des Laspeyres- mit dem Paasche-Ansatz. Beide Ansätze werden auch in der Preisstatistik verwendet, um die

Preisentwicklung für einen definierten Warenkorb über verschiedene Jahre hinweg zu untersuchen.⁶

Im Grundsatz beruhen beide Ansätze darauf, dass zwei Zeitpunkte miteinander verglichen werden. Auf Basis eines mathematischen Erklärungsmodells für ein Bezugsjahr werden die verschiedenen Einflussfaktoren jeweils einzeln auf den Wert des Vergleichsjahrs variiert, und dann die Gesamtwirkung aller Einzelfaktoren (die im Regelfall von der Summe der isolierten Beiträge abweicht) proportional zu den Einzelbeiträgen der unterschiedlichen Einflussfaktoren aufgeteilt.

Mit dem Laspeyres-Ansatz befindet man sich dabei in der Welt eines gewählten Basisjahrs und betrachtet von hier aus, wie sich die EEG-Umlage ändern würde, wenn nur der zu untersuchende Einflussfaktor den Wert des Vergleichsjahres annimmt, alle anderen Faktoren aber weiterhin den Werten des Basisjahrs entsprechen.

Mit dem verwandten Paasche-Ansatz begibt man sich in die Welt des Vergleichsjahres: Es wird berechnet, wie sich die EEG-Umlage entwickelt hätte, wenn alle Parameter den Werten des Vergleichsjahres entsprechen, aber der zu untersuchende Einflussfaktor den Wert des Basisjahrs beibehalten hätte.

Die Differenz der so berechneten EEG-Umlage zur von den ÜNB festgelegten EEG-Umlage entspricht dem (isolierten) Beitrag des untersuchten Einflussfaktors in der jeweiligen Methode. Die Ergebnisse des Laspeyres- und des Paasche-Ansatzes unterscheiden sich für multiplikative Ausdrücke und insbesondere bei großen Veränderungen der Werte im Zeitverlauf. Beide Betrachtungsweisen haben, je nach Fragestellung, ihre Berechtigung. In der vorliegenden Analyse soll jedoch die Veränderung der EEG-Umlage 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.

Die so ermittelte Gesamtwirkung aller Einzelfaktoren weicht im Regelfall von der zu erklärenden Differenz ab, da sich die Effekte überlagern können. Die Differenz wird proportional zu den Einzelbeiträgen der unterschiedlichen Einflussfaktoren aufgeteilt.

Im Anhang ist die hier verwendete mathematische Formulierung der EEG-Umlage und der einzelnen Einflussfaktoren dokumentiert.

⁶ Mit dem Preisindex nach Laspeyres wird verglichen, was ein Warenkorb aus einem festgelegten Basisjahr mit damaligen Preisen gekostet hätte, und was derselbe Warenkorb (gleiche Mengen und Zusammensetzung wie im Basisjahr) mit Preisen des *Berichtsjahres* kosten würde. Beim Preisindex nach Paasche wird stattdessen der Warenkorb des jeweiligen Berichtsjahres verwendet.

4. Was waren die wichtigsten Treiber für die Entwicklung der EEG-Umlage?

4.1. Entwicklung der EEG-Umlage seit 2010

Abbildung 5 und Tabelle 3 zeigen die Beiträge der verschiedenen Einflussfaktoren zur Erhöhung der EEG-Umlage in den Jahren 2011 bis 2018 gegenüber dem Basisjahr 2010. Dazu gehören vor allem die Kosten für den Ausbau der einzelnen erneuerbaren Energien, sowie die Effekte des Börsenstrompreises und der Veränderung der Privilegierungsregelungen. Als Sonstiges werden in die Grafik Änderungen der Parameter Kontostand, Liquiditätsreserve, Höhe des Letztverbrauchs und weiterer kleiner Faktoren zusammen dargestellt.

Für die richtige Interpretation dieser Zahlen sei auf zwei Punkte hingewiesen. Erstens: Der Berechnung liegen diejenigen Zahlen zugrunde, die die Übertragungsnetzbetreiber zur Berechnung der EEG-Umlage im Folgejahr verwenden, und die auf ihren Prognosen für die Entwicklungen der relevanten Größen im Folgejahr basieren. Mit einzelnen Kostenpositionen sind deshalb hier immer die prognostizierten Kosten gemeint. Die tatsächlich aufgetretenen Kosten weichen davon ab, und wirken sich über die Änderung des Kontostandes auf die Berechnung der EEG-Umlage im nächsten Jahr aus. Zweitens: Unterschiede zu den Zahlen in Abschnitt 2.3 ergeben sich aus der hier unterschiedlichen Betrachtungsweise. Während dort die gesamte EEG-Umlage auf einzelne Beiträge aufgeteilt wird, geht es im Folgenden nur um Veränderungen gegenüber dem Basisjahr 2010. In der Umlage von 2010 sind ja ebenfalls bereits Beiträge der verschiedenen Einflussgrößen in unterschiedlichem Ausmaß enthalten. Zudem wird hier eine Methodik verwendet (s. Kapitel 3), bei der, anders als bei den beispielhaften Rechnungen in Kapitel 2, die Reihenfolge, in der einzelne Einflussgrößen betrachtet werden, keine Rolle spielt.

Den größten Anteil am Anstieg der EEG-Umlage seit 2010 verursacht die **Solarenergie**. Im Jahr 2018 trägt der Ausbau der Solarenergie als größter Einzelposten mit 1,38 ct/kWh zum Anstieg der Umlage gegenüber dem Jahr 2010 bei. Allerdings ist die Solarenergie die einzige Technologie, deren Einfluss auf den Anstieg der EEG-Umlage seit 2015 nicht weiter ansteigt.

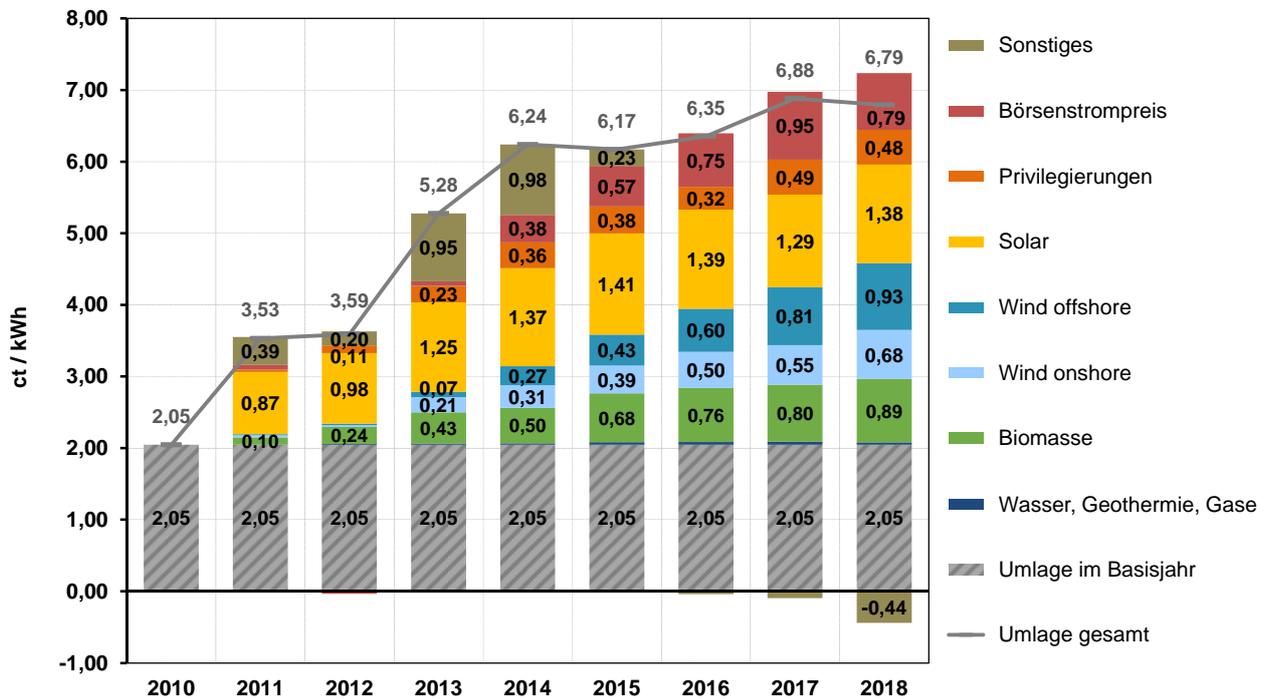
Den zweitgrößten Beitrag unter den Technologien macht im Jahr 2018 der Ausbau der **Windenergie auf See** aus (0,93 ct/kWh), der erst nach 2010 begonnen hat, und dessen Beitrag seit 2013 vergleichsweise schnell angestiegen ist.

Konstante Zuwächse verzeichnet die **Windenergie an Land**, allerdings auf niedrigem Niveau. So stieg der Anteil an der EEG-Umlage, der auf Windenergie an Land zurückzuführen ist, zwischen 2013 und 2018 im Schnitt jedes Jahr um ca. 0,1 ct/kWh. Im Zeitraum 2010 bis 2018 hat der Ausbau der Windenergie an Land die Umlage von allen Technologien am wenigsten ansteigen lassen (0,68 ct/kWh), was auch damit zusammenhängt, dass der Ausbau von Wind an Land schon vor dem Jahr 2010 in erheblichem Umfang stattgefunden hat.

Ähnliches gilt für die **Biomasse**, die ebenfalls bereits vor 2010 Kosten verursacht hat. Der weitere Ausbau seitdem trägt im Jahr 2018 mit 0,89 ct/kWh zum Kostenanstieg gegenüber 2010 bei und liegt damit knapp hinter dem Effekt von Windenergie auf See. Die Kostenanteile für Biomasse sind in den letzten Jahren jedoch nur langsam gestiegen.

