

# Die Umlage des Erneuerbaren- Energien-Gesetzes (EEG). Hintergründe, Trends, Treiber und Perspektiven.

Kurzstudie

Berlin,  
8. November 2015

für das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft  
Baden-Württemberg

Dr. Felix Chr. Matthes  
Dr. Markus Haller  
Charlotte Loreck  
Vanessa Cook (Übersetzung)

**Öko-Institut**  
**Büro Berlin**  
Schicklerstraße 5-7  
D-10179 Berlin  
Telefon +49 30 405085-0

**Geschäftsstelle Freiburg**  
Postfach 17 71  
79017 Freiburg  
**Hausadresse**  
Merzhauser Straße 173  
79100 Freiburg  
Telefon +49 761 45295-0

**Büro Darmstadt**  
Rheinstraße 95  
64295 Darmstadt  
Telefon +49 6151 8191-0

[info@oeko.de](mailto:info@oeko.de)  
[www.oeko.de](http://www.oeko.de)



## Zusammenfassung

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bildet für den Ausbau der Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energiequellen einen zentralen Finanzierungsmechanismus. Dieser hat in den letzten 15 Jahren eine massive Ausweitung der regenerativen Stromerzeugung von etwa 10 Milliarden Kilowattstunden (Terawattstunden – TWh) im Jahr 2000 auf etwa 136 TWh im Jahr 2014 bewirkt; bis zum Jahr 2016 wird derzeit eine Ausweitung auf 176 TWh erwartet.

Das EEG bewegt damit erhebliche Finanzierungsvolumina, die größtenteils über eine Umlage auf etwa zwei Drittel des gesamten Stromverbrauchs in Deutschland aufgebracht werden. Der Beitrag des verbleibenden Drittels ist nach wie vor äußerst gering und wird dies im Rahmen der aktuell geltenden Regelungen auch bleiben.

Die durch das EEG ausgelösten Zahlungen an die Betreiber regenerativer Stromerzeugungsanlagen sind bis zum Jahr 2014 auf insgesamt 23 Milliarden Euro (Mrd. €) angewachsen, bis 2016 wird eine weitere Steigerung auf ca. 28 Mrd. € erwartet. Die erhebliche Ausweitung der Zahlungen ist vor allem auf die massiven Erzeugungszuwächse bei den Solarstromanlagen (ca. 45% der Zahlungen bei einem Anteil an der EEG-finanzierten Erzeugung von 24% im Jahr 2014) und Biomassekraftwerken (etwa 31% der Zahlungen bei einem Erzeugungsanteil von 28%) zurückzuführen. Die Onshore-Windenergie repräsentiert einen im Verhältnis zum Erzeugungsanteil relativ kleinen Teil der Gesamtzahlungen (23% der Zahlungen bei einem Erzeugungsanteil von 41%), in den nächsten Jahren wird sich der Anteil der Zahlungen an Offshore-Windkraftanlagen ausweiten (erwartet wird für 2016 ein Anteil von ca. 10% der Zahlungen bei einem Anteil von etwa 9% an der gesamten EEG-finanzierten Erzeugung).

Entscheidend für die Entwicklung der EEG-Umlage sind jedoch die Differenzkosten zwischen den Zahlungen, die die EEG-Anlagenbetreiber erhalten und den Erlösen, die über die Vermarktung des EEG-Stroms erzielt werden können. Diese über das EEG zu refinanzierenden Differenzkosten lagen im Jahr 2014 bei etwa 19 Mrd. € und werden bis 2016 auf Basis der aktuellen Erwartungen auf 23,5 Mrd. € ansteigen.

Diese Differenzkosten werden über die EEG-Umlage ausgeglichen, deren Regelsatz von 2,05 Eurocent je Kilowattstunde (ct/kWh) im Jahr 2010 auf 6,24 ct/kWh im Jahr 2014 angestiegen ist. Für die Jahre 2015 und 2016 konnte die Umlage auf einem Niveau von leicht über 6 ct/kWh stabilisiert werden. Der steile Anstieg der EEG-Umlage in den Jahren bis 2013 ist vor allem auf die Überlagerung sehr unterschiedlicher und bezüglich ihrer Effekte für die EEG-Umlage ungünstiger Entwicklungen entstanden, die sich in dieser Kombination und Intensität nicht ohne Weiteres wiederholen werden. Dazu gehört der starke Ausbau vergleichsweise teurer Erzeugungsoptionen (der zumindest im Bereich der Fotovoltaik zu erheblichen Kostenreduktionen für die nachfolgenden Neubaukohorten geführt hat), aber auch die in einigen Jahren in signifikanter Größenordnung aufgetretenen Prognosefehler hinsichtlich der Einnahme- und Ausgabesituation des EEG-Kontos, die u.a. durch das massiv zurückgehende Preisniveau am Großhandelsmarkt für Strom verursacht wurden.

Aber auch die Stabilisierung der EEG-Umlage für die Jahre 2015 und 2016 ist zu erheblichen Teilen auf den Sondereffekt eines hohen Überschusses auf dem EEG-Konto zurückzuführen, der zukünftig nicht in gleicher Größenordnung wirksam werden wird.

Ein erheblicher Teil der Zahlungen im Kontext des EEG kann jedoch auch als Vorleistung für Innovationen und Kostensenkungen betrachtet werden. Für die solare Stromerzeugung mit Fotovoltaik haben diese Investitionen, die aktuell ca. 40% der im EEG entstehenden Differenzkosten ausmachen, im globalen Kontext erheblich dazu beigetragen, die entsprechenden, massiven Kostensenkungen von fast 90% seit 1990 zu ermöglichen. In der kostenseitig entscheidenden Phase von 2004 bis 2012 war die Nachfrage aus Deutschland mit Marktanteilen von 25 bis fast 70% ein entscheidender Treiber für die im globalen Maßstab erzielten Kostensenkungen.

Für Biomasse haben sich diese Innovationsvorleistungen in der vergangenen Dekade nicht materialisieren können bzw. sind auch weiterhin kaum abzusehen. Die zukünftige Rolle der Biomasse wird sich damit weniger im Bereich der bisher mit dem EEG vor allem angereizten Erzeugungsmaximierung als im Kontext der Systemflexibilität ergeben müssen, für die es anderer Anreizstrukturen bedarf. Für Offshore-Windenergie steht der Kostensenkungsprozess derzeit am Anfang, hier bleibt abzuwarten, wie schnell sich die hier aktuell und in den nächsten Jahren deutlich ansteigenden Vorleistungen in den erwartbar signifikanten Kostendegressionen niederschlagen können.

Bezüglich der Differenzkosten ergibt sich insbesondere seit 2012 die Herausforderung, dass der Großhandels-Strompreis in erheblichem Maße gesunken ist. Dies ist teilweise auf den massiven Ausbau der erneuerbaren Energien und den damit entstehenden Merit-Order-Effekt zurückzuführen, der in den letzten Jahren deutlich zugenommen hat und aktuell sowie in den nächsten Jahren in der Größenordnung von ca. 1 ct/kWh liegt. Aber auch die massiv rückläufigen Brennstoffpreise (v.a. bei Steinkohle) und die im Zuge der Krise des Emissionshandelssystems der Europäischen Union (EU ETS) weiterhin sehr geringen CO<sub>2</sub>-Preise haben deutlich zum Rückgang der Preise an der Strombörse und entsprechend zum Anstieg der EEG-Umlage beigetragen.

Die maßgeblichen Wechselwirkungen zwischen der Strompreisentwicklung und der EEG-Umlage sowie die preissenkenden Effekte des Ausbaus der erneuerbaren Energien im Großhandelsmarkt für Strom zeigen zudem deutlich, dass eine isolierte Betrachtung der EEG-Umlage weder sinnvoll noch zielführend ist.

Die Summe aus dem Großhandelspreis für Strom und der EEG-Umlage ist zwar von 7,4 ct/kWh im Jahr 2010 auf 10,4 ct/kWh im Jahr 2013 deutlich angestiegen, seit 2013 ist dieser Kombinationswert aber weitgehend stabil. Projektionen für die aktuellen Mittelfristprognosen zeigen, dass in den nächsten Jahren wieder mit einem leichten Anstieg der EEG-Umlage zu rechnen ist, die vor allem durch den Ausbau der Offshore-Windenergie bzw. die diesbezüglichen Innovationsvorleistungen geprägt sein wird. In der Summe von Großhandels-Strompreis und EEG-Umlage ist im Niedrig- und im Referenzszenario für die Entwicklung der nächsten Jahre damit zu rechnen, dass hier das bisherige Höchstniveau des Jahres 2013 von ca. 10,4 ct/kWh wieder erreicht und mit Werten von knapp 11 ct/kWh leicht überschritten werden kann. In einem deutlich verstärkten Ausbauszenario, in dem vor allem der Ausbaukorridor für Windenergie von 2.500 Megawatt (MW) (netto) auch weiterhin deutlich überschritten wird und gleichzeitig die Privilegierungen des Stromverbrauchs bei Industrie und Schienenbahnen zunehmen, könnte die EEG-Umlage auf ein Niveau steigen, bei dem für die Summe aus Strompreis und EEG-Umlage bis 2020 Werte von fast 12 ct/kWh erreicht werden.

## Summary

The German Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG) is a key financing mechanism for the expansion of electricity production based on renewable energies. It has brought about a huge expansion of renewable electricity production in the last 15 years, from approx. 10 billion terawatt hours (TWh) in 2000 to approx. 136 TWh in 2014; by 2016 an increase to 176 TWh is currently expected.

The EEG has mobilized substantial financing volumes, which are mostly raised through a surcharge levied on approx. two-thirds of total electricity consumption in Germany. The contribution of the remaining third is still extremely low and will remain so under the current rules.

The payments triggered by the EEG to operators of renewable electricity production plants grew to a total of € 23 billion (€ bn) by 2014; by 2016, a further increase to approx. € 28 bn is expected. The substantial increase in these payments is mainly due to huge production growth in the case of solar power plants (which receive approx. 45% of the payments and have a 24% share of the EEG-financed production in 2014) and biomass power plants (approx. 31% of the payments with a 28% share of EEG-financed production). Onshore wind turbines receive a rather small share of total payments relative to its production share (23% of payments with a 41% share of EEG-financed production). In the next few years, the share of payments to offshore wind turbines will expand (a 10% share of the payments and approx. 9% of the total EEG-financed production are expected in 2016).

However, the differential costs between the payments received by EEG plant operators and the revenues accruable through the sale of EEG electricity are crucial to the development of the EEG surcharge. These differential costs to be refinanced via the EEG amounted to approx. € 19 bn in 2014 and will, based on current expectations, rise to € 23.5 bn by 2016.

These differential costs are balanced by the EEG surcharge, the rate of which has risen from 2.05 Eurocent per kilowatt hour (ct/kWh) in 2010 to 6.24 ct/kWh in 2014. For 2015 and 2016, the surcharge could be stabilized at a level slightly above 6 ct/kWh. The steep increase in the EEG surcharge in the years up to 2013 was mainly caused by the overlapping of very different developments that had unfavourable effects on the EEG surcharge, which will not readily be repeated in this combination and intensity. These developments include the strong expansion of comparatively expensive electricity generation options (which has led, at least in the case of photovoltaics, to significant cost reductions for the subsequent building of new power plants) as well as significant forecast errors relating to the revenues and payments of the EEG in some years, which were caused inter alia by huge price decreases on the wholesale electricity market.

The stabilization of the EEG surcharge for 2015 and 2016 is mainly attributable to the special effect of a large surplus of EEG revenues, which will not come about again to the same extent in the future.

A substantial share of payments in the context of the EEG can, however, also be considered early payments for innovations and cost reductions. For solar electricity production with photovoltaics these investments, which currently account for approximate-

ly 40% of the differential costs arising in the EEG, have contributed significantly on the global level to huge cost decreases of nearly 90% since 1990. In the phase from 2004 to 2012, which was crucial on the cost side, the demand from Germany was – with market shares of 25% to nearly 70% – a crucial driver for the cost reductions achieved on a global scale.

In the case of biomass, it has not been possible for these early innovation payments to materialize in the past decade and they are still not currently foreseen. The future role of biomass will thus have to be less in the area of production maximization, which has been mostly incentivized by the EEG to date, than in system flexibility, for which other incentive structures are needed. For offshore wind energy the cost reduction process is currently in its early stages; it remains to be seen how quickly the early payments, which are significantly increasing at present and in the years ahead, can be reflected in the significant cost decreases that are expected.

With regard to the differential costs, the challenge has arisen – particularly since 2012 – that the wholesale electricity price has fallen considerably. This is partly due to the huge expansion of renewable energies and the concomitant merit order effect, which has increased significantly in recent years and amounts to approx. 1 ct/kWh at present and in the years ahead. However, the hugely decreasing fuel prices (especially in the case of hard coal) and very low CO<sub>2</sub> prices during the crisis of the Emissions Trading System of the European Union (EU ETS) have significantly contributed to price decreases on the electricity exchange and accordingly to the increase of the EEG surcharge.

In addition, the significant interactions between the electricity price development and the EEG surcharge and the price-reducing effects of the expansion of renewable energies on the wholesale electricity market clearly show that an isolated consideration of the EEG surcharge is neither useful nor target-orientated.

The sum of the wholesale electricity price and the EEG surcharge rose significantly from 7.4 ct/kWh in 2010 to 10.4 ct/kWh in 2013; this combination value has, however, remained largely stable since 2013. Projections for the current medium-term forecasts show that in the next few years a slight increase in the EEG surcharge is expected, which will mainly be driven by the expansion of offshore wind energy and the related early innovation payments. In terms of the sum of the wholesale electricity price and the EEG surcharge, the development of the next few years in the low and reference scenarios is expected to regain the highest level reached to date (approx. 10.4 ct/kWh in 2013) and may rise slightly above it with values of approx. 11 ct/kWh. In a significantly strengthened expansion scenario, in which the expansion corridor for wind energy of 2,500 Megawatt (MW) (net) in particular continues to be significantly surpassed and at the same time the privileges for electricity consumption of industry and rail operators increase, the EEG surcharge could rise to a level at which the sum of the electricity price and the EEG surcharge amounts to nearly 12 ct/kWh by 2020.

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>8</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>8</b>
<b>1. Einführung</b>	<b>9</b>
<b>2. Erneuerbare-Energien-Gesetz und EEG-Umlage</b>	<b>10</b>
2.1. Die Funktionsweise des Erneuerbare-Energien-Gesetzes	10
2.2. Die Entwicklung von EEG-Zahlungen, Vermarktungserlösen und EEG-Umlage	13
<b>3. Ursachen für den Anstieg der EEG-Umlage seit 2010</b>	<b>22</b>
3.1. Vorbemerkungen	22
3.2. Ausbau der EEG-finanzierten Stromerzeugung	22
3.3. Andere Effekte	24
3.4. Ergebnisse der Komponentenerlegung im Überblick	26
<b>4. Analyse der Strompreisentwicklung</b>	<b>29</b>
<b>5. Exkurs zum Beitrag der deutschen PV-Nachfrage zur (globalen) Kostenreduktion der PV</b>	<b>35</b>
<b>6. Ausblick auf die Entwicklung der EEG-Umlage in den nächsten Jahren und Schlussfolgerungen</b>	<b>37</b>
<b>7. Referenzen</b>	<b>39</b>
7.1. Literatur	39
7.2. Daten	39
7.3. Rechtsvorschriften	40

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Liefer- und Zahlungsströme des EEG	10
Abbildung 2-2:	Durch das EEG finanzierte Strommengen, 2000-2016	14
Abbildung 2-3:	Zahlungsströme des EEG, 2000-2016	15
Abbildung 2-4:	Entwicklung der spezifischen Zahlungen, 2000-2016	17
Abbildung 2-5:	Nicht privilegierte, privilegierte und befreite Stromverbrauchsmengen, 2001-2016	18
Abbildung 2-6:	Entwicklung des Regelsatzes der EEG-Umlage, 2000-2016	20
Abbildung 2-7:	Differenzkosten und Innovationsvorleistungen, 2000-2016	21
Abbildung 3-1:	Auswirkung des Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung auf den Anstieg der EEG-Umlage seit 2010	23
Abbildung 3-2:	Auswirkung anderer Effekte (jenseits des Ausbaus erneuerbarer Energien) auf den Anstieg der EEG-Umlage seit 2010	24
Abbildung 4-1:	Entwicklung der Großhandels-Strompreise, 2000-2015	29
Abbildung 4-2:	Bestimmungsgrößen der Großhandelspreise für Base-Terminlieferungen für das Folgejahr, 2003-2015	32
Abbildung 4-3:	Bestimmungsgrößen der Großhandelspreise für Peak-Terminlieferungen für das Folgejahr, 2003-2015	32
Abbildung 4-4:	Abschätzungen für den Merit-Order-Effekt im deutschen Großhandelsmarkt, 2001-2016	34
Abbildung 5-1:	Preise für PV-Anlagen und weltweite PV-Kapazität, 1995-2014	35
Abbildung 5-2:	Preise für PV-Anlagen sowie deutscher und chinesischer Anteil am weltweiten PV-Absatz, 1995-2014	36
Abbildung 6-1:	EEG-Umlage und Strom-Großhandelspreise, 2010-2020	37

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	Ursachen für den Anstieg der EEG-Umlage seit 2010	27
Tabelle 3-2:	Ursachen für den Anstieg der EEG-Umlage seit 2010 (zum jeweiligen Vorjahr)	27
Tabelle 4-1:	Börsenpreise sowie Marktwerte und Profilmfaktoren für EEG-Strom nach Technologiegruppen, 2010-2015	30



## 1. Einführung

Der weitere Ausbau der erneuerbaren Energien bildet einen entscheidenden Pfeiler der Energiewende. Einen besonderen Schwerpunkt bildet dabei die Ausweitung der Stromerzeugung auf Basis regenerativer Energiequellen, da der Stromsektor einerseits für Deutschland den größten Quellbereich für den Ausstoß von Treibhausgasen bildet und zweitens die regenerative Stromerzeugung einen maßgeblichen Beitrag zur Dekarbonisierung anderer Sektoren bis zur Mitte dieses Jahrhunderts leisten muss.

