

EEG-Umlage und die Kosten der Stromversorgung für 2014

Eine Analyse von Trends, Ursachen und Wechselwirkungen

Kurzstudie
im Auftrag von Greenpeace

Berlin, Juni 2013

Markus Haller
Hauke Hermann
Charlotte Loreck
Felix Chr. Matthes

Öko-Institut e.V.
Schicklerstraße 5-7
D-10179 Berlin
Tel.: +49-(0)30-40 50 85-380
Fax: +49-(0)30-40 50 85-388

Geschäftsstelle Freiburg
Merzhauser Straße 173
D-79100 Freiburg
Tel.: (0761) 4 52 95-0
Fax (0761) 4 52 95-288

Büro Darmstadt
Rheinstraße 95
D-64295 Darmstadt
Tel.: (06151) 81 91-0
Fax (06151) 81 91-133

www.oeko.de

Zusammenfassung

Die Entwicklung der im Rahmen des Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) entstehenden Umlage auf die nicht privilegierten Letztverbraucher (EEG-Umlage) steht im Mittelpunkt vieler aktuellen energie- und klimapolitischen Diskussionen. Die EEG-Umlage hat sich in den letzten Jahren massiv erhöht, von 2,05 Eurocent je Kilowattstunde (ct/kWh) für das Jahr 2010 auf 5,28 ct/kWh für das Jahr 2013. Damit repräsentierte die EEG-Umlage im Jahr 2013 einen Anteil von 18% am gesamten Letztverbraucherpreis für private Stromkunden in Deutschland.

Die Höhe der EEG-Umlage ergibt sich aus einem komplexen Wechselspiel von Faktoren, die sich teilweise aus dem Regelwerk des EEG ergeben (Ausbaupfade, Vergütungssätze, Privilegierungstatbestände etc.), teilweise aber auch aus anderen Politikfeldern resultieren (CO₂-Preise) oder sich als Konsequenz weltwirtschaftlicher Entwicklungen (Brennstoffpreise, Wechselkurse) ergeben. Zudem interagieren verschiedene Einflussfaktoren in erheblichem Maße miteinander.

Letztlich hat sich die jüngste Entwicklung der EEG-Umlage, insbesondere die sprunghafte Erhöhung von 3,59 ct/kWh für 2012 auf den genannten Wert für 2013 aus einer Verkettung von Effekten ergeben, die überwiegend als Sondereffekte mit vergleichsweise kurzen Wirkungszeiträumen zu qualifizieren sind:

- die Ausweitung der PV-Stromerzeugung bei gleichzeitig verzögerter Anpassung der Vergütungssätze (vor allem in den Jahren 2010 und 2011),
- der massive Verfall der Strompreise von 2012 bis 2013 in einer Größenordnung von über 20% (verursacht durch deutliche Preiseinbrüche im Steinkohle- und CO₂-Markt),
- die erhebliche Ausweitung der Ausnahmeregelungen für industrielle Stromverbraucher (allein von 2011 bis 2013 um jährlich ca. 13 bis 14%) sowie
- die überjährigen Kompensationszahlungen zum Ausgleich der Defizite, die mit den aus den o.g. Effekten resultierenden Prognosefehlern entstanden sind.

Vor diesem Hintergrund wurden umfangreiche Datenanalysen und Modellrechnungen mit dem vom Öko-Institut entwickelten (als Software frei verfügbaren) EEG-Rechner und dem Strommarktmodell PowerFlex des Öko-Instituts durchgeführt.

Entsprechende Modellrechnungen für die Entwicklung der EEG-Umlage führen – bei durchweg eher konservativen Rahmenannahmen – zu einem weiteren Anstieg der EEG-Umlage für das Jahr 2014. Diese Umlage in der Größenordnung von knapp 6,1 ct/kWh (dies entspricht einem Anstieg um ca. 0,8 ct/kWh gegenüber dem Wert für 2013) resultiert vor allem aus einem weiteren Verfall der Großhandelsstrompreise um ca. 8% gegenüber 2012 sowie aus einer verbleibenden Kompensationsnotwendigkeit für die im Jahr 2012 aufgelaufenen Defizite des Systems.

Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass ein Absinken der Großhandelsstrompreise in den Dimensionen wie 2012 und 2013 für die kommenden Jahren eher unwahrscheinlich ist und damit gedämpft wird, kann für die Folgejahre bei sonst unveränderten Rahmenbedingungen zunächst mit einem Rückgang der EEG-Umlage (5,77 ct/kWh für

2015) sowie im Folgezeitraum mit einem leichten Anstieg auf 6,22 ct/kWh (2016) bzw. 6,64 ct/kWh (2017) gerechnet werden.

Der weitaus überwiegende Teil der Zahlungen entfällt dabei auf bis 2013 in Betrieb genommene Bestandsanlagen, für das Jahr 2014 werden die Zahlungen an Neuanlagen etwa 7% der Gesamtzahlungen an EEG-Anlagen ausmachen, der jährliche Anteilzuwachs geht bis 2017 auf ca. 4% zurück. Das Niveau und die Dynamik der EEG-Umlage in den kommenden Jahren werden daher in den nächsten Jahren nur noch in sehr begrenztem Maße dadurch bestimmt werden, auf welche Ausbauniveaus der weitere Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten erfolgt.

Sensitivitätsanalysen für das Ausmaß der Ausnahmeregelungen zeigen, dass ein Anteil der EEG-Umlage von bis zu 2 ct/kWh auf Umverteilungseffekte und (unterschiedliche) Privilegierungstatbestände für Wirtschaft und Industrie zurückzuführen ist, die durch eine Neuabgrenzung bzw. Anpassung zumindest teilweise als Senkungs- bzw. Dämpfungspotenziale für die EEG-Umlage erschlossen werden könnten.

Weitere Modellrechnungen zeigen, dass der Verfall der CO₂-Zertifikatspreise im EU-Emissionshandelssystem (EU ETS) eine Erhöhung der EEG-Umlage nach sich zieht. Somit würden steigende CO₂-Preise im EU ETS zu einer deutlich sinkenden EEG-Umlage führen. Bei CO₂-Preisen von 10 € (der Basisfall liegt bei etwa 3,50 €) je Emissionsberechtigung (EUA) läge die EEG-Umlage für das Jahr 2014 um etwa 0,2 ct/kWh, bei CO₂-Preisen von 20 €/EUA um ca. 0,6 ct/kWh und bei 40 €/EUA um etwa 1,3 ct/kWh niedriger als im Basisfall.

Diese Ergebnisse zeigen, dass bei der Analyse von Strompreisentwicklungen eine Fokussierung auf die EEG-Umlage als Bewertungs- und Steuerungsindikator nicht sachgerecht ist. Aus Sicht des Gesamtsystems (und der Stromverbraucher) bildet die Summe aus Börsenpreis und EEG-Umlage einen deutlich sinnvolleren Bewertungsindikator. Hier ergibt sich ein deutlich anderes Bild. Bereits für das Jahr 2014 gehen hier die Systemkosten deutlich zurück (als Netto-Effekt der steigenden EEG-Umlage und eines drastischen Einbruchs der Strompreise) und würden erst 2017 wieder das Niveau von 2013 erreichen.

Auf Basis der quantitativen Analysen werden für die Diskussionen um die Bewertung, Anpassung und Weiterentwicklung robuste Richtwerte für eine Schnellabschätzung unterschiedlicher Handlungsstränge entwickelt und darüber hinaus eine Reihe zentraler Handlungsempfehlungen herausgearbeitet:

- Umstellung der Bewertungs- und Steuerungsindikatorik von der EEG-Umlage auf einen sachgerechter abgegrenzten Systemkosten-Indikator (Summe von Börsenpreis und EEG-Umlage);
- die Reform des EU-Emissionshandelssystems, die zu übergreifenden Vorteilen, aber zu einer signifikant niedrigeren EEG-Umlage und nur zu begrenzten Systemkostensteigerungen führt;
- ein Abbau der Privilegierungstatbestände bzw. entsprechende Anpassungen sowohl im Bereich des privilegierten Letztverbrauchs als auch bei der Strom-Eigenerzeugung auf den rechtfertigbaren Kernbestand;

- die zielgerichtete Erschließung von Innovations-, Kosten- und Optimierungspotenzialen im Bereich der erneuerbaren Energien ohne dabei die kurz-, mittel- und langfristigen Ausbauziele des deutschen Energiekonzepts zu gefährden oder die damit erzielbaren Kostensenkungseffekte zu überschätzen.

Darüber hinaus ist es sinnvoll, im Kontext von Stromkosten und EEG-Umlage eine Reihe weiterer Maßnahmen intensiv zu prüfen, dazu gehören beispielsweise:

- Prüfung von Maßnahmen (zur Erhöhung der Wettbewerbsintensität oder aber auf regulatorischer Basis), mit denen eine verbesserte, möglichst vollständige bzw. beschleunigte Weitergabe rückläufiger Preise auf den Großhandelsmärkten für Strom an die Endkunden gesichert werden kann;
- Prüfung einer Auslagerung der primär Innovationszielen zuzurechnenden Teile des EEG-Umlagevolumens (Solar-Förderung in der Vergangenheit, Teile der Offshore-Wind in der Zukunft) in separate (Re-) Finanzierungsmechanismen.

Die beschriebene Einordnung der EEG-Umlage und ihrer Entwicklung sowie die identifizierten Handlungsoptionen sollten sowohl Eingang in die aktuellen und bevorstehenden Diskussionen um die EEG-Umlage finden wie auch in der Debatte um die Reform des EEG berücksichtigt werden.

Summary

The development of the surcharge arising from the German Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare Energien Gesetz, EEG) on non-privileged final consumers (EEG surcharge) lies at the heart of many current discussions about energy and climate policy. There has been a substantial increase of the surcharge in recent years, from 2.05 Euro cents per kilowatt hour (ct/kWh) for 2010 to 5.28 ct/kWh for 2013. In 2013 it constitutes an 18 % share of the total final consumer price for private electricity customers in Germany.

The amount of the EEG surcharge results from a complex interplay of factors, some of which stem from the EEG legislation (expansion paths, remuneration rates, privileging rules, etc.) and some of which originate from other policy areas (CO₂ prices) or are the consequence of global economic developments (fuel prices, foreign exchange rates). Various factors of influence also substantially interact with each another.

In the final analysis the most recent development of the German EEG surcharge – particularly the rapid increase from 3.59 ct/kWh for 2012 to 5.28 ct/kWh for 2013 – resulted from a chain of effects which should predominantly be understood as special effects that apply within the scope of comparatively short periods:

- the expansion of photovoltaics (PV) electricity production and, at the same time, the delayed adaptation of remuneration rates (most notably in 2010 and 2011),
- the huge fall in electricity prices from 2012 to 2013, which amounted to over 20 % (and was caused by significant falls in prices on the hard coal and carbon markets),
- the substantial expansion of exemption rules for industrial electricity consumers (which rose by approx. 13-14 % a year from 2011 to 2013 alone) and
- the volumes of deficit compensation in later years resulting from the forecast errors caused by the above effects.

Against this background comprehensive data analyses and model calculations were undertaken using the EEG calculator developed by Öko-Institut (and made publicly available for free) and PowerFlex, Öko-Institut's electricity market model.

Using framework assumptions that are consistently rather conservative, corresponding model calculations for the development of the EEG surcharge lead to a further increase of the EEG surcharge for 2014. This increase – to approx. 6.1 ct/kWh, which corresponds to an increase of approx. 0.8 ct/kWh compared to 2013 – above all results from a further fall in the wholesale electricity prices of approx. 8 % compared to 2012 and the need to compensate for the system deficits that arose in 2012.

Given that a decrease of the wholesale electricity prices in the same dimensions that arose for the 2012 and 2013 surcharge is rather unlikely for the years ahead, a decrease of the EEG surcharge for 2015 (5.77 ct/kWh) and a slight increase for the subsequent years (6.22 ct/kWh for 2016 and 6.64 ct/kWh for 2017) can be expected, assuming framework conditions that remain otherwise unchanged.

By far the largest share of payments is ascribed to existing power plants which entered operation by 2013. For 2014 the payments to new power plants will constitute approx. 7 % of the total payments made to plants supported by the German EEG; the yearly growth of the share drops to approx. 4 % by 2017. Thus, the amount and the dynamics of the EEG surcharge in the years ahead are only determined in a very limited way by the extent to which renewable generation capacities are further expanded.

Sensitivity analyses for the scope of the exemption rules show that a share of up to 2 ct/kWh of the EEG surcharge comes from re-distribution effects and the (various) privileging cases for the economy and industry, which could be tapped, at least in part, as reduction or deflation potentials for the EEG surcharge if there is a new definition or adaptation of their scope.

Additional model calculations show that the fall of the CO₂ allowance price in the EU Emissions Trading Scheme (EU ETS) brings about an increase of the EEG surcharge. Rising CO₂ prices in the EU ETS would therefore lead to a significant fall in the EEG surcharge. With CO₂ prices of € 10 (the reference case is approx. € 3.50) per emission allowance (EUA), the German EEG surcharge would be, for 2014, approx. 0.2 ct/kWh lower than the reference case; with CO₂ prices of 20 €/EUA and 40 €/EUA respectively, the surcharge would be approx. 0.6 ct/kWh and approx. 1.3 ct/kWh lower than the reference case.

These results show that it is not appropriate to focus on the EEG surcharge as an assessment and steering indicator in an analysis of electricity price developments. From the perspective of the overall system (and the electricity customer), the sum of the wholesale market price (at the electricity exchange) and the amount of the EEG surcharge provides a significantly more useful assessment indicator. The situation looks very different when this indicator is used. For 2014 the system costs decrease significantly (as a net-effect of the rising EEG surcharge and a huge fall in electricity prices) and would not regain its 2013 level until 2017.

Based on quantitative analyses, robust reference values which enable quick estimation of different courses of action are developed for the discussions on assessment, adaptation and further development, and in addition a series of key recommendations for action is elaborated:

- switching the assessment and steering indicator from the EEG surcharge to a more appropriately defined system cost indicator (sum of exchange price and EEG surcharge);
- reforming the EU Emissions Trading Scheme in such a way that it entails overarching advantages but a significantly lower EEG surcharge and only limited increases in system costs;
- reducing privileging rules and corresponding adaptations for both the privileged final consumer and the consumer's own electricity generation to key substantiated cases; and
- methodically exploiting innovation, cost and optimisation potentials connected to renewable energies without jeopardising the short-, medium- and long-term

expansion targets of the German Energy Concept or overestimating the cost reduction effects that can thereby be achieved.

Furthermore, in the context of electricity costs and the EEG surcharge, it is useful to undertake a close assessment of a number of additional measures, including for example:

- an analysis of measures (for increasing competition intensity or those of a regulatory nature) by means of which an improved pass-through of falling prices on the wholesale electricity markets to the final customers can be ensured that is as comprehensive and as quick as possible; and
- an analysis of a possible transfer of the shares of the EEG surcharge that can be primarily ascribed to the innovation targets (promotion of solar power in the past, some of offshore wind in the future) to separate (re-)financing mechanisms.

The described classification of the EEG surcharge, its development and the identified possible courses of action should be taken into account in both the current and upcoming discussions about the EEG surcharge and in the debate about the reform of the EEG.