Wasser, Geothermie und Gase verursachen zusammen nur einen sehr geringen Kostenanstieg von 0,03 ct/kWh im Jahr 2018.

Abbildung 5: Beitrag einzelner Einflussfaktoren zur EEG-Umlage 2011 bis 2018 im Vergleich zur EEG-Umlage 2010



Quelle: Eigene Berechnungen, Übertragungsnetzbetreiber

2010 betrug die Umlage noch 2,05 ct/kWh, im Jahr 2018 sind es 6,79 ct/kWh. Das entspricht einer Differenz von 4,74 ct/kWh. Die bisher dargestellten Kostenbeiträge für den Ausbau der erneuerbaren Energien summieren sich auf 3,91 ct/kWh. Die verbleibenden 0,83 ct/kWh, um die die Umlage im Jahr 2017 höher liegt als 2010, erklären sich durch die Positionen Börsenstrompreis, Privilegierung und Sonstiges.

Im Jahr 2018 entsteht der größte weitere kostentreibende Effekt (0,79 ct/kWh) durch das starke Sinken des für die Umlageberechnung prognostizierten **Börsenstrompreises**: Während der angenommene Börsenstrompreis im Jahr 2010 noch 53,65 €/MWh betrug, ist er in der aktuellen Berechnung der Umlage 2017 mit nur noch 32,22 €/MWh veranschlagt. Damit beträgt der Börsenstrompreis nur noch 60% des Wertes von 2010. Bereits seit 2014 ist der kostentreibende Effekt des sinkenden Börsenstrompreises auf die EEG-Umlage deutlich sichtbar. Damals betrug der Effekt des gefallen Börsenstrompreises auf die EEG-Umlage bereits etwa 0,4 Cent/kWh, seitdem stieg er bis 2017 stetig an. 2017 erreichte der Börsenstrompreis sein bisheriges Minimum, mit nur noch der Hälfte (26,75 €/MWh) des Preises von 2010. Dies erhöhte die Umlage gegenüber 2010 um 0,95 ct/kWh.

Die Auswirkungen der **Privilegierungsregelungen**, die die Übertragungsnetzbetreiber für das jeweilige Folgejahr prognostizieren, machen vor allem in den Jahren seit 2013 sichtbare Beiträge aus. Sie lagen meistens zwischen 0,2 und 0,4 ct/kWh im Vergleich zu 2010. In den Jahren 2017 (0,49 ct/kWh) und 2018 (0,48 ct/kWh) ist das Niveau des Privilegierungseffekts angestiegen. Allerdings liegen die Unterschiede im Vergleich zu den letzten Jahren weniger an einer tatsächlichen Ausweitung der Privilegierung, sondern vielmehr an von Jahr zu Jahr sehr unterschiedlichen Prognosen für die privilegierten Strommengen im jeweiligen Folgejahr.

Tabelle 3: Beitrag einzelner Einflussfaktoren zur EEG-Umlage 2011 bis 2018 im Vergleich zur EEG-Umlage 2010

	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
	ct / kWh							
Effekt Ausbau Erneuerbarer Energien	0,99	1,28	1,99	2,46	2,95	3,28	3,49	3,91
<i>davon</i>								
<i>Wasser, Geothermie, Gase</i>	-0,02	0,01	0,02	0,02	0,03	0,04	0,04	0,03
<i>Biomasse</i>	0,10	0,24	0,43	0,50	0,68	0,76	0,80	0,89
<i>Wind onshore</i>	0,03	0,03	0,21	0,31	0,39	0,50	0,55	0,68
<i>Wind offshore</i>	0,01	0,02	0,07	0,27	0,43	0,60	0,81	0,93
<i>Solar</i>	0,87	0,98	1,25	1,37	1,41	1,39	1,29	1,38
Andere Effekte	0,49	0,27	1,24	1,73	1,17	1,02	1,34	0,83
<i>davon</i>								
<i>Strompreis</i>	0,07	-0,04	0,07	0,38	0,57	0,75	0,95	0,79
<i>Ausweitung Privilegierungen</i>	0,03	0,11	0,23	0,36	0,38	0,32	0,49	0,48
<i>Differenz der Kontostände</i>	0,29	0,18	0,66	0,57	-0,37	-0,67	-0,52	-0,90
<i>Liquiditätsreserve</i>	0,00	0,10	0,41	0,50	0,57	0,62	0,40	0,42
<i>Änderung Letztverbrauch</i>	-0,08	-0,05	-0,10	-0,13	0,07	0,08	0,09	0,08
<i>Sonstige Kosten</i>	0,19	-0,03	-0,03	0,04	-0,04	-0,07	-0,06	-0,04
Änderung gesamt (seit 2010)	1,48	1,54	3,23	4,19	4,12	4,31	4,83	4,74

Quelle: Eigene Berechnungen, Übertragungsnetzbetreiber

Es fällt auf, dass die in der Abbildung als „**Sonstiges**“ bezeichnete Position in den Jahren 2013 und 2014 besonders hoch ausfällt, danach bis 2016 wieder verschwindet und im Jahr 2018 mit einem deutlichen negativen Beitrag auftritt. In dieser Kostenposition sind vor allem Änderungen der Parameter Kontostand und Liquiditätsreserve, sowie Höhe des Letztverbrauchs und kleine Restposten wie Profilservicekosten, Kosten für Börsenzulassung und Handelsanbindung, Zinskosten und EEG-Bonus zusammengefasst.⁷

Hinter den hohen Beiträgen dieses Parameters in den Jahren 2013 und 2014 verbergen sich im Wesentlichen folgende Effekte: In beiden Jahren musste ein hoher negativer Kontostand aus dem September des Vorjahres (2013: -2,6 Mrd. € und 2014: -2,2 Mrd. €) in die EEG-Umlage eingepreist werden. Dass das EEG-Konto so stark ins Minus kam, lag im Jahr 2013 unter anderem daran, dass die EEG-Umlage 2012 nicht ausreichend war, um die Kosten zu decken. Dadurch wurde das EEG-Konto stark belastet. Der negative Kontosaldo musste im Jahr 2013 ausgeglichen werden. Gleichzeitig war der dominierende Effekt für den niedrigen Kontostand in beiden Jahren, dass der bei Berechnung der Umlage verwendete Terminmarktpreis, der Phelix Base Year Future, deutlich höher lag, als der dann tatsächlich wirksame Strompreis beim Verkauf am Spotmarkt (Loreck et al. 2012; Loreck et al. 2013). Damit fielen die Markterlöse durch den Verkauf des erneuerbaren Stroms deutlich niedriger aus als prognostiziert.

In beiden Jahren wurde zudem eine Liquiditätsreserve von 10% der Deckungslücke erhoben, um das Kontodefizit kurzfristig zu reduzieren. Dies ist innerhalb von 2 Jahren geglückt, so dass die

⁷ Tabelle 3 weist die Effekte von Kontostand, Liquiditätsreserve und Letztverbrauch einzeln aus.

EEG-Umlage 2015 nicht mehr durch den Ausgleich eines negativen Kontosalvos belastet wurde. Die Liquiditätsreserve von 10% wurde zwar in den Umlagen 2015 und 2016 beibehalten, wurde jedoch durch einen positiven Kontostand wieder ausgeglichen, so dass die Position „Sonstiges“ wieder deutlich weniger ins Gewicht fiel. Für die Umlageberechnung der Jahre 2017 und 2018 wurde die Liquiditätsreserve auf 6% der Deckungslücke gesenkt. Im Jahr 2018 überwiegt der Ausgleich des hohen positiven Kontostands deutlich die Kosten der Liquiditätsreserve und führt im Saldo zu einer Senkung der Umlage um 0,44 ct/kWh gegenüber 2010.

Dabei ist zu beachten, dass Liquiditätsreserve und Kontoausgleich keine Kosten der EE-Finanzierung darstellen, auch wenn sie in einzelnen Jahren die EEG-Umlage stark beeinflussen können. Sie sind Liquiditätselemente um unvermeidliche Ungenauigkeiten bei der Prognose der EEG-Umlage im Voraus (Liquiditätsreserve) oder nachträglich (Kontoausgleich) auszugleichen, indem sie Kosten zwischen den Jahren verschieben.

4.2. Mengen- und Preiseffekte einzelner erneuerbarer Technologien

Im vorangegangenen Abschnitt wurde bereits der Einfluss der erneuerbaren Energien auf den Anstieg der EEG-Umlage seit 2010 dargestellt (s. Abbildung 5 und Tabelle 3). Im Folgenden werden die Effekte der verschiedenen erneuerbaren Energien auf die EEG-Umlage vertieft analysiert, indem Preis- und Mengeneffekte unterschieden werden. Zunächst werden dazu die absoluten Mengen und Kosten der verschiedenen Technologien beleuchtet: Abbildung 6 zeigt die Strommengen, die Kosten (als Einnahmen der Anlagenbetreiber inklusive Vermarktungserlösen) und den anzulegenden Wert für die verschiedenen erneuerbaren Technologien, die die Übertragungsnetzbetreiber in ihren jährlichen Prognosen der EEG-Umlage zugrunde legen.

Die mit Abstand größte Stromproduktion wird dabei Jahr für Jahr mit inzwischen über 90 TWh für Wind an Land prognostiziert, das entspricht 46% der gesamten erneuerbaren Strommenge im EEG. Die zweitgrößte Stromproduktion stammt aus Biomasseanlagen (2018: 42 TWh, 20%), dicht gefolgt von Solaranlagen (knapp 39 TWh, 19%), wobei die Prognose für die Solarstrommenge in den Jahren 2015 bis 2017 etwa konstant geblieben ist (37 TWh), da der tatsächliche Zubau im Folgejahr jedes Mal geringer ausfiel als prognostiziert. 2018 gehen die Übertragungsnetzbetreiber wieder von einer leichten Zunahme für Strom aus Solaranlagen aus. Die prognostizierte Stromproduktion aus Wind auf See ist immer noch vergleichsweise gering (23 TWh, 11%), ist aber in den letzten Jahren zügig angestiegen. Zusammengefasst dargestellt sind hier die insgesamt niedrigen Strommengen aus Wasser (hier nur die im EEG finanzierte Stromproduktion), Geothermie und Gasen, die sich seit 2010 in den meisten Jahren in einer Größenordnung von 7 TWh (3% im Jahr 2018) bewegen.

