

Auf dem Weg zu 100 % Erneuerbaren Energien:

**DER KOSTENBERG IST ÜBERWUNDEN**



# Auf dem Weg zu 100 % Erneuerbaren Energien: DER KOSTENBERG IST ÜBERWUNDEN

## Ein Gutachten für Greenpeace Deutschland

### Auftragnehmer



Dipl.-Ing. Uwe Nestle  
Reventlouallee 28 / 24 105 Kiel  
0431-53677053  
[Uwe.Nestle@EnKliP.de](mailto:Uwe.Nestle@EnKliP.de)  
[www.EnKliP.de](http://www.EnKliP.de)

Kiel, Oktober 2014



## Inhalt

1	Zusammenfassung für Entscheider .....	6
2	Einleitung und Vorbemerkungen .....	9
3	Durchschnittliche Vergütungen von EE-Anlagen einzelner Kalenderjahre (EEG-Jahrgangsvergütungen) .....	11
3.1	Mehr Transparenz für den Kostenvergleich zu konventionellen Energien .....	11
3.2	Was die EEG-Jahrgangsvergütungen zeigen.....	12
3.3	Die Entwicklung der EEG-Jahrgangsvergütungen von 2001 bis 2013 .....	13
4	Anteile der EE-Anlagen einzelner Kalenderjahre an der EEG-Umlage (EEG-Jahrgangsumlagen) .	13
4.1	Mehr Transparenz für die Kosten des historischen und künftigen EE-Ausbaus .....	13
4.2	Was die EEG-Jahrgangsumlagen zeigen .....	14
4.3	Die Entwicklung der EEG-Jahrgangsumlagen von 2001 bis 2013 im Vergleich zur Stromproduktion .....	14
5	Hintergründe zum Wachstum und Rückgang der EEG-Jahrgangsvergütungen und EEG-Jahrgangsumlagen .....	15
6	Vergleich von EEG-Jahrgangsvergütungen und EEG-Jahrgangsumlagen mit der EEG-Umlage ....	17
6.1	Beseitigung des verzerrenden Einflusses der Bestandsanlagen .....	17
6.2	Kostenvergleich zu einer konventionellen Modernisierung des Kraftwerksparks ermöglichen	19
7	ANHANG A: Methodik zur Ermittlung von EEG-Jahrgangsvergütungen und EEG-Jahrgangsumlagen .....	22
7.1	Berechnungsmethodik .....	22
7.1.1	Jahrgangsvergütungen .....	22
7.1.2	Jahrgangsumlagen .....	23
7.2	Eingangsdaten, Annahmen und Vereinfachungen .....	24
7.2.1	Betrachtete Technologien .....	24
7.2.2	Erlöse und Kosten des EEG-Kontos .....	24
7.2.3	Vergütungen für die EE-Sparten .....	24
8	Anhang B: Datengerüste .....	28
9	Literaturverzeichnis .....	30



# 1 ZUSAMMENFASSUNG FÜR ENTSCHEIDER

## Schon vor der jüngsten EEG-Novelle war der „Kostenberg“ überwunden

Die grundsätzlichen Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) durch dessen jüngste Novelle wurden maßgeblich mit der Begrenzung der Kosten begründet – das gilt insbesondere für die jährliche Ausbauobergrenze für Erneuerbare Energien (EE). Auch die in Vorbereitung befindliche nächste EEG-Novelle, mit der die vollständige Umstellung auf ein Ausschreibungssystem bis spätestens 2017 geplant ist, wird mit dem Argument begründet, das EEG sei zu teuer. Anhand der beiden Indikatoren „EEG-Jahrgangsvergütung“ und „EEG-Jahgangsumlage“, die jeweils die Kosten eines Jahrgangs EEG-finanzierter Anlagen beschreiben, ist aber klar erkennbar: Der „Kostenberg“ war bereits im Jahr 2013 überwunden, auf Grundlage des EEG, das bis zu seiner Novelle zum 1.8.2014 galt (Abbildung 1 und 2). Ferner waren bereits in diesem „alten EEG“ praktisch für keine Technologien mehr Vergütungen festgeschrieben, die auch nur annähernd so hoch waren wie die Photovoltaik-Vergütungen noch vor wenigen Jahren.

Entsprechend sind sowohl die jüngste als auch die geplante EEG-Novelle hinsichtlich einer Kostenbegrenzung obsolet. Es ist aber zu befürchten, dass sie erhebliche Auswirkungen auf den künftigen EE-Ausbau haben werden, so dass beispielsweise sowohl die Akteursvielfalt als auch die Ausbaugeschwindigkeit abnehmen dürften. So wird es kaum möglich sein, mit dem gebremsten EE-Ausbau Deutschlands verpflichtendes Ziel gegenüber der Europäischen Union zur Steigerung des EE-Anteils am gesamten Energieverbrauch zu erreichen. Gleiches gilt für die von der Bundesregierung international zugesagte Senkung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis 2020 (Prognos et al. 2014; Nitsch 2014). Auch Umweltministerin Barbara Hendricks bestätigt, dass bis 2020 ohne weitere Maßnahmen nur 33 % der Treibhausgasemissionen reduziert werden können (BMUB 2014).

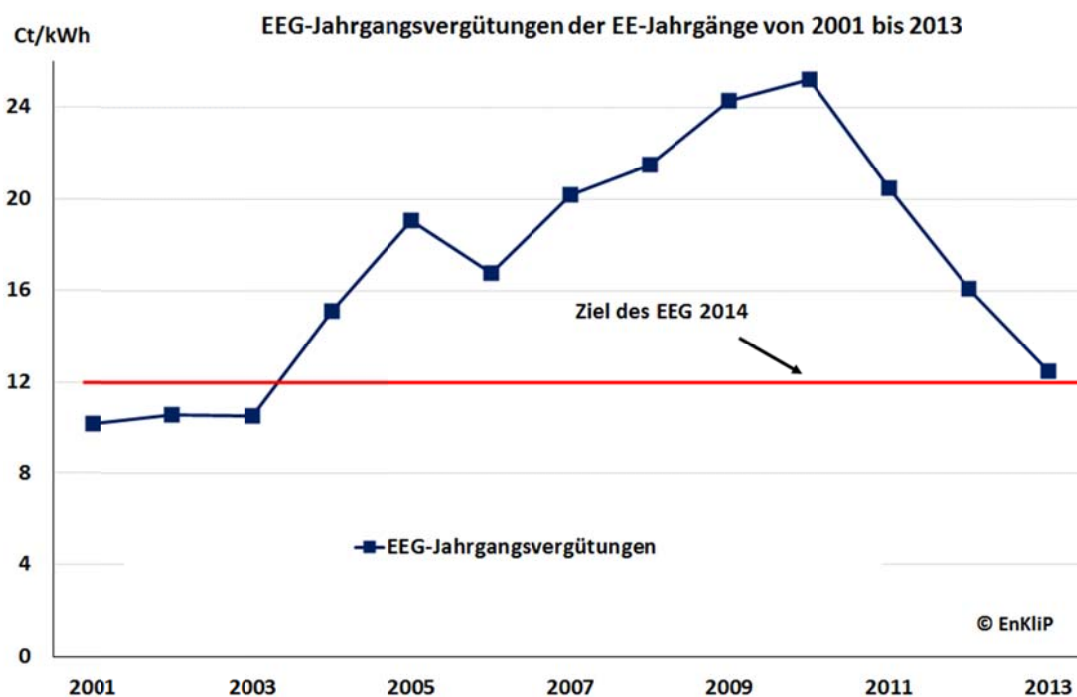


Abbildung 1: Durchschnittliche Vergütungen der EEG-Jahrgänge 2001 bis 2013 (EEG-Jahgangsvergütungen) im Vergleich zum Ziel der Bundesregierung (eigene Darstellung)