Inhaltsverzeichnis

1	Einleitung	13
2	Wie funktioniert der EEG-Mechanismus?	14
3	Projektion für die zukünftigen Entwicklung der EEG-Umlage.....	19
4	Zusammenhang zwischen CO₂-Preis und EEG-Umlage	30
5	Fazit und Handlungsempfehlungen	35
6	Referenzen	38
6.1	Literatur	38
6.2	Datenquellen	39
6.3	Rechtsdokumente.....	40
	Anhang: Dokumentation der verwendeten Modelle	41
A.	Modell zur Berechnung der EEG-Umlage	41
B.	Powerflex.....	42

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Auswirkungen unterschiedlicher CO ₂ -Preise auf Strompreise und EEG-Umlage in 2014	33
Tabelle A- 1	Eingangsparameter zur Berechnung der EEG-Umlage.....	42
Tabelle A- 2	Eingangsparameter für Powerflex-Szenarien	44

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Zusammensetzung des Endkundenstrompreises für private Haushalte in nominalen Preisen, 2003-2013	15
Abbildung 2	Methodik zur Berechnung der EEG-Umlage (vereinfachte Darstellung).....	16
Abbildung 3	Zusammenhang zwischen Strompreis und Vergütungszahlungen (qualitative Darstellung)	17
Abbildung 4	Entwicklung des EEG-Kontostands im Jahresgang (2010 bis 2013), Januar 2010 bis Mai 2013 von den ÜNB publizierte Daten, Juni 2013 bis September 2013 Prognose	20
Abbildung 5	Entwicklung der EEG-Umlage und der wesentlichen Einflussfaktoren bis 2017, 2010-2017.....	21
Abbildung 6	Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten (installierte Kapazität zum Jahresende), 2010-2017.....	22
Abbildung 7	Umlageanteile der Zahlungen für Neu- und Bestandsanlagen, 2010-2017	24
Abbildung 8	Umlageanteile nach Technologiegruppen, 2010-2017	24
Abbildung 9	Effekte von Privilegierung und Einbezug des eigenerzeugten Eigenverbrauchs, 2010-2017	26
Abbildung 10	Summe aus Großhandelsstrompreis und EEG-Umlage, 2010-2017	28
Abbildung 11	Zusammenhang zwischen kurzfristigen Grenzkosten eines Steinkohlekraftwerks und Börsenstrompreis, 2003-2014	30
Abbildung 12	Zusammenhang zwischen CO ₂ -Preis und EEG-Umlage.....	32
Abbildung 13	Einfluss von CO ₂ -Preis und EEG-Umlage auf die Systemkosten, 2014	34
Abbildung A- 1	Merit Order 2014 (CO ₂ -Preis 3,5 €/t)	45
Abbildung A- 2	Merit Order 2014 (CO ₂ -Preis 40 €/t)	45
Abbildung A- 3	Profilmfaktoren in Abhängigkeit von der Höhe des CO ₂ -Preises, 2014 und 2017	46

1 Einleitung

Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) mit seiner Kombination von Anschluss- und Abnahmegarantie sowie vor allem von Garantiepreisen für die Stromeinspeisung bildet den zentralen Mechanismus für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland. Die sich aus der Differenz der Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber und den Erlösen aus der Vermarktung des eingespeisten Stroms ergebende Deckungslücke des EEG-Systems wird über eine Umlage auf die Letztverbraucher von Strom geschlossen. Spätestens seit dem deutlichen Anstieg dieser EEG-Umlage im Herbst 2012 gehören die Entwicklung der EEG-Umlage und ihr Einfluss auf den bzw. die Interaktionen mit dem Strompreis zu den zentralen Themen der aktuellen energie- und klimapolitischen Debatte. Das ist zunächst sinnvoll, denn die EEG-Umlage ist einer der wichtigsten Bestandteile des Endkundenstrompreises. Die EEG-Umlage ist dabei Folge eines relativ transparenten Vermarktungsansatzes für die durch das EEG flankierten Regenerativstrommengen: die Vermarktung über die Börse bzw. auf Grundlage des an der Börse ermittelten Wertes des erzeugten Stroms vermeidet – in der Vergangenheit durchaus aufgetretene – Mitnahmeeffekte durch eine eher intransparente „Veredelung“ der EEG-Strommengen in endkundenorientierte Produkte.

Auch wenn die EEG-Umlage als technischer Umsetzungsparameter für das EEG notwendig und sinnvoll ist, als alleiniger Kosten- oder gar als zentraler politischer Steuerungsindikator für die Energiewende im Allgemeinen oder den Ausbau Erneuerbarer Stromerzeugung im Speziellen ist sie wenig sinnvoll. Dies ergibt sich vor allem mit Blick auf die Tatsache, dass die Umlage von zahlreichen Faktoren beeinflusst wird, die in keinem direkten Zusammenhang zum Ausbau Erneuerbarer Energien stehen (wie beispielsweise die Entwicklung der Preise auf den globalen Brennstoffmärkten oder der CO₂-Preise im EU-Emissionshandelssystem). Darüber hinaus bewirkt der steigende Anteil erneuerbarer Energien im Strommarkt inzwischen signifikante Preissenkungen auf dem Großhandelsmarkt für Strom. Gerade deswegen ist es irreführend, allein die steigende EEG-Umlage für höhere Strompreise verantwortlich zu machen und die gegenläufigen Trends bzw. die Gründe dafür, dass die gegenläufigen Trends bei den Letztverbrauchern nicht oder nur teilweise ankommen, weitgehend auszublenden.

Vor diesem Hintergrund wird in der hier vorgelegten Studie eine Projektion für die EEG-Umlage und deren Bestimmungsfaktoren für das Jahr 2014 und ein entsprechender Ausblick bis 2017 vorgelegt und dabei dargestellt, welche wirtschaftlichen und energiepolitischen Treiber die Höhe der EEG-Umlage beeinflussen und wie diese aus Perspektive der Systemkosten zu bewerten ist.

In Abschnitt 2 wird erläutert, wie die EEG-Umlage berechnet wird und welches ihre wesentlichen Einflussfaktoren sind. In Abschnitt 3 wird die zu erwartende Entwicklung für das Jahr 2014 und darüber hinaus analysiert. In Abschnitt 4 wird untersucht, welche Auswirkungen ein Anstieg der CO₂-Preise im Emissionshandelssystem der Europäischen Union (European Union Emissions Trading Scheme – EU ETS) auf die Umlage haben würde. Abschnitt 5 fasst die wesentlichen Erkenntnisse der Studie zusammen. Die verwendeten Modelle, Daten und Szenarien sind im Anhang dokumentiert.

2 Wie funktioniert der EEG-Mechanismus?

Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) regelt die Modalitäten für die Flankierung der Stromerzeugung aus erneuerbare Energien in Deutschland. Das EEG beinhaltet eine Vielzahl von Aspekten (wie beispielsweise die Anschluss- und Aufnahmepflicht für erneuerbar erzeugten Strom); die wichtigste Regelung bildet jedoch ist der *garantierte Einspeisetarif*.

Die Höhe dieser Einspeisetarife ist dabei im Wesentlichen anhängig von Technologien, Inbetriebnahmejahren, Anlagentypen sowie -größe und wird den Anlagenbetreibern über einen Zeitraum von bis zu 20 Jahren garantiert.

Da die Erlöse, die durch eine Vermarktung des Stroms an der Strombörse oder alternativ im Wege der Direktvermarktung erzielt werden, zum gegenwärtigen Zeitpunkt nicht ausreichen, um die an Vollkostendeckung orientierten Einspeisetarife (sowie die anderen im EEG-System entstehenden Kosten) zu decken, entsteht eine Deckungslücke. Die Kosten des Ausgleichs dieser Deckungslücke tragen die Letztverbraucher von aus dem Netz der öffentlichen Versorgung bezogenem Strom: nach im Rahmen des EEG bzw. der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) definierten Regeln wird ein Umlagesatz berechnet, den alle entsprechenden Stromverbraucher – von Ausnahmeregelungen abgesehen – pro Energieeinheit verbrauchten Stromes zu entrichten haben.

Stark vereinfacht ergibt sich also die Höhe dieser *EEG-Umlage* aus den Kosten – dies sind im Wesentlichen die Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber – vermindert um die Erlöse – hauptsächlich aus dem Verkauf des EEG-Stroms im Großhandelsmarkt – geteilt durch den nicht-privilegierten Stromverbrauch der Letztverbraucher:

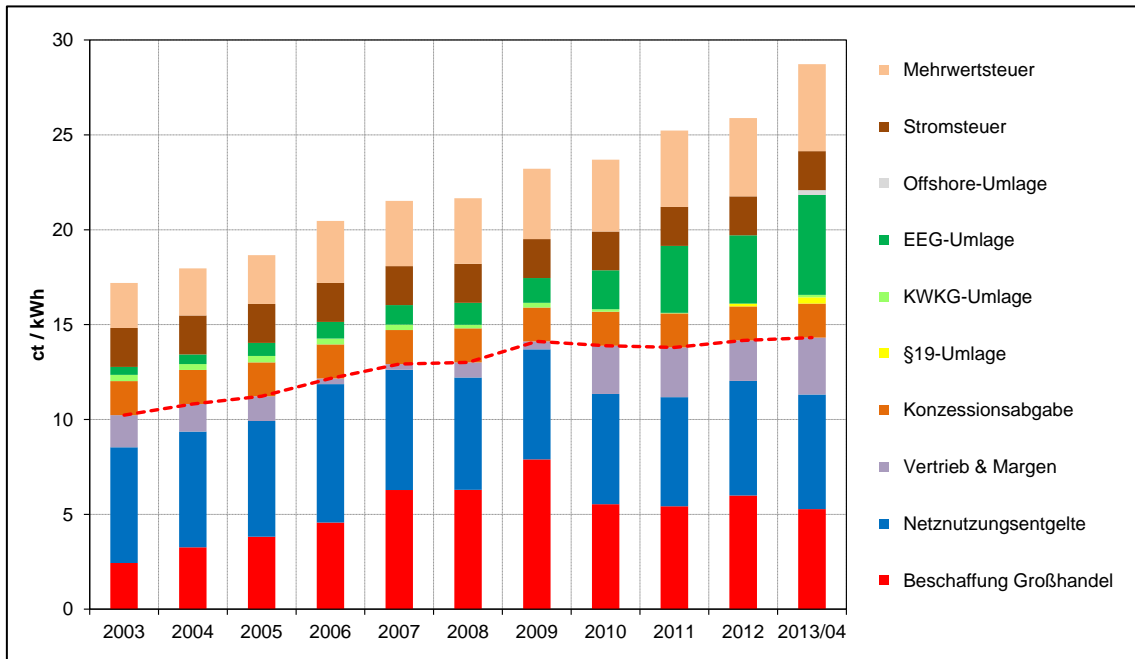
$$Umlage = \frac{Kosten - Erlöse}{Verbrauch}$$

Abbildung 1 zeigt, aus welchen Bestandteilen der Strompreis für private Endverbraucher im Bereich der Grundversorgungstarife zusammengesetzt ist. Für das Kalenderjahr 2013 beträgt die EEG-Umlage 5,28 ct/kWh. Dies entspricht aktuell etwa 18% des durchschnittlichen Strompreises für private Endverbraucher. Damit liegt die EEG-Umlage momentan etwa in derselben Größenordnung wie der Großhandelsstrompreis (als Mischprodukt aus Grund- und Spitzenlast-Lieferungen) und nur noch leicht unter der für die Netznutzungsentgelte.

Die EEG-Umlage wird einmal jährlich (im Oktober) durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) neu berechnet. Hierfür erstellen die ÜNB eine Prognose für die Entwicklung aller die Umlage beeinflussenden Parameter für das kommende Jahr. Diese Jahresprognosen und viele weitere Daten rund um die Zahlungsströme im EEG-System sind

im Internet zugänglich.¹ Die Umlage für das Kalenderjahr 2014 wird am 15. Oktober 2013 veröffentlicht.

Abbildung 1 Zusammensetzung des Endkundenstrompreises für private Haushalte in nominalen Preisen, 2003-2013



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

In Abbildung 2 ist der Mechanismus, nach dem die Höhe EEG-Umlage berechnet wird, ausführlicher dargestellt. Die Höhe der Vergütungszahlungen ergibt sich aus den technologiespezifischen Vergütungssätzen sowie der zu vergütenden Strommenge. Die Strommenge ist abhängig von den installierten Erzeugungskapazitäten, wird aber auch in erheblichem Maße von meteorologischen Rahmenbedingungen (solare Einstrahlung und Windangebot) des jeweiligen Jahres beeinflusst

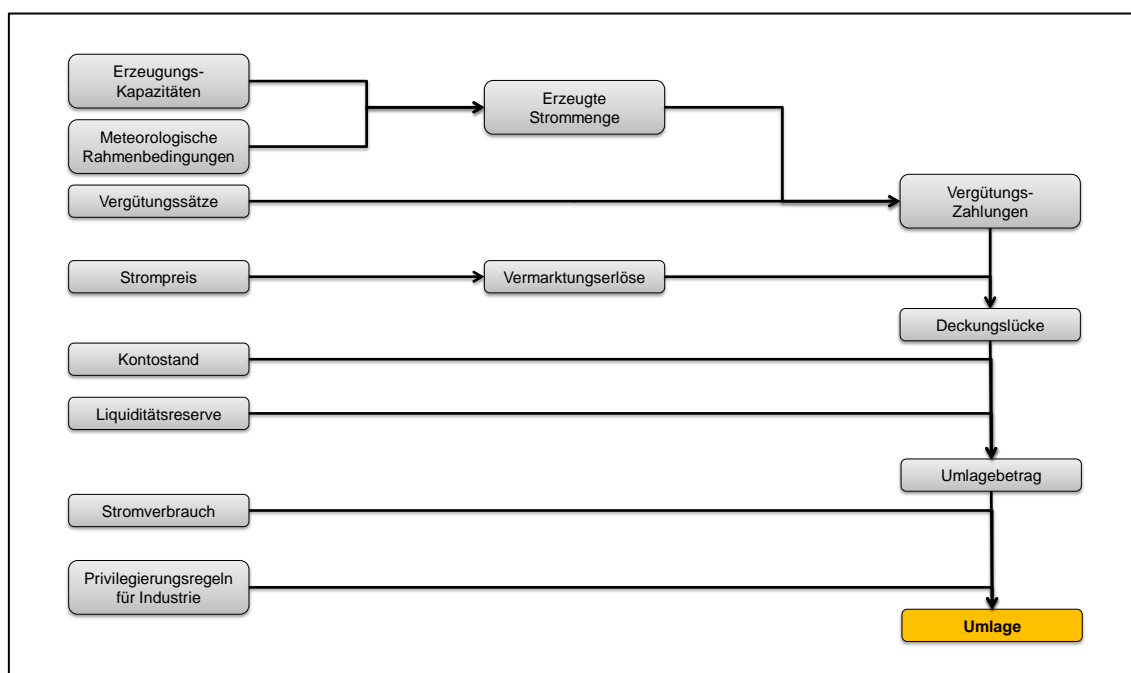
Der ins Netz eingespeiste erneuerbare Strom wird im klassischen EEG-Mechanismus von den ÜNB an der Strombörse verkauft. Bei der alternativ möglichen Direktvermarktung vermarkten die Anlagenbetreiber oder von ihnen beauftragte Dienstleister den Strom selbst und erhalten dafür (bisher) eine Managementprämie. In beiden Fällen wird zur Berechnung der Deckungslücke, also des Betrages, der mittels der EEG-Umlage einzunehmen ist, die Differenz aus Vergütungszahlungen, Managementprämien und den darüber hinaus entstehenden Kosten des Systems auf der einen Seite und den Vermarktungserlösen auf der anderen Seite gebildet.

¹ Vgl. hierzu <http://www.eeg-kwk.net/de/index.htm>.

Ebenfalls berücksichtigt wird der Kontostand zum Zeitpunkt der Neuberechnung, der durch die kontinuierlich erfolgten Einnahmen und Zahlungen in der Vergangenheit determiniert wird. Waren in der Vergangenheit die Kosten größer als die Erlöse (auf Grund von Prognosefehlern bei zurückliegenden Umlageberechnungen), führt dies zu einem negativen Kontostand, dessen Ausgleich zu einem höheren Umlagebetrag führt. Dies war in den vergangenen Jahren der Fall.

Um das Risiko einer dauerhaften Unterdeckung des EEG-Kontos zu verringern, sind die ÜNB weiterhin berechtigt, eine Liquiditätsreserve von bis zu 10% der prognostizierten Deckungslücke zu erheben.

Abbildung 2 Methodik zur Berechnung der EEG-Umlage (vereinfachte Darstellung)

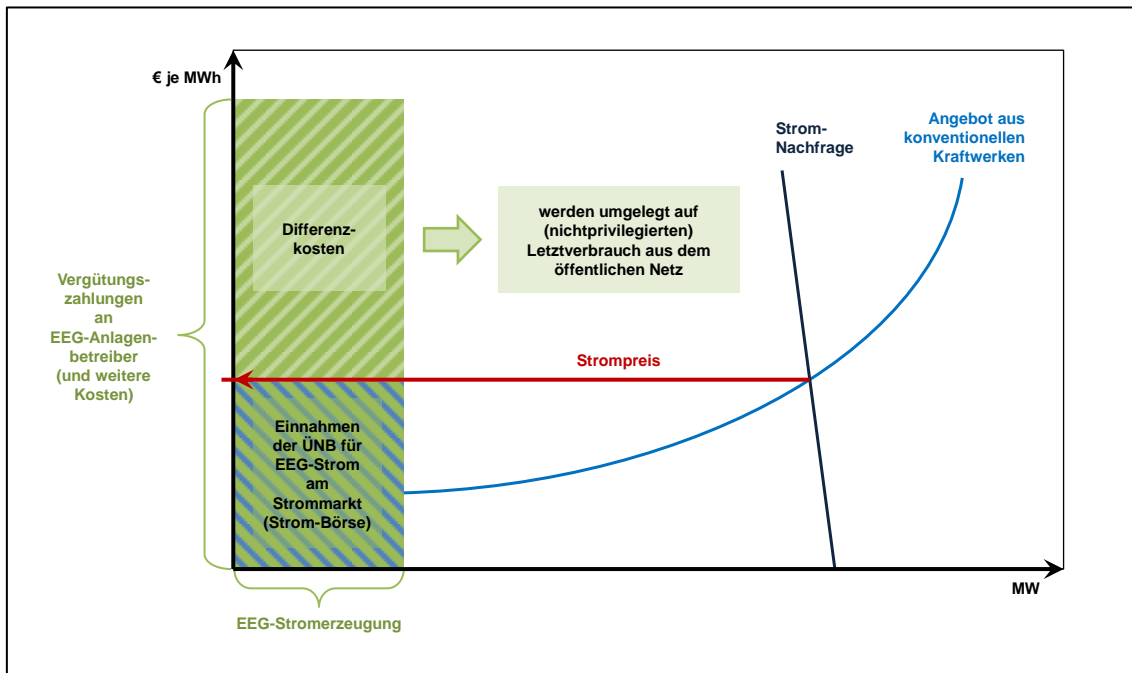


Quelle: Eigene Darstellung

Der resultierende Umlagebetrag wird auf die Stromverbraucher umgelegt. Alle Letztverbraucher, die Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen, zahlen pro Energieeinheit bezogenen Stroms einen bestimmten Umlagesatz. Für einen Teil des industriellen Stromverbrauchs gelten Ausnahmeregelungen mit stark reduzierten Umlagesätzen. Dies wird als Privilegierung bezeichnet. Darüber hinaus ist für Strom, der von Industrie- oder anderen Verbrauchern für den eigenen Bedarf selbst erzeugt wird (sog. eigenerzeugter Eigenverbrauch) keine EEG-Umlage zu zahlen. Im Jahr 2013 sind damit ca. 28% des gesamten Stromverbrauchs vollständig oder nahezu vollständig von der Umlage befreit (Prognos 2012).