Mit dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) bzw. dem vorangegangenen Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) wurde in Deutschland ein robuster Finanzierungsmechanismus geschaffen, der einen weltweit beachteten Aufwuchs der regenerativen Stromerzeugung ermöglicht hat. Gleichwohl steht der EEG-Mechanismus zumindest in seiner aktuellen Ausprägung aus verschiedenen Perspektiven in der Diskussion. Neben der Notwendigkeit einer Fortentwicklung im Kontext des Ausbaus erneuerbarer Energien jenseits der Nischenphase (Öko-Institut 2014c) wird das EEG auch aus der Kostenperspektive immer wieder kritisiert. Dabei stehen sowohl die Höhe der gesamten Kosten als auch die teilweise gravierenden Verteilungsfragen im Fokus (Öko-Institut 2014a).

Als zentraler Indikator für beides wird für den in der breiten Öffentlichkeit geführten Diskurs und in der öffentlichen Wahrnehmung immer wieder die EEG-Umlage herangezogen. Diese zur Schließung der im Rahmen des EEG entstehenden Finanzierungslücke notwendige Umlage hat jedoch als bewertungs- und handlungsleitende Orientierungsgröße nur einen sehr eingeschränkten Wert. Die Höhe und die Entwicklung der EEG-Umlage einordnen zu können, ist für eine zukunftsorientierte Debatte um den Ausbau der erneuerbaren Energien von erheblicher Bedeutung. Vor dem Hintergrund der aktuellen Entwicklungen im Bereich des EEG und der EEG-Umlage wird mit der hier vorgelegten Kurzstudie eine Reihe von Einzelanalysen vorgelegt, die verschiedene Entwicklungen im Rahmen des EEG und bezüglich der EEG-Umlage im jeweiligen Kontext beschreiben, erklären und bewerten.

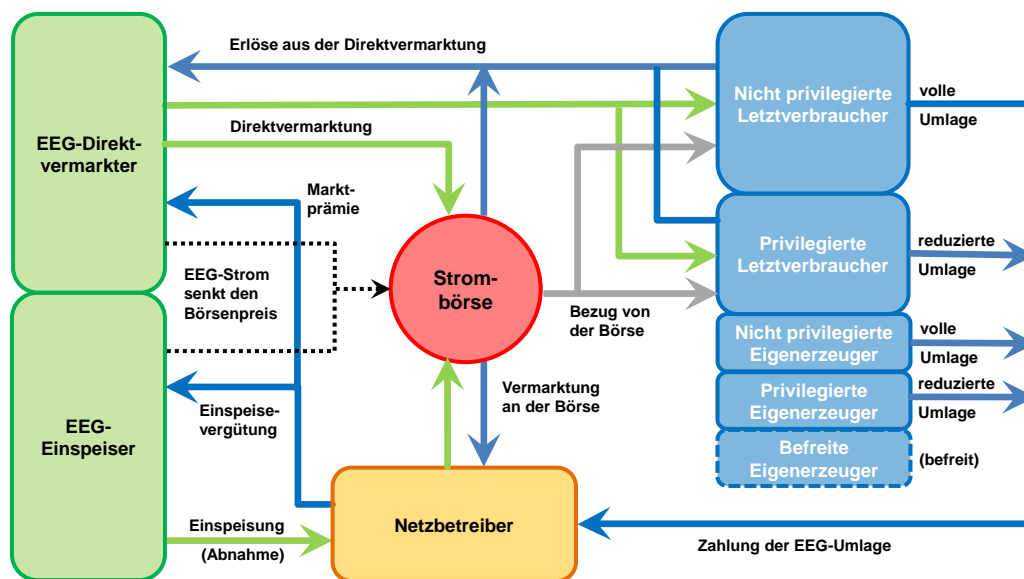
Nach einer kompakten Einführung zur Funktionsweise des EEG (Abschnitt 2.1) werden in einer Überblicksanalyse die für das EEG besonders wichtigen Größen näher beschrieben (Abschnitt 2.2). Dazu gehören neben der Entwicklung der EEG-Stromerzeugung die absoluten und die spezifischen Zahlungen an die Anlagenbetreiber, die Erlöse aus der Regenerativstrom-Vermarktung sowie die daraus resultierenden Differenzkosten, aber auch die Entwicklung der Privilegierungsregelungen und der EEG-Umlage in ihren unterschiedlichen Abgrenzungen und schließlich die als Innovationsvorleistungen ansehbaren Zahlungsströme des EEG. Im Kapitel 3 werden die Ergebnisse einer Komponentenanalyse für die Entwicklung der EEG-Umlage seit 2010 präsentiert, die die im Zeitverlauf unterschiedlichen Einflussgrößen in ihrer Bandbreite sowie hinsichtlich der Überlagerungseffekte verdeutlichen. Die für die Entwicklung der EEG-Umlage zentrale Bestimmungsgröße der Preisentwicklungen am Großhandelsmarkt für Strom wird in einer eigenen Vertiefungsanalyse behandelt (Kapitel 4). Als Exkurs wird schließlich der Frage nachgegangen, welche Rolle die erheblichen Finanzmittel zum Ausbau der solaren Stromerzeugung in Deutschland auf die globalen Kostensenkungen im Bereich der PV gespielt haben können (Kapitel 5). Abschließend erfolgt ein Ausblick auf die Jahre bis 2020 und werden zentrale Schlussfolgerungen aus den einzelnen Analysen gezogen (Kapitel 6).

## 2. Erneuerbare-Energien-Gesetz und EEG-Umlage

### 2.1. Die Funktionsweise des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Das Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG) hat sich seit der ursprünglichen Version aus dem Jahr 2000 (bzw. des Stromeinspeisungsgesetzes von 1990 (StrEG) als Vorgängerregelung) über eine ganze Reihe von Novellierungen<sup>1</sup> zu einem relativ komplexen Mechanismus entwickelt. Das Grundkonzept des EEG ist jedoch im Zeitverlauf gleich geblieben: Betreiber von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien, die sich für die Finanzierung über das EEG qualifizieren, erhalten für den produzierten Strom eine feste (Mindest-) Vergütung, wobei diese sich ggf. aus unterschiedlichen Teilen zusammensetzen kann. Die Differenzkosten zum Marktwert des im Rahmen des EEG vergüteten Stroms werden über eine gesetzliche Verpflichtung von der Gruppe der Stromverbraucher aufgebracht, die nicht in den Genuss von einschlägigen Privilegierungsregelungen kommt.

Abbildung 2-1: Liefer- und Zahlungsströme des EEG



Quelle: Öko-Institut

Die Abbildung 2-1 zeigt den aktuellen Stand des EEG-Mechanismus in seinen verschiedenen Facetten im Überblick:

<sup>1</sup> Das ursprüngliche Gesetz über den Vorrang Erneuerbarer Energien (EEG 2000) ist, abgesehen von einer Reihe kleinerer Änderungen, in den Jahren 2004 (EEG 2004), 2009 (EEG 2009) sowie zweimal im Jahre 2012 (EEG 2012 und die sog. Fotovoltaik-Novelle) und schließlich im Jahr 2014 (nunmehr als Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien, EEG 2014) grundsätzlich überarbeitet worden.

1. Bei den Anlagenbetreibern, also den Zahlungsempfängern des EEG bestehen zwei Gruppen.
  - a. Die sog. EEG-Direktvermarkter vermarkten (seit 2012 auf freiwilliger Basis, angereizt durch eine Prämie, seit 2014 in Betrieb genommene Anlagen oberhalb einer De-minimis-Grenze auf verpflichtender Basis) den erzeugten Strom in eigener Verantwortung, teils an der Strombörse und teils direkt an Letztverbraucher. Sie erhalten zusätzlich zu dem mit diesen Geschäften erlösten Einkommen eine sog. gleitende Marktprämie. Diese Prämie entspricht der Differenz aus der gesetzlich festgelegten Referenzvergütung für die jeweilige Anlage und dem Marktwert der von der Gesamtheit aller Anlagen der entsprechenden Technologieklasse (Onshore-Wind, Offshore-Wind, Solarenergie etc.) im Durchschnitt eines Monats erzielt wird. Im Ergebnis entsteht also faktisch eine Vergütung wie über einen Festpreis, es bestehen jedoch Anreize, den erzeugten Strom besser zu vermarkten als die Gesamtheit der jeweiligen Flotte.
  - b. Die sog. EEG-Einspeiser (bis 2014 als Standardmodell, ab 2014 nur noch für kleinere Anlagen) geben ihren erzeugten Strom an den jeweiligen Netzbetreiber ab und erhalten dafür eine feste Einspeisevergütung.
2. Die Zahlungsverpflichteten des EEG gleichen die Kosten für die Differenz zwischen Markterlösen und Einspeisevergütungen (bei den EEG-Einspeisern) sowie die Kosten der an die EEG-Direktvermarkter gezahlten Marktprämie über eine Umlage aus (EEG-Umlage). Hier sind fünf unterschiedliche Verbrauchergruppen zu unterscheiden:
  - a. Als privilegierte Letztverbraucher werden die Industrieunternehmen und Schienenbahn-Betreiber bezeichnet, die einen unterproportionalen Anteil an den o.g. Differenzkosten aufbringen. Der von dieser Gruppe aufzubringende Beitrag wird auf der Grundlage der jeweiligen Strombezüge aus dem öffentlichen Netz und diverser reduzierter Umlagesätze ermittelt.<sup>2</sup>
  - b. Die nicht privilegierten Letztverbraucher sind alle anderen Stromverbraucher, die Strom aus dem öffentlichen Netz beziehen und auf dieser Basis den Regelsatz für die EEG-Umlage entrichten.
  - c. Die nicht privilegierten Eigenerzeuger sind alle Stromerzeuger, die Strom in nach 2014 in Betrieb genommenen Anlagen für den eigenen Verbrauch produzieren und bestimmte Kriterien nicht erfüllen (Kraft-

---

<sup>2</sup> Bis 2014 gehörten zu den privilegierten Letztverbrauchern auch die Kunden von sog. Grünstrom-Unternehmen, die einen besonders hohen Anteil erneuerbarer Energien im Portfolio hatten (mindestens 50% aus Anlagen, die im Rahmen des EEG förderfähig waren und ab 2012 mindestens 20% aus Wind- oder Solarenergie). Diese Stromversorger mussten ihren Kunden nur einen reduzierten EEG-Umlagesatz in Rechnung stellen bzw. waren bis 2009 von der EEG-Umlage befreit.

- Wärme-Kopplung, erneuerbare Energien etc.). Sie müssen für den eigenerzeugten Strom den vollen Satz der EEG-Umlage entrichten.
- d. Zu den privilegierten Eigenerzeugern zählen dagegen alle Stromerzeuger, die Strom in nach 2014 in Betrieb genommenen Anlagen für den eigenen Verbrauch produzieren und bestimmte Kriterien erfüllen (Kraft-Wärme-Kopplung, erneuerbare Energien etc.). Hier muss für den eigenerzeugten Strom nur ein reduzierter EEG-Umlagesatz entrichtet werden.
  - e. Die befreiten Eigenerzeuger sind alle Stromerzeuger, die Strom in vor 2014 in Betrieb genommenen Anlagen für den eigenen Verbrauch produzieren bzw. neu in Betrieb genommenen Eigenerzeugungsanlagen mit einer installierten Leistung von maximal 10 Kilowatt (kW) für eine Nettostromerzeugung von 10 Megawattstunden (MWh) jährlich. Der eigenerzeugte Strom ist hier von jeglicher EEG-Umlagezahlung befreit.
3. Die Netzbetreiber nehmen nicht nur die von den EEG-Einspeisern abgegebenen Strommengen auf und vermarkten diese (überwiegend an der Strombörse), ermitteln die Marktprämien und zahlen diese aus, sondern betreiben auch das Gesamtsystem mit seinen vielfältigen Informations- und Geldflüssen und ermitteln auf jährlicher Basis die entsprechenden EEG-Umlagesätze.
  4. Die Strombörse spielt als Plattform für die unterschiedlichen Vermarktungsformen eine wesentliche Rolle und stellt auch die Datengrundlagen zur Ermittlung der Marktprämien (für die EEG-Direktvermarkter) bereit. Dabei ist auch von erheblicher Bedeutung, dass die Vermarktung der über das EEG flankierten Strommengen auch einen Einfluss auf die Preisbildung an der Strombörse hat. Aus der Struktur der Erzeugungskosten (vor allem bei Wind- und Solarenergie mit kurzfristigen Grenzkosten nahe Null), aber auch den spezifischen Anreizen des EEG entstehen erhebliche Preissenkungseffekte am Großhandelsmarkt für Strom (es besteht ein Vermarktungsanreiz, solange in der Summe von Strommarkterlösen und Prämienzahlungen, also durchaus auch bei negativen Strompreisen, ein positiver Deckungsbeitrag erwirtschaftet werden kann).

Die sowohl für die EEG-Einspeiser als auch die EEG-Direktvermarkter geltenden festen Einspeisevergütungen für die jeweiligen Anlagenkohorten sind in den jeweils einschlägigen EEG-Versionen gesetzlich fixiert bzw. werden teilweise (bisher für Onshore-Wind- und Solarenergie) von der Bundesnetzagentur in Abhängigkeit vom erreichten Ausbaustand regelmäßig angepasst. Ab 2017 soll ein wesentlicher Teil der Einspeisevergütungen bzw. des für die Prämienermittlung im Direktvermarktungsmodell anzulegenden Wertes für die Referenzvergütung nicht mehr administrativ festgelegt sondern über Ausschreibungen ermittelt werden.

## 2.2. Die Entwicklung von EEG-Zahlungen, Vermarktungserlösen und EEG-Umlage

Das aus den unterschiedlichen Finanzierungsströmen des EEG entstehende Umlagevolumen ergibt sich zunächst aus zwei (Haupt-) Faktoren<sup>3</sup>, den Zahlungen an die Anlagenbetreiber sowie den Vermarktungserlösen für den von den EEG-Einspeisern abgegebenen Strom. Für diese beiden Faktoren sind entscheidend:

- die eingespeisten Strommengen in den jeweiligen Technologieklassen;
- die jeweiligen EEG-Einspeisevergütungen;
- das die Strompreisniveaus determinierende Marktumfeld.

Für den Regelsatz der EEG-Umlage sind neben dem gesamten Umlagevolumen zwei weitere Faktoren von erheblicher Bedeutung:

- das Ausmaß der unterschiedlichen Privilegierungstatbestände;
- die Prognosefehler hinsichtlich der Einnahme- und Ausgabesituation des EEG-Kontos bei der Ermittlung der im Voraus ermittelten Umlagen.

Die Abbildung 2-2 vermittelt zunächst einen Eindruck von den im Zeitverlauf über das EEG finanzierten Strommengen.