Zum Vergleich sind in Abbildung 6 außerdem die prognostizierten Kosten der einzelnen Technologien dargestellt. Um die Anlagen in der Festvergütung und in der Marktprämie vergleichbar zu machen, wurden die gesamten Einnahmen der Anlagenbetreiber inklusive der Vermarktungserlöse berechnet. Hier zeigt sich ein anderes Bild als bei der Stromproduktion: Die höchsten absoluten Kosten hat in den Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber die Solarenergie. In den Jahren 2016 und 2017 Jahren sinken die jährlich prognostizierten Kosten allerdings wieder, was auch mit dem sinkenden realen Ausbau zu tun hat, an den die jährlichen Prognose im Folgejahr jeweils angepasst werden. Für 2018 gehen die Übertragungsnetzbetreiber von ähnlich hohen Kosten für die Solarenergie aus wie für 2014 und 2015.

Die prognostizierten absoluten Kosten für Wind an Land und Biomasse liegen trotz ihrer sehr unterschiedlichen Strommengen auf einem ähnlichen Niveau und steigen seit 2010 an. Die

absoluten Kosten für Wind auf See sind im Vergleich zu den anderen Technologien niedriger, nehmen aber, ähnlich wie die Strommengen, im betrachteten Zeitraum deutlich zu. Die prognostizierten Kosten der kleinen Technologien sind in absoluten Zahlen, analog zur Strommenge, vergleichsweise niedrig.

Für die erneuerbaren Technologien Wind, Biomasse und Solarenergie ist auch der anzulegende Wert dargestellt, der sich aus den Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber ergibt. Dabei ist im Folgenden stets der durchschnittliche anzulegende Wert für den gesamten Anlagenbestand einer Technologie gemeint, der sich aus den gesamten Kosten und Strommengen der Anlagen aller Jahrgänge (mit ihren jeweils unterschiedlichen Vergütungssätzen) ergibt. Die spezifisch teuerste Technologie ist die Solarenergie, sie ist jedoch interessanterweise die einzige, deren spezifische Kosten deutlich sinken. Für die anderen Technologien liegt der anzulegende Wert in den späteren Prognosen stets über dem Wert von 2010. Erst seit im EEG 2014 die Boni für Windenergie- und Biomasseanlagen abgeschafft wurden und deutliche Vergütungskürzungen beschlossen wurden, liegen die Vergütungen für Neuanlagen wieder unter dem Niveau von 2010. Dadurch reduziert sich der durchschnittliche anzulegende Wert in den letzten Jahren wieder, wie am Beispiel von Wind an Land zu sehen ist. Da es sich im Vergleich zum gesamten Bestand noch um wenige Anlagen handelt, ist der Effekt bisher noch klein, er wird sich jedoch verstärken, je mehr Neuanlagen mit sinkenden Vergütungssätzen hinzukommen.

Wie wirken sich die Entwicklungen der Strommengen und der Kosten der verschiedenen erneuerbaren Technologien nun auf die EEG-Umlage aus? Die Dekompositionsmethode ermöglicht die getrennte Erfassung von Mengen- und Preiseffekten. Die im vorangegangenen Abschnitt zusammengefasst dargestellten Beiträge der verschiedenen erneuerbaren Technologien werden in Abbildung 7 nach Mengen- und Preiseffekt getrennt dargestellt⁸. Dabei wird stets mit dem Basisjahr 2010 verglichen, so dass der dargestellte Zeitraum erst mit 2011 beginnt und nur Veränderungen seit 2010 erfasst werden.

Den größten Anteil am Anstieg der EEG-Umlage seit 2010 hat die Solarenergie. In den Jahren 2015 bis 2017 geht der Anteil der Solarenergie allerdings wieder zurück. Das liegt an den sinkenden Kosten der Solaranlage. Und da die Solarstrommengen in den Prognosen der letzten Jahre stagnieren, wird der Preiseffekt auch nicht durch einen Mengeneffekt kompensiert. Für 2018 steigen die angenommenen Solarstrommengen wieder an und erhöhen den Beitrag der Solarenergie zur Umlage daher wieder. Gleichzeitig nimmt jedoch auch der Preiseffekt weiter zu und kompensiert einen Teil des Mengeneffekts. Wie schon der Verlauf der anzulegenden Werte in Abbildung 6 vermuten lässt, ist die Solarenergie die einzige Technologie, bei der der Preiseffekt dem Anstieg der Umlage seit 2010 entgegenwirkt.

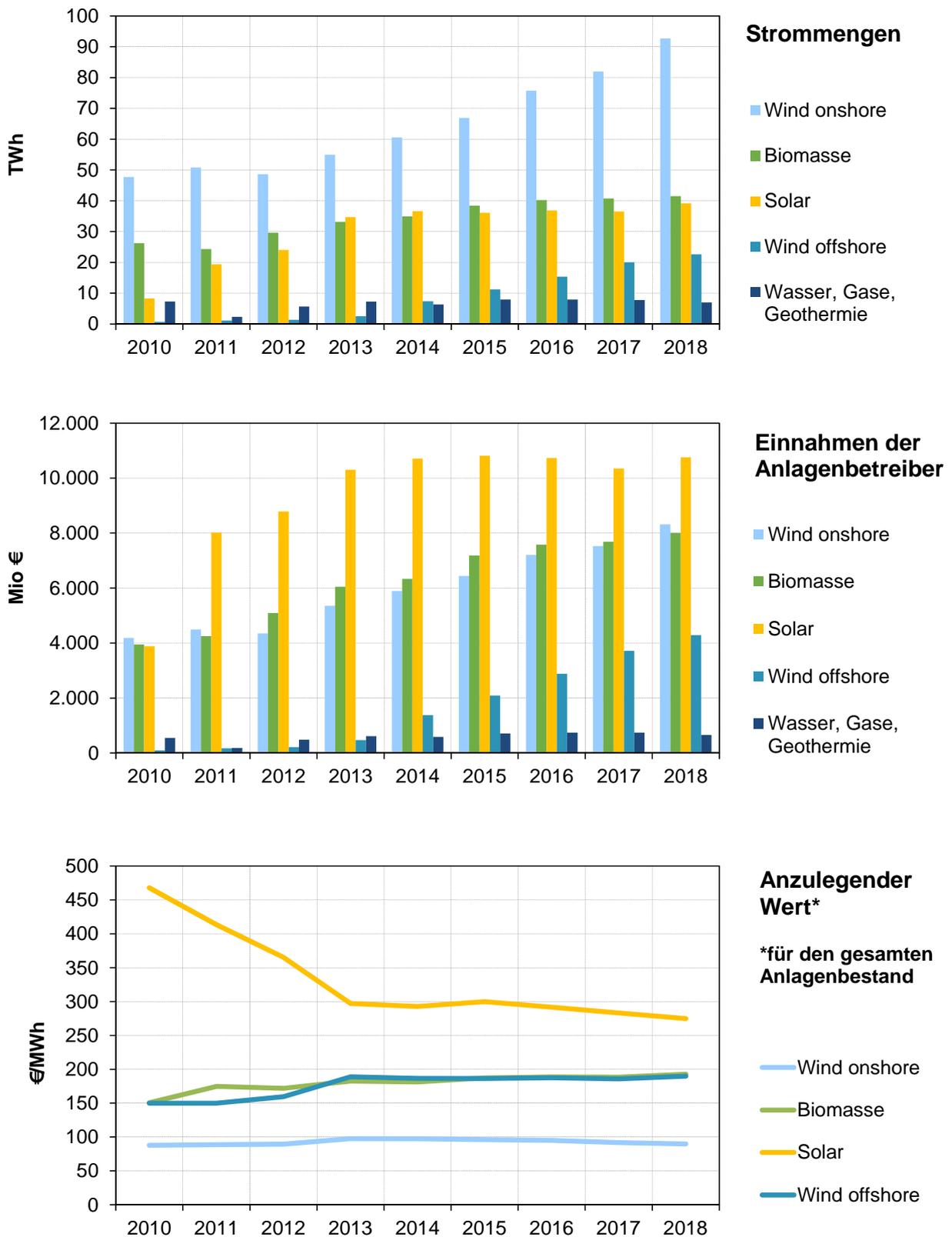
Anders ist es bei der Biomasse: Seit 2010 hat der Ausbau der Biomasse die EEG-Umlage kontinuierlich erhöht, wobei der Preiseffekt, über alle Jahre betrachtet, insgesamt mehr als die Hälfte des Anstiegs verursacht hat.

Bei beiden Windtechnologien wirken sich die Preiseffekte zwar ebenfalls steigend auf die EEG-Umlage aus, es sind aber die Mengeneffekte, die den Anstieg dominieren. Insbesondere bei Wind an Land ist der Preiseffekt in den Jahren 2017 und 2018 sehr klein, da die spezifischen Kosten des

⁸ Kleine Abweichungen bei den Gesamteffekten im Vergleich zu Abschnitt 4.1 ergeben sich aus den vermiedenen Netznutzungsentgelten, die in der Darstellung in Abschnitt 4.1 ebenfalls den jeweiligen Technologien zugeschlagen werden, und die hier nicht in die Betrachtung eingehen. Bei der Solarenergie wird zudem der kleine Anteil für den Eigenverbrauch in der Dekomposition nicht nach Preis- und Mengeneffekten disaggregiert.