Für die Höhe der EEG-Umlage ist also eine Vielzahl von Faktoren von Bedeutung, die zunächst nichts mit der Menge des erneuerbar erzeugten Stroms oder den gesetzlich festgelegten Vergütungssätzen zu tun haben.² Besonders der Großhandelsstrompreis an der Börse spielt eine herausragende Rolle, da dieser die Höhe der Vermarktungserlöse bestimmt.

Abbildung 3 Zusammenhang zwischen Strompreis und Vergütungszahlungen (qualitative Darstellung)



Quelle: Eigene Darstellung

In Abbildung 3 ist qualitativ dargestellt, wie sich der Strompreis an der Börse bildet. Zu jeder Stunde geben die einzelnen Kraftwerke ein Gebot für eine zu liefernde Strommenge zu einem Preis ab, der in der Regel den kurzfristigen Grenzkosten für die Stromproduktion durch das jeweilige Kraftwerk entspricht und damit bei konventionellen Kraftwerken maßgeblich durch die Brennstoff- und die CO₂-Kosten bestimmt wird. Die nach aufsteigendem Preis sortierten Gebote werden als *Merit Order* bezeichnet. In Abhängigkeit von ihrer Position in der *Merit Order* werden Kraftwerke eingesetzt, bis die Nachfrage gedeckt ist. Das teuerste Kraftwerk, das eingesetzt wird, setzt den Strompreis, den alle zu diesem Zeitpunkt produzierten Strommengen erhalten. Dieser Preisbildungsmechanismus gilt auch für EEG-Strom. Dieser erscheint in der *Merit Order*-Kurve am linken Rand, da die kurzfristigen Grenzkosten für die Erzeugung erheblicher Teile der Erzeugung aus erneuerbaren Energien sehr gering sind (Wind- und

² Eine detaillierte Analyse der verschiedenen Einflussfaktoren für die EEG-Umlage und ihrer Bedeutung bietet Öko-Institut (2012a).

Solarstrom) bzw. durch die Finanzierung außerhalb des Strommarkts diesem zu Grenzkosten von Null zur Verfügung stehen.

Das bedeutet, dass die Börsenstrompreise nicht nur von der Stromnachfrage und den Stromerzeugungskosten der konventionellen Kraftwerke (insbesondere Brennstoff- und CO₂-Preisen) abhängen, sondern auch von der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien selbst: Je mehr Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt wird, desto weiter verschiebt sich die Angebotskurve der konventionellen Kraftwerke nach rechts, und desto niedriger ist der resultierende Strompreis. Dieses Phänomen wird als *Merit-Order-Effekt* bezeichnet.³ Insofern hat eine Zunahme der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien einen doppelten Effekt auf die EEG-Umlage: Zum einen erhöhen sich die Vergütungszahlungen mit steigenden EEG-Strommengen insgesamt, zum anderen sinken die (relativen) Erlöse für den Verkauf des EEG-Stroms an der Börse.

Berücksichtigt man zusätzlich die Entwicklung der energiewirtschaftlichen bzw. klimapolitischen Rahmenbedingungen, so ergeben sich noch komplexere Zusammenhänge:

- steigen die Preise an den Märkte für Brennstoffe (Steinkohle und Erdgas), so verstärkt sich zunächst auch der *Merit-Order-Effekt*,
- sinken die Preise, so nimmt der *Merit-Order-Effekt* tendenziell ab;
- mit steigenden Brennstoff- und CO₂-Preisen steigen jedoch tendenziell auch die Erlöse für die Vermarktung der EEG-Strommengen, wird also die EEG-Umlage entlastet;
- mit sinkenden Brennstoff bzw. CO₂-Preisen nehmen auch die Vermarktungserlöse ab und erhöht sich tendenziell die EEG-Umlage;
- gleiches gilt schließlich für die Stromnachfrage im (nordwesteuropäisch integrierten) Strommarkt, geht die Stromnachfrage (z.B. konjunkturbedingt) zurück, erhöht sich die EEG-Umlage tendenziell, zieht die Stromnachfrage an, erhöhen sich die Erlöse aus der Vermarktung von EEG-Strom und wird die EEG-Umlage entlastet.

Die EEG-Umlage ergibt sich damit aus komplexen Wechselwirkungen, die auf qualitativer Ebene nur schwer richtungssicher bestimmbar sind, die Netto-Effekte der verschiedenen Wirkungsmechanismen können so nur auf der Basis quantitativer Analysen bestimmt werden.

³ Vgl. dazu die (quantitativen) Analysen von ISI (2011) sowie Cludius et al. (2013). 2012 lag der Merit-Order-Effekt bei ca. 1,0 ct/kWh.

3 Projektion für die zukünftigen Entwicklung der EEG-Umlage

Im Folgenden wird die zeitliche Entwicklung der EEG-Umlage und der wesentlichen Einflussfaktoren diskutiert. Der Schwerpunkt liegt zunächst darauf, eine Abschätzung für die wahrscheinliche Entwicklung der EEG-Umlage im Jahr 2014 zu entwickeln. Darüber hinaus werden außerdem die historischen Umlagen von 2010 bis 2013 sowie eine Projektion für die zukünftige Entwicklung bis 2017⁴ dargestellt. Die Betrachtung dieser zeitlichen Zusammenhänge über mehrere Jahre hinweg ist wichtig, da die Verschiebung von Zahlungen von einem Jahr ins nächste (über die Faktoren des Kontostandsübertrags und der Liquiditätsreserve) einen deutlichen Einfluss auf die Umlageentwicklung hat. Daher ist die Höhe der Umlage in einem bestimmten Jahr sowohl von der Zahlungsbilanz in der Vergangenheit, als auch von dem Ausmaß der Rücklagenbildung für zukünftige Zahlungen abhängig.

Die Annahmen für die Projektion der Umlageentwicklung in den Jahren 2014 bis 2017 geben die aus einer eher konservativen Perspektive wahrscheinliche wirtschaftliche und energiepolitische Entwicklung in den kommenden Jahren wieder. Dabei wird davon ausgegangen, dass ein auf die Erreichung der Ausbauziele für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ausgerichteter Ausbau der Erzeugungskapazitäten erfolgt (darunter ein durchaus ambitionierter Ausbau der Offshore-Windenergie von 1 GW sowie ein PV-Ausbau von 4 GW jährlich) und keine grundlegenden Änderungen am EEG-Mechanismus vorgenommen werden. Insbesondere werden keine zusätzlichen Maßnahmen zur Entlastung der Umlage unterstellt. Die wesentlichen Eckpunkte für die Projektion sind:

- der Großhandels-Strompreis (Phelix Base Year Future) sinkt im Vergleich zu 2013 (im Mittel der ersten beiden Quartale lag dieser Wert bei ca. 41 €/MWh) weiter leicht ab, stabilisiert sich dann aber auf einem niedrigen Niveau von 37,5 €/MWh (vgl. hierzu auch Kapitel 4);
- der privilegierte Letztverbrauch industrieller und anderer Verbraucher wächst weiter (leicht) an;
- für die Liquiditätsreserve wird – wie im laufenden Jahr – das hohe Niveau von 10% beibehalten;
- die Degression der Vergütungen für Photovoltaik erfolgen gemäß der geltenden Regelungen des EEG zur automatischen Anpassung der Vergütungssätze („atmender Deckel“);
- die Degressionen für die anderen regenerativen Erzeugungsoptionen folgen dem in der aktuellen Fassung des EEG festgelegten Pfad.

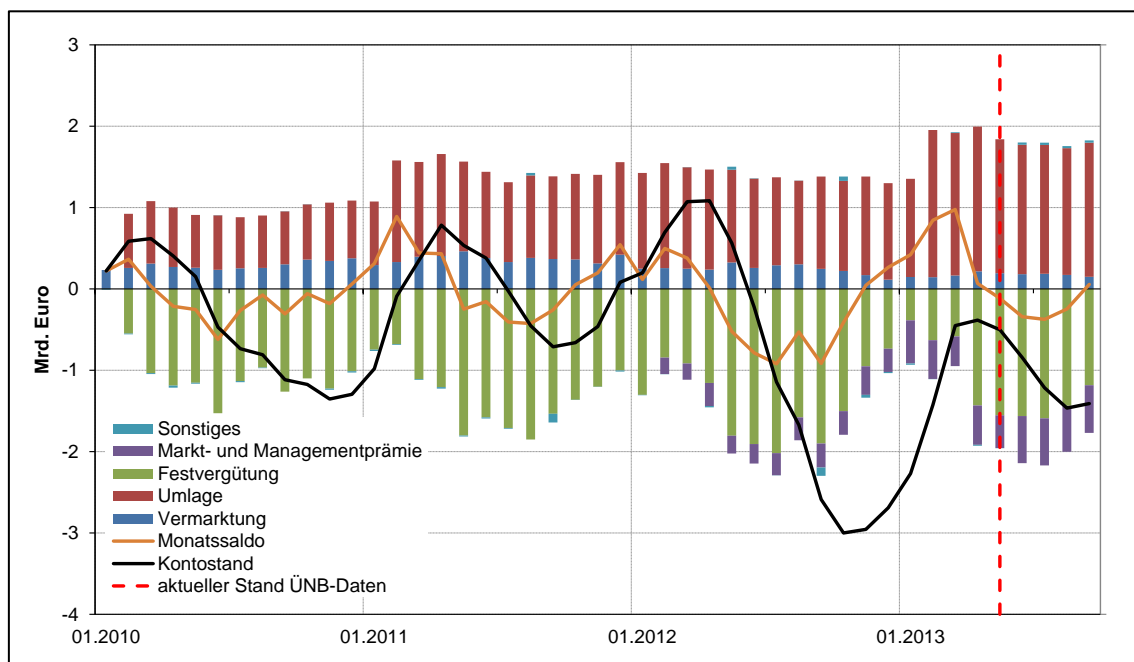
⁴ Die Zahlen für die Jahre 2010-2013 basieren auf den ÜNB-Jahresprognosen zur Berechnung der Umlage im jeweiligen Jahr. Die dort prognostizierten Zahlungsflüsse können von den tatsächlich realisierten Zahlungsflüssen abweichen.

Eine detaillierte Dokumentation der den Modellrechnungen zugrunde liegenden Parameter sowie Erläuterungen zum verwendeten Modell, dem vom Öko-Institut entwickelten EEG-Rechner finden sich in Anhang A.

Auch für das Jahr 2013 ist ein negativer Kontostand zu erwarten

Der Stand des EEG-Kontos fließt in die Neuberechnung der Umlage mit ein. Berücksichtigt wird jeweils der Kontostand am 30. September, also 14 Tage vor Veröffentlichung des neuen Umlagesatzes. Für eine Prognose der Umlage in 2014 ist es also erforderlich, die Entwicklung des Kontostands bis zum 30. September 2013 abzuschätzen.

Abbildung 4 Entwicklung des EEG-Kontostands im Jahresgang (2010 bis 2013), Januar 2010 bis Mai 2013 von den ÜNB publizierte Daten, Juni 2013 bis September 2013 Prognose



Quelle: ÜNB, Öko-Institut

Abbildung 4 zeigt die Entwicklung des Kontostands in den vergangenen drei Jahren. Bis Mai 2013 wurden von den ÜNB publizierte historische Werte verwendet; für die Monate Juni bis September wurden die Zahlungsströme auf Grundlage der aktuellen ÜNB-Jahresprognose und der aktuellen Strompreisentwicklung prognostiziert. Es ist zu erkennen, dass der Kontostand deutlichen jahreszeitlichen Schwankungen unterliegt. Dies ist in erster Linie auf die saisonal bedingte Einspeisecharakteristik für Photovoltaik zurückzuführen, die bewirkt, dass die Vergütungszahlungen im Sommer deutlich höher ausfallen als im Winter. Die Einnahmen hingegen werden durch die in Jahresintervallen neu festgesetzte Umlagehöhe, den Stromverbrauch und den (in der Historie sinkenden) Börsenstrompreis bestimmt und sind im Verlauf eines Jahres annähernd kon-

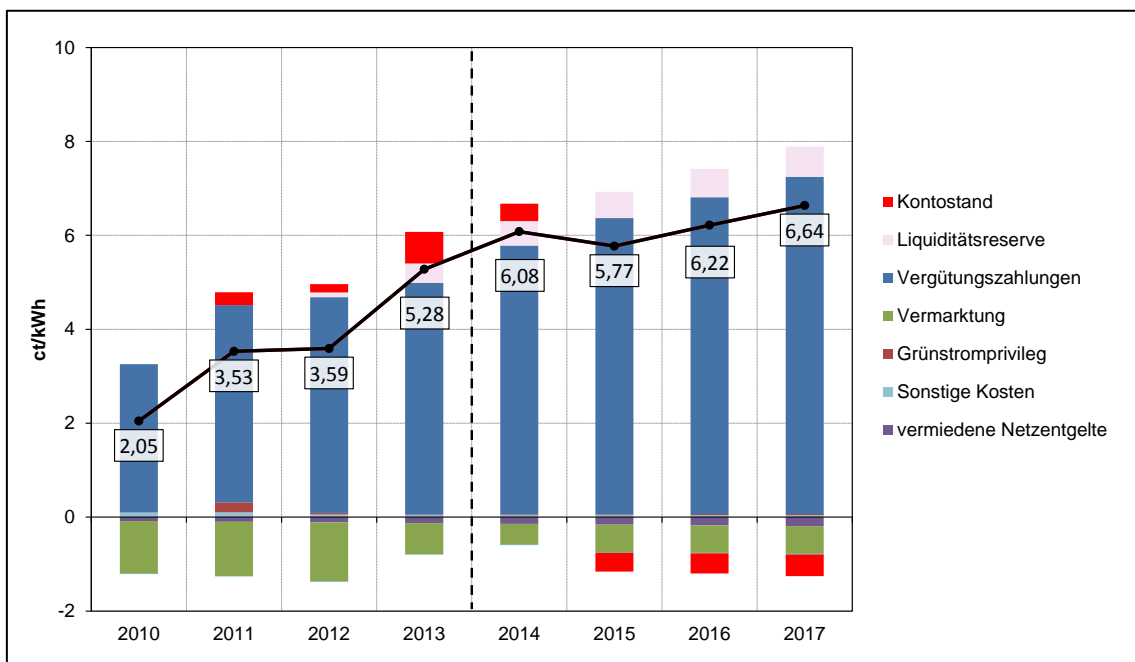
stant. Dieses saisonale Profil resultiert darin, dass jeweils im Herbst, also zum Stichtag der Umlageberechnung, der Kontostand seinen jährlichen Tiefstwert erreicht. Eine entsprechende Entwicklung ist auch für die kommenden Monate zu erwarten. Ende Mai lag das EEG-Konto mit -0,50 Mrd. € bereits deutlich im negativen Bereich, wenn auch die für 2013 deutlich erhöhte EEG-Umlage die besonders hohen Fehlbeträge aus dem Jahr 2012 EEG zwischenzeitlich erheblich abgebaut worden sind. In der hier zugrunde gelegten Projektion wird für den 30. September 2013 ein Fehlbetrag von 1,41 Mrd. € erwartet.

Diesbezüglich ist jedoch auch darauf hinzuweisen, dass der EEG-Kontostand im September in erheblichem Maße durch die Dargebotsentwicklung für Solar- und Windenergie in den Sommermonaten bestimmt wird. Ein Abweichen der durch Photovoltaik eingespeisten Strommenge von den im Referenzszenario angenommenen Werten um 10% in den Monaten Juni bis September würde das EEG-Konto um zusätzliche 450 Mio. € be- oder entlasten. Allein diese Dargebotsschwankungen würden zu einer Änderung der EEG-Umlage um $\pm 0,13$ ct/kWh führen.

Für das Jahr 2014 steigt die Umlage, danach ist eher mit einer Entspannung zu rechnen

Abbildung 5 zeigt die Entwicklung des Umlagesatzes und seiner wesentlichen Determinanten. Die Vergütungszahlungen (in dieser Darstellung die Summe aus Festvergütung, Management- und Marktprämien) sind mit Abstand der größte Ausgabenposten; ab 2013 spielt auch die Liquiditätsreserve eine signifikante Rolle.