### Nach 2010 fielen die Kosten rasant – das Kostenziel des neuen EEG ist schon fast erreicht

Die Kosten beim Ausbau der Erneuerbaren Energien im Strombereich erreichten im Jahr 2010 ihr Maximum (siehe Abbildungen 1 und 2). Die Jahre 2009 bis 2011 waren dabei mit Abstand die teuersten. Vor allem aufgrund der massiven Kostensenkung bei der Photovoltaik reduzierten sich die Kosten für die Verbraucher für den aktuellen EE-Ausbau seit 2011 rasant. Auch bei der Biomasseverstromung haben die sinkenden Vergütungen und der seit 2012 abnehmende Zubau zu den niedrigeren Kosten beigetragen. So liegt die EEG-Jahrgangsvergütung des Jahres 2013 – damit wird die Durchschnittsvergütung für Anlagen beschrieben, die 2013 ans Netz gingen – bei rund 12,5 Ct/kWh. Die EEG-Jahrgangsvergütung von 2010 beträgt 25 Ct/kWh. Somit ist sie gegenüber 2010 auf die Hälfte gefallen und liegt kaum noch spürbar über dem Niveau von 12 Ct/kWh, das die Bundesregierung mit dem neuen EEG erreichen will (Abbildung 3). Die EEG-Jahrgangsumlage des Jahres 2013 – also der Beitrag der Anlagen, die im Jahr 2013 ans Netz gingen, zur EEG-Umlage – ist noch stärker gefallen, um knapp zwei Drittel gegenüber 2010. Und dies, obwohl die 2013er EE-Anlagen in etwa die gleiche Strommenge erzeugen wie die Anlagen aus dem Jahr 2010.

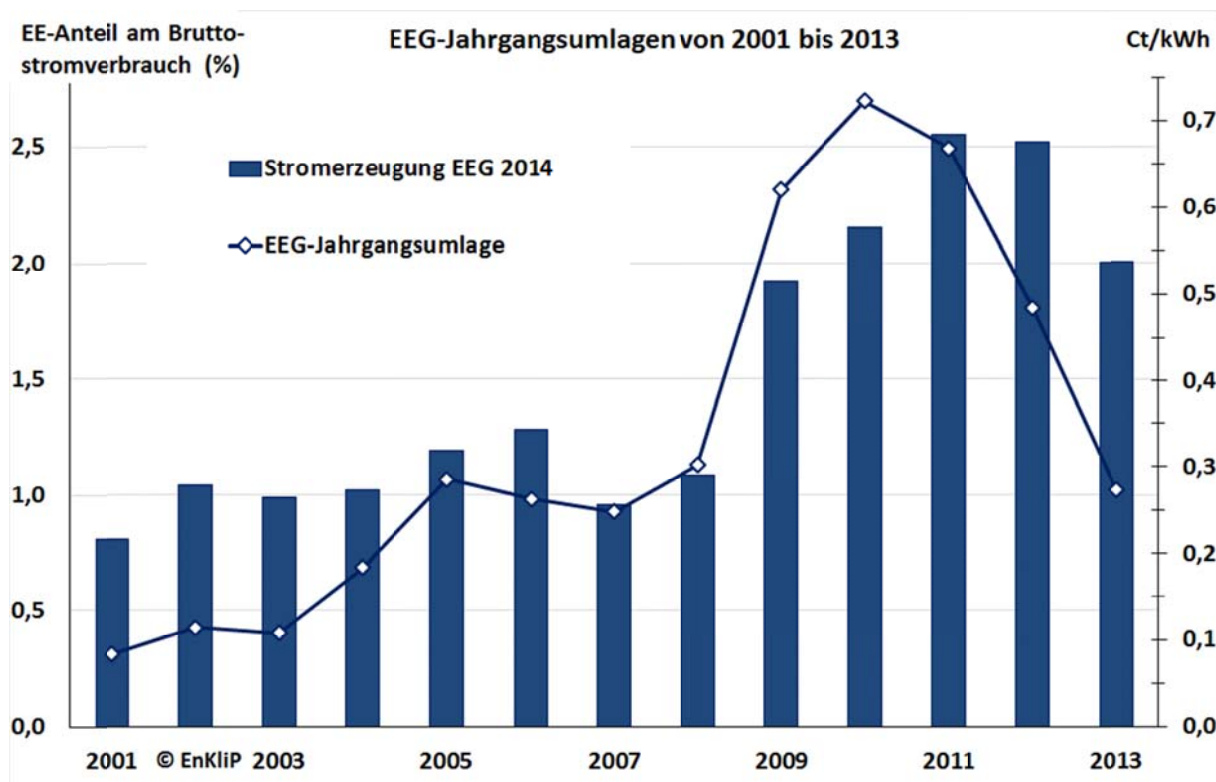


Abbildung 2: Anteile an der EEG-Umlage, die durch die Installation von EE-Anlagen in den Kalenderjahren 2001 bis 2013 verursacht werden (EEG-Jahrgangsumlagen), und die jährliche Stromproduktion dieser EE-Jahrgänge als Anteil an der Bruttostromproduktion (eigene Darstellung)

### Keine Gefahr mehr für einen neuen „Kostenberg“ – unabhängig von der EEG-Novelle

Alle zukünftig relevanten Technologien der Erneuerbaren Energien haben heute Stromgestehungskosten, die deutlich unter den früheren vergleichsweise hohen Kosten der Photovoltaik liegen. Daher erscheint es ausgeschlossen, dass der EE-Ausbau nochmals Kosten verursachen könnte, die mit denen der Jahre 2009 bis 2011 vergleichbar wären – selbst wenn das EEG nicht grundsätzlich reformiert worden wäre. Das gilt auch, wenn die EEG-Jahrgangsumlage für



2014 aufgrund des stark steigenden Zubaus bei Offshore-Windenergie wieder leicht steigen sollte – was zu erwarten ist. Denn wegen der langen Vorlaufzeit beim Bau von Offshore-Windparks ist für die kommenden Jahre absehbar, dass der Zubau begrenzt sein wird.

### **Begrenzung des Ausbaus von Wind an Land und Photovoltaik ökonomisch nicht begründbar**

Die notwendigen Vergütungen bei Windenergie an Land und Photovoltaik liegen heute unter den volkswirtschaftlichen Kosten neuer konventioneller Kraftwerke, zu denen auch die durch sie verursachten Umweltschadenskosten zählen. Sie sind höchstens geringfügig höher als die betriebswirtschaftlichen Kosten neuer konventioneller Kraftwerke, bei denen die Umweltkosten und bestehenden Subventionen nicht berücksichtigt werden. Ein beschleunigter Ausbau dieser beiden EE-Sparten würde die EEG-Umlage kaum mehr steigen lassen. Er würde aber den EE-Anteil schneller steigen lassen und dazu beitragen, dass Deutschland seine internationalen Klimaschutzverpflichtungen erfüllt, unabhängiger wird von den Importen fossiler Energieträger und die Umweltbelastungen vor Ort zurückgehen. Eine Begrenzung des Ausbaus von Wind an Land und Photovoltaik ist somit nicht mit ökonomischen Argumenten begründbar, solange das Ziel der vollständigen Versorgung mit Erneuerbaren Energien noch in weiter Ferne liegt und eine Modernisierung des bestehenden konventionellen Kraftwerksparks ohnehin notwendig ist, insbesondere auch aus Klimaschutzgründen. Darüber hinaus würde die Bundesregierung ihr Ziel, die durchschnittliche Vergütung von Neuanlagen auf unter 12 Ct/kWh zu senken, schneller erreichen, wenn sie den Zubau von EE-Anlagen mit Vergütungen unter 12 Ct/kWh beschleunigen statt begrenzen würde.