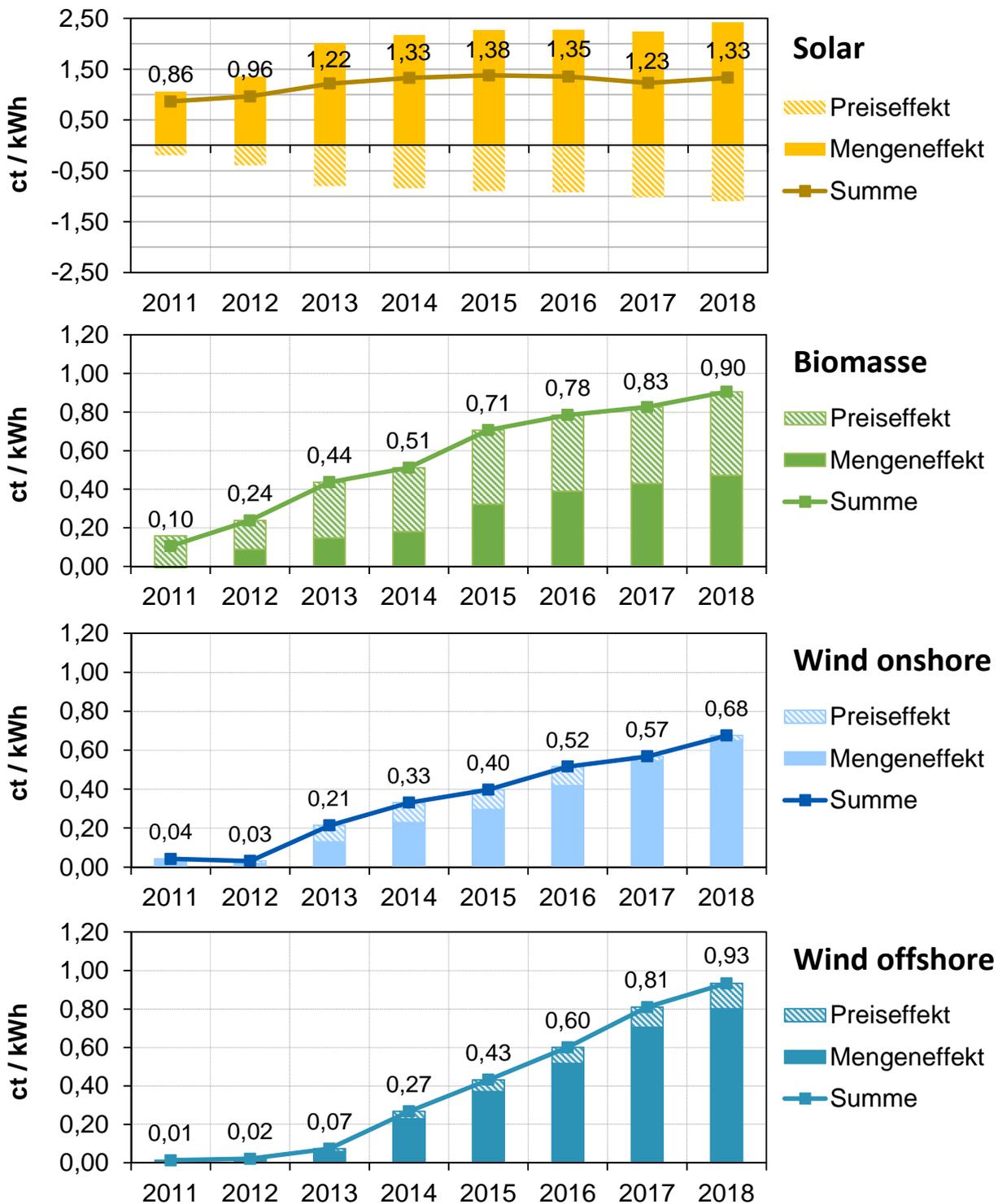
gesamten Anlagenbestands kaum noch über dem Wert von 2010 liegen, wie man auch schon in Abbildung 6 für den anzulegenden Wert bei Wind an Land sieht.

Abbildung 6: Strommengen und Kosten verschiedener erneuerbarer Technologien in den Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Eigene Berechnungen

Abbildung 7: Einfluss der prognostizierten Vergütungen (Preiseffekt) und Strommengen (Mengeneffekt) auf die Entwicklung der EEG-Umlage seit 2010 für einzelne Energieträger



Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, Eigene Berechnungen

4.3. Vergleich der Umlage 2017 und 2018 mit dem Vorjahr

Interessant ist auch der direkte Vergleich der Umlage mit dem jeweiligen Vorjahr. Von 2016 auf 2017 stieg die Umlage an, während sie von 2017 auf 2018 wieder leicht sank. Die Veränderungen die dazu geführt haben, werden im Folgenden für beide Jahre dargestellt.

4.3.1. EEG-Umlage 2017 im Vergleich zu 2016

Im Jahr 2017 stieg die Umlage von 6,35 ct/kWh im Jahr 2016 auf 6,88 ct/kWh. Das entspricht einer Erhöhung um 0,53 ct/kWh. Abbildung 8 zeigt die Anteile der einzelnen Parameter an diesem Anstieg. Den größten Effekt verursacht mit 0,21 ct/kWh der Börsenstrompreis, der für das Jahr 2017 nur noch 26,75 €/MWh beträgt, während es für 2016 noch 31,26 €/MWh waren.

Die zweitgrößte Position wird durch den weiteren Ausbau von Windenergie auf See verursacht, die mit 0,20 ct/kWh zum Anstieg der EEG-Umlage von 2016 auf 2017 beiträgt. Die Solarenergie verursacht gegenüber der Umlageberechnung für 2016 hingegen eine Reduzierung um 0,11 ct/kWh. Dies liegt hauptsächlich daran, dass die Übertragungsnetzbetreiber für 2017 sowohl von niedrigeren spezifischen Kosten als auch von niedrigeren Strommengen aus Solaranlagen ausgehen als noch in der Prognose der EEG-Umlage 2016. Tatsächlich liegt der Zubau von Solaranlagen seit längerer Zeit unter dem im EEG formulierten Zielkorridor.

Die beiden Technologien Biomasse und Windenergie an Land tragen nur mit sehr kleinen Anteilen (0,02 ct/kWh bei Biomasse und 0,04 ct/kWh bei Windenergie an Land) zum Anstieg der Umlage von 2016 auf 2017 bei.⁹

Im Vergleich der Umlage von 2016 und 2017 verursacht schließlich die Position „Sonstiges“ einen Anstieg von 0,16 ct/kWh. Darin werden mehrere Effekte zusammengefasst. Die wichtigsten sind die Differenz in der Prognose für die im Rahmen der BesAR privilegierte Strommenge, die Differenz der Kontostände und die Absenkung der Liquiditätsreserve. Der Rest ergibt sich aus dem leicht gesunkenem Letztverbrauch und der Änderung der Profilkfaktoren.

Die Strommenge, die in verschiedenem Umfang von den Privilegierungsregelungen profitiert, hatten die Übertragungsnetzbetreiber für 2016 noch mit insgesamt 104 TWh angenommen, im Jahr 2017 sind es 114 TWh. Dieser Unterschied ist jedoch auf methodische Abweichungen in der Prognose der Übertragungsnetzbetreiber zurückzuführen und nicht auf eine Ausweitung der Privilegierungsregelungen.¹⁰ Rechnerisch führt er zu einem Anstieg der EEG-Umlage um 0,21 ct/kWh. Dies zeigt sich auch der Vergleich mit der Prognose für 2015, in der von einer privilegierten Strommenge von 110 TWh ausgegangen wurde.

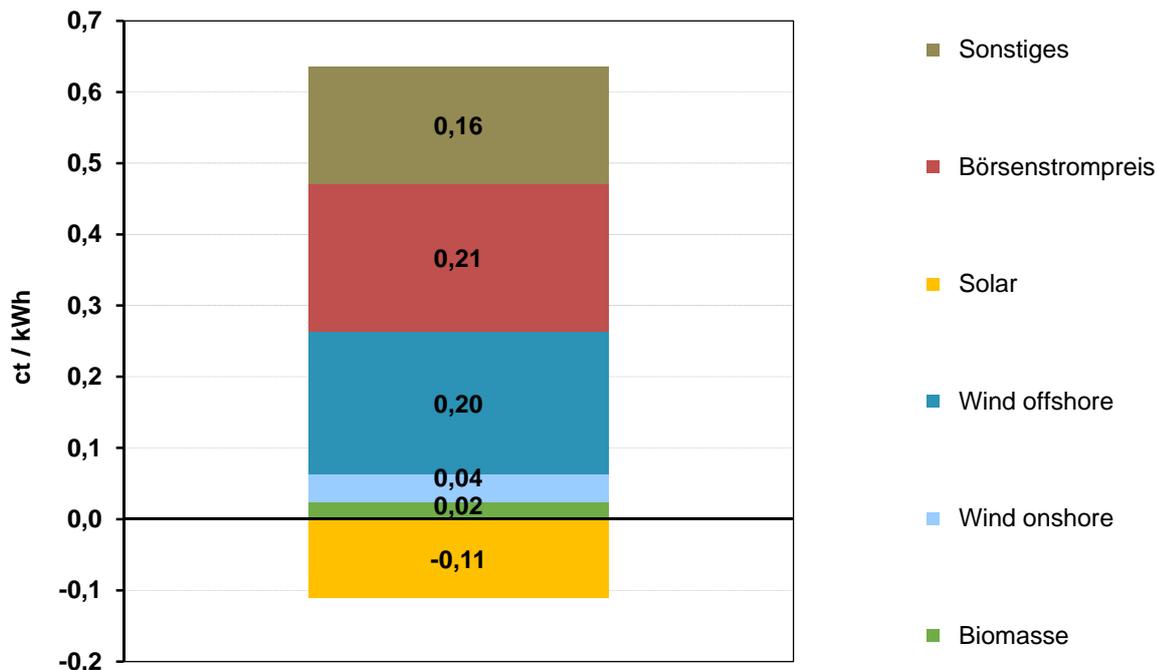
Der Kontostand ist im September 2016, wie auch im Vorjahr, positiv. Allerdings ist er mit 1,9 Mrd. € nicht ganz so hoch wie im September 2015. Damals betrug er 2,5 Mrd. €. Der Vergleich dieser beiden Kontostände führt daher zu einem Anstieg der Umlage um 0,16 ct/kWh.