Abbildung 5 Entwicklung der EEG-Umlage und der wesentlichen Einflussfaktoren bis 2017, 2010-2017

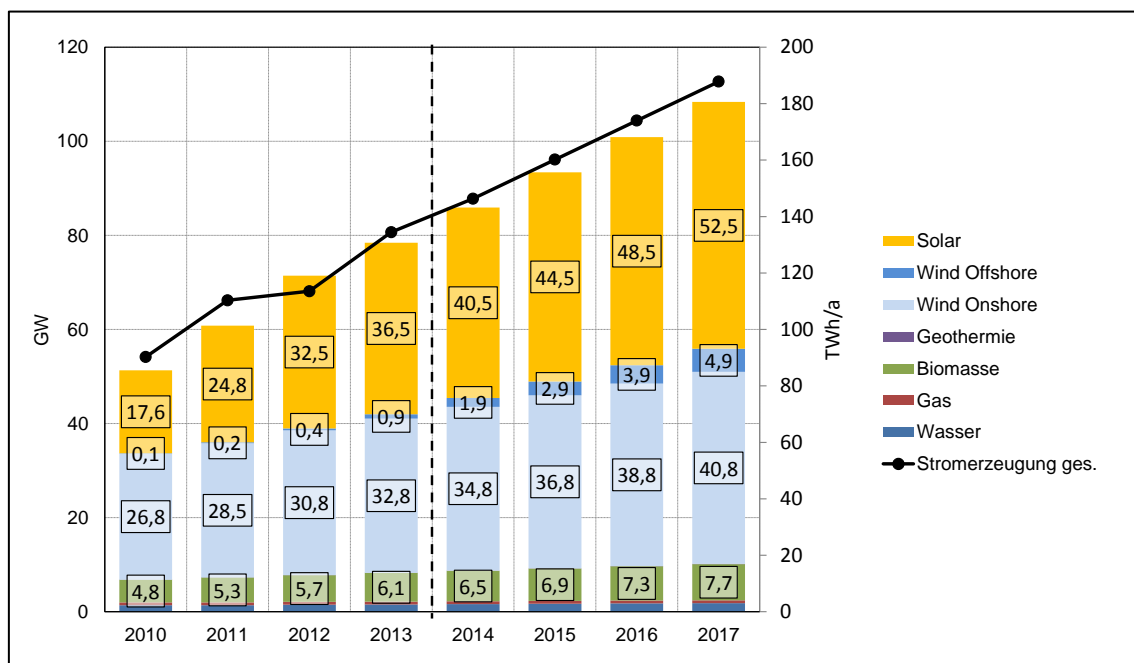


Quelle: ÜNB, Öko-Institut

Die Vermarktungserlöse tragen zur Minderung der Umlage bei und sind daher negativ dargestellt. Der Ausgleich des Kontostands vom Vorjahr hat, je nachdem, ob eine Über- oder Unterdeckung des EEG-Kontos vorliegt, positive oder negative Auswirkungen auf die Höhe der Umlage. Weitere Faktoren spielen eine eher untergeordnete Rolle.

Es ist zu erkennen, dass die Umlage in den letzten vier Jahren deutlich gestiegen ist. Dieser Trend setzt sich auch in der Projektion fort, allerdings erfolgt der Anstieg, sowohl in der Historie als auch in der Projektion, nicht linear. Zwischen 2011 und 2012 blieb die Höhe der Umlage fast unverändert. In diesem Kontext ist ein Vergleich der Umlageentwicklung mit dem Kapazitätsausbau für erneuerbare Energien, dargestellt in Abbildung 6, aufschlussreich.

Abbildung 6 Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugungskapazitäten (installierte Kapazität zum Jahresende), 2010-2017



Quelle: Prognos 2012, Berechnungen des Öko-Instituts.

Die Abbildung verdeutlicht, dass insbesondere der Photovoltaik-Zubau von jeweils über 7 GW/a in den Jahren 2011 und 2012 bei der Berechnung der EEG-Umlage nicht hinreichend antizipiert wurde. Insbesondere die Umlage für 2012 erwies sich damit als deutlich zu niedrig kalkuliert. Dies führte zu einem ausgeprägt negativem Kontostand, der mit 0,67 ct/kWh deutlich zum Anstieg der Umlage für 2013 beitrug. Als Reaktion darauf wurde darüber hinaus die Liquiditätsreserve für die Berechnung der Umlage für

2013 von 3% auf 10% der prognostizierten Deckungslücke erhöht, was ebenfalls zu einem deutlichen Anstieg der Umlage führte.⁵

Für 2014 ist zu erwarten, dass erneut der Kontostand nicht vollständig ausgeglichen werden kann. Dies ist in erster Linie auf den Einbruch der Großhandelsstrompreise zurückzuführen, wodurch die Vermarktungserlöse deutlich niedriger ausfallen als bei der Berechnung der Umlage für 2013 erwartet wurde. Auf Grund der ausgeprägten Prognosefehler in den vergangenen Jahren ist davon auszugehen, dass das hohe Niveau der Liquiditätsreserve auch in den kommenden Jahren beibehalten wird, also keine entsprechend Entlastung der EEG-Umlage erfolgt. Zusammen mit den gestiegenen Vergütungszahlungen und dem nochmaligen Zuwachs der privilegierten Letztverbrauchsmengen führen diese Effekte in ihrer Gesamtheit zu einem prognostizierten Anstieg der Umlage in 2014 auf 6,08 ct/kWh.

Für die folgenden Jahre wird davon ausgegangen, dass der Strompreis bei den Neuberechnungen der Umlage korrekt antizipiert wird. Da gleichzeitig das hohe Niveau der Liquiditätsreserve beibehalten wird, fällt die Umlage in den Jahren nach 2014 jeweils zu hoch aus. Dies resultiert in einem positiven Kontoabschluss, was im Folgejahr jeweils zu einem umlagesenkenden Effekt des Kontostandes führt.

Die zukünftige Höhe der EEG-Umlage wird ganz überwiegend durch die in der Vergangenheit errichteten Anlagen dominiert

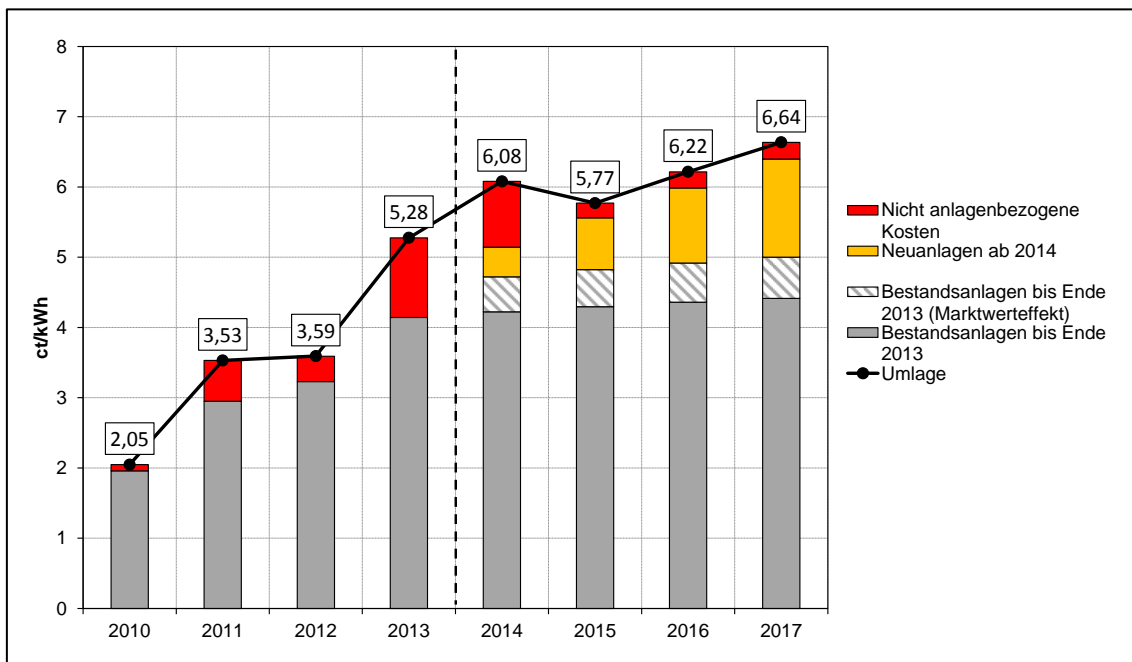
In der aktuellen Debatte wird (zu) oft davon ausgegangen, dass die Höhe der EEG-Umlage in erster Linie davon abhängt, wie schnell die Erzeugungskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien weiter ausgebaut werden. Im Umkehrschluss wird davon ausgegangen, dass eine Verlangsamung des Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung ein geeignetes Instrument sei, um den Anstieg der EEG-Umlage signifikant zu bremsen.

Eine nähere Betrachtung der in Abbildung 7 dargestellten Zahlungsströme zeigt, zu welchen Anteilen die EEG-Umlage durch Zahlungen an Bestands- und Neuanlagen sowie durch nicht anlagenbezogene Kosten bestimmt wird.⁶ In den Jahren 2013 und 2014 ist der Anteil der nicht anlagenbezogenen Kosten deutlich erhöht. Dies ist auf die Nachholung der negativen Kontostände und der erhöhten Liquiditätsreserve zurückzuführen. Der weitaus größte Teil der Umlage in den Jahren 2014 bis 2017 wird durch die fortgesetzte Zahlung von Vergütungen für Bestandsanlagen verursacht.

⁵ Da die Liquiditätsreserve eine Vorsorgemaßnahme zum Ausgleich von Prognosefehlern darstellt, repräsentiert diese Umlageposition die entsprechenden Unsicherheiten und führt zu Einmaleffekten bei der Bestimmung der EEG-Umlage.

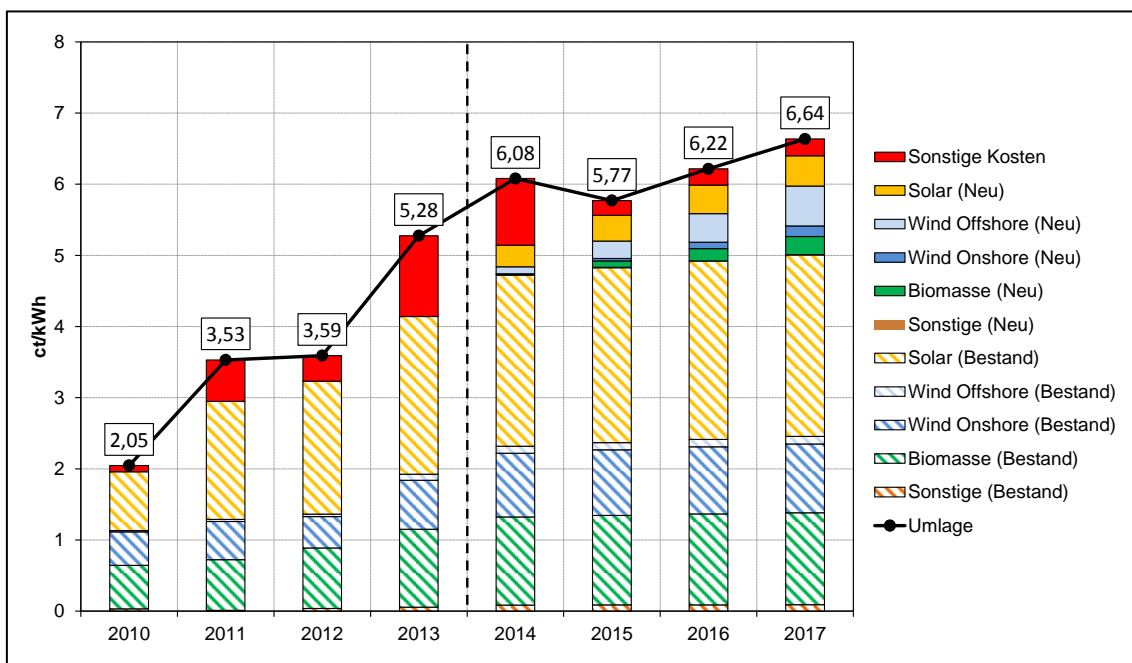
⁶ Als Bestandsanlagen werden alle Anlagen verstanden, die bis Ende 2013 ans Netz gehen.

Abbildung 7 Umlageanteile der Zahlungen für Neu- und Bestandsanlagen, 2010-2017



Quelle: ÜNB, Berechnungen des Öko-Instituts.

Abbildung 8 Umlageanteile nach Technologiegruppen, 2010-2017



Quelle: ÜNB, Berechnungen des Öko-Instituts.

Diese Zahlungen sind sogar höher als im Jahr 2013, da auf Grund des gesunkenen Börsenstrompreises (und – in geringerem Maß – auch durch die abnehmenden Profilkoeffizienten) auch für Strom aus Bestandsanlagen die Differenz zwischen Vergütungszahlungen und Vermarktungserlösen steigen. Dieser *Marktwerteffekt für Bestandsanlagen* ist in Abbildung 7 separat ausgewiesen.⁷

Die Zahlungen für Anlagen, die nach 2013 gebaut werden, nehmen zwar im Zeitraum zwischen 2014 und 2017 stetig zu, ihr Anteil an der gesamten EEG-Umlage ist jedoch klein im Verhältnis zu den Zahlungen für Bestandsanlagen. Für das Jahr 2014 werden die Zahlungen an Neuanlagen etwa 7% der Gesamtzahlungen an EEG-Anlagen ausmachen, der jährliche Anteilszuwachs geht bis 2017 auf ca. 4% zurück. Dementsprechend sind auch die Möglichkeiten, durch einen gebremsten Ausbau Erneuerbarer Energien die Höhe der EEG-Umlage massiv zu beeinflussen, sehr begrenzt.

In Abbildung 8 sind weiterhin die Umlageanteile nach Technologiegruppen aufgeschlüsselt dargestellt. Zahlungen für Bestandsanlagen, die bis Ende 2013 gebaut werden, sind wiederum separat ausgewiesen.⁸ Der größte Teil der anlagenbezogenen Kosten in den vergangenen Jahren entfiel auf Photovoltaik-Anlagen. Diese Technologiegruppe trug auch maßgeblich zum Anstieg der Umlage in den Jahren 2010 bis 2013 bei. Dies ist darauf zurückzuführen, dass trotz der sinkenden Herstellungskosten und hohen Ausbauraten die Vergütungssätze für Photovoltaik nicht schnell genug abgesenkt wurden. Im Gegensatz hierzu bleibt der durch Photovoltaik-Neuanlagen verursachte Umlageanteil in den Jahren 2014 bis 2017 nahezu konstant, da die Vergütungssätze für diese Technologie gemäß des „atmenden Deckels“ rasch abgesenkt werden. Der größte Anteil der Zahlungen für Neuanlagen entfällt auf die Offshore-Windkraftherzeugung, da anzunehmen ist, dass hier die Vergütungssätze im Verlauf der kommenden Jahre nur leicht sinken.

Insgesamt ist so festzuhalten, dass die Höhe der EEG-Umlage in den kommenden Jahren nur noch in sehr begrenztem Maße dadurch bestimmt wird, wie schnell der Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten erfolgt.

⁷ Die um den Marktwerteffekt bereinigten absoluten Zahlungen für Bestandsanlagen sind ab 2013 konstant. Der daraus resultierende Umlageanteil steigt trotzdem bis 2017 leicht an, weil der nichtprivilegierte Letztverbrauch, auf den der Umlagebetrag verteilt wird, sinkt.

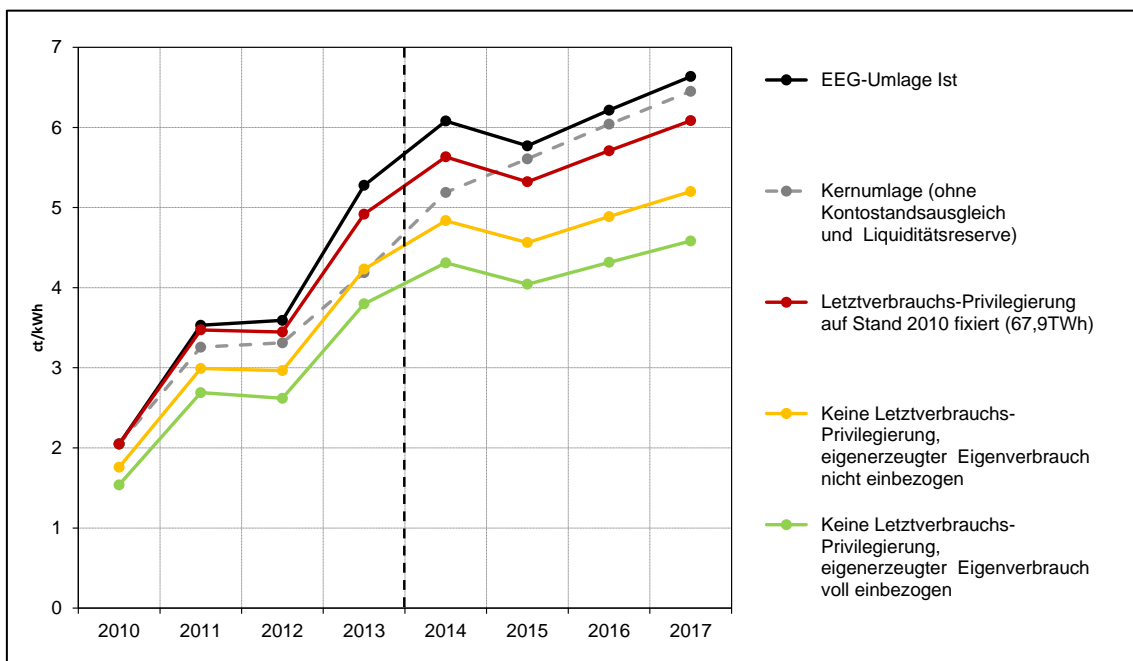
⁸ Netto-Zahlungsströme für Bestandsanlagen (die bis Ende 2013 in Betrieb genommen werden), sind schraffiert dargestellt.