### **EEG-Jahrgangsvergütungen und EEG-Jahrgangsumlagen liefern wichtige zusätzliche Informationen**

Eine Versachlichung der Debatte zum EEG ist für eine sachorientierte und zielgerichtete Politik dringend notwendig. Diese ist nur möglich auf Basis von Informationen darüber, wo relevante Kosten verursacht werden und wo nicht. Genau dies zeigen übersichtlich und transparent die Indikatoren „EEG-Jahrgangsvergütung“ und „EEG-Jahrgangsumlage“. Vergleichbare Informationen sind weder aus der EEG-Umlage noch aus deren jährlichen Änderung ablesbar. Die EEG-Jahrgangsvergütung gibt die durchschnittliche Vergütung aller in einem Kalenderjahr ans Netz gegangenen EE-Anlagen wieder. Die EEG-Jahrgangsumlage zeigt den Beitrag einzelner Anlagen-Jahrgänge zur heutigen EEG-Umlage. Die beiden Indikatoren lassen somit klar erkennen, wann und von welchen Sparten Kosten verursacht worden sind und werden. Für eine sachliche Debatte wäre es hilfreich, wenn diese oder andere Indikatoren offiziell ermittelt und veröffentlicht würden, die belastbare Informationen über die Kosten des aktuellen und zukünftigen EE-Ausbaus liefern.

### **Vor Einführung eines neuen offiziellen Indikators ist ein Konsultationsprozess notwendig**

Die hier vorgestellten Indikatoren orientieren sich stark an den bisher in der politischen Diskussion verwendeten Kostenangaben wie den EEG-Vergütungen und der EEG-Umlage. Sie vernachlässigen aber, dass die konventionellen Energien deutlich höhere Umweltkosten verursachen als die Erneuerbaren Energien und dass bei der ohnehin bald anstehenden Modernisierung des Kraftwerksparks auch dann Kosten für den Stromkunden anfallen, wenn sie auf Basis konventioneller Energien durchgeführt würde. Auch die EEG-Jahrgangsumlage gibt daher, wie die EEG-Umlage, zu hohe Kosten für den EE-Ausbau an. Vor diesem Hintergrund sollte die Bundesregierung, bevor sie neue offizielle Indikatoren einführt, in einem Konsultationsprozess mit den wichtigsten Akteuren über die am besten geeigneten Indikatoren diskutieren. Nur so ist eine ausreichende Akzeptanz zu erreichen.

## 2 EINLEITUNG UND VORBEMERKUNGEN

Die EEG-Umlage gibt die Kosten an, die durch alle seit 1991 ans Netz gegangenen und nach dem EEG vergüteten EE-Anlagen für die Stromverbraucher anfallen. An ihr ist nicht erkennbar, wie hoch die Kosten für diejenigen Anlagen sind, die in einem bestimmten Kalenderjahr ans Netz gegangen sind. Entsprechend gibt die EEG-Umlage keine Hinweise zu den Kosten, die durch den aktuellen EE-Ausbau der Erneuerbaren Energien entstehen. Um solche Hinweise zu erhalten, werden im vorliegenden Gutachten die Kosten ermittelt, dargestellt und diskutiert, die durch die in einem Kalenderjahr ans Netz gegangenen EE-Anlagen (EE-Jahrgang) entstanden sind. Damit soll mehr Kostentransparenz geschaffen werden.

Zunächst wird in Kapitel 3 die durchschnittliche EEG-Vergütung eines bestimmten EE-Jahrgangs – die „EEG-Jahrgangsvergütung“ – ermittelt und dargestellt. Dies liefert die Grundlage für den systematischen Vergleich mit den Kosten neuer konventioneller Kraftwerke. Ferner verfolgt die Bundesregierung nach eigenen Angaben mit dem jüngst novellierten EEG das Ziel, die durchschnittliche Vergütung neuer Anlagen auf unter 12 Ct/kWh zu senken (Abbildung 3). Entsprechend ist es hilfreich zu wissen, wie hoch die Durchschnittsvergütungen gerade der vergangenen EE-Jahrgänge waren.

Anschließend wird in Kapitel 4 der Anteil eines EE-Jahrgangs an der heutigen EEG-Umlage ermittelt und dargestellt. Diese „EEG-Jahrgangsumlage“ orientiert sich an der bekannten EEG-Umlage, die ein Kostenfaktor für die Stromkunden ist. Sie erfährt aufgrund ihres starken Wachstums in den letzten Jahren hohe Aufmerksamkeit in Medien, Politik und Zivilgesellschaft.

Der starke Anstieg der Kosten bis 2010 und das anschließende rasante Absinken werden in Kapitel 5 anhand von Hintergrundinformationen diskutiert. Verantwortlich für die Kosten eines EE-Jahrgangs – also für die EEG-Jahrgangsvergütung und für die EEG-Jahrgangsumlage – ist dabei jeweils die Version des EEG, die im entsprechenden Jahr gültig war. Denn seit dem Jahr 2000 wird mit den jeweils geltenden Fassungen des EEG festgelegt, welche Vergütungen pro eingespeister Strommenge für bestimmte in einem konkreten Jahr neu ans Netz angeschlossene EE-Anlagen zu zahlen sind – und zwar für den Zeitraum von in der Regel 20 Jahren. Das bedeutet, dass EE-Anlagen, die seit dem Jahr 2000 ans Netz gegangen sind, auch heute noch die Vergütungen erhalten, die im Jahr ihrer Inbetriebnahme im jeweils gültigen EEG definiert waren.

Kapitel 6 zeigt, dass die Veränderungen der EEG-Umlage nicht allein vom EE-Zubau bestimmt sind. Vielmehr hängt die EEG-Umlage stark von verschiedenen Parametern ab, die mit dem aktuellen EE-Ausbau nicht in Zusammenhang stehen. Entsprechend wird in diesem Gutachten untersucht, inwiefern einerseits die EEG-Umlage und andererseits ihre jährliche Änderung Hinweise auf die aktuellen Kosten des EE-Ausbaus geben können. Genau diese Information liefert die EEG-Jahrgangsumlage treffsicher, weswegen sie ein wichtiger Indikator für die politische Willensbildung sein kann.

Um den Rechen- und Rechercheaufwand im Rahmen dieser Studie auf einen angemessenen Umfang zu begrenzen, wurden verschiedene Vereinfachungen und Schätzungen vorgenommen (siehe Anhang A). Insbesondere wurden nur die vier bedeutendsten Sparten der Erneuerbaren Energien betrachtet: Windenergie an Land, Offshore-Windenergie, Photovoltaik und Biomasse. Diese EE-Sparten erzeugen rund 94 % des gesamten über das EEG finanzierten Stroms und sind für rund 97 % der gesamten EEG-Vergütungen verantwortlich. In der jüngeren Vergangenheit wurden diese vier EE-Sparten noch

dominanter. Bei den im Jahr 2013 ans Netz gegangenen Anlagen decken sie über 99 % der Stromerzeugung und der EEG-Vergütungen ab (50Herz Transmission et al. 2012, 2013). Damit ist die aufgrund der Begrenzung auf diese Sparten entstehende Ungenauigkeit vernachlässigbar.

### **EEG-Vergütung**

Mit der EEG-Vergütung werden Erzeugung und Netzeinspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien finanziert. Sie wird im EEG festgelegt und von den Netzbetreibern pro Kilowattstunde an die Anlagenbetreiber ausgezahlt. Die EEG-Vergütung ist abhängig von der verwendeten Technologie, wie beispielsweise Windenergie oder Photovoltaik, von der Größe der Anlage und bei Biomasse zusätzlich von der Art von Biomasse.

Die Vergütung bleibt für eine konkrete Anlage in der Regel über 20 Jahre konstant. Im Falle der Windenergie gibt es in den ersten Jahren eine erhöhte Anfangs- und anschließend eine niedrigere Basisvergütung. Anlagen, die in einem späteren Kalenderjahr, bei Photovoltaik in einem späteren Monat, ans Netz gehen, erhalten ggf. eine niedrigere Vergütung. Bei der Novelle des EEG änderten sich die Vergütungen für bereits bestehende Anlagen bislang nicht, sondern nur die Vergütungen für zukünftige Anlagen.