⁹ Vergleicht man diese bisher dargestellten Werte mit den Zahlen aus Abschnitt 4.1, in dem alle Jahre mit dem Basisjahr 2010 verglichen wurden, so fällt auf, dass die Differenz zwischen den Jahren 2016 und 2017 dort nicht unbedingt die gleichen Werte liefert wie der direkte Vergleich der Jahre 2016 und 2017 hier. Das liegt daran, dass beim Vergleich zweier Zeitpunkte alle Parameter aus beiden Jahren in die Berechnung des Effekts eines einzelnen Parameters eingehen. Da es sich bei der Berechnung der EEG-Umlage um eine nicht nur rein additive Formel handelt, sondern ein einzelner zu variierender Parameter mit anderen Parametern der beiden Betrachtungsjahre multipliziert und dividiert wird, hängt der berechnete Effekt eines Parameters von der Wahl der Bezugsjahre ab.

¹⁰ Die Übertragungsnetzbetreiber beauftragen für die Festlegung der EEG-Umlage wissenschaftliche Gutachten, die den umlagerelevanten Stromverbrauch im Folgejahr schätzen. Im Falle eines Gutachterwechsels kann es zu Änderungen der methodischen Vorgehensweise und damit zu Unterschieden in der Betrachtung von Jahr zu Jahr kommen.

Demgegenüber ist die Liquiditätsreserve im Jahr 2017 mit nur noch 6% auch in absoluten Zahlen niedriger als 2016. Insgesamt mussten 2016 2,3 Mrd. € für die Liquiditätsreserve bezahlt werden, während es 2017 nur noch knapp 1,5 Mrd. € sind. Dies führt zu einer Senkung der Umlage um 0,24 ct/kWh.

Abbildung 8: Differenz der EEG-Umlage 2017 im Vergleich zur EEG-Umlage 2016 (insgesamt 0,53 ct/kWh)



Quelle: Eigene Berechnungen, Übertragungsnetzbetreiber

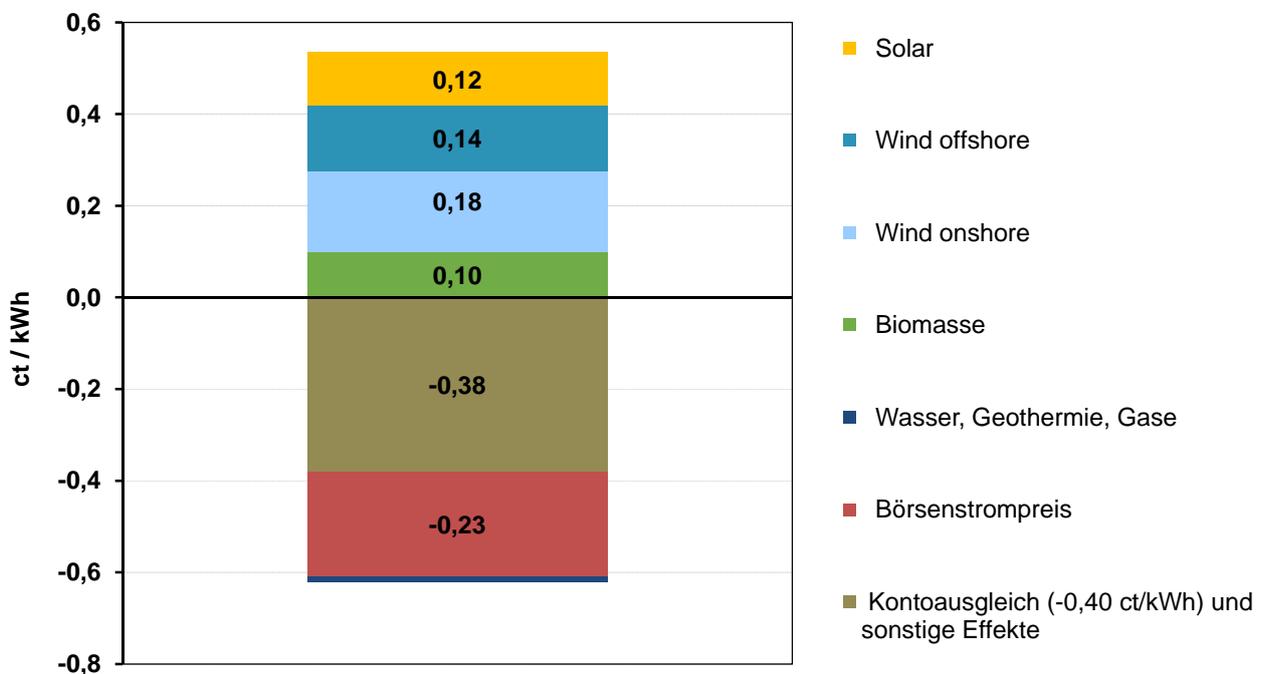
4.3.2. EEG-Umlage 2018 im Vergleich zu 2017

Von 2017 auf 2018 ist die Umlage leicht gesunken: 2017 betrug sie 6,88 ct/kWh, 2018 sind es 6,79 ct/kWh. Abbildung 9 zeigt als Ergebnis der Dekompositionsanalyse den Beitrag der einzelnen Faktoren zur Veränderung der Umlage 2018 im Vergleich zum Vorjahr. Der weitere Ausbau der vier großen erneuerbaren Technologien trägt mit insgesamt 0,53 ct/kWh zum Anstieg der Umlage bei. Dabei geht der größte Beitrag auf Wind an Land zurück (0,18 ct/kWh), gefolgt von Wind auf See (0,14 ct/kWh) sowie Solarenergie (0,12 ct/kWh) und Biomasse (0,10 ct/kWh).

Die kostentreibende Wirkung des Ausbaus der genannten Technologien wird jedoch von den folgenden Effekten kompensiert: Der angesetzte Börsenstrompreis für 2018 liegt mit 32,22 €/MWh wieder etwas höher als im Vorjahr, als der Börsenstrompreis mit 26,75 €/MWh seinen historischen Tiefpunkt im Betrachtungszeitraum erreichte. Durch den steigenden Börsenstrompreis steigen die Vermarktungserlöse für erneuerbaren Strom. Dadurch sinken die auf die Stromverbraucher umzulegenden Differenzkosten und damit die Umlage um 0,23 ct/kWh. Der für die Umlage 2018 wirksame Kontostand von September 2017 ist mit 3,3 Mrd. € noch höher als der Kontostand im September 2016 (1,9 Mrd. €). Diese Differenz senkt die Umlage um 0,4 ct/kWh gegenüber dem Vorjahr.

Weitere kleine kostensteigernde Effekte, die zusammen mit dem Kontoausgleich dargestellt werden, haben die Änderung der absoluten Höhe der Liquiditätsreserve (0,02 ct/kWh) sowie die leicht gesunkenen Profilmfaktoren (0,05 ct/kWh). Mit einem kleinen kostensenkenden Effekt wirken sich der minimale Anstieg des Letztverbrauchs (-0,03 ct/kWh) und etwas niedrigere sonstige Kosten (-0,02 ct/kWh) aus. Unter den kleinen Technologien Wasser, Gase und Geothermie führt zudem der prognostizierte Rückgang der Strommenge aus Wasserkraft gegenüber dem Vorjahr zu einer minimalen Senkung der Umlage (-0,01 ct/kWh). Unter den privilegierten Strommengen kommt es zwar innerhalb der verschiedenen Kategorien zu leichten Verschiebungen, in Summe ergeben sich daraus jedoch keine Auswirkungen auf die Höhe der Umlage 2018 im Vergleich zu 2017.

Abbildung 9: Differenz der EEG-Umlage 2018 im Vergleich zur EEG-Umlage 2017 (insgesamt minus 0,09 ct/kWh)



Quelle: Eigene Berechnungen, Übertragungsnetzbetreiber

5. Fazit

Die EEG-Umlage ist eine komplex berechnete Größe, die sowohl durch den Ausbau der erneuerbaren Energien bestimmt wird, als auch durch andere Faktoren wie z.B. dem Börsenstrompreis und der Kostenverteilung zwischen privilegierten und nicht-privilegierten Verbrauchern. Sie direkt als Indikator für die Kostenentwicklung der erneuerbaren Energien heranzuziehen, ist daher irreführend. Vielmehr bedarf es einer geeigneten Methodik, um die Effekte der erneuerbaren Energien sowie anderer Einflussgrößen zu quantifizieren. Eine solche Methodik ist die hier verwendete Dekompositionsanalyse. Für den analysierten Zeitraum von 2010 bis 2018 ergeben sich damit folgende Erkenntnisse:

- Seit 2010 ist die EEG-Umlage von damals knapp 2,1 ct/kWh auf über 6 ct/kWh in den Jahren 2014 bis 2018 angestiegen. Ihren höchsten Wert bisher erreichte die Umlage im Jahr **2017** mit knapp 6,9 ct/kWh. Dieser Anstieg von insgesamt 4,8 ct/kWh gegenüber 2010 geht zum größten Teil (3,5 ct/kWh) auf den **Ausbau der erneuerbaren Energien** zurück. Die **anderen Effekte** führen zu einem Anstieg der Umlage von 1,3 ct/kWh. Im Jahr 2018 ist die Umlage mit 6,8 ct/kWh etwa gleich hoch wie im Vorjahr. Der fortschreitende Ausbau der erneuerbaren Energien würde zwar rechnerisch zu einem weiteren Anstieg der EEG-Umlage führen, dies wird aber durch andere Effekte mehr als kompensiert: Im Vergleich mit 2010 geht der Anstieg der EEG-Umlage **2018** (insgesamt 4,7 ct/kWh) mit 3,9 ct/kWh auf den Ausbau der erneuerbaren Energien und mit nur noch 0,8 ct/kWh auf andere Effekte zurück. Hauptgründe für diesen Rückgang sind der sehr hohe positive Kontostand und der leicht gestiegene Börsenstrompreis. Dieser führt zu steigenden Erlösen aus der Vermarktung, so dass weniger hohe Kosten auf die Verbraucher umgelegt werden müssen.
- Unter den erneuerbaren Technologien trägt die **Solarenergie** im Jahr 2018 mit knapp 1,4 ct/kWh am stärksten zum Anstieg der Umlage seit 2010 bei. Der wesentliche Zuwachs hat jedoch bereits bis 2014 stattgefunden, seitdem bewegt sich der Anteil der Solarenergie am Anstieg der EEG-Umlage zwischen 1,3 und 1,4 ct/kWh. Die differenzierte Betrachtung von Mengen- und Preiseffekten zeigt: Die Solarenergie ist die einzige Technologie, dessen durchschnittliche Vergütung für den gesamten Bestand seit 2010 gesunken ist. Die massiv gefallen Einspeisevergütungen haben dem Anstieg der EEG-Umlage im Jahr 2018 rechnerisch um 1,1 ct/kWh entgegengewirkt.
- Bei der **Biomasse** hingegen, die im Jahr 2018 einen Anstieg der Umlage von 0,9 ct/kWh gegenüber 2010 verursacht, geht ca. die Hälfte dieses Effekts auf deutlich gestiegene spezifische Kosten zurück. Es gibt hier also keinen kostendämpfenden Preiseffekt, den man eigentlich erwarten würde, wenn man eine technologische Lernkurve unterstellt, sondern sogar einen Kostenanstieg.
- **Wind an Land** ist die mit Abstand kostengünstigste Technologie, die zugleich beinahe die Hälfte der erneuerbaren Stromproduktion liefert. Durch die wachsende Strommenge ist ihr Beitrag zum Anstieg der EEG-Umlage seit 2010 stetig gestiegen auf nun knapp 0,7ct/kWh. Seit 2013 bleiben zugleich die spezifischen Kosten der Windenergie in den Prognosen in etwa konstant, und zwar auf einem etwas höheren Wert als noch 2010. Auch hier lässt sich also seit 2010 kein kostendämpfender Preiseffekt beobachten. Es bleibt abzuwarten, ob sich dies durch die Einführung der Ausschreibungen im EEG 2017 ändert. Nach den ersten beiden Ausschreibungsrunden liegen die zu erwartenden spezifischen Kosten mit

inzwischen 3,8 – 5,5 ct/kWh¹¹ (BMWi 2017a) für Neuanlagen zumindest deutlich unter dem durchschnittlichen anzulegenden Wert in der EEG-Prognose 2018, der sich für den gesamten Anlagenbestand über alle Vergütungsregime im Durchschnitt zu 9,0 ct/kWh (inklusive Managementprämie) ergibt.

- Die Analyse des Zeitraums bis 2018 legt nahe, dass **Wind auf See** der neue große Treiber für die EEG-Umlage werden kann. Keine Technologie ist im betrachteten Zeitraum in den EEG-Prognosen so schnell gewachsen. Der Ausbau von Wind auf See trägt 2018 mit 0,9 ct/kWh zum Anstieg der EEG-Umlage bei, 2016 waren es noch 0,6 ct/kWh. Ähnlich wie bei Wind an Land dominiert hier der Mengeneffekt, und auch hier liegen die spezifischen Kosten über denen von 2010, so dass zum Mengeneffekt ein zwar niedriger, aber die Umlage ebenfalls steigernder Preiseffekt hinzukommt. Der spezifische anzulegende Wert lag in der EEG-Prognose 2018 bei 19 ct/kWh. Die erste Ausschreibungsrunde hat allerdings nun deutlich niedrigere Gebote (0 ct/kWh und 6 ct/kWh¹²) ergeben. Möglicherweise wird also auch bei Wind auf See in Zukunft ein sich dämpfend auswirkender Preiseffekt auftreten. Da es sich hier allerdings um so wenige Projekte handelt, bleibt abzuwarten, ob diese für die langfristige Entwicklung der Kosten für Wind offshore repräsentativ sind.
- Unter den nicht direkt mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien verbundenen Faktoren, hat sich am stärksten der seit 2010 massiv gesunkene **Börsenstrompreis** auswirkt: Die Halbierung des Börsenstrompreises seit 2010 führte im Jahr 2017 zu einer um knapp 1 ct/kWh höheren EEG-Umlage. 2018 steigt der Börsenstrompreis gegenüber 2017 zwar leicht an, er liegt aber immer noch deutlich unter dem Wert von 2010. Von dem Anstieg der Umlage von 2010 bis 2018 (insgesamt 4,7 ct/kWh) gehen 0,8 ct/kWh auf den niedrigen Börsenstrompreis zurück.
- Die Privilegierung der stromintensiven Industrie über die **Besondere Ausgleichsregelung** geht in den Jahren 2015 bis 2018 mit Beiträgen zwischen 0,3 ct/kWh und 0,5 ct/kWh in den Anstieg der Umlage seit 2010 ein. Hier ist zu beachten, dass die Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber, die sich auf externe Gutachter stützen, von Jahr zu Jahr sehr unterschiedliche Zahlen für die Privilegierung enthalten, obwohl sich die faktischen Privilegierungstatbestände seit der Neuregelung im Jahr 2014 nicht so stark verändert haben. Die genannten Zahlen der letzten vier Jahre liefern somit eher einen Hinweis auf die Größenordnung des Privilegierungseffekts im Vergleich mit 2010 als auf den exakten jährlichen Verlauf.
- In den Jahren 2013 und 2014 stieg die Umlage zweimal hintereinander deutlich gegenüber dem Vorjahr an (2013: 1,69 ct/kWh; 2014: 0,96 ct/kWh). In beiden Jahren war ein wesentlicher Treiber dafür ein stark negativer Kontostand im September des Vorjahres, der dann mit der Umlagezahlung wieder ausgeglichen werden musste. Unter anderem war im Jahr 2013 ein Grund dafür die zu niedrig angesetzte EEG-Umlage im vorangegangenen Jahr. Darüber hinaus lag in den Jahren 2013 und 2014 eine systematische Überschätzung des Börsenstrompreises in den Prognosen und damit eine Überschätzung der

¹¹ Zuschlagswerte für durchschnittliche Vergütungssätze aus der zweiten Ausschreibungsrunde im August 2017 unter Berücksichtigung der Spreizung für verschiedene Standortqualitäten.

¹² BNetzA 2017

Vermarktungserlöse vor, die dann in Wirklichkeit viel niedriger ausfielen. Bis 2015 wurde das so entstandene Defizit durch die Anpassung der Liquiditätsreserve wieder ausgeglichen, wodurch der Kontostand seitdem positiv ausfiel. 2018 wirkt der Effekt in die andere Richtung: Der hohe Kontostand kompensiert einen Großteil der Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien. Die im Jahr 2017 im Voraus geleisteten Zahlungen sorgen so dafür, dass die Umlage 2018 nicht weiter steigt. Liquiditätsreserve und Kontoausgleich können die EEG-Umlage in einzelnen Jahren stark beeinflussen. Es ist jedoch zu beachten, dass es sich hier nur um die Verschiebung von Kosten zwischen den Jahren handelt. Wenn es gelingt, **Prognoseunsicherheiten** zu reduzieren, kann ein sprunghafter Anstieg der EEG-Umlage durch nachholende Zahlungen oder eine hohe Vorauszahlung vermieden werden.

Literaturverzeichnis

Ang, B.W (2004): Decomposition analysis for policymaking in energy: which is the preferred method? In: *Energy Policy* 32 (9), S. 1131–1139. DOI: 10.1016/S0301-4215(03)00076-4.

BMWi (2017a): Dossier Erneuerbare Energien. Ergebnisse aus den Ausschreibungen nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz. Online verfügbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html>, zuletzt geprüft am 09.11.2017.

BMWi (2017b): EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2018. Online verfügbar unter <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-in-zahlen-xls.html>.

BNetzA (2017): Bundesnetzagentur erteilt Zuschläge in der ersten Ausschreibung für Offshore-Windparks, 13.04.2017. Online verfügbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2017/13042017_WindSeeG.html.

Loreck, Charlotte; Haller, Markus; Hermann, Hauke; Cludius, Johanna (2013): Analyse der EEG-Umlage 2014. Kurzstudie im Auftrag von Agora Energiewende. Hg. v. Öko-Institut. Online verfügbar unter <http://www.oeko.de/oekodoc/1825/2013-495-de.pdf>, zuletzt geprüft am 08.04.2016.

Loreck, Charlotte; Matthes, Felix Chr.; Hermann, Hauke; Jung, Frederieke (2012): Komponentenerlegung der Umlage zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien über das Erneuerbare Energien Gesetz. Hg. v. Öko-Institut. Online verfügbar unter <http://www.oeko.de/oekodoc/1588/2012-444-de.pdf>.

Übertragungsnetzbetreiber: Netztransparenz.de - Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber. EEG-Umlage. Online verfügbar unter <http://www.netztransparenz.de/de/EEG-Umlage.htm>, zuletzt geprüft am 30.10.2016.