Die Höhe der EEG-Umlage wird maßgeblich auch durch Umverteilungseffekte bestimmt

Im Kontext der EEG-Umlage müssen auch zwei weitere Effekte berücksichtigt werden, die für Entwicklung des Umverteilungsvolumens im EEG von großer Bedeutung sind:

- *Verteilung der Lasten auf Verbrauchergruppen:* Die Privilegierung stromintensiver Unternehmen im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) sowie die Tatsache, dass für eigenerzeugten Eigenverbrauch keine Umlage zu zahlen ist, führt zu einer erhöhten Belastung für nichtprivilegierte Letztverbraucher und damit zu einer Umverteilung der Lasten zwischen den verschiedenen Verbrauchergruppen.
- *Zeitliche Verteilung der Lasten:* Prognosefehler bei der Festsetzung der Umlage und der dadurch erforderliche jährliche Kontostandsausgleich sowie die Vorwegnahme von Zahlungen zum Bereitstellen der Liquiditätsreserve (als vorweggenommener Ausgleich für Prognosefehler für das Folgejahr) führen zu einer zeitlichen Verschiebung von Zahlungen.

Abbildung 9 Effekte von Privilegierung und Einbezug des eigenerzeugten Eigenverbrauchs, 2010-2017



Quelle: ÜNB, Berechnungen des Öko-Instituts.

Die Größenordnung dieser Effekte ist in Abbildung 9 dargestellt. Der Umlage-Anteil von Kontostandsausgleich und Liquiditätsreserve (also den beiden Parametern, die die überjährige Verlagerung von Zahlungen repräsentieren), ist als Differenz zwischen Kernumlage und gesamter Umlage dargestellt. Bis zum Jahr 2012 waren diese Parameter von sehr geringer Bedeutung. Im Jahr 2012 begann, verursacht durch im Vergleich zum Vorjahr nahezu unverändert niedrige Umlage, die den rasanten Ausbau

erneuerbarer Erzeugungskapazitäten (v.a. im Bereich der Solarstromerzeugung) nicht angemessen berücksichtigte, eine systematische Unterdeckung des EEG-Kontos. Dies führte zu einem erheblichen Ausgleichsbedarf in 2013. In Verbindung mit dem gestiegenen Finanzierungsaufwand für die Bereitstellung der Liquiditätsreserve führt dies dazu, dass in 2013 der Umlagesatz um 20% über der Kernumlage liegt. Auch in 2014 werden ca. 15% des Umlagebetrags auf Kontostandsausgleich und Liquiditätsreserve entfallen. Dies hat verschiedene Ursachen: Auf Grund der aktuell niedrigen Börsenstrompreise kann der der Kontofehlbetrag aus dem vergangenen Jahr im laufenden Jahr nicht vollständig ausgeglichen werden. Darüber hinaus ist für das kommende Jahr eine Stabilisierung der Börsenstrompreise auf dem aktuellen niedrigen Niveau wahrscheinlich, was im kommenden Jahr zu niedrigen Vermarktungserlösen führt. Darüber hinaus ist davon auszugehen, dass auf Grund der ausgeprägten Prognosefehler in den vergangenen Jahren das hohe Niveau der Liquiditätsreserve beibehalten wird. Es ist jedoch angesichts der aktuellen wirtschaftlichen und energiepolitischen Entwicklungen sehr wahrscheinlich, dass eine EEG-Umlage von über 6 ct/kWh nicht nur ausreichend hoch ist, um das aktuelle Kontostands-Defizit auszugleichen, sondern dass Ende 2014 ein deutlich positiver Kontostand erwirtschaftet wird. Die Verrechnung dieser Überschüsse wirkt sich dann dämpfend auf die Umlage in 2015 aus.

Das Ausmaß der Privilegierungstatbestände wurde in den vergangenen Jahren stetig ausgeweitet. Während für das Jahr 2010 noch ein Letztverbrauch von knapp 68 TWh unter die Privilegierungstatbestände des EEG fiel, so erhöhte sich dieser Anteil für 2011 auf etwa 75 TWh, 2012 auf 85 TWh und für 2013 auf über 95 TWh, im Jahresmittel also um 10 bis 14% (mit zuletzt steigender Tendenz). Eine Deckelung der von der Privilegierung betroffenen Strommengen auf den Stand von 2010 (dies entspräche in 2014 einer Reduktion der privilegierten Strommengen um 31% auf 67,9TWh) würde die Umlage für nichtprivilegierte Letztverbraucher um 7,4% (0,45 ct/kWh) senken. Eine vollständige Einbeziehung der zurzeit privilegierten Verbraucher würde den Umlagesatz in 2014 um 20,4% (1,24 ct/kWh) senken.

Eine zusätzliche Einbeziehung des gesamten eigenerzeugten Eigenverbrauchs (in der Größenordnung von ca. 60 TWh) würde eine zusätzliche Entlastung um 0,53 ct/kWh bewirken.

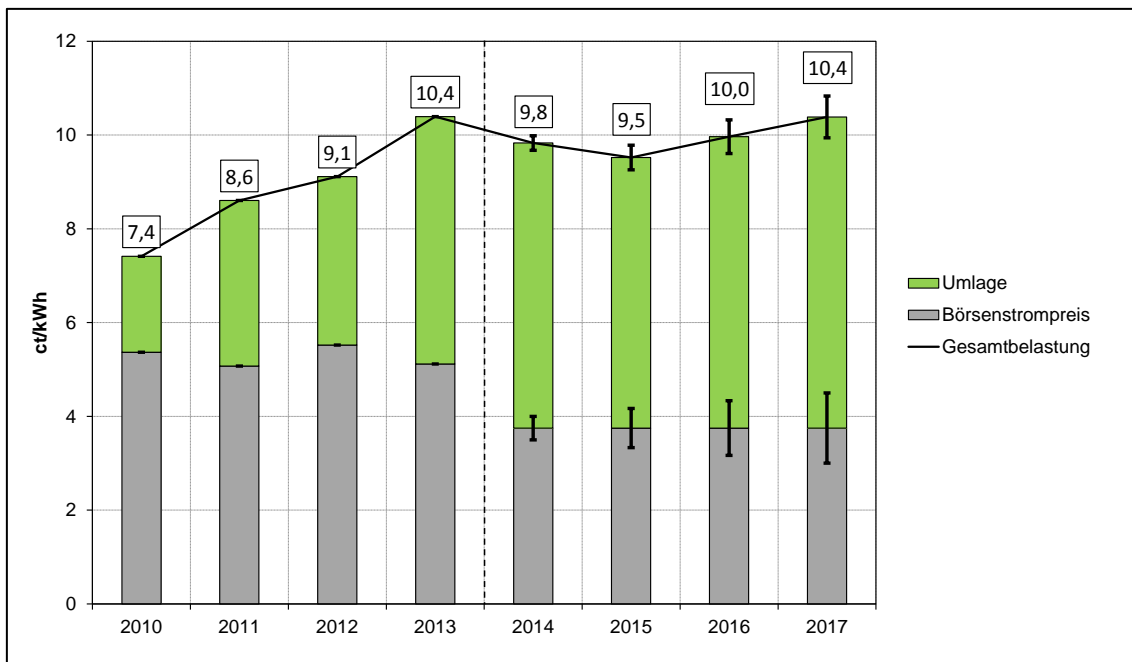
Eine vollständige Einbeziehung sowohl der zurzeit privilegierten Strommengen als auch des eigenerzeugten Eigenverbrauchs in die EEG-Umlage ist aus industriepolitischen und energiewirtschaftlichen Gründen nicht realistisch und letztlich auch nicht sinnvoll. Diese Szenarien zeigen jedoch den Spielraum auf, innerhalb dessen durch eine Anpassung der Privilegierungsregelungen eine Entlastung der nichtprivilegierten Letztverbraucher möglich ist.⁹

⁹ Ein detaillierter Vorschlag zur Neugestaltung der Ausnahmeregelungen wird beispielsweise von FÖS (2012) präsentiert.

Für Endkunden ist nicht die Höhe der EEG-Umlage, sondern die Entwicklung der Systemkosten relevant

In der gegenwärtigen politischen Diskussion wird vielfach die Höhe der EEG-Umlage als Indikator für die Kosten der Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien interpretiert. Angesichts der vielfältigen Wechselwirkungen zwischen dem Ausbau erneuerbarer Energien und dem Strommarkt bildet jedoch der eher technische Parameter der EEG-Umsetzung keinen sinnvollen politischen Steuerungsindikator (insbesondere wenn Begrenzungen der EEG-Umlage als „Strompreisbremse“ missverstanden werden). Aus einer Gesamtsicht ist diese Diskussion jedoch irreführend, da allein die Systemkosten der Stromversorgung eine sinnvolle Bewertungs- und Steuerungsgröße bilden. Wie in Abschnitt 2 gezeigt, sind Umlage und Börsenpreis miteinander gekoppelt: Da über die Umlage nur die Differenz aus Vergütungssätzen und Vermarktungserlösen gegenfinanziert wird, steigt die Umlage, wenn der Börsenstrompreis sinkt (und umgekehrt)

Abbildung 10 Summe aus Großhandelsstrompreis und EEG-Umlage, 2010-2017



Quelle: ÜNB, Berechnungen des Öko-Instituts.

In robuster Näherung kann dabei die Summe aus Großhandelsstrompreis und EEG-Umlage als Indikator für die Entwicklung der Systemkosten herangezogen werden.¹⁰ Die Summe dieser beiden Komponenten ist also eine wesentlich sinnvollere Orientie-

¹⁰ Eine detailliertere Bewertung erlaubt der Energiewende-Kosten-Index EKX des Öko-Instituts, der eine Abschichtung der verschiedenen Einflussgrößen auf die Strompreisentwicklung erlaubt (Öko-Institut 2012b).

rungrgröße für den Effekt der Förderung Erneuerbarer Stromerzeugung auf den Endkundenstrompreis.

Dieser Indikator ist in Abbildung 10 dargestellt. Da der Anstieg der Umlage in 2014 zu einem signifikanten Teil auf die niedrigen Strompreise in 2013 und 2014 zurückzuführen ist, *sinkt* die Summe aus Umlage und Börsenpreis von 10,4 ct/kWh in 2013 auf 9,8 ct/kWh in 2014. In den folgenden Jahren steigt die Summe der beiden Parameter wieder leicht an und erreicht in 2017 etwa das aktuelle Niveau. Die steigende Umlage wird also durch die niedrigen Strompreise kompensiert.

Hinzuweisen ist aber auch auf den Sachverhalt, dass die Endkunden von einem Absinken des Börsenstrompreises nur profitieren können, wenn diese Preiskomponenten von den Versorgern auch weiter gegeben werden. Unter Annahme perfekten Wettbewerbs wäre davon auszugehen. Wenn diese Voraussetzung nicht als gegeben angenommen werden kann wären diesbezüglich ausgerichtete Aktivitäten die angemessene Konsequenz.

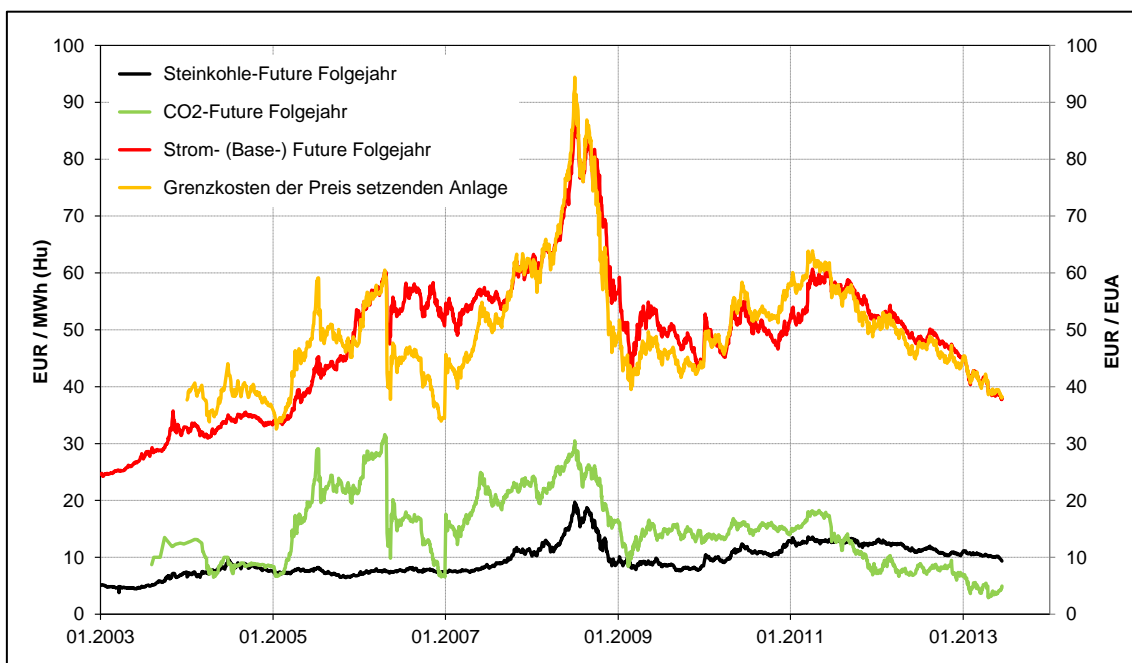
Die Preisbildung am Strommarkt ist ein komplexer Prozess, und die Projektion der Strompreise über mehrere Jahre hinweg ist mit signifikanten Unsicherheiten behaftet. Ein wesentlicher Grund für die den aktuellen negativen Stand des EEG-Kontos ist die Fehleinschätzung der Preisentwicklung bei der Jahresprognose in 2012. Die Fehlerbalken in Abbildung 10 geben die Prognoseunsicherheit bezüglich der Höhe des Großhandelspreises und die daraus resultierende Unsicherheit bezüglich der Gesamtbelastung der Endkunden wieder. Es ist zu erkennen, dass durch die stets gegenläufige Entwicklung von Strompreis und Umlage (die Umlage sinkt, wenn der Strompreis steigt und umgekehrt). In erster Näherung führt ein Anstieg des Börsenstrompreises um 1 ct/kWh zu einer Senkung der Umlage um ca. 0,4 ct/kWh und damit zu einem Anstieg der Gesamtbelastung um ca. 0,6 ct/kWh.

4 Zusammenhang zwischen CO₂-Preis und EEG-Umlage

Der Verfall der CO₂-Preise im Emissionshandelssystem der Europäischen Union führt zu niedrigen Großhandelsstrompreisen

Da der im Rahmen des EEG-Mechanismus umzulegende Betrag von den Differenzen aus Vergütungszahlungen und Vermarktungserlösen des vergüteten Stroms bestimmt wird, hat der Börsenstrompreis einen signifikanten Einfluss auf die Höhe der EEG-Umlage. Ein wesentliches klimapolitisches Instrument mit erheblichem Einfluss auf die Höhe des Börsenstrompreises ist dabei der sich im EU-Emissionshandelssystem für Treibhausgase ergebende Preis für Emissionsberechtigungen. Der Preis für Emissionszertifikate im EU ETS ist zum Ende der zweiten Handelsperiode (2008-2012) sowie zum Beginn der dritten Handelsperiode (2013-2020) stark eingebrochen. Diese Entwicklung hat – neben dem Absinken der Steinkohlenpreise – maßgeblich zum Absinken der Börsenstrompreise und damit zum Anstieg der EEG-Umlage beitragen (Abbildung 11). So ist der Preis im Terminmarkt für Grundlast- (Base-) Lieferungen im Zeitraum Mai 2012 bis Mai 2013 von etwa 49 €/MWh auf 39 €/MWh gefallen, davon entfallen etwa 35% auf den gesunkenen CO₂-Preis sowie etwa 40% auf den Rückgang der Steinkohlepreise.