### **EEG-Umlage**

Die den Netzbetreibern entstehenden Nettokosten werden mit der EEG-Umlage auf die Stromverbraucher umgelegt. Neben den Kosten durch die Auszahlung der EEG-Vergütungen haben die Netzbetreiber Einnahmen aus dem Verkauf des eingespeisten EE-Stroms an der Börse. Bei der Ermittlung der EEG-Umlage werden diese Einnahmen von den gesamten an die Anlagenbetreiber ausgezahlten Vergütungen abgezogen. Anschließend werden die Differenzkosten – oder Bruttokosten – auf die Stromverbraucher umgelegt, anteilig zu deren Stromverbrauch. Die stromintensivere Industrie muss nur eine deutlich verminderte EEG-Umlage bezahlen.

Mit der Umlage werden die Differenzkosten des gesamten Anlagenbestandes umgelegt, der nach EEG vergütet wird (siehe auch Kapitel 6).

### **EE-Jahrgang**

Ein EE-Jahrgang sind alle Anlagen, die in einem bestimmten Kalenderjahr ans Netz gegangen sind und nach EEG vergütet werden.

### **EEG-Jahrgangsvergütung**

Die EEG-Jahrgangsvergütung gibt die durchschnittlichen EEG-Vergütungen aller Anlagen eines bestimmten EE-Jahrgangs wieder (siehe auch Kapitel 3.2).

### **EEG-Jahrgangsumlage**

Die EEG-Jahrgangsumlage bezeichnet den Anteil eines bestimmten EE-Jahrgangs an der heutigen EEG-Umlage (siehe auch Kapitel 4.2).

### **3 DURCHSCHNITTLICHE VERGÜTUNGEN VON EE-ANLAGEN EINZELNER KALENDERJAHRE (EEG-JAHRGANGSVERGÜTUNGEN)**

Der in diesem Kapitel eingeführte und dargestellte Indikator gibt die durchschnittlichen Vergütungen von EEG-finanzierten Anlagen wieder, die in einem bestimmten Kalenderjahr ans Netz gegangen sind. Diese „EEG-Jahrgangsvergütung“ schwankt entsprechend von Kalenderjahr zu Kalenderjahr und reagiert auf die dynamische Entwicklung sowohl des EE-Ausbaus als auch der EEG-Vergütungen pro Kilowattstunde.

#### **3.1 Mehr Transparenz für den Kostenvergleich zu konventionellen Energien**

Für den Vergleich der Kosten verschiedener Stromerzeugungstechnologien werden häufig die Stromgestehungskosten verwendet. Die EEG-Vergütungen können dabei als Obergrenze für die Stromgestehungskosten der Erneuerbaren Energien verstanden werden. Denn nur bei niedrigeren Stromgestehungskosten ist es für Investoren wirtschaftlich, auf Grundlage dieser Vergütungen eine Investition zu tätigen.<sup>1</sup> Die durchschnittlichen EEG-Vergütungen können dann mit den Kosten anderer Technologien verglichen werden (siehe hierzu beispielsweise (AEE 2014; HBS 2014)).

Anders als bei der EEG-Umlage werden beim Vergleich der Stromgestehungskosten die Kosten neuer EE-Anlagen mit den Kosten neuer konventioneller Anlagen verglichen. Dieser Vergleich ist sinnvoll, da unabhängig von der Energiewende in absehbarer Zeit eine ökologische Modernisierung des deutschen Kraftwerksparkes ansteht (siehe Kapitel 6.2). Für diese Modernisierung sind Investitionen notwendig, was zwangsläufig zu Kosten beim Verbraucher führt. Zwar hat die Politik entschieden, dass das Ziel eine regenerative Energieversorgung ist. Dennoch ist es richtig, die Kosten dieses Weges mit den Kosten alternativer Optionen für die notwendige Modernisierung des Kraftwerksparkes zu vergleichen.

Angesichts der sich ständig verändernden Kosten im Energiebereich, insbesondere bei den Erneuerbaren Energien, ist es dabei besonders relevant, wie sich die Vergütungen in den vergangenen Jahren verändert haben – und wie hoch sie heute sind. Nur mit solchen Informationen können sachlich fundierte Entscheidungen getroffen werden.

So hat sich die Bundesregierung selbst das Ziel gesetzt, „die durchschnittliche Vergütung für Erneuerbare Energien [...] von derzeit ca. 17 Cent pro Kilowattstunde (kWh) auf künftig 12 Cent/kWh für Neuanlagen“ zu senken (BMWi 2014c). Die 17 Cent/kWh beziehen sich dabei auf alle Bestandsanlagen (Abbildung 3). Mit diesem Ziel der Kostensenkung wird sowohl die aktuelle als auch die für 2016 geplante Novelle des EEG begründet. Um besser nachvollziehen zu können, inwiefern dieses Ziel anspruchsvoll und erreichbar ist, ist es notwendig, nicht nur den bisherigen Durchschnittswert über alle Anlagen zu kennen. Vielmehr muss die Entwicklung der letzten Jahre und der Status Quo bekannt sein, um zu beurteilen, wie anspruchsvoll oder hilfreich dieses Ziel ist.

<sup>1</sup> Im Fall von teilweise oder vollständig selbst verbrauchtem EE-Strom, insbesondere aus Photovoltaikanlagen, können die tatsächlichen Stromgestehungskosten über der EEG-Vergütung liegen. Denn durch die Einsparung des Strombezugs vom Stromhändler, der deutlich teurer ist als die EEG-Vergütungen, rentieren sich Eigenverbrauchsanlagen auch bei EEG-Vergütungen, die unter den Stromgestehungskosten liegen.

### Herausforderungen für eine kosteneffiziente Energiewende

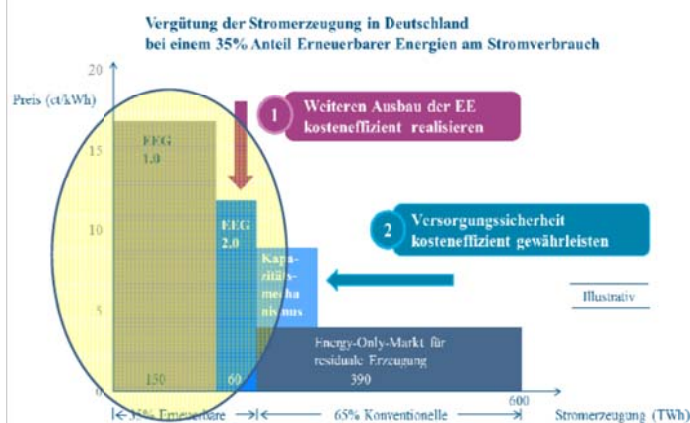


Abbildung 3: Darstellung des Bundeswirtschaftsministeriums zur Vergütung der Stromerzeugung in Deutschland, insbesondere bezüglich der Vergütungen der bisherigen Versionen des EEG („EEG 1.0“) und des neuen EEG 2014 („EEG 2.0“). Quelle: (BMWi 2014a), Hervorhebung durch den Autor

Daher sind die durchschnittlichen Vergütungen von EE-Anlagen, die in einem Kalenderjahr ans Netz gegangen sind, ein wertvoller Indikator für die Kosten des EE-Ausbaus. Die „EEG-Jahrgangsvergütungen“ werden im Folgenden dargestellt und diskutiert.