Die über das EEG finanzierte Strommenge ist von ca. 10 Milliarden Kilowattstunden (Terawattstunden – TWh) im Jahr 2000<sup>4</sup> auf 136 TWh im Jahr 2014 gestiegen. Für die Jahre 2015 und 2016 wird in der aktuellen Vorausschau der Übertragungsnetzbetreiber eine weitere Ausweitung der EEG-Strommenge auf 161 bzw. 176 TWh erwartet. Im Jahr 2014 lag damit der Anteil des EEG-Stroms an der gesamten Nettostromerzeugung Deutschlands (ca. 600 TWh) bei etwa 23% und dürfte sich bis 2017 auf fast 30% erhöhen. Im Einzelnen ergeben sich jedoch durchaus unterschiedliche Trends (Abbildung 2-2):

- Die Windenergie an Land (Onshore-Windenergie) repräsentiert seit dem Jahr 2000 den durchweg größten Anteil der EEG-finanzierten Stromerzeugung. Während die Anteile jedoch bis zum Jahr 2008 bei Werten um die 60% bzw. deutlich darüber lagen, ging der Anteil der Onshore-Windenergie von ca. 50% im Jahr 2009 auf am aktuellen Rand nur noch wenig über 40% zurück.
- Der wesentliche Grund für diesen rückläufigen Anteil liegt zunächst im massiven Aufwuchs der EEG-finanzierten Stromerzeugung aus Biomasse, die ihren

---

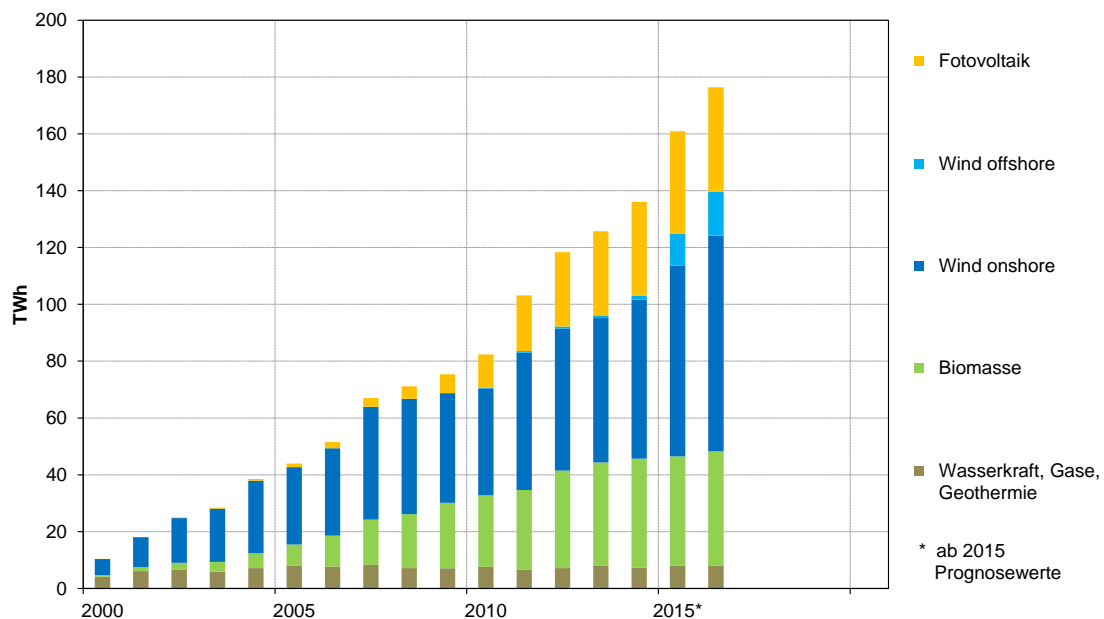
<sup>3</sup> Hinzu kommen einerseits die Kosten, die bei der Umsetzung des Gesamtsystems entstehen. Andererseits werden zugunsten der Regenerativstromerzeuger die durch dezentrale Einspeisung als vermiedenen verbuchten Netzkosten in Ansatz gebracht. Beide Kosten- bzw. Erlöspositionen sind jedoch im Gesamtkontext nur von untergeordneter Bedeutung und werden im Folgenden nicht gesondert thematisiert.

<sup>4</sup> Hierbei ist darauf hinzuweisen, dass das EEG 2000 am 1. April 2000 in Kraft getreten hat, alle Daten für dieses (Rumpf-) Jahr also nur eingeschränkt mit denen der Folgejahre vergleichbar sind. Angesichts des niedrigen Ausgangsniveaus in den Jahren 2000/2001 ist dies jedoch nur von untergeordneter Bedeutung.

Anteil von ca. 17% im Jahr 2005 auf ca. 30% im Jahr 2010 fast verdoppelt hat, seitdem aber bei Anteilswerten von unter 30% stagniert. Für die nächsten Jahre wird zwar ein leichter Anstieg der absoluten Stromerzeugung aus Biomasse erwartet, diese wird jedoch hinter dem Anstieg der erneuerbaren Stromerzeugung aus anderen Quellen zurückbleiben, damit werden deutliche Anteilsverluste entstehen.

- Ab dem Jahr 2009 ist dann der Anteil der über das EEG-finanzierten Stromerzeugung aus Solaranlagen massiv angestiegen. Dieser lag 2008 noch bei etwa 6%, stieg aber in den Folgejahren massiv an, erreichte bereits 2011 fast den Wert von 20% und liegt seitdem bei deutlich über 20%.
- Der Anteil der Offshore-Windenergie an der EEG-finanzierten Stromerzeugung war in der Vergangenheit gering (1% bzw. darunter), für die Jahre 2015 und 2016 wird jedoch ein deutlicher Anstieg des Anteils auf 7 bzw. knapp 9% erwartet.
- Bei den anderen Stromerzeugungsoptionen, die über das EEG finanziert wurden, spielte in den ersten Jahren die Wasserkraft eine signifikante Rolle (30%), bei einem weitgehend konstanten Stromerzeugungsvolumen ging der Anteil hier aber stetig auf geringe Werte (derzeit ca. 4%) zurück. Die Verstromung von Deponie-, Klär- und Grubengas spielte durchweg nur eine sehr geringe Rolle, das Niveau und die Anteile der geothermischen Stromerzeugung bleiben auf einem im Kontext des EEG nahezu vernachlässigbarem Niveau.

Abbildung 2-2: Durch das EEG finanzierte Strommengen, 2000-2016

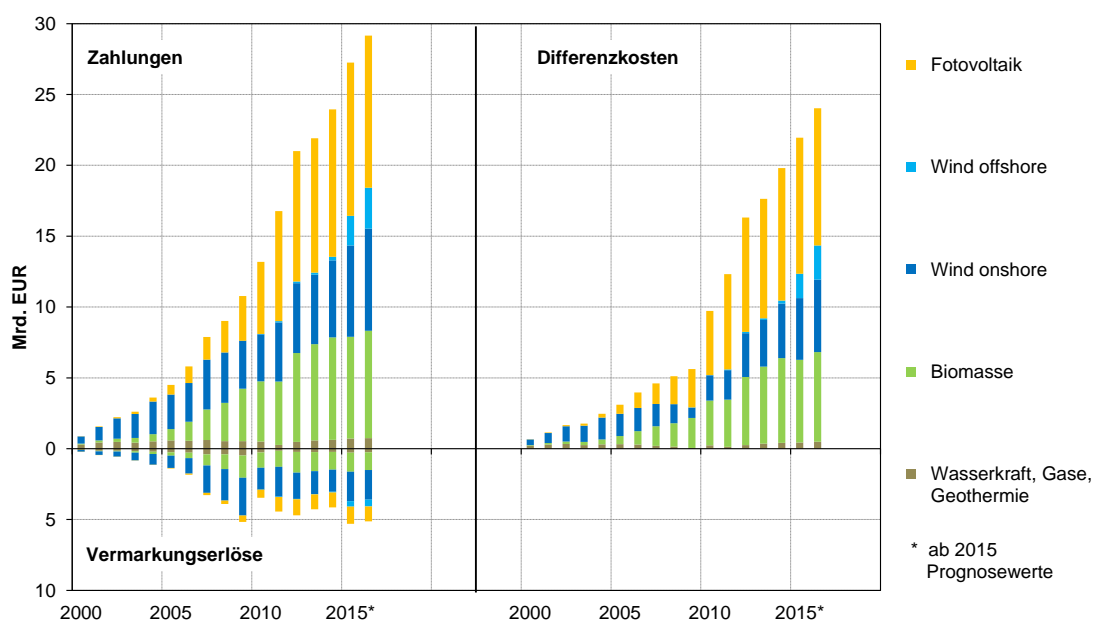


Quelle: BMU, BMWi, Übertragungsnetzbetreiber, eigene Berechnungen

Vor dem Hintergrund der massiv wachsenden Strommengen, die über das EEG finanziert werden, sind auch die gesamten Zahlungen an die Anlagenbetreiber (Abbildung 2-3) deutlich angestiegen.<sup>5</sup>

Bis zum Jahr 2014 haben sich diese auf insgesamt 23 Milliarden Euro (Mrd. €) erhöht, für die Jahre 2015 und 2016 werden derzeit Gesamtzahlungen von 26,5 bzw. 28 Mrd. € erwartet. Die Zahlungen wurden damit von 2001 bis 2014 um den Faktor 20 ausgeweitet, obwohl das finanzierte Stromerzeugungsvolumen nur um den Faktor 7,5 anstieg.

**Abbildung 2-3: Zahlungsströme des EEG, 2000-2016**



Quelle: BMWi, BMU, Übertragungsnetzbetreiber, eigene Berechnungen

Der wesentliche Grund für diese Asymmetrie liegt vor allem in der signifikanten Änderung des finanzierten Technologiemix:

- Onshore-Windstromanlagen erzeugten im Jahr 2014 einen Anteil von 41% des EEG-finanzierten Stroms und erhielt etwa 23% der Zahlungen;
- Biomasseanlagen produzierten im Jahr 2014 einen Anteil des Stroms von 28% und erlösteten etwa 31% der Gesamtzahlungen;

<sup>5</sup> Hierbei werden erstens die an EEG-Einspeiser geleisteten Zahlungen und zweitens die an EEG-Direktvermarkter gezahlten Marktprämien berücksichtigt. Darüber hinaus werden drittens aber auch die von EEG-Direktvermarktern erwirtschafteten Strommarkterlöse einbezogen. Damit entsteht ein relativ unverzerrtes Bild der Gesamterlöse bei den Anlagenbetreibern.



- Solarstromanlagen repräsentierten im Jahr 2014 einen Anteil von 24% der gesamten Stromerzeugung und empfangen 45% aller Zahlungen;
- Offshore-Windkraftwerke werden bis 2016 einen Anteil von 10% des gesamten über das EEG finanzierten Stroms erzeugen, der entsprechende Finanzierungsanteil wird mit ca. 9% abgeschätzt.

Letztlich ist damit das massiv angestiegene Finanzierungsvolumen vor allem dem starken Ausbau der zumindest teil- und zeitweise teuren Technologieoptionen Solarenergie und Biomasse geschuldet, zukünftig kann sich hier durch den Ausbau der Offshore-Windenergie eine entsprechende Dynamik ergeben.

Für die EEG-Umlage relevant sind jedoch neben den Zahlungen an die Anlagenbetreiber auch die Vermarktungserlöse (Abbildung 2-3). Insgesamt lagen diese im Jahr 2014 bei etwa 4 Mrd. €, also bei knapp 18% der von den Anlagenbetreibern erlösten Zahlungen. Auch hier ist auf eine Reihe interessanter Einzelaspekte hinzuweisen:

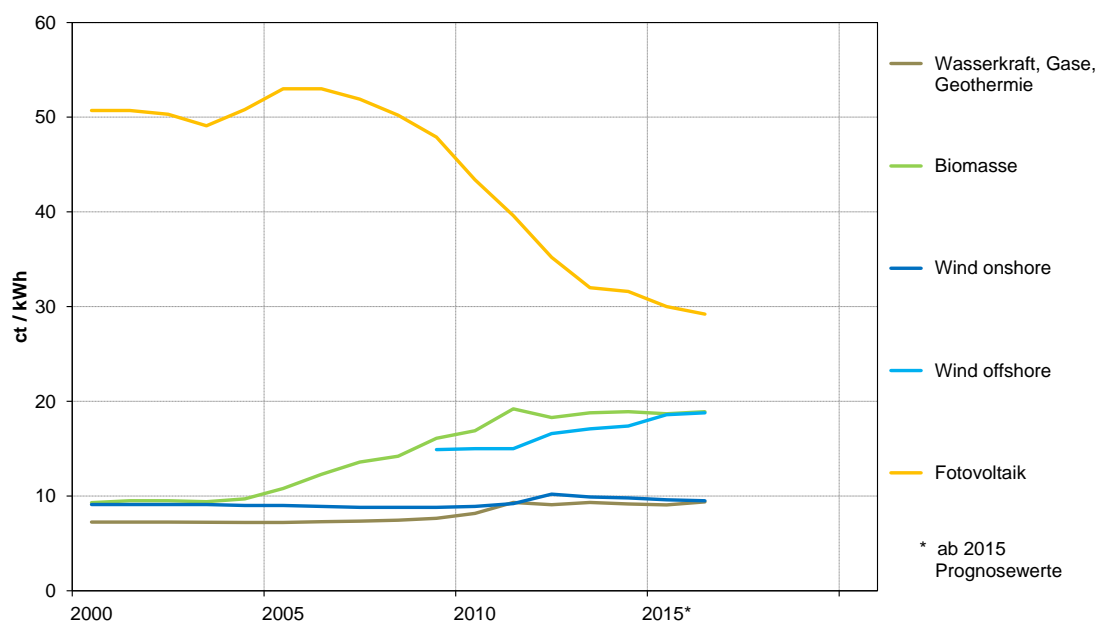
- Onshore-Windstromanlagen erlösten im Jahr 2014 einen Anteil ca. 38% der Markterlöse mit ca. 41% des EEG-finanzierten Stroms;
- Biomasseanlagen konnten 2014 im Markt einen Anteil von ca. 30% der Gesamterlöse erwirtschaften mit einem Erzeugungsanteil von etwa 28%;
- Solarstromanlagen repräsentierten im Jahr 2014 einen Anteil von 25,5% der Markterlöse und 24% der gesamten Stromerzeugung;
- Offshore-Windkraftwerke werden bis 2016 einen Anteil von knapp 9% der Erlöse am Strommarkt erwirtschaften, der Vergleichswert für die Stromerzeugung beträgt entsprechend 10%.

Insgesamt ist damit festzuhalten, dass die Markterlöse für Windenergie strukturell etwas unter denen für Biomasse und Solarenergie liegen. Biomasse-Kraftwerke und PV-Anlagen können im Jahresmittel offensichtlich etwas höhere Preise realisieren als die Windenergie. Insgesamt bleiben diese strukturellen Unterschiede jedoch vergleichsweise gering und ist der Abstand zwischen Einspeisevergütungen und den Vermarktungserlösen der entscheidende Einflussparameter, der vor allem durch das Preisniveau am Strom-Großhandelsmarkt (vgl. dazu auch Kapitel 3 und 4) bestimmt wird. Deutlich wird dies auch bei der Differenz zwischen den Zahlungen an die Anlagenbetreiber und den Vermarktungserlösen, die im Jahr 2014 bei etwa 19 Mrd. € lag und für die in den Jahren 2015 bis 2016 ein Anstieg auf 21,5 bzw. 23,5 Mrd. € erwartet wird:

- Onshore-Windstromanlagen ist im Jahr 2014 einen Anteil ca. 20% der Differenzkosten zuzurechnen (für 41% des EEG-finanzierten Stroms);
- Biomasseanlagen haben im Jahr 2014 im Markt einen Anteil von ca. 31% der Differenzkosten verursacht (Erzeugungsanteil von etwa 28%);
- Solarstromanlagen repräsentierten im Jahr 2014 einen Anteil von 48% der Differenzkosten (für 24% der gesamten Stromerzeugung);
- Offshore-Windkraftwerke werden bis 2016 einen Anteil von etwa 10% der Differenzkosten verursachen (Stromerzeugungsanteil von etwa 10%).



Abbildung 2-4: Entwicklung der spezifischen Zahlungen, 2000-2016



Quelle: BMU, BMWi, Übertragungsnetzbetreiber, eigene Berechnungen

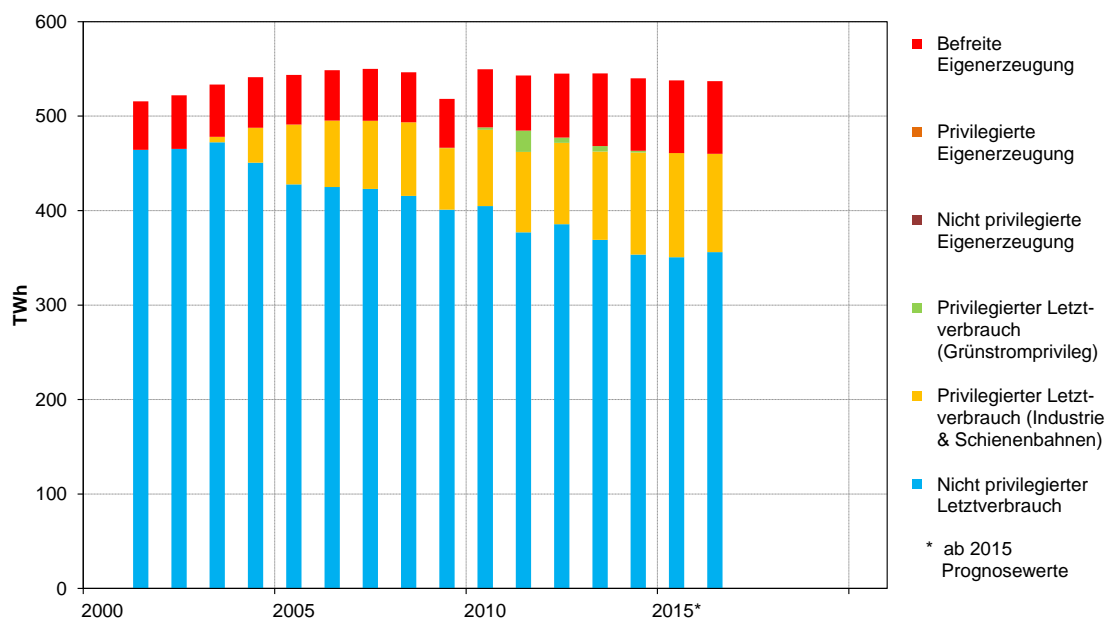
Zur Interpretation dieser Größenordnungen ist es jedoch auch sinnvoll, die Entwicklung der spezifischen Zahlungen an die Anlagenbetreiber nach Technologieklassen zu analysieren, die in Abbildung 2-4 überblicksartig dargestellt ist. Gezeigt wird dabei das Verhältnis der Gesamtzahlungen an die Anlagenbetreiber zur Stromerzeugung, also der durchschnittliche Erlös der jeweiligen Flotte, die aus verschiedenen Alterskohorten zusammengesetzt ist.