Abbildung 11 Zusammenhang zwischen kurzfristigen Grenzkosten eines Steinkohlekraftwerks und Börsenstrompreis, 2003-2014



Quellen: EEX, McCloskey, Energate, EvoMarkets, Berechnungen des Öko-Instituts.

Auch für die weitere Entwicklung der Strompreise – sowohl auf den Termin- wie auch auf den Spotmärkten – ist zu erwarten, dass diese ganz maßgeblich durch den Verlauf der Steinkohle- und CO₂-Preise bestimmt werden. Mit Blick auf die Brennstoffpreise ergeben sich die zukünftigen Entwicklungen aus komplexen und politisch weitgehend

unbeeinflussbaren Zusammenhängen auf den globalen Märkten, die CO₂-Preise ergeben sich dagegen vor allem aus klimapolitischen Rahmensetzungen in der Europäischen Union.

Vor diesem Hintergrund kommt der Frage eine besondere Bedeutung zu, wie sich eine Erholung der CO₂-Preise auf die EEG-Umlage sowie die Systemkosten auswirken würde. Auf der Basis der Rahmendaten des Jahres 2014 wurden daher Sensitivitätsanalysen für unterschiedliche CO₂-Preisniveaus durchgeführt.

Für diese Analysen ist es zunächst unerheblich, über welche Mechanismen sich ein steigender CO₂-Preis ergeben würde. Vorausgesetzt werden kann jedoch, dass sich erst bei Vorhandensein fundamentaler Knappheiten im CO₂-Markt signifikante Preise einstellen werden. Welches Niveau von Knappheitspreisen sich ergeben kann hängt vom Anspruchsniveau der über das EU ETS umgesetzten Ziele ab, in diesem Kontext werden die Sensitivitätsanalysen für Zertifikatspreisniveaus von 10, 20, 30 und 40 € durchgeführt.

Aus der Untersuchung der historischen Marktdaten lässt sich ein sehr belastbarer Zusammenhang zwischen Brennstoff- und CO₂-Preisen auf der einen Seite sowie Börsenstrompreisen auf der anderen Seite ableiten. Abbildung 11 zeigt, dass der zeitliche Verlauf des Börsenstrompreises (Base year future) sehr gut mit den kurzfristigen Grenzkosten eines älteren Steinkohlekraftwerks korreliert. Die Grenzkosten des Steinkohlekraftwerks wiederum werden bestimmt durch den Marktpreis für Steinkohle und den CO₂-Preis am ETS.¹¹ In der historischen Entwicklung zeigt sich dieser Zusammenhang sehr robust und damit auch für die hier untersuchten CO₂-Preisniveaus.

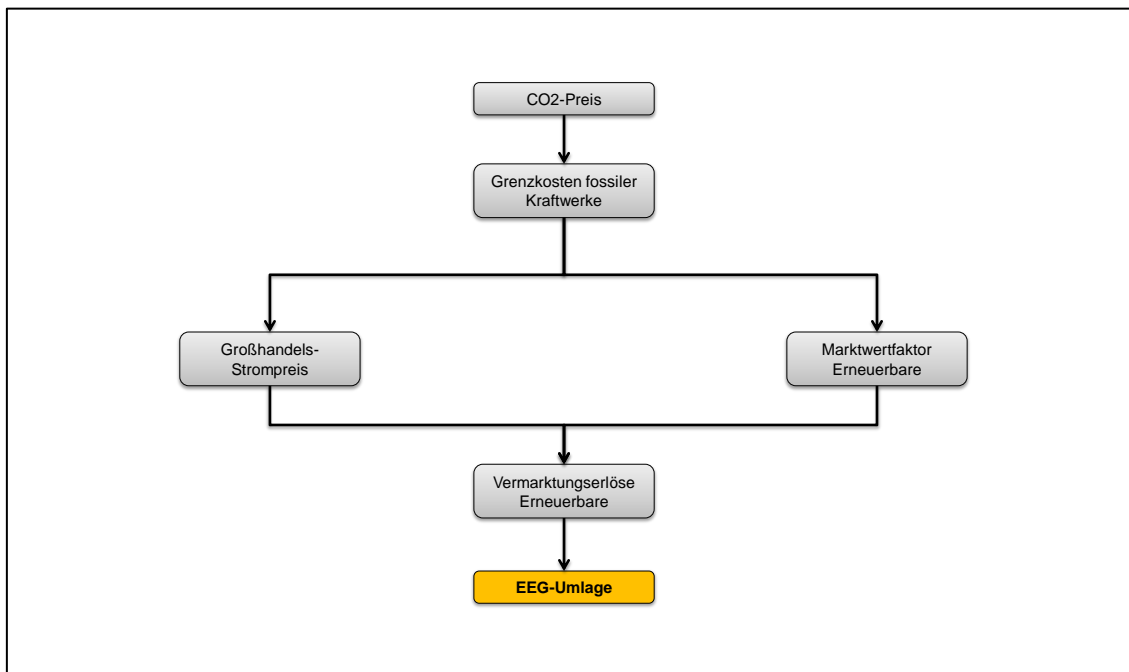
Niedrige CO₂-Preise erhöhen die EEG-Umlage

Abbildung 12 zeigt schematisch den Zusammenhang zwischen CO₂-Preis und EEG-Umlage. Der CO₂-Preis erhöht die kurzfristigen Grenzkosten fossiler Kraftwerke abhängig von ihrer CO₂-Intensität. Dies führt zu einem Anstieg des Spotpreises, falls das preissetzende Kraftwerk ein fossiles Kraftwerk ist.

Je nach Höhe des CO₂-Preises können auch Verschiebungen in der Merit Order auftreten, wenn z.B. die Grenzkosten effizienter Gaskraftwerke niedriger sind als die alter Steinkohlekraftwerke. Diese Effekte führen im Jahresverlauf zu einem höheren Preisniveau. Das Ausmaß dieses Anstiegs hängt davon ab, welche Kraftwerke zu den einzelnen Stunden preissetzend sind, und in welchem Ausmaß die verschiedenen Kraftwerkstypen ausgelastet sind.

¹¹ Für das Steinkohlekraftwerk wird dabei ein Wirkungsgrad von 34% angenommen.

Abbildung 12 Zusammenhang zwischen CO₂-Preis und EEG-Umlage.



Quellen: Eigene Darstellung

Ein weiterer Faktor, der die Vermarktungserlöse für Erneuerbare am Spotmarkt beeinflusst, sind die Profilmultiplikatoren. Diese bilden das Verhältnis von dem durch eine Technologie durchschnittlich erzielten Preis und dem durchschnittlichen jährlichen Strompreis. Das dargebotsabhängige technologiespezifische Einspeiseprofil führt dazu, dass für erneuerbar erzeugten Strom in der Regel ein Strompreis erzielt wird, der vom über das ganze Jahr gemittelten Strompreis abweicht. Im Allgemeinen ist davon auszugehen, dass ein steigender Anteil erneuerbarer Stromerzeugung zu einem Absinken der Profilmultiplikatoren führt, da die zunehmende Einspeisung z.B. von Solarstrom zur Mittagszeit preissenkende Wirkung in diesen Stunden hat. Kraftwerkspark, Einspeisecharakteristika und CO₂-Preis beeinflussen die Profilmultiplikatoren, da für die Höhe der Profilmultiplikatoren entscheidend ist, welches Kraftwerk mit welchen Grenzkosten zur Zeit der Einspeisung preissetzend ist. Mit dem Strommarktmodell Powerflex des Öko-Instituts wurde darüber hinaus analysiert, in welchem Umfang höhere CO₂-Preise die Profilmultiplikatoren beeinflussen. Dieses Modell bildet Kraftwerkseinsatz und die Preisbildung im deutschen Strommarkt kraftwerksscharf und in stündlicher Auflösung ab. Die detaillierten Ergebnisse sind in Anhang B dokumentiert. Höhere CO₂-Preise führen in der Tendenz auch zu einem Anstieg der Profilmultiplikatoren der erneuerbaren Energien. Hintergrund ist, dass bei hoher Einspeisung von erneuerbaren Energien oft Braunkohlekraftwerke und Steinkohlekraftwerke preissetzend sind. Im Vergleich zu Erdgaskraftwerken haben die Braunkohlekraftwerke und die Steinkohlekraftwerke hohe spezifische CO₂-Emissionen. Bei einem Anstieg der CO₂-Preise erhöht sich der Wert des Stroms aus erneuerbaren Energien also überproportional.

Bei einem CO₂-Preis von 40 €/tCO₂ würde die EEG-Umlage im nächsten Jahr um 20% niedriger ausfallen

Die Auswirkungen verschiedener CO₂-Preise auf Großhandelsstrompreise und Marktwert von EEG-Strom wurde ebenfalls mit dem Strommarktmodell Powerflex untersucht. Für das Referenzszenario wurde angenommen, dass der Preis für Emissionszertifikate beim gegenwärtig niedrigen Stand von 3,5 €/t stagniert. Darüber hinaus wurden Szenarien mit CO₂-Preisen in der Bandbreite von 0 und 40 € je Emissionsberechtigung (European Union Emission Allowance – EUA) berechnet.

Tabelle 1 Auswirkungen unterschiedlicher CO₂-Preise auf Strompreise und EEG-Umlage in 2014

CO ₂ -Preis	Strompreis-Anstieg durch CO ₂ -Einpreisung	relative CO ₂ -Einpreisung	EEG-Umlage	rel. Änderung EEG-Umlage
€/EUA	ct/kWh	ct/kWh pro €/EUA	ct/kWh	Ist = 100%
3,5	0,30	0,0869	6,08	0%
10	0,87	0,0872	5,85	-4%
20	1,75	0,0873	5,49	-10%
30	2,62	0,0874	5,13	-16%
40	3,49	0,0873	4,77	-22%

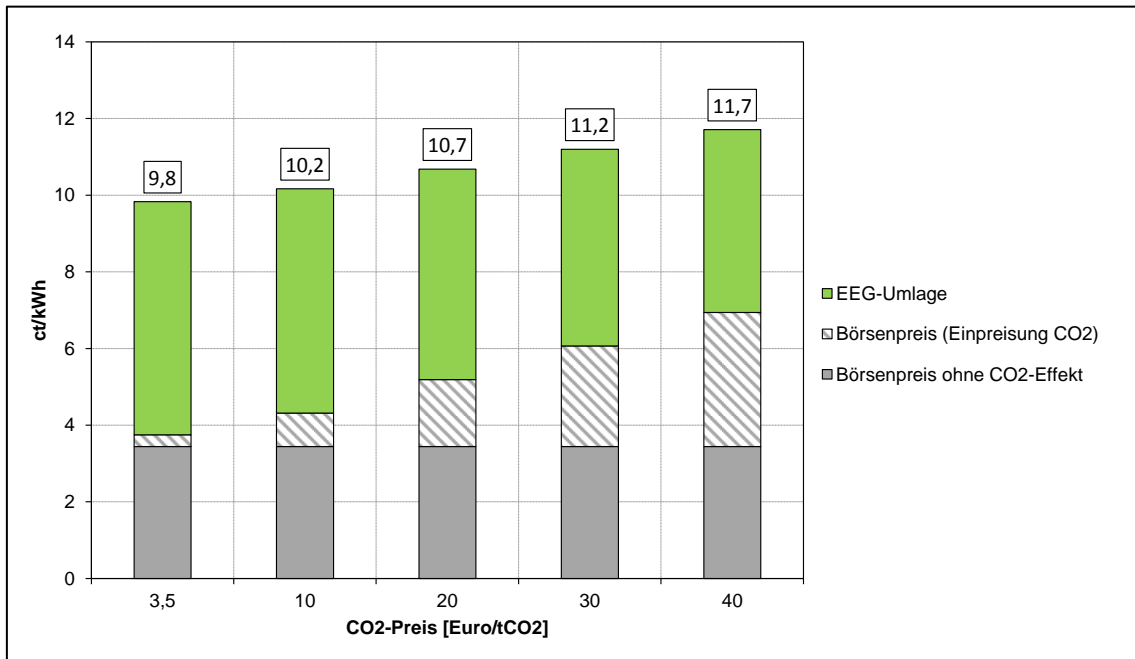
Quellen: Berechnungen des Öko-Instituts.

Tabelle 1 zeigt die Ergebnisse dieser Modellierung. Bei einem CO₂-Preis von 3,5 €/EUA (dies entspricht der gegenwärtigen Situation) liegt der Anteil des Börsenstrompreises, der auf die Einpreisung der CO₂-Kosten zurückzuführen ist, bei 3 €/MWh. Bei einem CO₂-Preis von 40 €/EUA erhöht sich dieser Anteil auf 3,49 ct/kWh. Die relative CO₂-Einpreisung liegt dabei nahezu konstant bei 0,087 t/kWh. In anderen Worten: Ein Anstieg des CO₂-Preises um 1 €/EUA führt zu einem Anstieg des Börsenstrompreises um 0,087 ct/kWh.

Höhere CO₂-Preise führen damit auf der einen Seite zu einer Verringerung der EEG-Umlage, erhöhen aber auf der anderen Seite die Börsenpreise (deren Anstieg ja die EEG-Umlage verringert). Die Entwicklung der Systemkosten (hier wiederum annähernd ermittelt als Summe aus EEG-Umlage und Großhandelspreis für Strom) ergibt sich als Netto-Effekt aus Senkung der EEG-Umlage und Anstieg des Börsenpreises:

- ein Anstieg des CO₂-Preises auf 10 €/EUA würde den Börsenpreis um 0,57 ct/kWh erhöhen und die EEG-Umlage um 0,23 ct/kWh verringern, also insgesamt zu einem Anstieg der Systemkosten um 0,34 ct/kWh führen;
- bei einem weiteren Anstieg auf 20 €/EUA würde die EEG-Umlage auf 5,49 ct/kWh sinken, als Resultat der um 1,45 ct/kWh steigenden Börsenpreise würden die Systemkosten sich im Vergleich zum Basisfall um 0,85 ct/kWh erhöhen;
- bei einem CO₂-Preis von 40 €/EUA ginge die EEG-Umlage auf 4,77 ct/kWh zurück, die Systemkosten stiegen jedoch im Vergleich zum Basisfall um 1,88 ct/kWh.

Abbildung 13 Einfluss von CO₂-Preis und EEG-Umlage auf die Systemkosten, 2014



Quellen: EEX, Berechnungen des Öko-Instituts

Insgesamt führt damit die – aus vielerlei Gründen sinnvolle und notwendige – Erhöhung der CO₂-Preise zu einer massiv rückläufigen EEG-Umlage und bewirkt aus der Systemkosten-Perspektive jedoch nur einen ausgesprochen geringen Zuwachseffekt.

Auch diese Analyse zeigt damit – aus einer anderen Perspektive – eindrücklich, wie problematisch die Fokussierung auf die EEG-Umlage als Bewertungs- und Steuerungsindikator ist (und bleibt).

5 Fazit und Handlungsempfehlungen

Die Höhe der für die Kompensation der im Rahmen des Erneuerbare Energien Gesetzes entstehenden Deckungslücke notwendigen EEG-Umlage ergibt sich aus einem komplexen Wechselspiel von Faktoren, die sich teilweise aus dem Regelwerk des EEG ergeben (Ausbaupfade, Vergütungssätze, Privilegierungstatbestände etc.), teilweise aber auch aus anderen Politikfeldern resultieren (CO₂-Preise) oder sich als Konsequenz weltwirtschaftlicher Entwicklungen (Brennstoffpreise, Wechselkurse) ergeben. Zudem interagieren verschiedene Einflussfaktoren in erheblichem Maße miteinander.

Die Entwicklung der EEG-Umlage wurde in den letzten vier Jahren vor allem durch die Überlagerung von Faktoren getrieben, die letztlich als eine Abfolge von Sondereffekten qualifiziert werden können:

- der massiven Ausbau der PV-Stromerzeugung (der wiederum zu erheblichen Kostenreduktionen durch Lernkurveneffekte führte) in den Jahren 2010/2011 sowie die verzögerten Anpassungen der Vergütungssätze;
- der massive Einbruch der Großhandelspreise für Strom in den Jahren 2012/2013, der vor allem als Resultat der Entwicklungen auf den Steinkohle- und CO₂-Märkten entstand und der vor allem im Kontext der EEG-Umlage für das Jahr 2014 deutlich wird;
- die deutliche Ausweitung der Privilegierungstatbestände, die für die EEG-Umlage 2013 und 2014 massive Auswirkungen auf die EEG-Umlage haben;
- die mit den vorgenannten Entwicklungen einhergehenden Prognosefehler, die massive Überschlagseffekte (negative Kontostände, Erhöhung der Liquiditätsreserve) vor allem für die EEG-Umlage für die Jahre 2013 und 2014 haben.

Es bleibt ausdrücklich darauf hinzuweisen, dass es sich bei allen vier Entwicklungen überwiegend um Einmaleffekte handelt, für die eine Wiederholung in den Folgejahren nur schwer vorstellbar ist. Selbst für den anstehenden Ausbau der Offshore-Windkraftherzeugung ist angesichts der absehbar eher gedämpften Ausbaudynamik, einer anderen industriellen Basis und der Ausrichtung auf ein Vergütungsmodell mit starken Stauchungselementen eine Wiederholung des PV-Effektes der Jahre 2010 und 2011 kaum zu erwarten.