### 3.2 Was die EEG-Jahrgangsvergütungen zeigen

Die EEG-Jahrgangsvergütungen geben die durchschnittlichen EEG-Vergütungen wieder, die diejenigen Anlagen erhalten, die in einem bestimmten Kalenderjahr ans Netz gegangen sind (EE-Jahrgang). Sie sind direkte Folge des im entsprechenden Jahr geltenden EEG. Denn die in der jeweils gültigen Fassung des EEG festgelegten Vergütungen gelten für diese Anlagen noch heute. Die Höhe einer EEG-Jahrgangsvergütung kann somit heute praktisch nicht mehr geändert werden. So wurden die EEG-Vergütungen in Deutschland bislang rückwirkend nicht gesenkt. Gründe sind insbesondere der im Grundgesetz verbriefte Bestandsschutz sowie der Erhalt des Vertrauens der Wirtschaft in eine konsistente Energiepolitik.

Allerdings haben manche EEG-Novellen den Betreibern von EE-Bestandsanlagen die Möglichkeit eröffnet, bei entsprechenden Gegenleistungen die Vergütungen für ihre Anlagen zu erhöhen. Nennenswert sind hier insbesondere der Systemdienstleistungsbonus (SDL-Bonus) für Windenergieanlagen an Land für die zusätzliche Erfüllung bestimmter technischer Anforderungen sowie die im Rahmen der Marktprämie eingeführte Managementprämie, die Anlagenbetreiber erhalten, wenn sie von der festen Einspeisevergütung in die Direktvermarktung wechseln. Diese zusätzlichen Vergütungen, die auch für Bestandsanlagen nachträglich eingeführt wurden, sind in den EEG-Jahrgangsvergütungen berücksichtigt. Die Managementprämie beispielsweise hat an der EEG-Jahrgangsvergütung von 2013 einen Anteil von rund 0,4 Ct/kWh, zusammen mit dem SDL-Bonus liegt der Anteil bei gut 0,6 Ct/kWh.

Bei der Ermittlung der EEG-Jahrgangsvergütungen wurde u.a. die unterschiedliche Stromproduktion der verschiedenen EE-Anlagen berücksichtigt. Da beispielsweise Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) zu Beginn der 2000er-Jahre zwar eine sehr hohe Vergütung von teilweise über 50 Ct/kWh erhielten, der jährliche Zubau aber noch sehr gering war, haben sie in diesen Jahren nur einen schwachen Einfluss auf die Durchschnittsvergütung eines gesamten EE-Jahrgangs (Details zur Ermittlung der EEG-Jahrgangsvergütung siehe Anhang A).

### **3.3 Die Entwicklung der EEG-Jahrgangvergütungen von 2001 bis 2013**

In den ersten Jahren des EEG liegen die EEG-Jahrgangvergütungen mit rund 10 Ct/kWh auf einem sehr niedrigen Niveau. Sie steigen ab 2004 auf ein Maximum von über 25 Ct/kWh im Jahr 2010, um danach wieder deutlich und schnell zu sinken. Die EEG-Jahrgangvergütung des Jahres 2013 ist mit rund 12,5 Ct/kWh nur noch halb so hoch wie das Maximum des Jahres 2010 und liegt nur wenig über dem Ziel von 12 Ct/kWh, das die Bundesregierung für die Novelle des EEG definiert hat (siehe Abbildung 1).

Eine ausführlichere Diskussion des zeitlichen Verlaufs der EEG-Jahrgangvergütungen mit Hintergrundinformationen wird gemeinsam mit den EEG-Jahrgangsumlagen in Kapitel 5 vorgenommen.

## **4 ANTEILE DER EE-ANLAGEN EINZELNER KALENDERJAHRE AN DER EEG-UMLAGE (EEG-JAHRGANGSUMLAGEN)**

Der in diesem Kapitel eingeführte und dargestellte Indikator basiert auf der Systematik der EEG-Umlage. Mit ihm wird die EEG-Umlage von 2014 praktisch in einzelne EEG-Umlagen für jedes Kalenderjahr aufgesplittet (EEG-Jahrgangsumlagen). Somit wird der Beitrag der EE-Anlagen eines jeden Kalenderjahres zur heutigen EEG-Umlage erkennbar. Dieser schwankt ähnlich der EEG-Jahrgangvergütung von Kalenderjahr zu Kalenderjahr und reagiert auf die dynamische Entwicklung sowohl des EE-Ausbaus als auch der EEG-Vergütungen pro Kilowattstunde.

### **4.1 Mehr Transparenz für die Kosten des historischen und künftigen EE-Ausbaus**

Die im vorigen Kapitel diskutierten EEG-Jahrgangvergütungen zeigen zwar deutlich, wie stark die durchschnittliche Förderung der Erneuerbaren Energien pro erzeugter Strommenge in den letzten Jahren gesunken ist. Sie geben aber keinen Hinweis darauf, wie hoch die Kosten der einzelnen EE-Jahrgänge in Cent und Euro für die Verbraucher sind. Vielmehr findet sich auf der Stromrechnung die Höhe der EEG-Umlage als einziger vermeintlicher Hinweis auf diese Kosten. In der politischen Diskussion spielt sie eine große Rolle, gibt aber tatsächlich keinerlei Auskunft über die Entwicklung der Kosten und über die Kosten des weiteren Ausbaus (siehe Kapitel 6.1). Genau diese Informationen, also eine Aussage darüber, wie teuer der EE-Ausbau beispielsweise des vergangenen oder des kommenden Jahres war bzw. sein wird, ist wichtig bei der Diskussion über die Gestaltung des zukünftigen EE-Ausbaus.

Denn während die Kosten der bereits ans Netz angeschlossenen EE-Anlagen von Bundesregierung und Bundestag kaum zu beeinflussen sind, kann die Politik die Bedingungen für die Finanzierung neuer EE-Anlagen sehr wohl gestalten und damit Einfluss auf deren Kosten ausüben. Entsprechend wurde die Bundesregierung Ende 2013 aus dem Deutschen Bundestag heraus gefragt, wie hoch „der Einfluss der zugebauten Neuanlagen auf die steigende Umlage“ sei.

Obwohl die Bundesregierung die Antwort hierauf schuldig blieb (Bundesregierung 2013), wurde die jüngste EEG-Novelle mit der Argumentation durchgesetzt, dass damit die „Kostenexplosion“ durchbrochen würde (BMWi 2014c). Mit derselben Argumentation soll 2016 eine weitere EEG-

Novelle beschlossen werden. Anhand der EEG-Jahrgangsumlagen lässt sich nachvollziehen, inwieweit ein Problem der „Kostenexplosion“ tatsächlich noch aktuell ist und inwieweit die bereits umgesetzten oder geplanten Änderungen des EEG zur Kostensenkung beitragen können.

## 4.2 Was die EEG-Jahrgangsumlagen zeigen

Die EEG-Jahrgangsumlagen geben die durchschnittlichen Kosten wieder, die den Stromverbrauchern durch EE-Anlagen entstehen, die in einem bestimmten Kalenderjahr ans Netz gegangen sind (EE-Jahrgang). Anders formuliert: Sie weisen den Anteil aus, den ein bestimmter EE-Jahrgang an der heutigen EEG-Umlage hat. Die EEG-Jahrgangsumlagen sind wie die EEG-Jahrgangsvergütungen direkte Folge des im entsprechenden Jahr geltenden EEG (siehe Kapitel 3.2). Die Höhe einer EEG-Jahrgangsumlage für historische EE-Jahrgänge kann somit heute nur noch sehr eingeschränkt und nur indirekt durch den Gesetzgeber geändert werden.

Die Ermittlung der EEG-Jahrgangsumlagen basiert auf den für die Ermittlung der EEG-Jahrgangsvergütungen verwendeten Daten und Annahmen (siehe Kapitel 3.2 und Anhang A und B). Darüber hinaus wurden für alle EE-Jahrgänge einheitlich Annahmen der Übertragungsnetzbetreiber verwendet, die sie bei der Festlegung der EEG-Umlage 2014 zugrunde legten. Dies betrifft insbesondere den durchschnittlichen Strompreis an der Börse für 2014 und die nicht begünstigte Strommenge. Dadurch wird ein Vergleich der verschiedenen EEG-Jahrgangsumlagen möglich.