- Auffällig ist zunächst das hohe Ausgangsniveau, aber auch der massive Rückgang der spezifischen Zahlungen an die Solaranlagenbetreiber. Hier sind also im Zeitverlauf die Vergütungen für die jeweiligen Neuanlagen und – wenn auch durch die langfristigen Zahlungszusagen stark abgedämpft – auch die spezifischen Vergütungen für die Gesamtflotte massiv zurückgegangen.
- Für den Bereich der Biomasseverstromung ist für den Zeitraum bis 2012 ein deutlicher Anstieg der spezifischen Zahlungen an die Anlagebetreiber (verursacht v.a. über eine zunehmende Bandbreite von Sonderzahlungen) zu verzeichnen, danach bleibt das Niveau der spezifischen Zahlungen etwa konstant.
- Für die Onshore-Windkraftherzeugung ist der Zeitraum bis 2009 durch einen geringen, aber stetigen Rückgang der spezifischen Vergütungen gekennzeichnet. Die Einführungen diverser Bonuszahlungen (v.a. für die Erbringung von Systemdienstleistungen und das Repowering von alten Anlagen) führte dann bis 2012 zu einem leichten Anstieg, nach 2012 ist dann wieder ein leichter, aber stetiger Rückgang der spezifischen Zahlungen zu erkennen. Insgesamt liegen die Zahlungen jedoch auf einem bereits relativ geringen Niveau.

- Die spezifischen Zahlungen für die Offshore-Windkraftherzeugung sind durch eine mit dem EEG 2012 eingeführte Sonderregelung, das sog. Stauchungsmodell charakterisiert. Die Anlagenbetreiber erhalten dabei in einer vergleichsweise kurzen Anfangsphase eine deutlich erhöhte Vergütung, nach Ablauf dieser Anfangsphase gehen die Vergütungen dann sehr stark zurück. Die Anfangsvergütungen wirken damit einerseits stärker, andererseits aber auch kürzer als für die anderen Technologiegruppen, bei denen gleichmäßige Vergütungen über lange Zeiträume (i.d.R. 20 Jahre) wirksam werden. Der Anstieg der spezifischen Vergütung für die Offshore-Windkraft ist ganz überwiegend dieser Sondersituation geschuldet. Die jeweiligen Neuanlagen-Vergütungssätze sinken im Zeitverlauf erheblich.

Die mit dem EEG verbundenen Zukunftsinvestitionen haben also für die verschiedenen Technologiegruppen sehr unterschiedlichen Wirkungen gezeigt. Während die Solarstromerzeugung im Zeitverlauf massive und die Onshore-Windstromerzeugung leichte Kostenverbesserungen erzielen konnten, stehen diese Kostensenkungen für die Offshore-Windkraft noch aus und haben sich für die Stromerzeugung auf der Basis von Biomasse offensichtlich nicht materialisieren können.

**Abbildung 2-5: Nicht privilegierte, privilegierte und befreite Stromverbrauchsmengen, 2001-2016**



Quelle: BMWi, BMU, Übertragungsnetzbetreiber, AG Energiebilanzen, eigene Berechnungen

Neben den über die EEG-Umlage auszugleichenden Differenzkosten des Systems spielt die Gesamtheit der Zahlungsverpflichteten eine maßgebliche Rolle. Die Abbildung 2-5 zeigt die Entwicklung der diesbezüglichen Verbrauchergruppen im Zeitverlauf.

- Das Verbrauchsniveau der nicht privilegierten Letztverbraucher hat im Zeitverlauf deutlich abgenommen, die Gesamtumlage des EEG wurde also auf eine tendenziell schrumpfende Bezugsbasis umgelegt. Musste die EEG-Umlage (in einem damals anderen Wälzungsmodell) 2011 noch auf ca. 464 TWh nicht privilegierten Letztverbrauch umgelegt werden, betrug diese Größe 2014 nur noch knapp 354 TWh, ging also um fast ein Viertel zurück.
- Für den privilegierten Letztverbrauch im Bereich der Industrie und der Schienenbahnen entstand im Zeitverlauf eine Aufwärtsspirale. Die Qualifikation für eine Privilegierung im Rahmen des EEG wurde über die sog. EEG-Fiktion ermittelt. Danach wurde unterstellt, dass die entsprechenden Unternehmen die volle EEG-Umlage zahlen würden. Wenn unter dieser Annahme die entsprechenden Belastungskriterien erfüllt waren, wurden (überwiegend massive) Befreiungen von der EEG-Umlagezahlung gewährt. Über die EEG-Fiktion verringerte sich die Bezugsbasis für die Zahlung der EEG-Umlage zum Regelsatz und über den damit erhöhten Regelsatz qualifizierten sich noch mehr Unternehmen für Privilegierungen und sank die Zahl der Umlagezahler zum Regelsatz noch weiter. Hier entstand vor allem im Zeitraum von 2010 bis 2014 eine massive Eigendynamik.
- Die Privilegierungen im Rahmen der Grünstromlieferanten entfalteten ab dem Jahr 2011 eine erhebliche Dynamik, wurden jedoch im Rahmen des EEG 2012 massiv abgebaut und mit dem EEG 2014 abgeschafft, blieben also im Kontext der effektiven Privilegierungswirkungen nur eine kurze Episode.
- Die Umlagepflicht für Neuanlagen der Eigenerzeugung wurde erst mit dem EEG 2014 eingeführt, die Pflicht zur Zahlung der vollen oder einer reduzierten EEG-Umlage in diesem Bereich ist jedoch bisher marginal geblieben.
- Ein erhebliches Ausmaß hat die Befreiung der anderen Eigenerzeugungsanlagen in den unterschiedlichen Wirtschaftsbereichen. In den Jahren bis 2010 lag die Bandbreite des von der EEG-Umlagezahlung befreiten Verbrauchs aus eigenen Erzeugungsanlagen bei 50 bis 60 TWh, am aktuellen Rand ergeben sich hier Werte von über 70 TWh.<sup>6</sup>

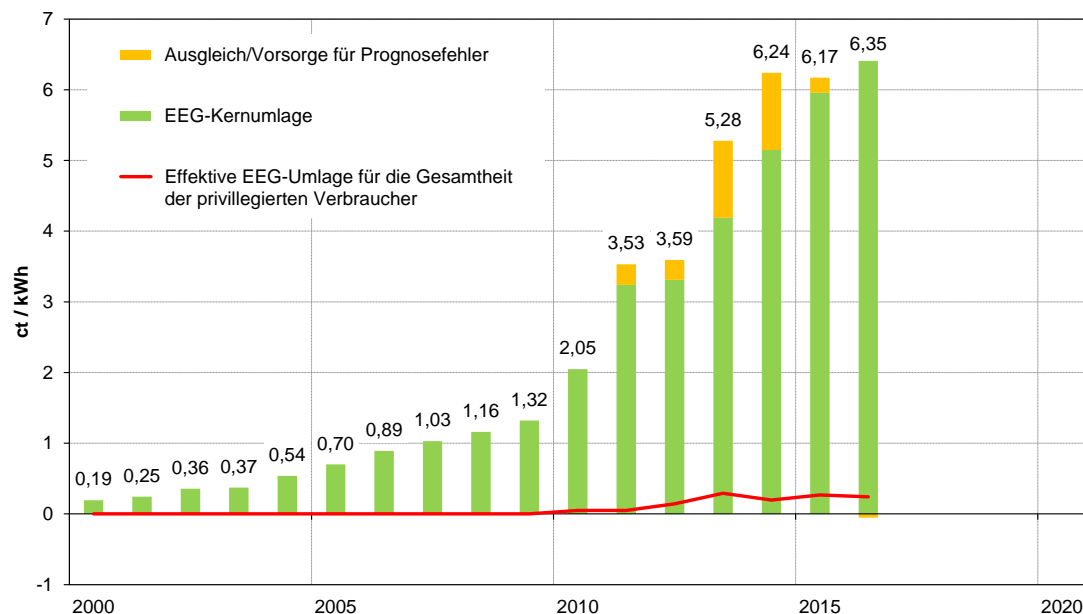
Insgesamt wird also die EEG-Umlage von nur etwa zwei Dritteln des gesamten Letztverbrauchs von bezogenem oder eigenerzeugtem Strom getragen. Etwa ein Drittel der EEG-Differenzkosten wird so – mit unterschiedlichen Begründungen und unterschiedlicher Berechtigung – zu Lasten der nicht privilegierten Letztverbraucher umverteilt.

Im Ergebnis der Entwicklungen bei den Differenzkosten und den verschiedenen Privilegierungstatbeständen ergibt sich die in Abbildung 2-6 gezeigte Entwicklung des Regelsatzes der EEG-Umlage für die nicht privilegierten Letztverbraucher.

---

<sup>6</sup> Der eigenerzeugte Verbrauch wird derzeit statistisch nicht explizit erfasst. Die entsprechenden Daten wurden daher wie folgt errechnet: Endenergieverbrauch an Strom zuzüglich des Stromverbrauchs in den Umwandlungssektoren zuzüglich des Stromeinsatzes der Pumpspeicherkraftwerke abzüglich des Eigenverbrauchs der Kraftwerke sowie abzüglich des im Rahmen der EEG-Abrechnungen ermittelten privilegierten und nicht privilegierten Letztverbrauchs.

Abbildung 2-6: Entwicklung des Regelsatzes der EEG-Umlage, 2000-2016



Quelle: BMU, BMWi, Übertragungsnetzbetreiber, eigene Berechnungen

Eine Phase des relativ langsamen Anwachsens von 2000 bis 2009 wurde ab dem Jahr 2009 abgelöst durch einen sprunghaften Anstieg der Umlage bis zum Jahr 2014, seitdem stagniert die Umlage auf etwa gleichem Niveau. Die Übersicht verdeutlicht auch, dass die erheblichen Erhöhungen der Umlage von 2012 auf 2013 sowie von 2013 auf 2014 zu maßgeblichen Teilen auf die in den jeweiligen Vorjahren gemachten Prognosefehler zurückzuführen ist, letztlich also auf die Festlegung zu niedriger Umlagesätze in den Vorjahren. Diese Prognosefehler für die Jahre 2013 und 2014 entstanden vor allem aus dem unerwartet starken Ausbau der Solarstromerzeugung (Abbildung 2-2) bei weiterhin vergleichsweise hohen Vergütungssätzen (Abbildung 2-4) sowie dem massiven Rückgang der Börsenstrompreise (vgl. Kapitel 4).

Die Beiträge der unterschiedlichen Einflussfaktoren auf die Entwicklung des Regelsatzes der EEG-Umlage werden in der im Kapitel 3 präsentierten Komponentenanalyse näher spezifiziert.

Die Finanzierung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hat neben der energiewirtschaftlichen Komponente (Erzeugung von werthaltigem Strom) und der klimapolitischen Dimension (Erhöhung des Marktanteils CO<sub>2</sub>-freier und risikoarmer Stromerzeugung) auch noch eine innovationspolitische Facette. Dahinter liegt das Konzept, dass es durch die Schaffung signifikanter Nachfrage zu Innovationen, Skalierungseffekten und letztlich Kostensenkungen kommt. Ein Teil der Zahlungen an die Anlagenbetreiber bzw. ein Teil der Differenzkosten kann also auch als gezielte Vorleistungszahlung interpretiert werden.

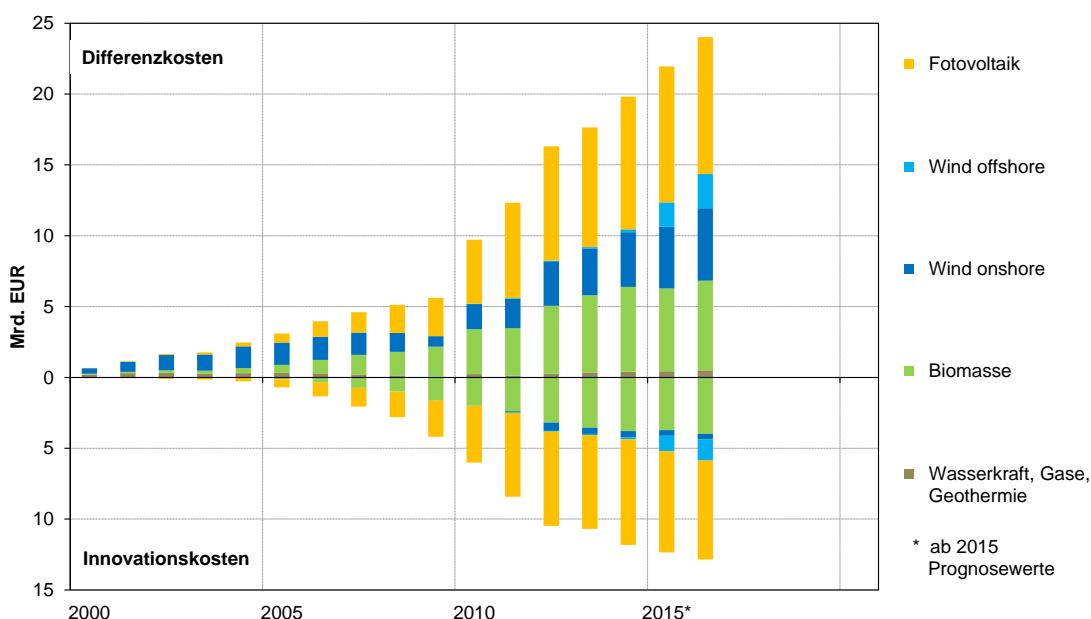
Vor diesem Hintergrund wurde eine weitere Analyse zur Abschätzung des Niveaus und der Strukturen dieser Vorleistungen angestellt. Ausgangspunkt ist dabei die Annahme,

dass bei einer effektiven Internalisierung von CO<sub>2</sub>-Kosten über das Emissionshandelssystem der Europäischen Union (European Union Emissions Trading Scheme – EU ETS) alle Kosten bis zu 90 Euro je Megawattstunde (€/MWh) über die energiewirtschaftliche und die Klimakomponente der Vergütung abgedeckt sind und darüber hinausgehende Zahlung anders legitimiert werden müssten (Öko-Institut 2014b).

Wird der Verlauf der Differenzkosten des EEG mit dem Teil der Zahlungen an die Anlagenbetreiber verglichen, der jeweils über 90 €/MWh hinausgeht, so ergibt sich für diese Vorleistungs- oder Innovationskosten das in Abbildung 2-7 gezeigte Bild.

- Ein Ausgabenniveau von ca. 80% der der Solarstromerzeugung zuzurechnenden Differenzkosten des EEG kann als Innovationsvorleistungen interpretiert werden. Diesen Kosten steht ein nicht unerheblicher Kostensenkungseffekt in der letzten Dekade gegenüber (vgl. Kapitel 5).
- Die Innovationskosten für die Onshore-Windenergie sind angesichts des dort bereits erzielten (niedrigen) Kostenstandes sehr gering.
- Die Innovationskosten für die Biomasseverstromung sind erheblich (ca. 60% des Differenzkostenniveaus), die dem gegenüber stehenden Kostensenkungseffekte im Verlauf der letzten 15 Jahre sind jedoch gering, eine Weiterführung der Biomasse-Finanzierung bedürfte also anderer Legitimationen.
- In gleicher Größenordnung (60%) liegen die Innovationskosten für die Offshore-Windkraftherzeugung, hier wird sich erst in den nächsten Jahren zeigen, ob sich die entsprechenden Kostensenkungen materialisieren lassen.

**Abbildung 2-7: Differenzkosten und Innovationsvorleistungen, 2000-2016**



Quelle: BMU, BMWi, Übertragungsnetzbetreiber, eigene Berechnungen

### 3. Ursachen für den Anstieg der EEG-Umlage seit 2010

#### 3.1. Vorbemerkungen

Für den Zeitraum von 2010 bis 2016 ist die EEG-Umlage um ca. 4,3 Eurocent je Kilowattstunde (ct/kWh) gestiegen und hat sich somit in etwa verdreifacht. Die Ursachen für diese Entwicklung sind vielfältiger Natur und überlagern sich teilweise erheblich.