Übertragungsnetzbetreiber (2016): Prognose der EEG-Umlage 2017 nach AusglMechV. Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB. Online verfügbar unter http://www.netztransparenz.de/de/file/20161014_Veroeffentlichung_EEG-Umlage_2017.pdf.

Übertragungsnetzbetreiber (2017): Prognose der EEG-Umlage 2018 nach EEV. Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB. Online verfügbar unter https://www.netztransparenz.de/portals/1/Content/EEG-Umlage/EEG-Umlage%202017/20171016_Ver%c3%b6ffentlichung_EEG-Umlage_2018.pdf.

Anhang A: Tabellen

Tabelle 4: EEG-Umlage in den Jahren 2010 bis 2018 in ct/kWh

2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
2,05	3,53	3,59	5,28	6,24	6,17	6,35	6,88	6,79

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber

Tabelle 5: Beitrag zur EEG-Umlage 2018 nach verschiedenen Technologien mit und ohne Privilegierung

	Beitrag der einzelnen Technologien inklusive Privilegierungseffekt		Beitrag der einzelnen Technologien nach Abzug des Privilegierungseffekts	
	ct / kWh	%	ct / kWh	%
Solar	2,71	40%	2,07	40%
Wind offshore	1,04	15%	0,79	15%
Wind onshore	1,63	24%	1,25	24%
Biomasse	1,83	27%	1,40	27%
Wasser, Geothermie, Gase	0,11	2%	0,09	2%
Kontostand, Liquiditätsreserve, Sonstiges	-0,54	-8%	-0,37	-7%
Privilegierung des stromintensiven Letztverbrauchs	0,00	0%	1,57	30%
Summe	6,79	100%	5,23	100%

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber 2017, BMWi 2017b, Eigene Berechnungen

Tabelle 6: Beitrag zur EEG-Umlage 2018 nach verschiedenen Technologien in Abhängigkeit vom Strompreis

Börsenstrompreis in €/MWh		32,22	42,22	52,22	62,22
Strompreiseffekt	ct/kWh	0,00	0,50	1,01	1,51
Solar	ct/kWh	2,71	2,61	2,51	2,42
Wind offshore	ct/kWh	1,04	0,98	0,93	0,87
Wind onshore	ct/kWh	1,63	1,42	1,21	1,00
Biomasse	ct/kWh	1,83	1,72	1,60	1,49
Wasser, Geothermie, Gase	ct/kWh	0,11	0,09	0,07	0,05
Kontostand, Liquiditätsreserve, Sonstiges	ct/kWh	-0,54	-0,54	-0,54	-0,54
Summe ohne Strompreiseffekt	ct/kWh	6,79	6,29	5,79	5,28

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber 2017, BMWi 2017b, Eigene Berechnungen

Tabelle 7: Strommengen und Kosten verschiedener erneuerbarer Technologien in den Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber

		2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
Strommengen verschiedener erneuerbarer Technologien in den ÜNB-Prognosen										
Wind onshore	TWh	47,7	50,8	48,6	54,9	60,6	66,9	75,8	81,9	92,7
Biomasse	TWh	26,3	24,3	29,6	33,2	34,9	38,4	40,2	40,8	41,5
Solar	TWh	8,3	19,4	24,1	34,7	36,6	36,1	36,8	36,6	39,2
Wind offshore	TWh	0,7	1,1	1,4	2,5	7,4	11,2	15,4	20,0	22,6
Wasser, Gase, Geothermie	TWh	7,3	2,3	5,7	7,2	6,4	7,9	7,9	7,7	7,0
Einnahmen der Anlagenbetreiber inklusive Vermarktungserlösen										
Wind onshore	Mio. €	4.187	4.495	4.353	5.359	5.893	6.440	7.206	7.523	8.320
Biomasse	Mio. €	3.951	4.250	5.092	6.052	6.336	7.184	7.584	7.681	8.000
Solar	Mio. €	3.883	8.021	8.789	10.303	10.715	10.816	10.733	10.347	10.758
Wind offshore	Mio. €	98	172	217	472	1.381	2.092	2.886	3.721	4.285
Wasser, Gase, Geothermie	Mio. €	549	190	488	613	590	719	746	741	658
Anzulegender Wert für den gesamten Anlagenbestand										
Wind onshore	€/MWh	87,8	88,5	89,6	97,6	97,3	96,3	95,1	91,8	89,8
Biomasse	€/MWh	150,4	174,8	171,8	182,5	181,4	187,3	188,5	188,4	192,6
Solar	€/MWh	468,0	413,4	365,1	297,1	292,8	299,6	291,5	283,1	274,8
Wind offshore	€/MWh	150,0	150,0	159,6	189,1	186,7	186,2	187,6	185,7	189,9

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, eigene Berechnungen

Tabelle 8: Einfluss der prognostizierten Vergütungen (Preiseffekt) und Strommengen (Mengeneffekt) auf die Entwicklung der EEG-Umlage

		2011	2012	2013	2014	2015	2016	2017	2018
		ct / kWh							
Solar	Mengeneffekt	1,06	1,35	2,01	2,17	2,27	2,27	2,24	2,43
	Preiseffekt	-0,20	-0,39	-0,80	-0,84	-0,90	-0,92	-1,01	-1,10
	Summe	0,86	0,96	1,22	1,33	1,38	1,35	1,23	1,33
Biomasse	Mengeneffekt	-0,05	0,09	0,15	0,18	0,32	0,39	0,43	0,47
	Preiseffekt	0,16	0,15	0,29	0,33	0,38	0,40	0,40	0,43
	Summe	0,10	0,24	0,44	0,51	0,71	0,78	0,83	0,90
Wind onshore	Mengeneffekt	0,03	0,02	0,13	0,23	0,30	0,42	0,54	0,65
	Preiseffekt	0,01	0,01	0,09	0,10	0,10	0,10	0,02	0,03
	Summe	0,04	0,03	0,21	0,33	0,40	0,52	0,57	0,68
Wind offshore	Mengeneffekt	0,01	0,02	0,06	0,23	0,37	0,52	0,70	0,80
	Preiseffekt	0,00	0,00	0,02	0,04	0,06	0,08	0,11	0,13
	Summe	0,01	0,02	0,07	0,27	0,43	0,60	0,81	0,93

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber, eigene Berechnungen

Tabelle 9: Effekt verschiedener Einflussfaktoren auf die jährliche Änderung der EEG-Umlage

	2017 ggü. 2016	2018 ggü. 2017
	ct/ kWh	
Solar	-0,11	0,12
Wind onshore	0,04	0,18
Wind offshore	0,20	0,14
Biomasse	0,02	0,10
Wasser, Geothermie, Gase	0,00	-0,01
Börsenstrompreis	0,21	-0,23
Sonstiges	0,16	-0,38
Summe	0,53	-0,09

Quelle: Übertragungsnetzbetreiber 2016, Eigene Berechnungen

Anhang B: Mathematische Beschreibung der Dekompositionsanalyse

Formel für die Dekompositionsanalyse der EEG-Umlage:

$$\begin{aligned}
 U = & \frac{1}{V_{ges} \cdot (1 - A_{pLV}^{a priori} - A_{pLV}^{prozentual})} \cdot \left[\sum_i E_i^{FV} \cdot v_i^{FV} + \sum_i E_i^{MP} \cdot v_i^{aW} \right. \\
 & \left. + V_{ges} \cdot A_{Gruen} \cdot g \right. \\
 & \left. + K_{PV \text{ vergueteter EV}} + K_{Konto} + K_{Liquid} + K_{sonst} \right. \\
 & \left. - \sum_i E_i^{FV} \cdot n_i - \sum_i E_i^{MP} \cdot n_i \right. \\
 & \left. - \sum_i E_i^{FV} \cdot f_i^{Profil} \cdot P_{PBYF} - \sum_i E_i^{MP} \cdot f_i^{Profil} \cdot f_{i^{MP/FV}} \cdot P_{PBYF} \right. \\
 & \left. - V_{ges} \cdot A_{pLV}^{a priori} \cdot z^{a priori} \right]
 \end{aligned}$$

mit

U – EEG-Umlage

V_{ges} – gesamter Letztverbrauch

$A_{pLV}^{a priori}$ – Anteil des privilegierten Letztverbrauchs mit a priori bekannter Umlagezahlung

$A_{pLV}^{prozentual}$ – Anteil des privilegierten Letztverbrauchs der prozentual belastet wird und rechnerisch nicht umlagepflichtig wird

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

i – erneuerbare Energietechnologie

E_i^{FV} – Strommenge aus der Energietechnologie i in der Festvergütung

E_i^{MP} – Strommenge aus der Energietechnologie i in der Marktprämie

v_i^{FV} – spezifische Festvergütung für die Energietechnologie i (bezogen auf die Strommenge)

v_i^{aW} – spezifischer anzulegender Wert für die Energietechnologie i (gesamte spezifische Einnahmen für die Stromproduktion unter der Marktprämie, inkl. Vermarktungserlösen und Managementprämie bezogen auf die Strommenge)

A_{Gruen} – Anteil des im Rahmen des Grünstromprivilegs privilegierten Letztverbrauchs

g – spezifische Zahlung des Letztverbrauchs im Grünstromprivileg (bezogen auf die Strommenge)

$K_{PV \text{ vergueteter EV}}$ – Kosten für den vergüteten Eigenverbrauch von Solaranlagen

K_{Konto} – Betrag für den Ausgleich des Kontostands

K_{Liquid} – Kosten für die Liquiditätsreserve

K_{sonst} – sonstige Kosten (Profilserviceaufwand, Kosten für Börsenzulassung und Handelsanbindung, Zinskosten, EEG-Bonus)

n_i – spezifische vermiedene Netznutzungsentgelte der Energietechnologie i (bezogen auf die Strommenge)

f_i^{Profil} – Profilmultiplikatoren

P_{PBYF} – Börsenstrompreis Phelix Base Year Future

$f_{iMP/FV}$ – Faktor, um den sich der Börsenstrompreis, der für die Berechnung der Marktprämie verwendet wird, vom Börsenstrompreis für die Festvergütung unterscheidet (2014 und 2015)