Es sei aber darauf hingewiesen, dass auch die EEG-Jahrgangsumlagen nicht die tatsächlichen Mehrkosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien gegenüber konventionellen Energien wiedergeben. Die ohnehin notwendige Modernisierung des Kraftwerksparks würde auch dann zu vergleichbaren Kosten für die Stromverbraucher führen, wenn sie nicht auf Basis Erneuerbarer Energien durchgeführt würde. Die Mehrkosten des EE-Ausbaus sind damit deutlich geringer, als die EEG-Umlage und die EEG-Jahrgangsumlagen suggerieren (siehe Kapitel 6.2).

## 4.3 Die Entwicklung der EEG-Jahrgangsumlagen von 2001 bis 2013 im Vergleich zur Stromproduktion

Der zeitliche Verlauf der EEG-Jahrgangsumlagen entspricht weitgehend dem der EEG-Jahrgangsvergütungen. Allerdings reduziert sich die EEG-Jahrgangsumlage gegenüber dem Maximum im Jahr 2010 auf fast ein Drittel im Jahr 2013, während die EEG-Jahrgangsvergütung in dieser Zeit „nur“ auf rund die Hälfte sinkt (siehe Abbildung 2). Die Kosteneinsparungen beim Stromkunden sind also spürbar höher, als die Entwicklung der EEG-Jahrgangsvergütung suggeriert. Dies ist insofern bemerkenswert, als die Stromproduktion des EE-Jahrgangs 2013 kaum geringer ist als die des EE-Jahrgangs 2010.<sup>2</sup> Zwischen 2010 und 2012 steigt sogar die Stromproduktion der EE-Jahrgänge, während die EEG-Jahrgangsumlagen sinken. Das zeigt, dass es nicht allein die erzeugte und nach EEG

---

<sup>2</sup> Zum Grund für das relativ stärkere Absinken der EEG-Jahrgangsumlage gegenüber dem Absinken der EEG-Jahrgangsvergütung bei ähnlicher Stromproduktion der EE-Jahrgänge: Bei der Ermittlung der EEG-Jahrgangsvergütung sind die Vergütungshöhen selbst entscheidend, bei der Ermittlung der EEG-Jahrgangsumlage die EEG-Vergütungen abzüglich des Strompreises an der Börse. Bezüglich der prozentualen Absenkung ist somit bei der EEG-Jahrgangsumlage die Bezugsgröße kleiner als bei der EEG-Jahrgangsvergütung. Daher hat eine sinkende Durchschnittsvergütung prozentual eine stärkere Auswirkung auf die EEG-Jahrgangsumlage als auf die EEG-Jahrgangsvergütung.

vergütete Strommenge ist, die Einfluss auf die Kosten des EE-Ausbaus hat, sondern dass ein schnellerer Ausbau auch mit sinkenden Kosten verbunden sein kann.

Daher lohnt es sich, genauer zu betrachten, wie die teils starken Schwankungen sowohl der EEG-Jahrgangsumlagen als auch der EEG-Jahrgangsvergütungen zu erklären sind. Dies steht im Mittelpunkt des folgenden Kapitels 5.

## **5 HINTERGRÜNDE ZUM WACHSTUM UND RÜCKGANG DER EEG-JAHRGANGSVERGÜTUNGEN UND EEG-JAHRGANGSUMLAGEN**

### **Kostengünstiger Ausbau der ersten 2000er-Jahrgänge**

Zu Beginn der 2000er-Jahre wurden fast ausschließlich Windenergieanlagen und kleine Wasserkraftwerke zugebaut, wobei letztere hier nicht betrachtet werden (siehe Kapitel 2 und Anhang A). Die durchschnittliche Vergütung für Windenergieanlagen aus dieser Zeit liegt bei rund 9,5 Ct/kWh, inklusive Managementprämie und SDL-Bonus. Die Vergütung für Biomasseanlagen dieser Jahrgänge liegt nach EEG 2000 unter 10 Ct/kWh, ein kostenrelevanter Zubau von PV-Anlagen war zu jener Zeit noch nicht eingetreten. Entsprechend bewegen sich die EEG-Jahrgangsumlagen bis 2003 mit rund 0,1 Ct/kWh auf einem sehr niedrigen Niveau. Wäre der Ausbau in dieser Art und Weise fortgeführt worden, läge die EEG-Umlage heute bei nur rund 1,5 Ct/kWh – die Ausbaugeschwindigkeit der Erneuerbaren Energien wäre aber im Vergleich zum tatsächlichen Ausbau nur halb so groß gewesen. Ferner hätten sich die technologischen Innovationen insbesondere bei der Photovoltaik mit der massiven Kostensenkung nicht in diesem Maße realisiert. Diese durch das EEG maßgeblich induzierte Entwicklung kann als einer der wichtigsten Beiträge Deutschlands zum globalen Klimaschutz und zu einer nachhaltigen Entwicklungshilfe verstanden werden.

### **Erster leichter Anstieg der Kosten bei den Jahrgängen 2004 bis 2008**

Beginnend mit dem Jahr 2004 wuchs anderen EE-Technologien neben Windenergie und Wasserkraft eine größere Rolle zu. Der Zubau von PV-Anlagen verfünffachte sich von 139 MW im Jahr 2003 auf 670 MW im Jahr 2004. Die Auswirkungen auf die EEG-Jahrgangsvergütung und die EEG-Jahrgangsumlage sind deutlich sichtbar. Letztere wächst um 70 %, obwohl PV-Anlagen nur rund 11 % der Stromproduktion des EE-Jahrgangs 2004 ausmachen.

Zwar stieg die Ausbaugeschwindigkeit bei der Photovoltaik in den Folgejahren zunächst nicht mehr ganz so schnell, hinzu kam aber eine deutliche Erhöhung der EEG-Vergütung für Biomasseanlagen von durchschnittlich rund 11,6 Ct/kWh beim Jahrgang 2004 auf 18 bis fast 21 Ct/kWh in den Folgejahren. Dadurch bedingt erfolgte auch ein deutlich schnellerer Ausbau bei Biomasseanlagen, insbesondere von Biogasanlagen. Das hohe Ausbauniveau bei Biogas trägt für einige Jahrgänge zu den hohen EEG-Jahrgangsvergütungen und EEG-Jahrgangsumlagen bei. Zu beachten ist, dass zwar die Stromproduktion der EE-Jahrgänge bis einschließlich 2008 praktisch nicht zunimmt, die EEG-Jahrgangsumlagen dieser Jahrgänge aber dennoch steigen. Ursache dafür ist, dass mit Ausnahme des Jahrgangs 2006 die EEG-Jahrgangsvergütungen weiter zunehmen, da das Verhältnis „relativ teure EE-Anlagen“ zu „günstige EE-Anlagen“ immer stärker hin zu den teureren Anlagen tendierte.



### **Rasanter Anstieg bei den Jahrgängen 2009 bis 2010**

Im Jahr 2009 waren ein deutlich gestiegener Zubau bei PV-Anlagen mit rund 5.500 MW und ein starker Zubau von Biogasanlagen zu verzeichnen. Im Folgejahr steigerte sich der PV-Zubau nochmals um rund 50 % auf knapp 7.000 MW, der Ausbau von Biomasseanlagen blieb auf einem hohen Niveau. Damit ist das Verhältnis „relativ teure EE-Anlagen“ zu „günstige EE-Anlagen“ für diese Jahrgänge noch ungünstiger, zusätzlich steigt die Stromproduktion der EE-Jahrgänge deutlich. Die erheblich sinkende Vergütung für neue PV-Anlagen kann dies nicht ausgleichen, so dass sich die EEG-Jahrgangsumlage für Anlagen aus dem Jahr 2009 mehr als verdoppelt und 2010 auf ein Maximum von gut 0,72 Ct/kWh steigt. Somit ist der sehr starke PV-Zubau bei einer damals sehr hohen PV-Vergütung von durchschnittlich rund 34 bis 40 Ct/kWh maßgeblich für die hohen Kosten dieser beiden EE-Jahrgänge verantwortlich.