So ist nach den erheblichen Überschwingungen der EEG-Umlage für 2013 zwar auch für das Jahr 2014 eine auf knapp 6,1 ct/kWh erhöhte EEG-Umlage zu erwarten, für die Folgejahre zeichnen sich jedoch – bei durchweg eher konservativen Annahmen für die Rahmenbedingungen – eher eine leichte Entspannung und nur noch moderate Erhöhungen (5,8 ct/kWh für 2015 sowie 6,2 und 6,6 ct/kWh für die beiden Folgejahre) ab.

Dessen ungeachtet haben die Analysen deutlich gezeigt, dass eine Fokussierung auf die EEG-Umlage als Bewertungs- und Steuerungsindikator nicht sachgerecht ist. Wird dagegen auf einen einfach zu ermittelnden Indikator für die Systemkosten (Börsenpreis plus EEG-Umlage) abgestellt, so ergibt sich ein deutlich anderes Bild. Bereits für das Jahr 2014 gehen hier die Systemkosten deutlich zurück (als Netto-Effekt der steigen-

den EEG-Umlage und eines drastischen Einbruchs der Strompreise) und würden erst 2017 wieder das Niveau von 2013 erreichen.

Die integrierte Sensitivitätsanalyse für die Entwicklung von EEG-Umlage und Systemkosten zeigt darüber hinaus, dass eine Erhöhung der CO₂-Kosten im Rahmen des EU-Emissionshandelssystems zu deutlichen Minderungen bei der EEG-Umlage und eher geringen Zuwächsen bei den Systemkosten führt.

Aus den Analysen können folgende (grobe) Anhaltswerte für eine Schnellabschätzung der EEG-Umlage und der Systemkosten abgeleitet werden:

- eine Veränderung des Börsenstrompreises (Base-Lieferungen) um 1 ct/kWh führt bei sonst unveränderten Rahmenbedingungen zu einer Veränderung der EEG-Umlage um etwa 0,4 ct/kWh;
- ein Anstieg des CO₂-Preises um 10 €/EUA führt zu einem Anstieg des Börsenstrompreises (Termin-Lieferungen für Base-Produkte) von etwa 0,9 ct/kWh;
- eine Veränderung der Privilegierungstatbestände um 10 TWh führt in den nächsten Jahren bei sonst unveränderten Rahmenbedingungen zu Veränderungen der EEG-Umlage von etwa 0,15 ct/kWh.
- ein Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf dem derzeitigen Pfad und in der derzeitigen Struktur (knapp 15 TWh jährlich) führt bei einem wieder eingeschwungenen Zustand und sonst unveränderten Rahmenbedingungen und ohne Einmaleffekte zu einer jährlichen Steigerung der EEG-Umlage von ca. 0,4 ct/kWh.

Hinsichtlich der Weiterentwicklung des EEG können aus den Analysen die folgenden Überlegungen abgeleitet werden:

- die politische Kommunikation bzw. die politische Handlungsorientierung muss auf sinnvolle Bewertungs- und Steuerungsindikatoren umorientiert werden, ein grober Systemkosten-Indikator als Summe von Börsenpreis und EEG-Umlage ist hier um ein Vielfaches sachgerechter als eine isolierte Betrachtung der EEG-Umlage;
- die Reform des EU-Emissionshandelssystems ist in jedem Fall sinnvoll und führt zu überschaubaren Effekten bei den Systemkosten;
- ein Abbau der Privilegierungstatbestände bzw. entsprechende Anpassungen (z.B. mit Blick auf die mit EEG-flankierter erneuerbarer Stromerzeugung entstehenden Preisdämpfungseffekte auf den Großhandelsmärkten) sowohl im Bereich des privilegierten Letztverbrauchs als auch bei der Strom-Eigenerzeugung auf einen rechtfertigbaren Kernbestand ist sinnvoll und notwendig, allerdings wird dabei mit Blick auf die EEG-Umlage nur im Umsetzungsjahr ein deutlich spürbarer Niveaueffekt erzielt werden können, für die Folgejahre ergeben sich durch den Einengung der Privilegierungstatbestände Abbau eher langfristig sichtbare Dämpfungseffekte;
- obgleich einem erhöhter Innovations-, Kosten- und Optimierungsdruck bezüglich der spezifischen Einspeisevergütungen (in Höhe und Struktur) zweifels-

ohne zu den wichtigen Handlungssträngen der EEG-Reform gehört (Matthes 2013), sind die damit erzielbaren Effekte für eine Senkung der EEG-Umlage zumindest für die nächsten Jahre eher gering.

Neben diesen Veränderungen ist es sinnvoll, weitere und über das EEG im engeren Sinne hinausgehende Maßnahmen intensiv zu prüfen, dazu gehören beispielsweise:

- es sollten Maßnahmen geprüft werden, wie eine verbesserte, möglichst vollständige bzw. beschleunigte Weitergabe rückläufiger Preise auf den Großhandelsmärkten für Strom (oder bei anderen zentralen Kostenbestandteilen) an die Endkunden gesichert werden kann, wobei dies vorzugsweise im Wege einer Erhöhung der Wettbewerbsintensität in den Endkundenmärkten erzielt, als Ultima Ratio jedoch auch über regulative Ansätze umgesetzt werden könnte.
- angesichts des überragenden Kostenbeitrags, welcher der Erzielung massiver Lernkosteneffekte zuzurechnen ist (Solar-Förderung in der Vergangenheit, Teile der Offshore-Wind in der Zukunft) wäre auch zu prüfen, ob diese Kosten nicht aus dem EEG ausgelagert und aus anderen Quellen bzw. über Mechanismen (möglicherweise sehr langfristig) refinanziert und ob die entsprechende Finanzierungsbeiträge für noch bevorstehende Lernkosten parallel zum EEG aufgebracht werden können;

Die beschriebene Einordnung der EEG-Umlage und ihrer Entwicklung sowie die identifizierten Handlungsoptionen sollten sowohl Eingang in die aktuellen und bevorstehenden Diskussionen um die EEG-Umlage finden wie auch in der Debatte um die Reform des EEG berücksichtigt werden.

Schließlich soll darauf hingewiesen werden, dass das dynamische energiewirtschaftliche bzw. energie- und umweltpolitische Umfeld für den Umbau des Energie- und Stromversorgungssystems eine ständige Beobachtung und einen auf vielfältige Sensitivitätsanalysen orientierten Bewertungsprozess sinnvoll und erforderlich macht. Das vom Öko-Institut entwickelte, frei verfügbare Analyseinstrument des EEG-Rechners kann dafür umfassend genutzt werden und dazu beitragen, die politische Meinungs-, Willens- und Strategiebildung in diesem Bereich auf eine robuste Basis zu stellen.

6 Referenzen

6.1 Literatur

- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2012): Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Stand 8. März 2012.
- Bundesregierung (2012): Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage des Abgeordneten Hans-Josef Fell und der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN: Besondere Ausgleichsregelungen beim Erneuerbare-Energien-Gesetz, Bundestagsdrucksache 17/10421.
- Cludius, J., Hermann, H., Matthes, F. Chr.: The Merit Order Effect of Wind and Photovoltaic Electricity Generation in Germany 2008-2012. CEEM Working Paper 3-2013, Sydney, May 2013.
- Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS) (2012): Reform der Begünstigung der Industrie bei der EEG-Umlage - Ansatzpunkte zur Begrenzung der EEG-Umlage. Aktualisierung für die Umlage 2014. Studie im Auftrag von Greenpeace. Berlin, Juni 2013.
- Fraunhofer Institut für Innovations- und Systemforschung (ISI) (2011): Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien – Update für das Jahr 2010. Karlsruhe, 4. November 2011.
- Leipziger Institut für Energie GmbH (IE) (2011): Endbericht der Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken bis 2016. Prognose der Stromeinspeisung und der Vergütung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. Leipzig, 28.10.2011.
- Matthes, F.Chr. (2013): Vision und Augenmaß – Zur Reform des Flankierungsrahmens für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien. In: Agora Energiewende: Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel? Agora Energiewende Impulse, Berlin, Februar 2013, S. 17-24.
- Öko-Institut (2012a): Komponentenzerlegung der Umlage zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien über das Erneuerbaren Energien Gesetz. Berlin, 11. Oktober 2012.
- Öko-Institut (2012b): Strompreisentwicklungen im Spannungsfeld von Energiewende, Energiemärkten und Industriepolitik. Der Energiewende-Kosten-Index (EKX). Kurzstudie. Berlin, 11. Oktober 2012.
- Öko-Institut (2013): Der EEG-Rechner. Bedienungsanleitung und Dokumentation. Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin, 2013. Online verfügbar unter <http://www.agora-energiewende.de/de/service/eeg-rechner/> (zuletzt geprüft am 12.03.2013).
- Prognos (2012): Letztverbrauch bis 2017 Planungsprämissen für die EEG-Mittelfristprognose. Studie für die ÜNBs. Berlin, November 2012.

r2b energy consulting (r2b) (2012): Jahresprognose 2013 und Mittelfristprognose bis 2017 zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken. Köln, November 2012.

6.2 Datenquellen

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Bafa): Unternehmen bzw. Unternehmensteile, die an den aufgelisteten Abnahmestellen von der Besonderen Ausgleichsregelung profitieren, Eschborn.

EPEX Spot /European Energy Exchange (EEX): Marktdaten. Strom Spotmarkt – EPEX Spot. Ergebnisse Strom – Marktgebiet Deutschland/Österreich. EPEX Spot Auktionsmarkt. Leipzig.

European Energy Exchange (EEX): Results Power Derivates– Marke terea Germany/Austria. Base Yearly Futures, Leipzig.

European Energy Exchange (EEX): Results Power Derivates– Market area Germany/Austria. Peak Yearly Futures, Leipzig.

European Energy Exchange (EEX): Results Emission Rights– European –Carbon-Futures, Leipzig.

European Energy Exchange (EEX): Results Emission Rights– Spot - EU emission allowances EEX, Leipzig.

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

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

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

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

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

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

McCloskey: Coal, Argus McCloskey's Coal Price Index Report, Argus Coal Daily, Coal future with delivery in Rotterdam, API 2, www.mccloskeycoal.com

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB): Aktuelle Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach § 7 (1) Nr. 1 AusglMechV. 50hertz; Amprion; Tennet; TransnetBW. Online verfügbar unter <http://www.eeg-kwk.net>.

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB): EEG-Mittelfristprognose. 50hertz; Amprion; Tennet; TransnetBW. Online verfügbar unter <http://www.eeg-kwk.net>.

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB): EEG-Umlage. 50hertz; Amprion; Tennet; TransnetBW. Online verfügbar unter <http://www.eeg-kwk.net>.

Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB): Veröffentlichungen zur Marktprämie nach § 33g in Verbindung mit Anlage 4 EEG. 50hertz; Amprion; Tennet; TransnetBW. Online verfügbar unter <http://www.eeg-kwk.net>.

6.3 Rechtsdokumente

EEG – Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), geändert zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730).

AusglMechV – Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismusverordnung - AusglMechV) vom 17. Juli 2009 (BGBl. I S. 2101) zuletzt durch Artikel 2 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754).

MaPrV – Verordnung über die Höhe der Managementprämie für Strom aus Windenergie und solarer Strahlungsenergie (Managementprämienverordnung – MaPrV) vom 2. November 2012 (BGBl. I S. 2278).

Anhang: Dokumentation der verwendeten Modelle

A. Modell zur Berechnung der EEG-Umlage

Am Öko-Institut wurde ein Modell entwickelt, mit dem Projektionen bezüglich der zukünftigen Entwicklung der EEG-Umlage erstellt werden können. Das Modell stellt sämtliche relevanten Zahlungsströme im Rahmen des EEG-Mechanismus in jährlicher Auflösung dar. Für das laufende Jahr wird die Entwicklung der Einnahmen und Ausgaben in monatscharfer Auflösung prognostiziert, um den Kontostand am 30.9. (dem für die Aktualisierung der Umlage relevanten Stichtag) abzuschätzen. Die Berechnungen basieren auf jährlich durch die ÜNBs publizierten Daten zur Berechnung der EEG-Umlage. Das Modell wurde anhand der historischen Umlageberechnungen für die Jahre 2009 bis 2013 kalibriert. Es ist zu beachten, dass es sich hierbei nicht um tatsächliche realisierte Energie- und Geldflüsse handelt, sondern um die in der Vergangenheit durch die ÜNBs durchgeführten Prognosen, die jährlich zur Neuberechnung der Umlage erstellt wurden.

Das Modell erfüllt im Wesentlichen drei Funktionalitäten:

- Zum einen können mit Hilfe des Modells Projektionen bezüglich der zukünftigen Entwicklung der Umlage erstellt werden. Hierzu sind für alle relevanten Parameter verschiedene Szenarien in einer erweiterbaren Bibliothek abgelegt. Die Berechnung prognostizierter Umlagesätze erfolgt in jährlicher Auflösung.
- Zum anderen kann die historische Entwicklung der EEG-Umlage von 2010 bis zum heutigen Zeitpunkt nachvollzogen werden. Hierzu sind im Modell alle im Rahmen der Jahresprognosen von den Übertragungsnetzbetreibern publizierten Daten zur jährlichen Neuberechnung des Umlagesatzes hinterlegt.
- Schließlich wird für das aktuelle Jahr die Entwicklung der monatlichen Einnahmen und Ausgaben prognostiziert, um den Kontostand am 30.9. des aktuellen Jahres abzuschätzen. Die Höhe des Kontostandes hat unter Umständen erheblichen Einfluss auf die Berechnung der Umlage im Folgejahr; ein Teil des Anstiegs der Umlage in 2013 war auf den negativen Kontostand im September 2012 zurückzuführen.

Eine detaillierte Dokumentation des Modells ist in (Öko-Institut 2013) zu finden. Eine öffentliche Version steht als „EEG-Rechner“ auf der Homepage der Agora Energiewende zum Download zur Verfügung.¹²

Die wichtigsten Eingangsparameter zur Berechnung der EEG-Umlage sind in Tabelle A- 1 zusammengefasst.

¹² <http://www.agora-energiewende.de/de/service/eeg-rechner/>

Tabelle A-1 Eingangsp Parameter zur Berechnung der EEG-Umlage.

Parameter	Einheit	2014	2015	2016	2017
Großhandelsstrompreis (Phelix Base Year Future)	Euro/MWh	37,5	37,5	37,5	37,5
Liquiditätsreserve	%	10,0	10,0	10,0	10,0
Gesamtstromverbrauch	TWh/a	534,9	532,3	529,1	525,4
Privilegierter Letztverbrauch	TWh/a	98,2	99,6	100,7	101,0
Eigenerzeugter Eigenverbrauch	TWh/a	58,2	60,6	61,8	62,3
Kapazitätsszubau					
Wasser	GW/a	0,1	0,1	0,1	0,1
Gase	GW/a	-	-	-	-
Biomasse	GW/a	0,4	0,4	0,4	0,4
Geothermie	GW/a	0,0	0,0	0,0	0,0
Wind Onshore	GW/a	2,0	2,0	2,0	2,0
Wind Offshore	GW/a	1,0	1,0	1,0	1,0
Solar	GW/a	4,0	4,0	4,0	4,0
Stromerzeugung					
Wasser	TWh/a	6,7	7,0	7,3	7,6
Gase	TWh/a	1,9	1,9	1,9	1,9
Biomasse	TWh/a	35,3	37,6	39,8	42,1
Geothermie	TWh/a	0,1	0,1	0,2	0,2
Wind Onshore	TWh/a	59,6	63,1	66,7	70,2
Wind Offshore	TWh/a	5,4	9,2	13,0	16,9
Solar	TWh/a	37,3	41,2	45,1	49,0
Vergütungssätze Neuanlagen					
Wasser	€/MWh	84,2	83,3	82,5	81,7
Gase	€/MWh	59,1	58,2	57,3	56,5
Biomasse	€/MWh	176,4	172,9	169,4	166,0
Geothermie	€/MWh	250,0	250,0	250,0	250,0
Wind Onshore	€/MWh	91,1	89,7	88,4	87,1
Wind Offshore	€/MWh	175,0	175,0	175,0	175,0
Solar	€/MWh	104,5	88,3	74,5	53,2

Quellen: Prognos 2012, r2b 2012, Berechnungen des Öko-Instituts.

B. Powerflex

Das am Öko-Institut entwickelte Strommarktmodell PowerFlex ist ein Fundamentalmodell, welches thermische Kraftwerke, Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien, Pumpspeicherkraftwerke und flexible Stromverbraucher kostenminimal einsetzt, um die Stromnachfrage zu decken. Die zu minimierende Zielfunktion ist die Summe über die im Jahr anfallenden, kurzfristigen Stromerzeugungskosten. Das Modell PowerFlex ist sowohl als lineares als auch als gemischt-ganzzahliges Optimierungsproblem formuliert und wird gegenwärtig zur Ex-ante-Szenarioanalyse von Ausbaupfaden für erneuerbare Energien, Elektromobilität und Smart Grids sowie zur Ex-post-Bewertung von Politikmaßnahmen, wie z. B. dem europäischen Emissionshandel, eingesetzt.