$z^{a priori}$ – spezifische Zahlungen des Teils des privilegierten Letztverbrauchs, dessen Zahlungen a priori bekannt sind (bezogen auf die Strommenge)

Für die Dekompositionsanalyse nach Laspeyres werden die folgenden Formeln für die Effekte der einzelnen Faktoren verwendet. Dabei nehmen die mit ~ gekennzeichneten Größen die Werte des Vergleichsjahres an, während alle anderen Variablen den Werten im Basisjahr entsprechen.¹³

Effekt der Veränderung des gesamten Letztverbrauchs V_{ges} :

$$\begin{aligned} \Delta U(V_{ges}) = & \frac{1}{\tilde{V}_{ges} \cdot (1 - A_{pLV}^{a priori} - A_{pLV}^{prozn u})} \cdot \left[\sum_i E_i^{FV} \cdot v_i^{FV} + \sum_i E_i^{MP} \cdot v_i^{aW} \right. \\ & \left. + \tilde{V}_{ges} \cdot A_{Gruen} \cdot g \right. \\ & \left. + K_{PV \text{ vergueteter EV}} + K_{Konto} + K_{Liquid} + K_{sonst} \right. \\ & \left. - \sum_i E_i^{FV} \cdot n_i - \sum_i E_i^{MP} \cdot n_i \right. \\ & \left. - \sum_i E_i^{FV} \cdot f_i^{Profil} \cdot P_{PBYF} - \sum_i E_i^{MP} \cdot f_i^{Profil} \cdot P_{PBYF} \cdot f_{iMP/FV} \right. \\ & \left. - \tilde{V}_{ges} \cdot A_{pLV}^{a priori} \cdot z^{a priori} \right] \\ & - U \end{aligned}$$

¹³ Die Formeln für die Dekomposition nach Paasche entsprechen (mit Vorzeichenwechsel) den Formeln der Laspeyres-Methode, wobei dann die mit ~ gekennzeichneten Größen den Wert des Basisjahres annehmen, während alle anderen Variablen den Werten im Vergleichsjahr entsprechen. Für alle Faktoren werden die Effekte nach beiden Ansätzen quantifiziert und der Mittelwert gebildet.

Effekt des Anteils des privilegierten Letztverbrauchs, der a priori bekannten, festen Betrag zahlt $A_{pLV}^{a priori}$:

$$\begin{aligned} \Delta U(A_{pLV}^{a priori}) = & \frac{1}{V_{ges} \cdot (1 - \bar{A}_{pLV}^{a priori} - A_{pLV}^{prozn u})} \cdot \left[\sum_i E_i^{FV} \cdot v_i^{FV} + \sum_i E_i^{MP} \cdot v_i^{aW} \right. \\ & \left. + V_{ges} \cdot A_{Gruen} \cdot g \right. \\ & \left. + K_{PV \text{ vergueteter EV}} + K_{Konto} + K_{Liquid} + K_{sonst} \right. \\ & \left. - \sum_i E_i^{FV} \cdot n_i - \sum_i E_i^{MP} \cdot n_i \right. \\ & \left. - \sum_i E_i^{FV} \cdot f_i^{Profil} \cdot P_{PBYF} - \sum_i E_i^{MP} \cdot f_i^{Profil} \cdot P_{PBYF} \cdot f_{i^{MP/FV}} \right. \\ & \left. - V_{ges} \cdot \bar{A}_{pLV}^{a priori} \cdot z^{a priori} \right] \\ & - U \end{aligned}$$

Effekt des Anteils des privilegierten Letztverbrauchs, der prozentual gar nicht umlagepflichtig wird $A_{pLV}^{prozn u}$:

$$\Delta U(A_{pLV}^{prozn u}) = \frac{\text{Zachler}}{V_{ges} \cdot (1 - A_{pLV}^{a priori} - \bar{A}_{pLV}^{prozn u})} - U$$

Effekt des Anteils des als Grünstrom privilegierten Letztverbrauchs (mit Ausnahme für das Jahr 2011, siehe dafür Berechnungsformel in (Loreck et al. 2012)) A_{Gruen} :

$$\Delta U(A_{Gruen}) = \frac{1}{V_{ges} \cdot (1 - A_{pLV}^{a priori} - A_{pLV}^{prozn u})} \cdot [V_{ges} \cdot g \cdot (\bar{A}_{Gruen} - A_{Gruen})]$$

Effekt der Höhe der Zahlungen des privilegierten Letztverbrauchs, die a priori bekannt sind $z^{a priori}$:

$$\Delta U(z^{a priori}) = \frac{1}{(1 - A_{pLV}^{a priori} - A_{pLV}^{prozn u})} \cdot [A_{pLV}^{a priori} \cdot (z^{a priori} - z^{a priori})]$$

Effekt der Strommenge in der Festvergütung E_i^{FV} der Technologie i:

$$\Delta U(E_i^{FV}) = \frac{1}{V_{ges} \cdot (1 - A_{pLV}^{a priori} - A_{pLV}^{prozn u})} \cdot [(\tilde{E}_i^{FV} - E_i^{FV}) \cdot (v_i^{FV} - n_i - f_i^{Profil} \cdot P_{PBYF})]$$

Effekt der Strommenge in der Marktprämie E_i^{MP} für Technologie i:

$$\Delta U(E_i^{MP}) = \frac{1}{V_{ges} \cdot (1 - A_{pLV}^{a priori} - A_{pLV}^{prozn u})} \cdot [(\tilde{E}_i^{MP} - E_i^{MP}) \cdot (v_i^{aW} - n_i - f_i^{Profil} \cdot P_{PBYF} \cdot f_i^{MP/MP})]$$

Effekt der spezifischen Festvergütung v_i^{FV} für Technologie i:

$$\Delta U(v_i^{FV}) = \frac{1}{V_{ges} \cdot (1 - A_{pLV}^{a priori} - A_{pLV}^{prozn u})} \cdot [(\tilde{v}_i^{FV} - v_i^{FV}) \cdot E_i^{FV}]$$

Effekt des anzulegenden Werts v_i^{aW} für Technologie i:

$$\Delta U(v_i^{aW}) = \frac{1}{V_{ges} \cdot (1 - A_{pLV}^{a priori} - A_{pLV}^{prozn u})} \cdot [(\tilde{v}_i^{aW} - v_i^{aW}) \cdot E_i^{MP}]$$

Effekt der spezifischen vermiedenen Netznutzungsentgelte n_i für Technologie i :

$$\Delta U(n_i) = \frac{1}{V_{ges} \cdot (1 - A_{pLV}^{a priori} - A_{pLV}^{proz n u})} \cdot [(E_i^{FV} + E_i^{MP}) \cdot (-\tilde{n}_i + n_i)]$$

Effekt der Kosten für vergüteten PV-Eigenverbrauch $K_{PV \text{ vergueteter EV}}$:

$$\Delta U(\tilde{K}_{PV \text{ vergueteter EV}}) = \frac{1}{V_{ges} \cdot (1 - A_{pLV}^{a priori} - A_{pLV}^{proz n u})} \cdot [\tilde{K}_{PV \text{ vergueteter EV}} - K_{PV \text{ vergueteter EV}}]$$

Effekt der Kosten für auszugleichende Kontostände K_{Konto} :

$$\Delta U(K_{Konto}) = \frac{1}{V_{ges} \cdot (1 - A_{pLV}^{a priori} - A_{pLV}^{proz n u})} \cdot [\tilde{K}_{Konto} - K_{Konto}]$$

Effekt der Kosten für die Liquiditätsreserve K_{Liquid} :

$$\Delta U(K_{Liquid}) = \frac{1}{V_{ges} \cdot (1 - A_{pLV}^{a priori} - A_{pLV}^{proz n u})} \cdot [\tilde{K}_{Liquid} - K_{Liquid}]$$

Effekt der sonstigen Kosten K_{sonst} :

$$\Delta U(K_{Sonst}) = \frac{1}{V_{ges} \cdot (1 - A_{pLV}^{a priori} - A_{pLV}^{proz n u})} \cdot [\tilde{K}_{Sonst} - K_{Sonst}]$$

Effekt der Profilmultiplikatoren f_i^{Profil} für Technologie i :

$$\Delta U(f_i^{Profil}) = \frac{1}{V_{ges} \cdot (1 - A_{pLV}^{a priori} - A_{pLV}^{proz n u})} \cdot [(-\tilde{f}_i^{Profil} + f_i^{Profil}) \cdot (E_i^{FV} \cdot P_{PBYF} + E_i^{MP} \cdot P_{PBYF} \cdot f_{i^{MP/FV}})]$$

Effekt des Börsenstrompreises P_{PBYF} :

$$\Delta U(P_{PBYF}) = \frac{1}{V_{ges} \cdot (1 - A_{pLV}^{a priori} - A_{pLV}^{prozn u})} \cdot [(-\tilde{P}_{PBYF} + P_{PBYF}) \cdot (\sum_i E_i^{FV} \cdot f_i^{Profil} + \sum_i E_i^{MP} \cdot f_i^{Profil} \cdot f_{i MP/FV})]$$

Effekt der Abweichung des Strompreises für Anlagen in der Marktprämie zu dem Strompreis für Anlagen in der Festvergütung $f_{i MP/FV}$ für die Technologie i :

$$\Delta U(f_{i MP/FV}) = \frac{1}{V_{ges} \cdot (1 - A_{nl.V}^{a priori} - A_{nl.V}^{prozn u})} \cdot [(-\tilde{f}_{i MP/FV} + f_{i MP/FV}) \cdot E_i^{MP} \cdot f_i^{Profil} \cdot P_{PBYF}]$$