In den nachstehend präsentierten Analysen werden die verschiedenen Bestimmungsgrößen der EEG-Umlage einer Komponentenzerlegung nach Paasche und Laspeyres unterzogen, mit der die verschiedenen Einflussparameter systematisch und konsistent quantifiziert werden können.<sup>7</sup>

Im Unterschied zu den im Kapitel 2 gezeigten Analysen stellt die Komponentenzerlegung dabei grundsätzlich und durchgängig nicht auf die Ist-Daten der EEG-Abrechnungen sondern auf die Prognosedaten ab, die den jeweiligen Ermittlungen des Regelsatzes für die EEG-Umlage im Folgejahr zugrunde gelegt worden sind und diesen damit auch erklären. Als Datenbasis wurden die jährlich durch die Übertragungsnetzbetreiber veröffentlichten Hintergrundinformationen zur Berechnung der EEG-Umlage verwendet (ÜNB-Jahresprognosen). Betrachtet wird der Zeitraum zwischen den Jahren 2010 und 2016.<sup>8</sup>

#### 3.2. Ausbau der EEG-finanzierten Stromerzeugung

Die Entwicklung der über das EEG finanzierten Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien bildet eine erste Bestimmungsgröße für die EEG-Umlage. Diese ergibt sich erstens aus den Veränderungen der entsprechenden Strommengen und zweitens aus den Veränderungen der jeweils zur Anwendung kommenden Vergütungssätze.

Die Abbildung 3-1 zeigt die Struktur dieser Effekte differenziert nach Technologie- bzw. Energiegruppen.

Der größte Anteil entfällt hierbei auf die Finanzierung der Solarenergie, die für den Zeitraum von 2010 bis 2013 zu einem Anstieg der EEG-Umlage von ca. 1,3 ct/kWh beigetragen hat. In den Folgejahren bleibt dieser Beitrag jedoch – trotz eines fortgesetzten Anstiegs der finanzierten Strommenge – nahezu konstant. Dies ist auf den starken Rückgang der Vergütungssätze für Solaranlagen zurückzuführen (vgl. Kapitel 2.2 und 5).

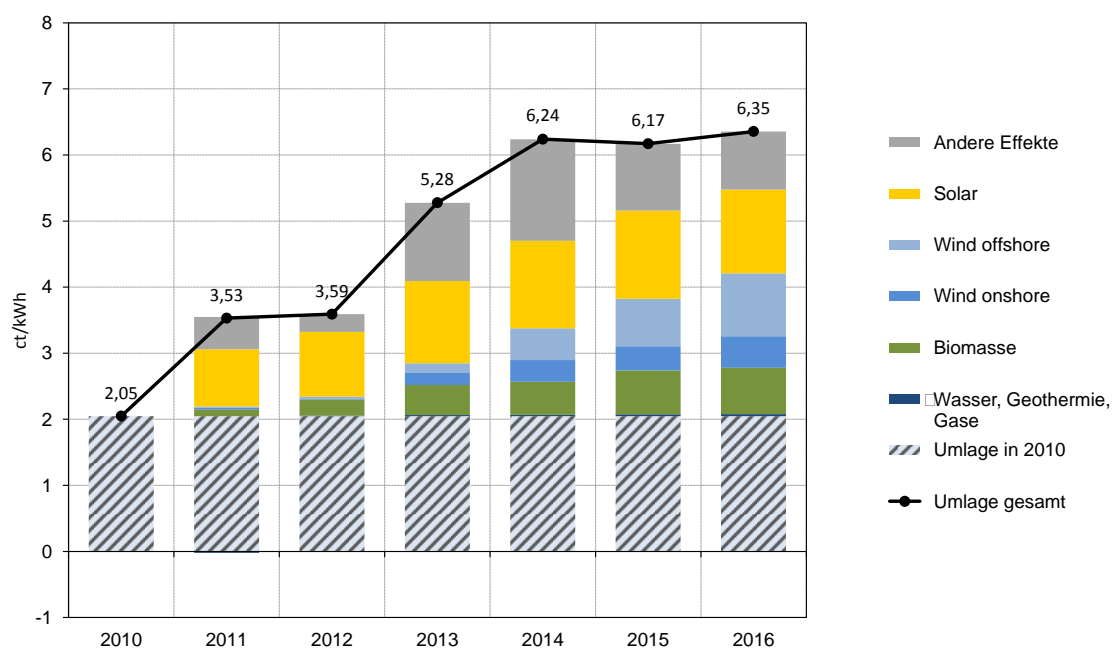
Die Finanzierung von Offshore-Windkraftanlagen spielt erst ab 2013 eine Rolle. Gleichzeitig resultiert aus diesem Finanzierungssegment der Effekt, bei dem im Zeit-

<sup>7</sup> Zur Dokumentation der entsprechenden Methodik vgl. Öko-Institut (2012).

<sup>8</sup> Die Jahre vor 2010 werden hier nicht berücksichtigt, da ein direkter Vergleich mit späteren Jahrgängen problematisch ist. Zum einen sind die Übertragungsnetzbetreiber erst seit 2010 verpflichtet, Annahmen zur jährlichen Neuberechnung der EEG-Umlage zu veröffentlichen. Zum anderen wurde im Jahr 2010 der Wälzungsmechanismus im EEG grundlegend geändert.

raum nach 2013 die stärksten Wachstumsraten zu beobachten sind. Dies ist zum einen auf den starken Anstieg der vergüteten Strommengen, zum anderen auf den Anstieg der effektiven Vergütungssätze durch Einführung des sog. Stauchungsmodells zurückzuführen. Bis zum Jahr 2016 führt die Offshore-Förderung (gegenüber 2010) zu einem Anstieg der EEG-Umlage um ca. 1 ct/kWh.

**Abbildung 3-1: Auswirkung des Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung auf den Anstieg der EEG-Umlage seit 2010**



Quelle: ÜNB-Jahresprognosen, eigene Berechnungen

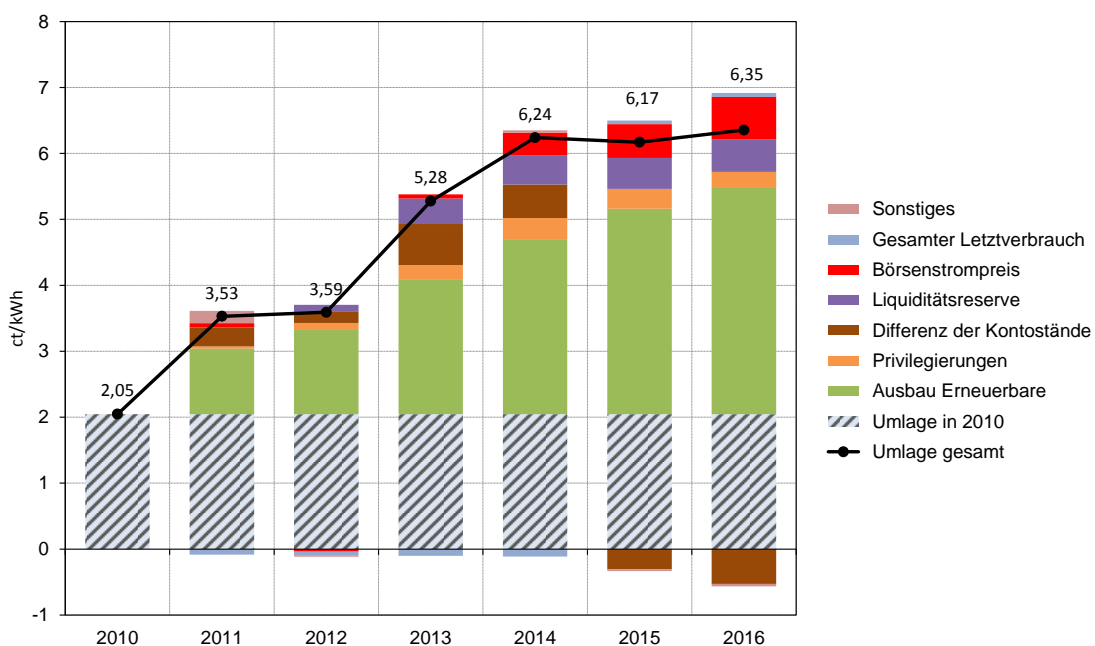
Auch die Finanzierung von Stromerzeugung auf der Basis von Biomasse hat signifikant zum Anstieg der EEG-Umlage beigetragen (ca. 0,7 ct/kWh im Zeitraum 2010-2016). Auch hier ist der Anstieg nicht nur auf den Zuwachs der finanzierten Strommengen, sondern auch auf einen deutlichen Anstieg der durchschnittlichen Vergütungssätze durch die Einführung verschiedener Boni und Sonderregelungen zurückzuführen. Im Rahmen der EEG-Reform im Jahr 2014 wurden jedoch die Vergütungssätze für Biomasse deutlich gekürzt und die Zubaumengen gedeckelt, weshalb für die kommenden Jahre anzunehmen ist, dass die Kosten für die Förderung von Biomasse-Verstromung eher konstant bleiben.

Die Finanzierung von Onshore-Windkraft trug im Zeitraum 2010-2016 mit ca. 0,5 ct/kWh in relativ überschaubarem Maße zum Anstieg der Umlage bei. Die Förderung von Wasserkraft, Gasen und Geothermie spielt in der Gesamtschau keine wesentliche Rolle.

### 3.3. Andere Effekte

Der Anstieg der EEG-Umlage verlief im betrachteten Zeitraum nicht gleichmäßig, sondern weist deutliche Sprünge auf. Dies ist insbesondere auf Effekte zurückzuführen, die nicht direkt mit dem Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung zusammenhängen. Diese Effekte spielen besonders in den Jahren 2013-2016 eine wichtige Rolle und sind entscheidend, um die Entwicklung der EEG-Umlage nachvollziehen zu können. Ihre Entwicklung ist in Abbildung 3-2 dargestellt.

**Abbildung 3-2: Auswirkung anderer Effekte (jenseits des Ausbaus erneuerbarer Energien) auf den Anstieg der EEG-Umlage seit 2010**



Quelle: ÜNB-Jahresprognosen, eigene Berechnungen

#### Kontostand und Liquiditätsreserve

Nach einem deutlichen Anstieg der EEG-Umlage im Jahr 2011 (im Wesentlichen verursacht durch den starken Anstieg der Stromerzeugung durch Solaranlagen) blieb die Umlage im folgenden Jahr 2012 nahezu konstant. Dies spiegelt nicht die Entwicklung der tatsächlichen Förderbeträge wider, denn auch im Jahr 2012 wurde besonders die Stromerzeugung durch Solaranlagen stark ausgebaut. Vielmehr führten politische Erwägungen dazu, die EEG-Umlage konstant zu halten.<sup>9</sup> Die zu niedrig angesetzte Umlage führte dazu, dass am 30.9.2012, dem Stichtag für die jährliche Neuberechnung der EEG-Umlage, das EEG-Konto einen Negativsaldo von -2,59 Mrd. € auswies. Dies hat-

<sup>9</sup> In ihrer Regierungserklärung vom 09. Juni 2011 hatte Bundeskanzlerin Merkel versprochen: „Die EEG-Umlage soll nicht über ihre heutige Größenordnung hinaus steigen“.



te einen Nachholeffekt zur Folge: um den Fehlbetrag im Folgejahr ausgleichen zu können, wurde die Umlage für 2013 deutlich höher angesetzt. Allein der Ausgleich des negativen Kontostands führte im Jahr 2013 zu einem Anstieg der Umlage um ca. 0,6 ct/kWh.

In der Folge wurde den Übertragungsnetzbetreibern die Möglichkeit zugesprochen, bei der jährlichen Neuberechnung der Umlage eine sog. Liquiditätsreserve in Höhe von maximal 10% der prognostizierten Deckungslücke zu veranschlagen. Dieses finanzielle „Sicherheitspolster“ soll vermeiden, dass (über das gesamte Jahr hinweg betrachtet) stark negative Kontosalden entstehen. Die Übertragungsnetzbetreiber machen von diesem Recht seit 2013 durchgängig Gebrauch, was zu einem Anstieg der EEG-Umlage in Höhe von 0,4-0,5 ct/kWh führte.

Trotz Einführung der Liquiditätsreserve wies das EEG-Konto Ende September 2013 erneut einen Fehlbetrag von ca. 2,2 Mrd. € aus. Dies wurde im Wesentlichen durch den niedrigen Börsenstrompreis verursacht (s.u.) und führte bei der Berechnung der Umlage für das Jahr 2014 erneut zu einem deutlichen Nachholeffekt.

Für die folgenden Jahre wirkten sich positive Jahresabschlüsse reduzierend auf die Berechnung der EEG-Umlage aus. Für die Berechnung der Umlagen für die Jahre 2015 und 2016 waren die Größenordnungen der gegenläufigen Effekte von Liquiditätsreserve und Kontostand ähnlich.

### **Großhandelsstrompreis**

Entscheidend für die Höhe des Umlagebetrags ist nicht die Summe der Vergütungszahlungen, sondern die Differenz aus Vergütungszahlungen und den Erlösen, die durch den Verkauf des vergüteten Stroms erzielt werden (vgl. hierzu Kapitel 4). Daher hat der Großhandelsstrompreis einen entscheidenden Einfluss auf die Entwicklung der EEG-Umlage: Je größer der Wert des EEG-Stroms im Strommarkt ist, desto niedriger fällt die EEG-Umlage aus (und umgekehrt). In den vergangenen Jahren ist das Preisniveau an den Strombörsen EEX und EPEX Spot deutlich gesunken. Dies führte seit 2013 zu einem deutlichen Anstieg der EEG-Umlage – im Jahr 2016 erreichte dieser Effekt mit ca. 0,65 ct/kWh seinen bisher größten Wert.

### **Ausweitung der Privilegierungen für stromintensive Unternehmen**

Nicht alle Stromverbraucher sind in gleichem Maß an der Finanzierung des EEG beteiligt. Seit Einführung des EEG existieren Ausnahmeregelungen für bestimmte Verbrauchergruppen. Diese umfassen im Wesentlichen stromintensive Industrien, die im internationalen Wettbewerb stehen, Schienenbahnen sowie sämtliche Anlagen, in denen Strom für den Eigenbedarf erzeugt wird (z.B. Industriekraftwerke). Diese Ausnahmeregelungen wurden mehrfach überarbeitet und deutlich ausgeweitet: So stieg die im Rahmen der Besonderen Ausgleichsregelung (BesAR) privilegierte Strommenge von 68 TWh im Jahr 2010 auf 104 TWh im Jahr 2016. Da die Gruppe der nicht privilegierten Stromverbraucher entsprechend stärker belastet wurde, führte die Ausweitung der Privilegierungen zu einem Anstieg der EEG-Umlage. Dieser Effekt erreichte im Jahr

2014 seinen Höhepunkt (0,32 ct/kWh gegenüber 2010). Ab 2014 ist ein leichter Rückgang zu verzeichnen, der sich nach der deutlichen Überarbeitung der BesAR im Rahmen der EEG-Reform 2014 weniger aus dem Umfang der privilegierten Strommengen als aus der etwas stärkeren Beteiligung einiger Privilegierungsbereiche an der EEG-Umlage ergibt. Insgesamt ergibt sich für die Jahre 2015 und 2016 eine zwar grundsätzlich die EEG-Umlage entlastende, hinsichtlich der entsprechenden Größenordnung jedoch nur minimale Änderung des Effekts der Privilegierung.

### 3.4. Ergebnisse der Komponentenerlegung im Überblick

Die in Tabelle 3-1 und Tabelle 3-2 im Überblick dargestellten Ergebnisse der Komponentenerlegung verdeutlichen die doch sehr unterschiedlichen Treiber der EEG-Umlage für den Zeitraum ab 2010:

- Die erhebliche Ausweitung der EEG-Umlage von 2010 auf 2011 ist vor allem ein Effekt der deutlichen Ausweitung der Finanzierung von Solaranlagen sowie der vor allem diesbezüglich gemachten Prognosefehler im Jahr 2009. Nahezu alle anderen Treibergrößen für die EEG-Umlage waren durch einen eher moderaten Zuwachs charakterisiert.
- Die nur geringfügige Zunahme der EEG-Umlage für das Jahr 2012 ergab sich aus einer weitgehenden Kompensation der weiterhin moderaten Zuwachstreiber durch den positiven Stand des EEG-Kontos (also einer Überschätzung der Differenzkosten im Jahr 2010) sowie der Erwartung eines deutlich steigenden Strompreises.
- Die bisher höchste Steigerung der EEG-Umlage für das Jahr 2013 resultierte aus der Überlagerung einer ganzen Reihe – für die EEG-Umlage – ungünstiger Entwicklungen. Beim Ausbau von Biomasse, Onshore-Windkraft sowie der Solarenergie überkompensierten die Ausbaumengen deutlich die Degression der Vergütungssätze, daraus entstand ein erheblicher Zuwachseffekt für die EEG-Umlage. Aber auch die deutliche Überschätzung des Strompreises für das Jahr 2012 führte zu einem massiven Defizit des EEG-Kontos und einer entsprechend deutlichen Erhöhung der EEG-Umlage. Die in diesem Kontext eingeführte Liquiditätsreserve verstärkte diesen Effekt nochmals.
- Für den leicht abgeschwächten, aber immer noch deutlichen Anstieg der EEG-Umlage für das Jahr 2014 spielten vor allem die deutlich niedrigeren Erwartungen hinsichtlich der Strompreisentwicklungen und die beginnende Inbetriebnahme größerer Offshore-Windkraftkapazitäten eine besondere Rolle. Die die Umlage senkenden Effekte aus dem positiven Saldo des EEG-Kontos und die Zunahme des für die EEG-Umlage herangezogenen Letztverbrauchs bewirkten nur kleinere Kompensationseffekte.