### **Ab Jahrgang 2011 wird es rasant billiger**

Erst mit dem Jahrgang 2011 wendet sich das Blatt. Neben der weiteren deutlichen Senkung der PV-Vergütungen pro eingespeister Strommenge blieb der jährliche PV-Zubau erstmals relativ konstant, nachdem er über Jahre massiv angestiegen war. Ferner wurde der Zubau der günstigen Windenergie an Land nach einer Zubaufaute wieder deutlich kräftiger. Wie beim Jahrgang 2006 kann die EEG-Jahrgangsumlage für Anlagen aus dem Jahr 2011 leicht sinken, obwohl die Stromproduktion des EE-Jahrgangs im Vergleich zum Vorjahr zunimmt. Dies ist nur möglich, weil die vergleichsweise niedrigen Zusatzkosten des gestiegenen Ausbaus der günstigen Windenergie an Land durch die sinkende PV-Vergütung mehr als ausgeglichen werden. Entsprechend sinkt die EEG-Jahrgangsumlage bereits 2011 stark.

Dieser Trend setzt sich bei den Jahrgängen 2012 und 2013 fort und wird verstärkt durch den beginnenden Rückgang beim Zubau der Biomasseanlagen. Ferner sank der PV-Zubau 2013 erstmals, nachdem er drei Jahre lang auf einem hohen Niveau von über 7.000 MW pro Jahr angehalten hatte. Gemeinsam mit der bei Photovoltaik weiterhin starken und bei Biomasse leichten Absenkung der Durchschnittsvergütungen verringern sich sowohl die EEG-Jahrgangsumlagen als auch die EEG-Jahrgangsumlagen deutlich. Im Jahr 2013 liegt die EEG-Jahrgangsumlage bei rund 50 % des Maximalwertes von 2010 und nur geringfügig über dem von der Bundesregierung für die kommenden Jahre angestrebten Ziel von 12 Ct/kWh. Die EEG-Jahrgangsumlage von 2013 beträgt knapp 38 % des Maximalwertes von 2010 – obwohl die EE-Jahrgänge 2010 und 2013 annähernd die gleiche Strommenge erzeugen.<sup>3</sup> Damit liegt sie in dem Bereich wie in den noch recht günstigen EE-Jahrgängen 2005 bis 2008, obwohl mit dem EE-Jahrgang 2013 fast doppelt so viel klimafreundlicher Strom produziert wird.

### **Schlussfolgerungen für zukünftige Kosten**

Da die PV-Vergütungen inzwischen auf durchschnittlich gut 11 Ct/kWh (ZSW et al. 2014) gesunken sind und weiter sinken, könnte eine Kostenbelastung durch die Photovoltaik wie in den Jahren 2009 bis 2011 heute nur noch eintreten, wenn ein Ausbau in den Bereich von 20.000 MW pro Jahr oder mehr realisiert würde. Dies zeigen folgende Beispielrechnungen:

---

<sup>3</sup> Siehe Fußnote 2

- Hätte es im Jahr 2013 wie in den Vorjahren einen PV-Zubau in Höhe von 7.500 MW gegeben, läge die EEG-Jahrgangsumlage 2013 um nur gut 0,08 Ct/kWh höher.
- Die EEG-Jahrgangsvergütung 2013 läge dagegen bei dem im Vergleich zu den Vorjahren deutlich niedrigen tatsächlichen PV-Zubau von 3.300 MW um knapp 0,24 Ct/kWh höher, wenn die PV-Vergütung noch durchschnittlich rund 40 Ct/kWh betragen hätte – wie im Jahr 2009.

Dies zeigt: Bei der inzwischen deutlich günstiger gewordenen Photovoltaik bewirkt die Ausbaugeschwindigkeit nur noch vergleichbar geringfügige Änderungen bei der EEG-Umlage. Noch stärker trifft das für den Ausbau der noch günstigeren Windenergie an Land zu (Abbildung 5).

Vergütungen, wie sie für PV-Strom noch vor wenigen Jahren gezahlt wurden, existierten schon vor der jüngsten EEG-Novelle praktisch nicht mehr. Die höchsten EEG-Vergütungen für die eingespeiste Kilowattstunde Strom erhielten und erhalten Geothermiekraftwerke, die aufgrund ihrer insgesamt sehr geringen Stromerzeugung hier nicht betrachtet werden, und Offshore-Windparks. Letztere erhielten und erhalten für mindestens die ersten acht Jahre 19,6 bzw. 19,4 Ct/kWh (EEG 2012, 2014). Zwar dürfte aufgrund des absehbaren deutlich steigenden Zubaus von Offshore-Windenergieanlagen sowohl die EEG-Jahrgangsvergütung als auch die EEG-Jahrgangsumlage für das Jahr 2014 wieder etwas steigen. Die EEG-Vergütung für Offshore-Windenergie ist aber im Vergleich zur bis vor wenigen Jahren geltenden PV-Vergütung relativ niedrig. Ferner ist schon aufgrund der langen Vorlaufzeiten für Offshore-Windparks schon heute sehr sicher abzusehen, dass der Zubau in den kommenden Jahren begrenzt sein wird. Daher ist trotz der in diesem Jahr absehbar erheblich steigenden Ausbaugeschwindigkeit bei Offshore-Windenergie keine Kostensteigerung wie in den Jahren bis 2010 zu erwarten.

## **6 VERGLEICH VON EEG-JAHRGANGSVERGÜTUNGEN UND EEG-JAHRGANGSUMLAGEN MIT DER EEG-UMLAGE**

Das seit Jahrzehnten in Deutschland und Europa geltende energiepolitische Zieldreieck besagt, dass bei der Energiepolitik die Ziele Energieversorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltschutz verfolgt werden müssen. Daher darf die Politik nicht nur die aktuellen Kosten der Energie- und Stromversorgung und deren Veränderung im Blick haben. Sie muss auch wissen, was es die Verbraucherinnen und Verbraucher gegebenenfalls kostet, wenn der Umweltschutz gestärkt wird, beispielsweise durch den weiteren oder beschleunigten Ausbau der Erneuerbaren Energien. Dazu gibt es bislang keine belastbaren und für die Allgemeinheit verständlichen offiziellen Zahlen. Daher bedarf es neuer Indikatoren wie beispielsweise die oben diskutierte EEG-Jahrgangsvergütung und die EEG-Jahrgangsumlage. Die EEG-Umlage dagegen ist nicht geeignet, Hinweise zu den Kosten des weiteren EE-Ausbaus zu geben. Dies wird im Folgenden erläutert.

### **6.1 Beseitigung des verzerrenden Einflusses der Bestandsanlagen**

Grundlage für die Ermittlung der EEG-Umlage sind die Vergütungen, die die Betreiber von EE-Anlagen für die Erzeugung von Strom von den Netzbetreibern erhalten. Diese Vergütungen sind teilweise abhängig vom Strompreis an der Börse. Ferner verkaufen die Netzbetreiber einen Teil des vergüteten Stroms an der Strombörse. Die damit erzielten Einnahmen werden von den gezahlten Vergütungen abgezogen. Das Ergebnis, die „Differenzkosten“, ist somit direkt abhängig vom Strompreis an der

Börse. Diese Differenzkosten können die Netzbetreiber auf die Stromkunden umlegen. Allerdings sind viele Industriebetriebe größtenteils von der EEG-Umlage befreit. Daher wird auf rund ein Viertel des gesamten Stromverbrauchs keine oder nur eine geringfügige EEG-Umlage erhoben (50Herz Transmission et al. 2013). Die Umlage aller anderen Stromverbraucher erhöht sich entsprechend.