Die einzelnen Kraftwerke werden im Modell detailliert mit Hilfe technischer und ökonomischer Parameter abgebildet. Kraftwerke mit einer installierten elektrischen Leistung größer 100 MW werden blockscharf und mit individuellem Wirkungsgrad erfasst. In der gemischt-ganzzahligen Modellvariante werden des Weiteren drei Betriebszustände

unterschieden: An- und Abfahren, Teillast und Vollast. Neben technologiespezifischen Laständerungsgradienten werden auch die Wirkungsgrade in den einzelnen Betriebszuständen unterschieden.

Kleinere thermische Stromerzeugungsanlagen werden in technologie- und baujahrspezifischen Gruppen zusammengefasst und mit Hilfe von typspezifischen Parametern charakterisiert. Diese Anlagen können ihre Leistung ohne Berücksichtigung von Lastgradienten ändern. Gleiches gilt für Pumpspeicherkraftwerke, die in Gruppen mit einem vergleichbaren Verhältnis von Speicherkapazität zu installierter elektrischer Leistung zugeordnet werden. Insgesamt setzt sich der thermische Kraftwerkspark aus rund 250 Einzelblöcken und 150 Technologieaggregaten zusammen.

Kraftwerke, die Biogas, Holz oder Pflanzenöl einsetzen, werden als Technologieaggregate im Modell abgebildet und sind somit Teil des thermischen Kraftwerksparks. Ihr Einsatz wird in zukünftigen Szenariojahren als flexibel angenommen. Das zur Verfügung stehende Stromangebot aus Laufwasser, Wind offshore, Wind onshore und Photovoltaik (PV) wird mit Hilfe generischer Einspeiseprofile in stündlicher Auflösung vorgegeben. Die tatsächlich eingespeiste Menge an Wasser-, Wind- und Photovoltaikstrom wird modellendogen bestimmt: Das Modell kann dargebotsabhängige, erneuerbare Energien als überschüssig klassifizieren, sofern ihre Einspeisung die Nachfrage übersteigt.

Das Erzeugungsprofil für Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung setzt sich aus einem typischen Fernwärmeprofil und einer angenommenen Gleichverteilung für industrielle KWK-Anlagen zusammen. Für jeden Hauptenergieträger ergibt sich somit ein individuelles KWK-Profil. Für sogenannte must-run-Kraftwerke, die vom Strommarkt unabhängig operieren, wie z. B. Gichtgas-Kraftwerke oder Müllverbrennungsanlagen, wird eine gleichverteilte Stromeinspeisung unterstellt.

Die Stromnachfrage wird wie zur fluktuierenden Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien in stündlicher Auflösung vorgegeben. Das Nachfrageprofil setzt sich aus der Netzlast und einer angenommenen Gleichverteilung der Industriestromnachfrage zusammen. Die Bereitstellung von Regelleistung kann durch Vorgabe einer ganzjährigen Sockellast thermischer Kraftwerke in Höhe abgebildet werden.

Eine zentrale Modellanwendung ist die Abbildung verschiedener Flexibilitäten auf der Nachfrageseite durch Speicher oder flexible Verbraucher. Als flexible Verbraucher können beispielsweise Prozesse mit einem thermischen Speicher, wie z. B. Geräte zur elektrischen Kälte- und Wärmebereitstellung, oder Verbraucher mit einem zeitvariablen Einsatz wie zum Beispiel Elektrofahrzeuge mit Lademanagement modelliert werden. Der kostenminimale Einsatz von thermischen Kraftwerken, Stromeinspeisung aus erneuerbaren Energien und Pumpspeicherkraftwerken wird auf Basis einer vollständigen Voraussicht unter Berücksichtigung technischer und energiewirtschaftlicher Nebenbedingungen, wie zum Beispiel Deckung der Last, Bereitstellung von KWK-Wärme oder Regelleistung, bestimmt.

Das Optimierungsproblem ist in GAMS¹³ implementiert und wird mit Hilfe des Simplex-Algorithmus gelöst. Es besteht in der linearen Variante bei einem ganzjährigen Optimierungszeitraum (8.760 Zeitschritte) aus ca. 2,5 Mio. Variablen, in der gemischt-ganzzahligen Variante sind es bei einer day-ahead-Optimierung rund 15.000 binäre Variablen je Optimierungszeitraum (365 Optimierungszeiträume mit je 24 Zeitschritten). Als Modellergebnisse werden basierend auf dem stundenscharfen Kraftwerkseinsatz der dazugehörige Brennstoffmix, die entsprechenden CO₂-Emissionen und der daraus resultierende Strompreis ausgegeben. Darüber hinaus können je nach Fragestellung weitere Modellergebnisse, wie z. B. die Menge nicht genutzter fluktuierender Stromerzeugung oder die Einsatzprofile, Benutzungsstunden und Deckungsbeiträge von thermischen Kraftwerken, Speichern und Flexibilitätsoptionen, dargestellt und ausgewertet werden.

Die wichtigsten hier verwendeten Modellparameter (Kraftwerkspark, Brennstoffpreise und Stromerzeugung durch Erneuerbare Energien) sind in Tabelle A- 2 zusammengefasst.

Tabelle A- 2 Eingangsparmeter für Powerflex-Szenarien

	2014	2017
Kraftwerkskapazitäten konventionell	MW	
Kernenergie	9.660	8.636
Braunkohle	19.414	19.320
Steinkohle	27.593	27.808
Erdgas	23.610	19.765
Heizöl	5.068	748
Brennstoffpreise	€/GJ	
Kernenergie	6,6	6,6
Braunkohle	11,0	11,0
Steinkohle	44,6	44,6
Erdgas	123,7	123,7
Heizöl	161,7	174,1
Stromerzeugung Erneuerbare	TWh/a	
Wind Onshore	59,6	70,2
Wind Offshore	5,4	16,9
Photovoltaik	37,3	49,0
Biomasse	35,3	42,1
Laufwasser	6,7	7,6

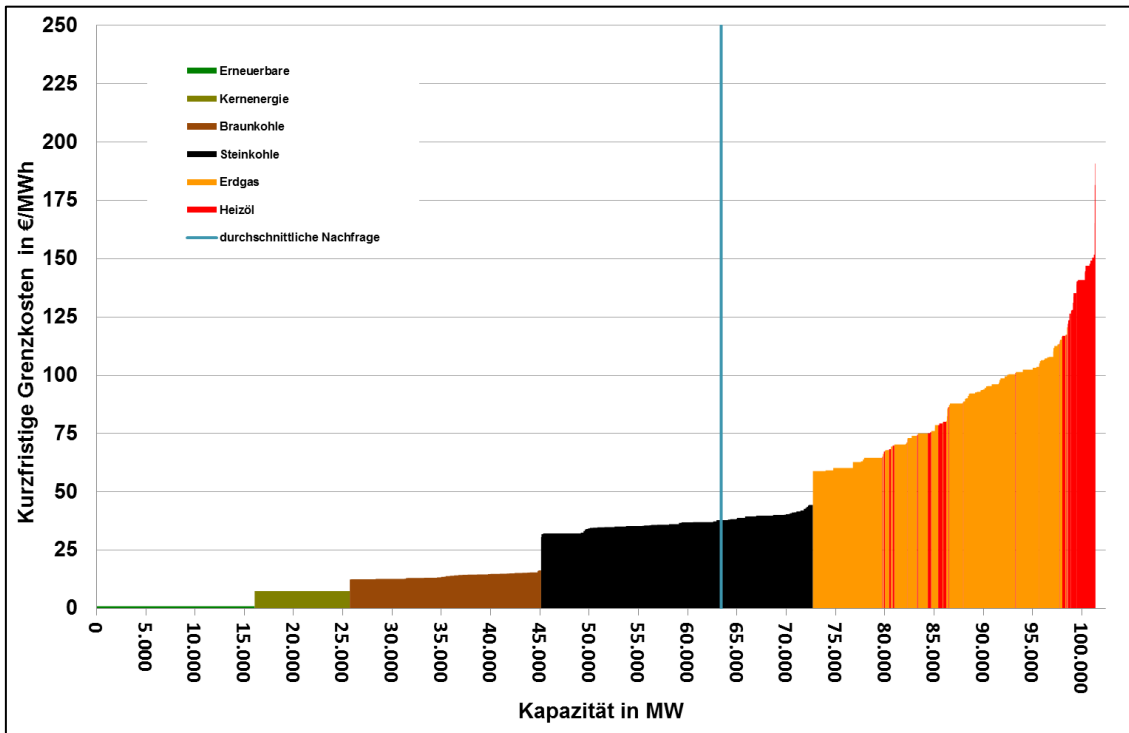
Quellen: *Berechnungen des Öko-Instituts.*

Es wurden insgesamt 12 Powerflex-Szenarien mit CO₂-Preisen von 0/3,5/10/20/30/40 €/EUA für die Jahre 2014 und 2017 durchgeführt. Abbildung A- 1 und Abbildung A- 2 zeigen die Merit Order, die sich für CO₂-Preise von 3,5 €/t und 40 €/t ausbildet.¹⁴

¹³ *General Algebraic Modeling System*

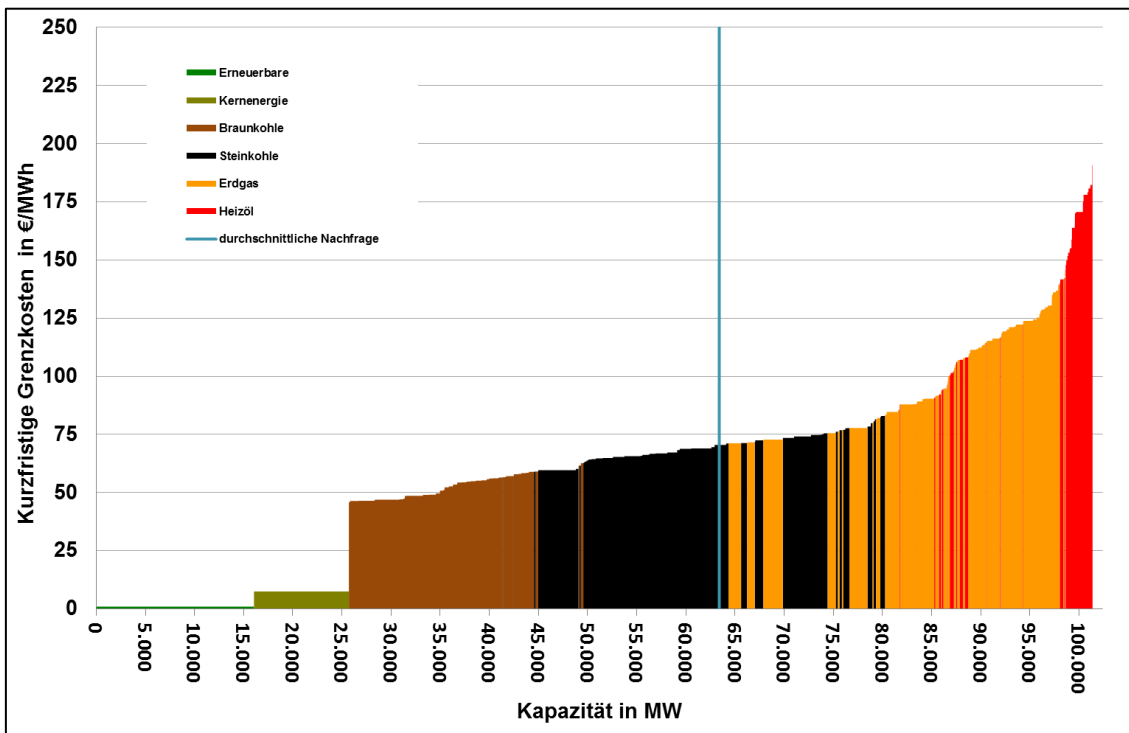
¹⁴ Für die Einspeisung erneuerbarer Stromerzeugung wurde hier der jährliche Mittelwert verwendet.

Abbildung A- 1 Merit Order 2014 (CO₂-Preis 3,5 €/t)



Quellen: Berechnungen des Öko-Instituts.

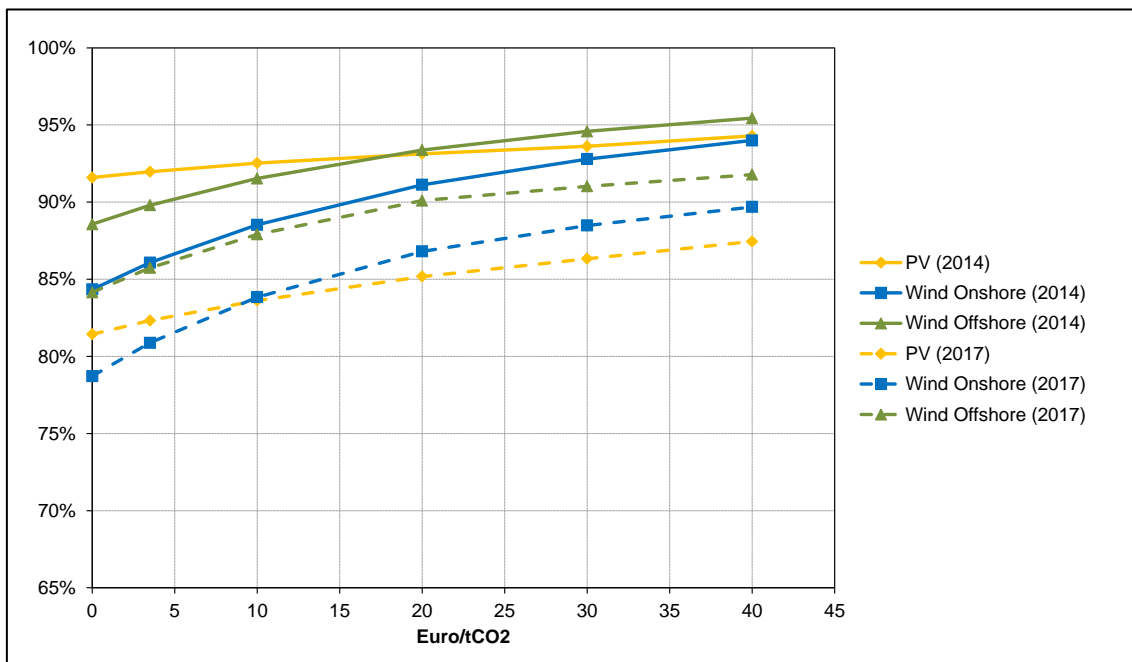
Abbildung A- 2 Merit Order 2014 (CO₂-Preis 40 €/t)



Quellen: Berechnungen des Öko-Instituts.

Während bei einem CO₂-Preis von 3,5 €/t die Grenzkosten der verschiedenen fossilen Kraftwerkstypen klar voneinander abzugrenzen sind, führt eine Erhöhung des CO₂-Preises nicht nur zu einer allgemeinen Anhebung des Kostenniveaus, sondern auch zu einer deutlichen Glättung der Merit-Order-Kurve. Darüber hinaus finden Verschiebungen in der Einsatzreihenfolge einzelner Kraftwerke statt – insbesondere werden ältere Steinkohlekraftwerke durch effiziente Gaskraftwerke ersetzt.

Abbildung A- 3 Profilkfaktoren in Abhängigkeit von der Höhe des CO₂-Preises, 2014 und 2017



Quellen: Berechnungen des Öko-Instituts.

In Abbildung A- 3 sind für alle gerechneten Szenarien die Profilkfaktoren für Photovoltaik, Wind Onshore und Wind Offshore dargestellt. Folgende Zusammenhänge sind deutlich zu erkennen:

- Zwischen CO₂-Preis und Marktwertfaktoren gibt es eine positive Korrelation. Wenn die CO₂-Preise steigen, steigt auch der Profilkfaktor: Durch den steigenden CO₂-Preis gleichen sich die Grenzkosten von Braukohle / Steinkohle / Gaskraftwerke aneinander an; die Merit-Order-Kurve verflacht sich. Die Preise zu den Zeiten, in denen EE einspeisen, unterscheiden sich also weniger stark von den durchschnittlichen Preisen.
- In 2014 wirkt sich der CO₂-Preis stärker auf den Marktwert von Wind aus als auf den von PV. Der Hintergrund: Wenn PV einspeist, ist Gas öfter preissetzend, wenn Wind einspeist, eher eine Mischung aus allem mit Schwerpunkt Steinkohle. Zu den Zeitpunkten, in denen PV einspeist, wird also vom preissetzenden Kraftwerk wenig CO₂ eingepreist.
- In der zeitlichen Entwicklung nimmt dieser Effekt ab. In 2017 ist die Stromproduktion der PV-Anlagen mit 49 TWh um 32% höher als noch im Jahr 2014 (37

TWh). Dies führt dazu, dass auch PV-Strom in 2017 öfter auf Kohlekraftwerke als Grenzkraftwerk trifft als noch in 2014.