**Tabelle 3-1: Ursachen für den Anstieg der EEG-Umlage seit 2010**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	ct / kWh					
<b>Effekt Ausbau Erneuerbarer</b>	<b>0,99</b>	<b>1,28</b>	<b>2,05</b>	<b>2,65</b>	<b>3,11</b>	<b>3,43</b>
davon						
Wasser, Geothermie, Gase	-0,02	0,01	0,02	0,02	0,03	0,03
Biomasse	0,10	0,24	0,46	0,50	0,66	0,70
Wind onshore	0,03	0,02	0,19	0,33	0,37	0,48
Wind offshore	0,01	0,02	0,14	0,48	0,72	0,95
Solar	0,87	0,98	1,25	1,32	1,34	1,27
<b>Andere Effekte</b>	<b>0,49</b>	<b>0,27</b>	<b>1,18</b>	<b>1,54</b>	<b>1,01</b>	<b>0,88</b>
davon						
Strompreis	0,07	-0,04	0,06	0,34	0,51	0,65
Privilegierungen	0,03	0,11	0,22	0,32	0,30	0,25
Differenz der Kontostände	0,29	0,18	0,62	0,51	-0,30	-0,53
Liquiditätsreserve	0,00	0,10	0,39	0,45	0,47	0,49
Änderung Letztverbrauch	-0,08	-0,05	-0,09	-0,11	0,06	0,06
sonstiges	0,19	-0,02	-0,01	0,04	-0,03	-0,04
<b>Änderung gesamt (seit 2010)</b>	<b>1,48</b>	<b>1,54</b>	<b>3,23</b>	<b>4,19</b>	<b>4,12</b>	<b>4,31</b>

Quelle: ÜNB-Jahresprognosen, eigene Berechnungen

**Tabelle 3-2: Ursachen für den Anstieg der EEG-Umlage seit 2010 (zum jeweiligen Vorjahr)**

	2011	2012	2013	2014	2015	2016
	ct / kWh					
<b>Effekt Ausbau Erneuerbarer</b>	<b>0,99</b>	<b>0,28</b>	<b>0,77</b>	<b>0,61</b>	<b>0,46</b>	<b>0,32</b>
Wasser, Geothermie, Gase	-	+	+	0	+	0
Biomasse	+	+	++	+	++	+
Wind onshore	+	-	++	+	+	+
Wind offshore	+	+	+	++	++	++
Solar	++	+	++	+	+	-
<b>Andere Effekte</b>	<b>0,49</b>	<b>-0,22</b>	<b>0,92</b>	<b>0,35</b>	<b>-0,53</b>	<b>-0,13</b>
Strompreis	+	-	+	++	++	+
Privilegierungen	+	+	+	+	-	-
Differenz der Kontostände	++	-	++	-	--	--
Liquiditätsreserve	0	+	++	+	+	+
Änderung Letztverbrauch	-	+	-	-	++	0
sonstiges	++	--	+	+	-	-
<b>Änderung gesamt</b>	<b>1,48</b>	<b>0,06</b>	<b>1,69</b>	<b>0,96</b>	<b>-0,07</b>	<b>0,18</b>

Quelle: ÜNB-Jahresprognosen, eigene Berechnungen

- Die leicht zurückgehende EEG-Umlage für das Jahr 2015 ist vor allem dem massiven Überschuss des EEG-Kontos zuzurechnen. Ohne diesen hätten die deutlich zunehmenden Zahlungen für die Biomasseverstromung sowie die Inbetriebnahme weiterer Offshore-Windparks in Kombination mit den weiter nach unten angepassten Erwartungen zur Strompreisentwicklung und dem rückläufigen Stromverbrauch zu einer erheblichen Erhöhung der EEG-Umlage geführt. Bemerkenswert ist aber auch, dass der veränderte Rahmen für die Privilegierungen zu einem die EEG-Umlage (leicht) senkenden Effekt führte.
- Auch der nur leichte Anstieg der EEG-Umlage für 2016 ist vor allem geprägt durch den weiterhin deutlichen Überschuss des EEG-Kontos, der eine Reihe der die Umlage tendenziell erhöhenden Faktoren zumindest teilweise kompensiert. Dazu gehören vor allem der weitere Ausbau der Offshore-Windkraft sowie der weiterhin rückläufige Strompreis. Bemerkenswert ist aber auch, dass der Ausbau der EEG-finanzierten Solarstromerzeugung erstmals durch die Degression der entsprechenden Vergütungen überkompensiert wurde und sich weitere (kleinere) Senkungseffekte aus dem Bereich der EEG-Privilegierungen ergaben.

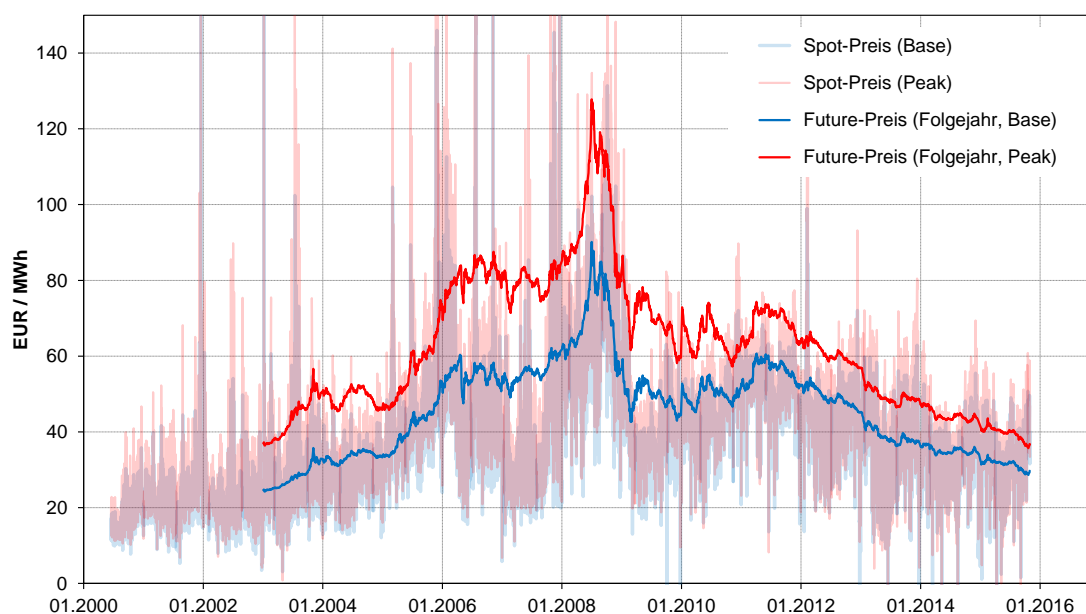
Die Entwicklung der EEG-Umlage für den Zeitraum von 2010 bis 2016 erklärt sich also durch im Zeitverlauf sehr unterschiedliche Muster. Insbesondere die starken Anstiege der EEG-Umlage für die Jahre 2011, 2013 und 2014 sind durch die Überlagerung einer ganzen Reihe verschiedener, aber die EEG-Umlage jeweils sehr stark treibender Entwicklungen zustande gekommen. Für die nächsten Jahre scheint sich ein Trendwechsel (wenn auch mit eher geringen absoluten Effekten) für die Rolle der Solarstromfinanzierung sowie der Privilegierungen bei der Umlagezahlung abzuzeichnen. Als wesentliche Erhöhungsrisiken für die kommenden Jahre müssen vor allem der weitere Ausbau der Offshore-Windkraftherzeugung (motiviert vor allem durch die in diesem Bereich erwarteten Innovationen und Kostendegressionen) sowie die möglicherweise weiterhin sinkende Stromerlöse gelten. Aber auch die für die EEG-Umlage 2015 und 2016 wirksam gewordenen, erheblichen Kompensationseffekte aus den Überschüssen des EEG-Kontos werden in den nächsten Jahren wohl nicht mehr in dieser Größenordnung zur Dämpfung des Zuwachses der EEG-Umlage beitragen können.

#### 4. Analyse der Strompreisentwicklung

Eine wesentliche Determinante für die EEG-Umlage bilden die im Strommarkt erlösbaren Preise bei der Vermarktung der EEG-Strommengen. Dabei ist es zunächst unerheblich, ob der EEG-Strom von den Netzbetreibern zentral an der Börse angeboten wird oder ob die Vermarktung dezentral erfolgt (und damit die Nachfrage am Großhandelsmarkt entsprechend zurückgeht). In jedem Fall bildet der an der Strombörse erzielbare Preis die maßgebliche Orientierungsgröße für den Wert des EEG-Stroms im aktuellen Arrangement des europäischen Strommarkts.

Die Finanzierung im Zeitverlauf deutlich zunehmender EEG-Strommengen vollzog sich dabei im Kontext eines sehr volatilen Marktumfeldes (Abbildung 4-1). Bei der Einführung des EEG im Jahr 2000 wurden an den Strombörsen für Grundlast- (Base-) Lieferungen am Spotmarkt Preise von knapp 20 €/MWh erzielt. Bis zum Jahr 2006 stiegen die jahresdurchschnittlichen Preise am Spotmarkt bis auf über 50 €/MWh an, sanken im Jahr 2007 auf knapp 40 €/MWh und stiegen im Zuge der allgemeinen Commodity-Hausse im Durchschnitt aller Stundenpreise für das Jahr 2008 auf über 65 €/MWh. Dem Preiseinbruch auf Jahresdurchschnittswerte von weniger als 40 €/MWh im Zuge der Finanz- und Wirtschaftskrise und der darauf folgenden leichten Erholung auf über 50 €/MWh im Jahr 2011 folgte jedoch ab 2012 ein bisher ungebrochener Trend rückläufiger Preise. Im Mai 2015 wurde der Tiefststand der monatlichen Durchschnittswerte für den Zeitraum der letzten 12 Jahre erreicht, für das Gesamtjahr 2015 können Werte von ca. 32 €/MWh erwartet werden.

**Abbildung 4-1: Entwicklung der Großhandels-Strompreise, 2000-2015**



Quelle: EEX, EPEX Spot, eigene Berechnungen

Die Abbildung 4-1 verdeutlicht auch, dass der Verlauf der Börsenstrompreise für Spitzenlast- (Peak-) Lieferungen und die entsprechenden Base- und Peak-Terminlieferkontrakte (Futures) der gleichen Dynamik wie der bei den Spotmarktpreisen für Base-Lieferungen folgte, gleichzeitig aber die Volatilität der Spotmarktpreise im Verlauf der jeweiligen Jahre erheblich war.

**Tabelle 4-1: Börsenpreise sowie Marktwerte und Profilfaktoren für EEG-Strom nach Technologiegruppen, 2010-2015**

	2010	2011	2012	2013	2014	2015*
	EUR / MWh					
Spot-Börsenpreis Base	4,4	5,1	4,3	3,8	3,3	3,2
Futures-Börsenpreis Base (Vorjahr)	4,9	5,0	5,6	4,9	3,9	3,5
<b>Marktwerte</b>						
Biomasse	4,3	4,9	4,3	3,7	3,3	3,2
Wind onshore	4,1	4,7	3,8	3,3	2,8	2,6
Wind offshore	4,1	4,8	3,8	3,5	3,1	2,9
Fotovoltaik	4,9	5,4	4,5	3,6	3,2	3,0
Wasserkraft, Geothermie, Gase	4,3	4,9	4,3	3,7	3,3	3,2
<b>Profilfaktoren</b>						
Biomasse	97%	95%	100%	98%	100%	100%
Wind onshore	92%	91%	89%	87%	87%	82%
Wind offshore	92%	94%	90%	93%	93%	90%
Fotovoltaik	109%	105%	105%	96%	98%	95%
Wasserkraft, Geothermie, Gase	98%	97%	100%	98%	99%	100%

Anmerkung: \* Januar bis Oktober

Quelle: EEX, EPEX Spot, BMWi, BMU, ÜNB, eigene Berechnungen

In der Tabelle 4-1 sind die sich im Kontext der beschriebenen dynamischen Entwicklung ergebenden Marktwerte für die Produktion der EEG-Anlagen in den verschiedenen Technologiegruppen zusammengestellt:

- Zunächst unterstreicht die Zusammenstellung die in der Grundtendenz deutlich rückläufigen Spotmarktpreise.
- Deutlich wird aber auch, dass die Erwartungen im Markt (hier repräsentiert durch die Preise der Vorjahres-Futures für Base-Lieferungen im jeweiligen Jahr) die realen Entwicklungen am Spotmarkt deutlich überschätzt haben – und dass die auf Future-Preisen beruhenden Erlösannahmen für die jeweiligen EEG-Umlagen mit Ausnahme des Jahres 2011 deutlich zu optimistisch waren.
- Biomasse- und Wasserkraftwerke sowie Deponie-, Klär- und Grubengas-Anlagen und geothermische Kraftwerke konnten jeweils etwa den Durchschnitt der Base-Preise am Spotmarkt erlösen.

- Onshore-Windkraftwerke konnten mit ihrer Produktion stets nur deutlich unter den mittleren Spotpreisen für Base-Lieferungen liegende Erlöse erwirtschaften. Der entsprechende Marktwert (ausgedrückt durch die sog. Profilkoeffizienten) fiel im Zeitverlauf jedoch erheblich. Konnten Onshore-Windkraftwerke über den Zeitraum des Jahres 2010 noch etwa 92% des durchschnittlichen Spotmarktpreises über alle Stunden eines Jahres realisieren, so sank der Profilkoeffizient bis zum Jahr 2015 stetig und erreichte für die Monate Januar bis September 2015 nur noch einen Wert von 82%.
- Das gleichmäßigere Produktionsprofil von Offshore-Windkraftwerken führt dazu, dass die Profilkoeffizienten sich in einem relativ robusten Korridor von 90 bis 94% der durchschnittlichen Spotmarktpreise bewegen.
- Die deutlichste Veränderung ergab sich jedoch für die Vermarktungserlöse von Solaranlagen. Konnten diese bis 2012 (bedingt durch ihren Produktionsschwerpunkt im damaligen Hochpreissegment der Mittagsstunden) noch Erlöse realisieren, die deutlich (um 9 bzw. 5%) über den mittleren Spotmarktpreisen lagen, sind die entsprechenden Profilkoeffizienten ab 2013 deutlich unter die Marke von 100% gesunken und liegen im Durchschnitt der Monate Januar bis September 2015 nur noch bei 95%

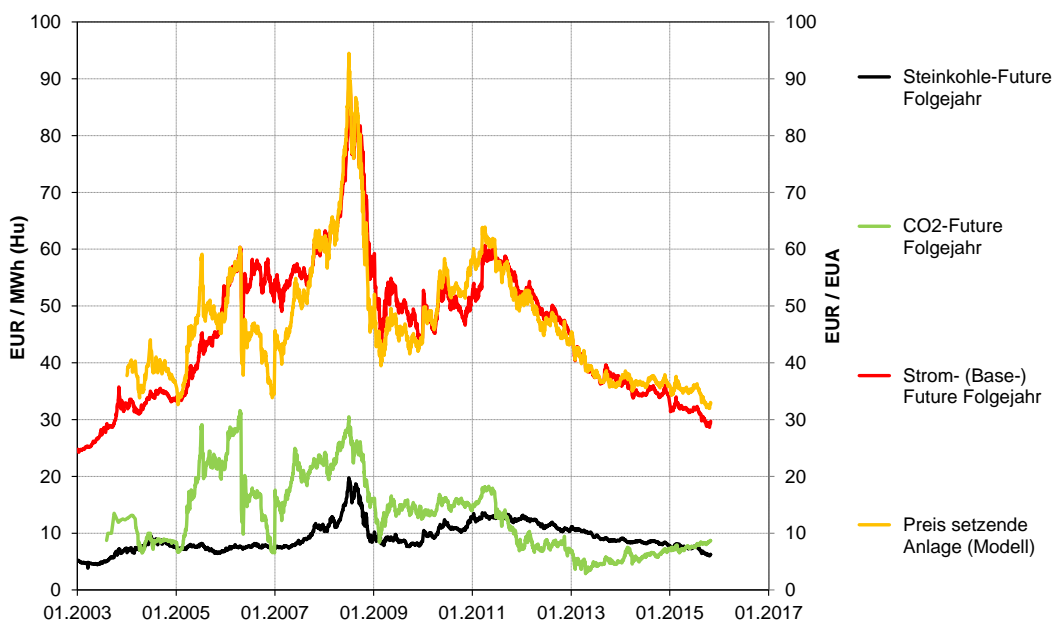
Vor diesem Hintergrund wird deutlich, dass auch für die Einordnung der Strompreisentwicklung eine Reihe unterschiedlicher Einflussfaktoren zu berücksichtigen ist.

Zunächst betrifft dies die fundamentalen Preistrends an den (internationalen) Brennstoffmärkten:

- Die Abbildung 4-2 und Abbildung 4-3 zeigen unter anderem die Entwicklung der für den deutschen Strommarkt relevanten Großhandelspreise für Steinkohle (gekennzeichnet durch die schwarzen Linien) und Erdgas (blaue Linie). Obwohl beide Preise ähnlichen Trends folgen (Anstieg bis 2008, danach deutlicher Rückgang bis Anfang 2010, gefolgt von einem leichten Wiederanstieg und seit 2012 stagnierend bis rückläufig) hat sich im Zeitverlauf die Schere zwischen Erdgas- und Steinkohlepreisen deutlich geöffnet. Im kontinental-europäischen Strommarkt, in dem die Brennstoffkosten als wichtiger Teil der variablen Betriebskosten den Einsatz der Kraftwerke maßgeblich über mitbestimmen, ging damit der Anteil der Stromerzeugung auf Erdgasbasis deutlich zurück.
- Dieser grundsätzliche Trend konnte auch durch die Preise für Emissionsberechtigungen des EU ETS bisher nicht kompensiert werden (gekennzeichnet durch die grünen Linien). Die Preise für CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen (EU Allowances – EUA) erreichten nach der Einführung des EU ETS im Januar 2005 und erheblichen Schwankungen im Jahr 2008 ihren Höhepunkt und gingen im Zuge der Überangebotskrise des EU ETS dann in mehreren Phasen bis zum Jahr 2013 auf Werte von unter 4 €/EUA zurück. Seit Mitte 2013 haben sich die EUA-Preise im Zuge der Bemühungen zur strukturellen Reform des EU ETS auf Werte von ca. 8,50 €/EUA erholt.

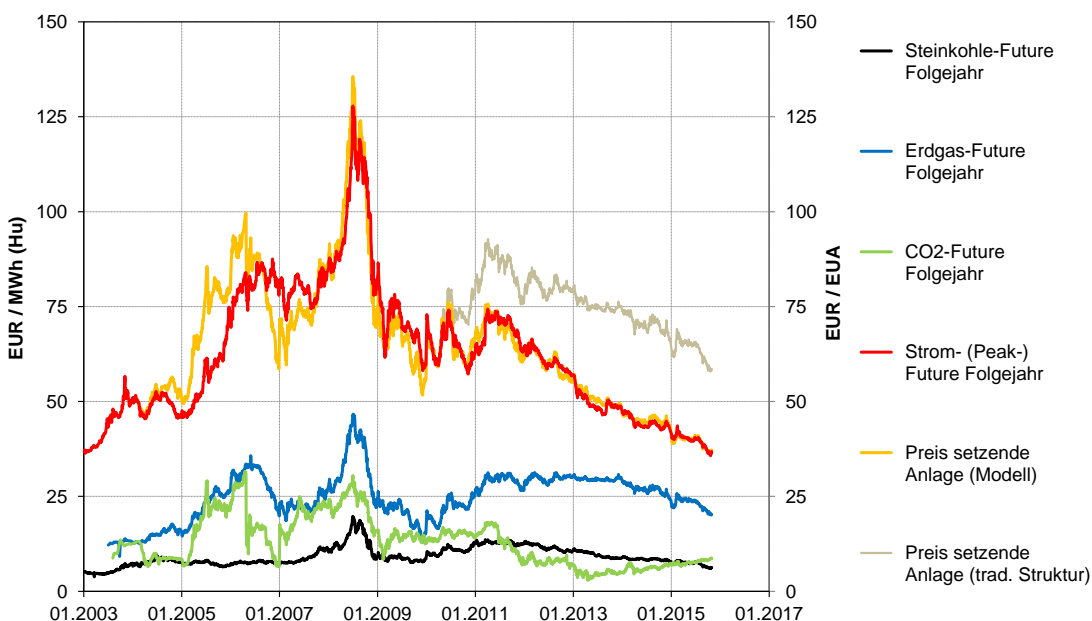


**Abbildung 4-2: Bestimmungsgrößen der Großhandelspreise für Base-Terminlieferungen für das Folgejahr, 2003-2015**



Quelle: EEX, ECX, McCloskey, Evomarkets, eigene Berechnungen

**Abbildung 4-3: Bestimmungsgrößen der Großhandelspreise für Peak-Terminlieferungen für das Folgejahr, 2003-2015**



Quelle: EEX, ECX, McCloskey, Evomarkets, eigene Berechnungen



- Auf der Basis der fundamentalen Entwicklungen für Steinkohle- und CO<sub>2</sub>-Preise zeigt die Abbildung 4-2 die beobachtete Preise an der Strombörse für Base-Terminlieferungen (gekennzeichnet durch die rote Linie) sowie die auf Basis der Steinkohle- und CO<sub>2</sub>-Preise modellierten Preisentwicklungen (gelbe Linie). Abgesehen von einer Lernphase nach Einführung des EU ETS erklären die Steinkohle- und CO<sub>2</sub>-Preise bis Mitte 2014 die beobachtete Preisentwicklung sehr gut. Danach entsteht eine Differenz zur beobachteten Entwicklung, die durch das bis dahin geltende Erklärungsmodell nicht abgebildet wird.
- In Abbildung 4-3 sind die vergleichbaren Analysen zur Erklärung der Peak-Preise am Terminmarkt dargestellt, wobei hier neben den Grenzkosten von (älteren) Steinkohlenkraftwerken auch die von Erdgaskraftwerken einen Erklärungsbeitrag leisten. Ab Mitte 2011 wird das bis dahin geltende Erklärungsmodell jedoch durch eine andere Konfiguration der Peak-Preisbildung abgelöst. Auch hier erklären ab diesem Zeitpunkt in zunehmendem Maße die Grenzkosten von Steinkohle-Kraftwerken den Preisverlauf, am aktuellen Rand spielen Erdgaskraftwerke nur noch eine sehr unterordnete Rolle für die Preise von Terminlieferungen für Peak-Produkte. Die abnehmende Erklärungskraft des bis Mitte 2011 geltenden Preismodells fällt dabei offensichtlich zusammen mit der zunehmenden Preisdifferenz von Steinkohle- und Erdgaspreisen, die jedoch in ihrem zeitlichen Verlauf nicht ausreicht, um die beobachtete Preisentwicklung allein zu erklären.

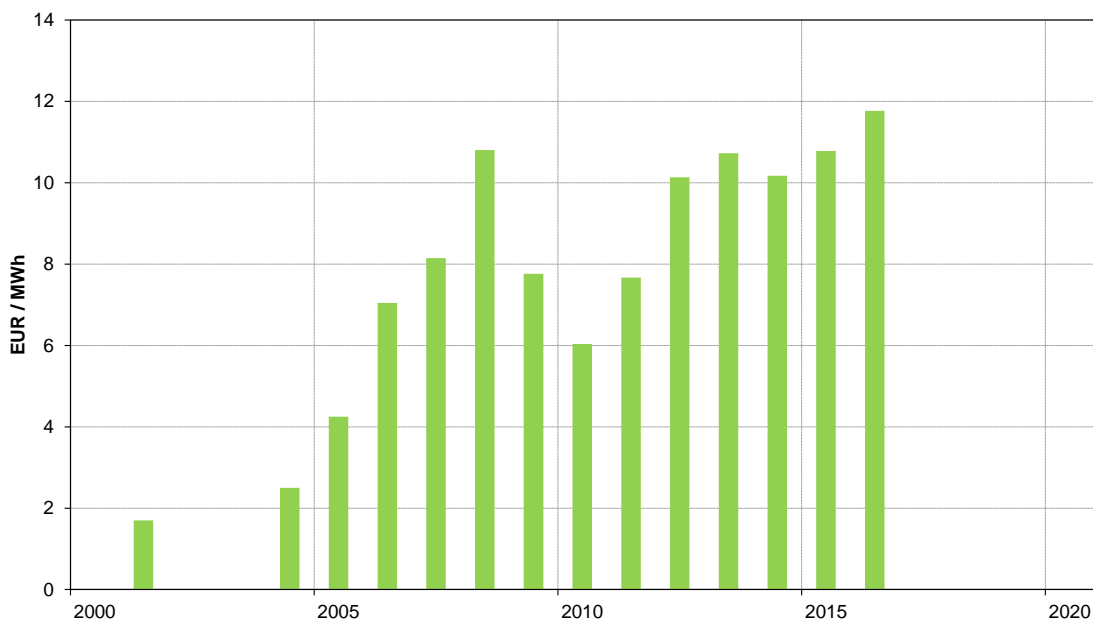
Neben den Basisentwicklungen auf den Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Märkten müssen also auch noch andere Faktoren eine signifikante Rolle für die beobachteten Strompreistrends in den letzten 5 Jahren gespielt haben.

In diesem Kontext spielt die massiv ausgeweitete Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien eine erhebliche Rolle. Die Vermarktung von regenerativer Stromerzeugung mit kurzfristigen Grenzkosten von Null verschiebt die Angebotskurve (Merit-Order) im Strommarkt und verdrängt die konventionellen Erzeugungsoptionen, die zum Zeitpunkt der Einspeisung des erneuerbaren Stroms den Preis am Großhandelsmarkt gesetzt hätten. Zu den entsprechenden Zeitpunkten setzen dann entsprechend kostengünstigere konventionelle Kraftwerke den Preis, im Extremfall wird die gesamte konventionelle Erzeugung ersetzt und es ergeben sich Großhandelspreise von Null oder sogar im negativen Bereich. Dieser sog. Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien ist in den letzten Jahren umfangreich diskutiert und modelliert worden (Cludius et al. 2014) und hängt einerseits vom Angebot der regenerativen Stromerzeugung und andererseits vom Marktumfeld (Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise, Nachfrage etc.) ab. In der Wechselwirkung der sich stetig ausweitenden Vermarktung von erneuerbarer Elektrizität und uneinheitlichen Entwicklungen im Bereich des Marktumfeldes (s.o.) ergeben sich die in Abbildung 4-4 gezeigten Größenordnungen für den Merit-Order-Effekt in der historischen Rückschau und in einer Projektion bis 2016.<sup>10</sup>

---

<sup>10</sup> Daten historischen Daten wurden von Cludius et al. (2014) übernommen und mit dem dort verwendeten Projektionsmodell für die Entwicklung der aktuellen Marktumfeld-Bedingungen von 2013 bis 2016 aktualisiert. Für die Jahre 2015 und 2016 wurde der durchschnittliche Base-Spotpreis für die Monate

**Abbildung 4-4: Abschätzungen für den Merit-Order-Effekt im deutschen Großhandelsmarkt, 2001-2016**



Quelle: Cludius et al. (2014), eigene Berechnungen (Aktualisierung der Projektion von 2013 bis 2016)

Im Zeitraum bis etwa 2012 ergibt sich die Volatilität des Merit-Order-Effekts vor allem aus dem dynamischen Marktumfeld bei den Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen. Für die folgenden Jahre ergibt sich aus den gegenläufigen Trends stark ansteigender Regenerativstrommengen und erheblich sinkender Brennstoffpreise (und trotz der leicht ansteigenden CO<sub>2</sub>-Preise) ein etwa stabiles Niveau des Merit-Order-Effekts in einer Bandbreite von 10 bis 12 €/MWh.

Auf der Grundlage des Erklärungsmodells für die Base-Strompreise über die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise (Abbildung 4-2 und Abbildung 4-3) sowie der Abschätzung des Merit-Order-Effekts (Abbildung 4-4) kann die Veränderung des Strompreisniveaus von 2010 bis 2015 wie folgt charakterisiert werden:

- im Jahresdurchschnitt sanken die Großhandelspreise am Base-Spotmarkt von 44,50 €/MWh auf knapp 32 €/MWh, also um 12,50 €/MWh;
- etwa 5 €/MWh davon entfallen auf den verstärkten Merit-Order-Effekt;
- etwa 4,50 €/MWh resultieren aus den rückläufigen Brennstoff- (v.a. Steinkohle-) Preisen und etwa 3 €/MWh auf dem niedrigeren CO<sub>2</sub>-Preis.

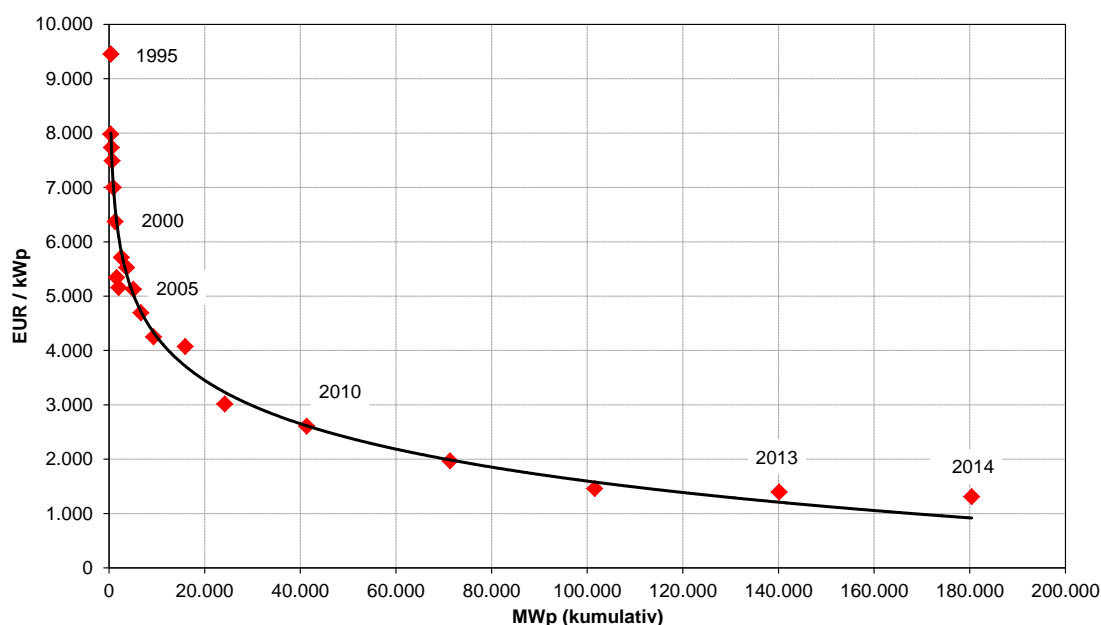
Die Effekte der Strompreisentwicklung auf die Veränderung der EEG-Umlage seit 2010 sind also zu einem wesentlichen Teil Resultat des Merit-Order-Effekts, aber auch des veränderten Steinkohle-Marktumfeldes und der andauernden Krise des EU ETS.

Januar bis Oktober 2015 in Ansatz gebracht. Für die historischen Literaturwerte wurden bei mehreren Angaben für ein Jahr die entsprechenden Mittelwerte gebildet.

## 5. Exkurs zum Beitrag der deutschen PV-Nachfrage zur (globalen) Kostenreduktion der PV

Die Entwicklung der Kosten für die solare (Fotovoltaik-) Stromerzeugung in den letzten 25 Jahren gehört zu den gravierendsten Veränderungen bei den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen des Stromsystems. Während 1990 die Kosten für PV-Anlagen in Deutschland bei etwa 14.000 €/kWp lagen, liegen diese inzwischen (im dritten Quartal 2015) für Aufdachanlagen im Leistungsbereich von 10 bis 100 kW nur noch bei etwa 1.250 €/kW. In einem Zeitraum von 25 Jahren sind damit die Kosten um nahezu 90% gesunken. Ein erheblicher Teil der Kostensenkung (ca. zwei Drittel) entfällt dabei auf den Zeitraum seit 1995, also die vergangenen 20 Jahre. In der Zusammenschau von Anlagenkosten und Entwicklung der weltweit (kumulativ) installierten PV-Leistung ergibt sich das klassische Innovationsmuster, d.h. ein logarithmischer Zusammenhang zwischen spezifischen Kosten und kumulierter Kapazität (Abbildung 5-1).

**Abbildung 5-1: Preise für PV-Anlagen und weltweite PV-Kapazität, 1995-2014**

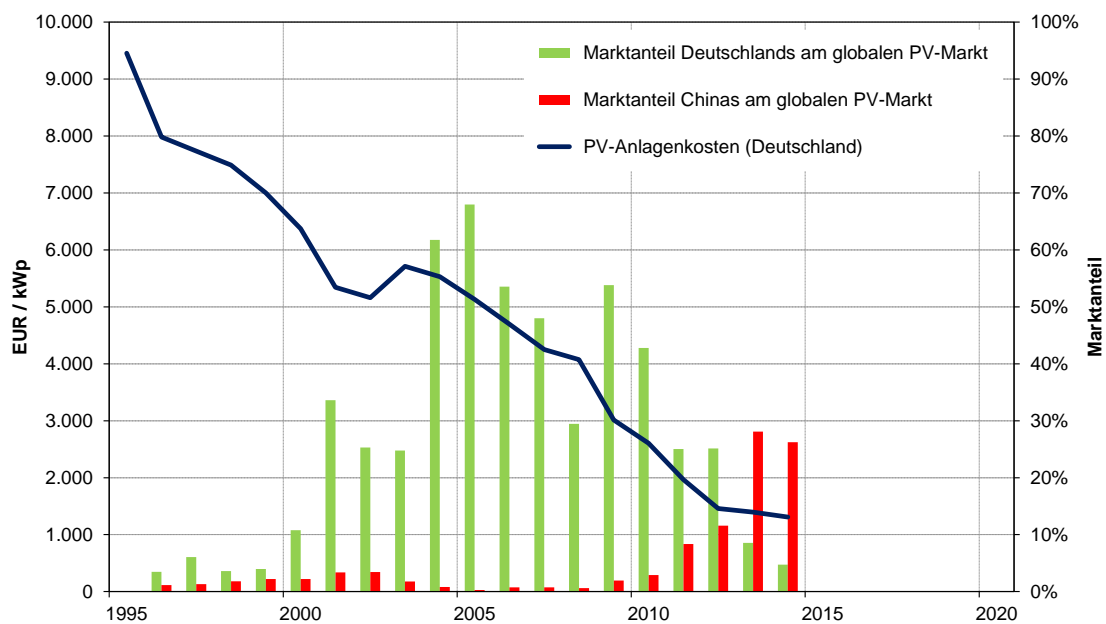


Quelle: BP, DGS, photovoltaikumfrage.de, BSW, eigene Berechnungen

Die weltweite Entwicklung der PV-Anlagenkosten ist dabei zumindest zeitweise wesentlich durch die Nachfrage aus Deutschland geprägt worden. Eine jahresscharfe Analyse des deutschen Marktanteils am Zubau von PV-Anlagen für den Zeitraum ab 1995 (Abbildung 5-2) verdeutlicht, dass in einem der Zeitabschnitte mit besonders signifikanten Kostenreduktionen (2004-2012) die Nachfrage aus Deutschland mit Marktanteilen von 25 bis fast 70% einen besonders relevanten Einfluss auf die globale Kos-

tenentwicklung gehabt hat.<sup>11</sup> Die Übersicht zeigt aber auch, dass in den letzten Jahren vor allem die Nachfrage aus China den deutschen Marktanteil deutlich übertrifft.

**Abbildung 5-2: Preise für PV-Anlagen sowie deutscher und chinesischer Anteil am weltweiten PV-Absatz, 1995-2014**



Quelle: BP, DGS, photovoltaikumfrage.de, BSW, eigene Berechnungen

Eine Orientierungsrechnung verdeutlicht die Rolle der durch das EEG induzierten Nachfrage aus Deutschland für den kostenseitigen Durchbruch der PV-Stromerzeugung im globalen Maßstab. Ohne diese Nachfrage lägen die PV-Anlagenkosten – grob vereinfachend unterstellt, dass alle anderen Ländern unverändert in PV investiert hätten – unter Berücksichtigung der in Abbildung 5-1 gezeigten Lernkurve aktuell um etwa 28% über dem derzeit beobachtbaren Preisniveau. Neben dem politischen bzw. Sichtbarkeits-Effekt des PV-Ausbaus in Deutschland hat die deutsche PV-Nachfrage damit auch materiell und vor allem in den entscheidenden Phasen der Kostenreduktion einen signifikanten Beitrag zum globalen Durchbruch der PV geleistet.

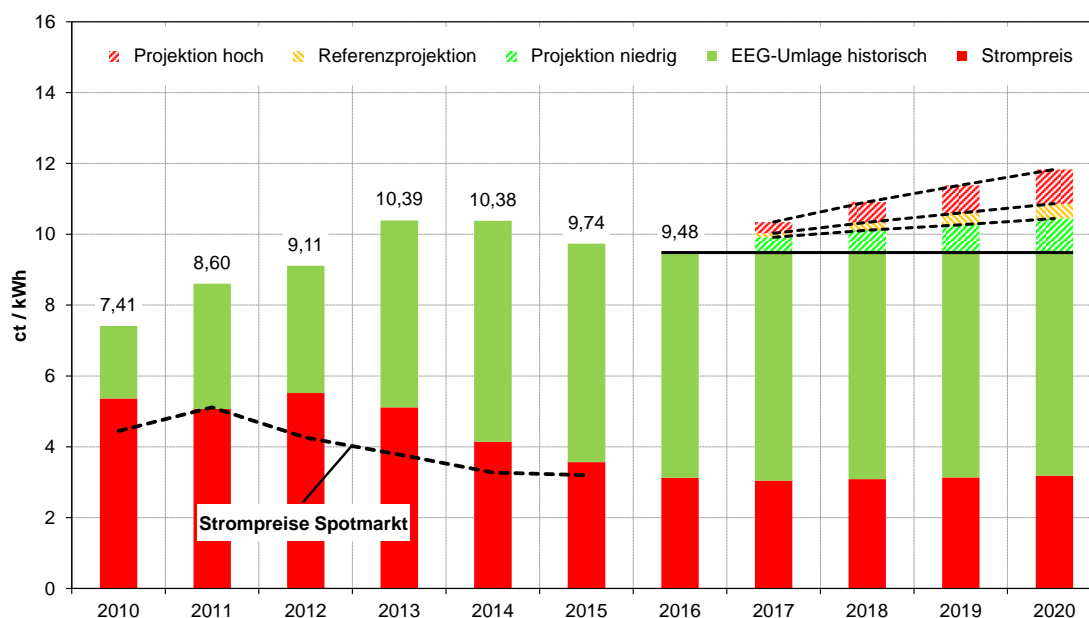
Dieser Beitrag zur globalen Entwicklung bildet faktisch den Gegenwert für die im Abschnitt 2.2 diskutierten Innovationsvorleistungen im Bereich der Fotovoltaik, die aktuell einen Anteil von fast 40% der EEG-Differenzkosten ausmachen.

<sup>11</sup> In diesem Kontext ist darauf hinzuweisen, dass die Kostenangaben für in Deutschland abgesetzte PV-Anlagen am aktuellen Rand durch die Einführung von Strafzöllen auf aus China importierte PV-Module leicht verzerrt sein dürfte, also die weiteren Kostensenkungen (leicht) unterschätzt.

## 6. Ausblick auf die Entwicklung der EEG-Umlage in den nächsten Jahren und Schlussfolgerungen

Wie die vorstehenden Analysen gezeigt haben, wurde die Entwicklung der EEG-Umlage seit dem Jahr 2010 durch eine Reihe im Zeitverlauf ganz unterschiedlicher Einflussfaktoren geprägt, die einerseits den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung betreffen, andererseits aber auch aus der Entwicklung des Marktumfeldes bzw. weiterer Sonderfaktoren (Prognosefehler etc.) resultieren. Gerade der maßgebliche Einfluss der Strompreisentwicklung auf die EEG-Umlage bzw. die Wechselwirkungen zwischen dem Ausbau der erneuerbaren Energien im Stromsektor und dem Preisniveau im Großhandelsmarkt für Strom zeigen aber auch, dass eine isolierte Betrachtung der EEG-Umlage weder sinnvoll noch zielführend ist.

Abbildung 6-1: EEG-Umlage und Strom-Großhandelspreise, 2010-2020



Quelle: eigene Berechnungen

Die Abbildung 6-1 verdeutlicht dies zunächst an der Entwicklung bis 2016: Die Summe aus dem Großhandelspreis für Strom und der EEG-Umlage ist zwar von 7,4 ct/kWh im Jahr 2010 auf 10,4 ct/kWh im Jahr 2013 deutlich angestiegen, seit 2013 ist dieser Kombinationswert aber weitgehend stabil. Würden für die Börsenpreise nicht die (im Regelfall höheren Future- sondern die Spotmarktpreise zugrunde gelegt, die ja letztlich die Höhe der Differenzkosten und der EEG-Umlage bestimmen, würden sich insbesondere für die Jahre 2012 und 2013 niedrigere Summenwerte ergeben. Eine Projektion mit dem EEG-Rechner von Öko-Institut/Agora für die aktuellen Mittelfristprognosen zeigt, dass in den nächsten Jahren wieder mit einem leichten Anstieg der EEG-Umlage zu rechnen ist, die vor allem durch den Ausbau der Offshore-Windenergie bzw. die diesbezüglichen Innovationsvorleistungen geprägt sein wird. In der Summe von Groß-

handels-Strompreis und EEG-Umlage ist im Niedrig- und im Referenzszenario für die Entwicklung der nächsten Jahre damit zu rechnen, dass hier das bisherige Höchstniveau des Jahres 2013 von ca. 10,4 ct/kWh wieder erreicht und mit Werten von knapp 11 ct/kWh leicht überschritten werden kann, wenn der Börsenstrompreis bei etwa 3 ct/kWh verbleibt. In einem deutlich verstärkten Ausbauszenario, in dem vor allem der Ausbaukorridor für Windenergie von 2.500 MW (netto) auch weiterhin deutlich überschritten wird und gleichzeitig die Privilegierungen im Rahmen der BesAR wieder zunehmen, könnte die EEG-Umlage auf ein Niveau steigen, bei dem für die Summe aus Strompreis und EEG-Umlage bis 2020 Werte von fast 12 ct/kWh erreicht werden.

Das EEG bildet für den Ausbau der erneuerbaren Energien einen zentralen Finanzierungsmechanismus. Dieser hat in den letzten 15 Jahren eine massive Ausweitung der regenerativen Stromerzeugung bewirkt und bewegt erhebliche Finanzierungsvolumina, die größtenteils über eine Umlage auf etwa zwei Drittel des gesamten Stromverbrauchs aufgebracht werden. Der Beitrag des verbleibenden Drittels ist nach wie vor äußerst gering und wird dies im Rahmen der aktuell geltenden Regelungen auch bleiben.

Der Regelsatz der EEG-Umlage ist von ca. 2,05 ct/kWh im Jahr 2010 auf ca. 6,24 ct/kWh im Jahr 2014 gestiegen und konnte für die Jahre 2015 und 2016 auf einem Niveau von leicht über 6 ct/kWh stabilisiert werden. Der steile Anstieg der EEG-Umlage in den Jahren bis 2013 ist vor allem auf die Überlagerung sehr unterschiedlicher und im Wesentlichen gleich gerichteter Entwicklungen entstanden, die sich nicht ohne weiteres wiederholen werden. Aber auch die Stabilisierung der letzten beiden Jahre ist vor allem auf den Sondereffekt des hohen Überschusses auf dem EEG-Konto zurückzuführen, der zukünftig nicht in gleicher Größenordnung wirksam werden wird.

Entscheidend für die Entwicklung der EEG-Umlage sind vor allem die Differenzkosten zwischen den Zahlungen, die die EEG-Anlagenbetreiber erhalten und den Erlösen, die über die Vermarktung des EEG-Stroms erzielt werden können. Hier ergibt sich insbesondere in den Jahren seit 2012 die Herausforderung, dass der Strompreis in erheblichem Maße gesunken ist. Dies ist teilweise auf den massiven Ausbau der erneuerbaren Energien und den damit entstehenden Merit-Order-Effekt zurückzuführen, hat aber auch die massiv rückläufigen Brennstoffpreise und die im Zuge der Krise des EU ETS weiterhin sehr geringen CO<sub>2</sub>-Preise zur Ursache.

Hinsichtlich der Zahlungen an die Anlagenbetreiber ist zu berücksichtigen, dass ein erheblicher Teil davon als Investitionen in die Kostensenkung der regenerativen Stromerzeugung betrachtet werden kann. Für die PV-Stromerzeugung haben diese Investitionen, die aktuell ca. 40% der im EEG entstehenden Differenzkosten ausmachen, im globalen Kontext und in einer entscheidenden Phase erheblich dazu beigetragen, die entsprechenden Kostensenkungen zu ermöglichen. Für Biomasse haben sich diese Innovationsvorleistungen in der vergangenen Dekade nicht materialisieren können bzw. sind auch weiterhin kaum abzusehen. Die zukünftige Rolle der Biomasse wird sich damit weniger im Bereich der bisher mit dem EEG vor allem angereizten Erzeugungsmaximierung als im Kontext der Systemflexibilität ergeben müssen, für die es anderer Anreizstrukturen bedarf. Im Bereich der Offshore-Windenergie steht der Kostensenkungsprozess derzeit am Anfang, hier bleibt abzuwarten, wie schnell sich die hier aktuell und in den nächsten Jahren deutlich ansteigenden Vorleistungen in den erwartbar signifikanten Kostendegressionen niederschlagen können.

## 7. Referenzen

### 7.1. Literatur

- Cludius, J.; Hermann, H.; Matthes, F.Chr.; Graichen, V. (2014): The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008-2016 estimation and distributional implications. *Energy Economics* 44 (2014) pp. 302-213.
- Öko-Institut (2012): Komponentenzerlegung der Umlage zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien über das Erneuerbare Energien Gesetz. Kurzstudie, Berlin, 11. Oktober 2012.
- Öko-Institut (2014a): Vorschlag für eine Reform der Umlage-Mechanismen im Erneuerbare Energien Gesetz (EEG). Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin, Januar 2014.
- Öko-Institut (2014b): Konzept, Gestaltungselemente und Implikationen eines EEG-Vorleistungsfonds. Studie für den Rat für Nachhaltige Entwicklung (RNE), Berlin, 31. März 2014.
- Öko-Institut (2014c): Erneuerbare-Energien-Gesetz 3.0. Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign (Langfassung). Studie im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin, Oktober 2014.

### 7.2. Daten

- 50 Hertz Transmission; Amprion; TenneT; Transnet BW (Übertragungsnetzbetreiber – ÜNB): Konzept der Übertragungsnetzbetreiber zur Prognose und Berechnung der EEG-Umlage nach AusglMechV.
- 50 Hertz Transmission; Amprion; TenneT; Transnet BW (Übertragungsnetzbetreiber – ÜNB): Übersicht der Energieträger spezifischen Referenzmarktwerte.
- 50 Hertz Transmission; Amprion; TenneT; Transnet BW (Übertragungsnetzbetreiber – ÜNB): Online-Hochrechnung der tatsächlichen Erzeugung von Strom aus Solaranlagen.
- 50 Hertz Transmission; Amprion; TenneT; Transnet BW (Übertragungsnetzbetreiber – ÜNB): Online-Hochrechnung der tatsächlichen Erzeugung von Strom aus Windenergieanlagen Onshore.
- 50 Hertz Transmission; Amprion; TenneT; Transnet BW (Übertragungsnetzbetreiber – ÜNB): Online-Hochrechnung der tatsächlichen Erzeugung von Strom aus Windenergieanlagen Offshore.
- 50 Hertz Transmission; Amprion; TenneT; Transnet BW (Übertragungsnetzbetreiber – ÜNB): EEG-Konten-Übersicht.
- 50 Hertz Transmission; Amprion; TenneT; Transnet BW (Übertragungsnetzbetreiber – ÜNB): EEG-Jahresabrechnung.



50 Hertz Transmission; Amprion; TenneT; Transnet BW (Übertragungsnetzbetreiber – ÜNB): EEG-Mittelfristprognose.

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen (AGEB): Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland.

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Bafa): Unternehmen bzw. Unternehmensteile, die im Jahr 2015 an den aufgelisteten Abnahmestellen von der Besonderen Ausgleichsregelung profitieren.

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Bafa): Besondere Ausgleichsregelung. Erste Daten zum Antragsverfahren 2015.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Zeitreihen zur Entwicklung der Kosten des EEG.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi): EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage.

Bundesnetzagentur (BNetzA): EEG in Zahlen.

Bundesnetzagentur (BNetzA): EEG-Statistikbericht.

EPEX Spot /European Energy Exchange (EEX): Market data. Day-ahead-Markt Strom. Marktgebiet Deutschland/Österreich.

European Energy Exchange (EEX): Marktdaten. API 2 CIF ARA (Argus-IHS McCloskey) Coal Futures.

European Energy Exchange (EEX): Marktdaten. Stromfutures mit finanzieller Abwicklung (Phelix Futures). Marktgebiet Deutschland/Österreich.

Öko-Institut/Agora Energiewende: EEG-Rechner für Excel. Berechnungs- und Szenarienmodell zur Ermittlung der EEG-Umlage bis 2035.

PEGAS: Market data. PEGAS Futures NCG. PEGAS.

### 7.3. Rechtsvorschriften

EEG 2000 – Gesetz über den Vorrang erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 29. März 2000. BGBl. 2000, Teil I, Nr. 13, S. 305-309.

EEG 2004 – Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich vom 21. Juli 2004. BGBl. 2004, Teil I, Nr. 40, S. 1918-1930.

EEG 2009 – Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften vom 25. Oktober 2008. BGBl. 2008, Teil I, Nr. 49, S. 2074-2100.

EEG 2012 – Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vom 29. Juli 2011. BGBl. 2011, Teil I, Nr. 44, S. 1634-1678.



EEG 2012 (PV-Novelle) – Gesetz zur Änderung des Rechtsrahmens für Strom aus solarer Strahlungsenergie und zu weiteren Änderungen im Recht der erneuerbaren Energien vom 17. August 2012. BGBl. 2012, Teil I, Nr. 38, S. 1754-1764.

EEG 2014 – Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. 2014, Teil I, Nr. 33, S. 1066-1132), zuletzt geändert durch Artikel 1 des Gesetzes vom 29. Juni 2015 (BGBl. 2015, Teil I, Nr. 25, S. 1010-1011).

StrEG – Gesetz über die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien in das öffentliche Netz (Stromeinspeisungsgesetz) vom 7. Dezember 1990. BGBl. 1990, Teil I, Nr. 67, S. 2633-2634.