Da der Strompreis an der Strombörse schwankt, ändert sich die EEG-Umlage von Jahr zu Jahr – völlig unabhängig davon, ob bzw. wie viele neue EE-Anlagen tatsächlich noch hinzugebaut wurden und wie hoch die Vergütungen für neue Anlagen sind.

Ferner ändert sich jährlich die Menge des Stromes, für den die Industrie nur eine deutlich verminderte EEG-Umlage zahlt. Dies wirkt sich auf die Strommenge aus, auf die die Differenzkosten aufgeteilt werden. Auch dies sorgt völlig unabhängig vom aktuellen EE-Zubau für Schwankungen der EEG-Umlage.

Insbesondere bei Windenergie und Photovoltaikanlagen, aber auch bei Wasserkraftanlagen, schwankt ferner die jährliche Stromeinspeisung aufgrund der wechselnden Wetterbedingungen. Auch Biomasseanlagen erzeugen nicht jedes Jahr die gleiche Strommenge. Diese Schwankungen verändern ebenfalls die Gesamthöhe der EEG-Vergütungen der Bestandsanlagen, die durch sie verursachten Differenzkosten und die gesamte EEG-Umlage. Daher muss mit der EEG-Umlage jährlich ausgeglichen werden, was im Vorjahr zu viel oder zu wenig in das „EEG-Konto“ eingezahlt wurde. Dieser Ausgleich erfolgt unabhängig vom aktuellen EE-Zubau.

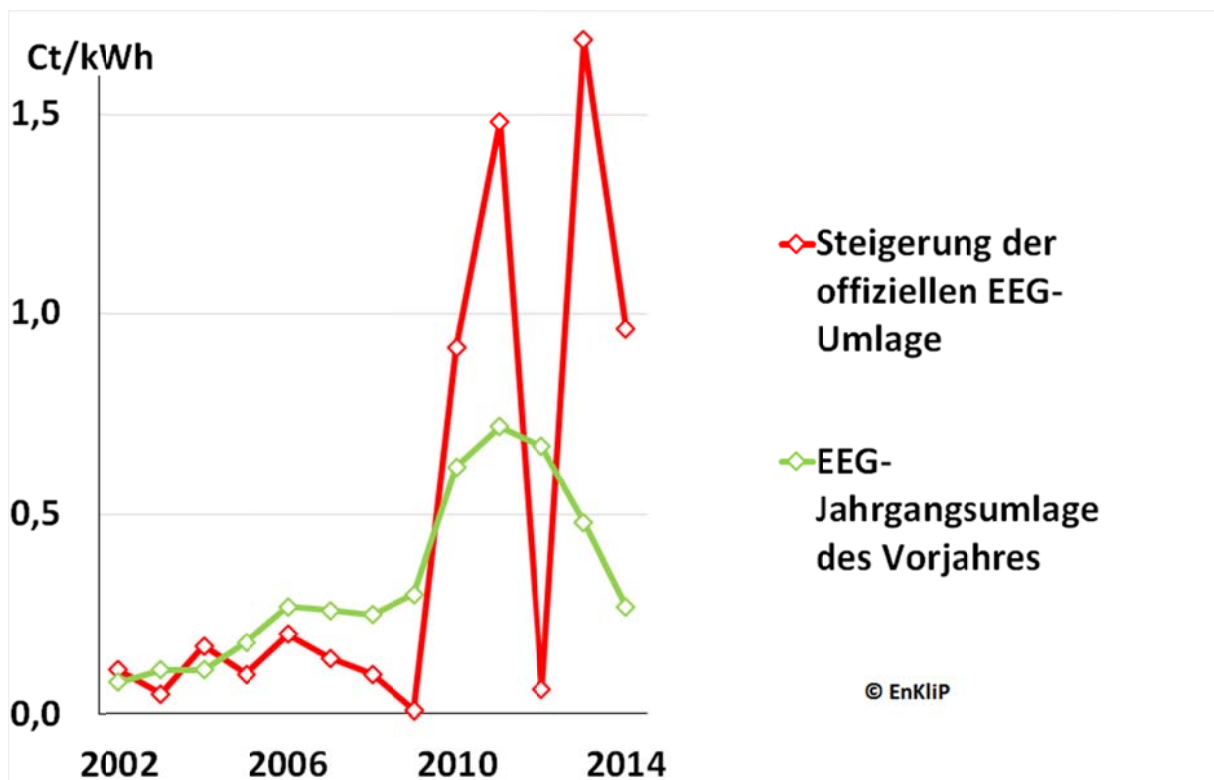


Abbildung 4: Vergleich der jährlichen Steigerung der EEG-Umlage mit den EEG-Jahrgangsumlagen des jeweiligen Vorjahres (eigene Darstellung)

Ferner hat der Gesetzgeber durch Veränderungen der Berechnungsgrundlage der EEG-Umlage Einfluss auf deren Höhe genommen – unabhängig vom aktuellen EE-Zubau. Dies geschah beispielsweise durch die Einführung einer „Liquiditätsreserve“, mit der vermieden werden soll, dass

es in Monaten mit beispielsweise wetterbedingt überdurchschnittlich hohen Einspeisungen aus EE-Anlagen und entsprechend hohen Vergütungszahlungen zu Zahlungseingipfeln bei den Netzbetreibern kommt. Sie wurde zunächst auf 3 % gesetzt, später aber auf 10 % erhöht. Auch die Änderung des „Wälzungsmechanismus“<sup>4</sup> hatte Auswirkungen auf die EEG-Umlage, die nicht in Zusammenhang mit dem aktuellen EE-Ausbau standen.

Die genannten vom aktuellen EE-Zubau unabhängigen Veränderungen der EEG-Umlage können deutlich größer sein als die Kosten des aktuellen EE-Zubaus. Wie stark sie den derzeitigen EE-Zubau überdecken können, zeigt Abbildung 4. Die Veränderung der EEG-Umlage bewegt sich nur in Ausnahmefällen grob in der Größenordnung der EEG-Jahrgangsumlage des Vorjahres. Auch der Vergleich mit der EEG-Jahrgangsumlage des gleichen Jahres ergibt keine angemessene Übereinstimmung. Damit geben weder die EEG-Umlage noch deren jährliche Änderung einen Hinweis darauf, ob der aktuelle EE-Ausbau kostengünstig ist oder nicht. Sie gibt entsprechend auch keinen Aufschluss darüber, ob Änderungen an der Finanzierungssystematik des EEG sinnvoll wären.

## 6.2 Kostenvergleich zu einer konventionellen Modernisierung des Kraftwerksparks ermöglichen

Mit der EEG-Umlage wird die ökologische Modernisierung des deutschen Kraftwerksparks auf Basis Erneuerbarer Energien finanziert. Auch eine Modernisierung auf Basis konventioneller Energien könnte auf Grundlage des bestehenden Strommarktes nicht ohne eine zusätzliche Finanzierung durchgeführt werden. Denn aufgrund der niedrigen Preise an der Strombörse und anderen Strommärkten können mit den entsprechenden Einnahmen seit Jahren keine neuen Kraftwerke mehr refinanziert werden. Daher würde auch eine „konventionelle Modernisierung“ zu Kosten für die Verbraucher führen, die beispielsweise durch eine „konventionelle-Energien-Umlage“ finanziert werden müsste.

Die tatsächlichen Kosten des EE-Ausbaus bestehen daher im Unterschied zwischen der EEG-Umlage und einer „konventionelle-Energien-Umlage“ – und nicht in der EEG-Umlage selbst. In Abhängigkeit von den konkreten Ausbaupfaden einer „erneuerbaren Modernisierung“ und einer „konventionellen Modernisierung“ könnte letztere auch teurer sein und zu einer Umlage führen, die höher läge als die EEG-Umlage. Dies wäre der Fall, wenn die erneuerbare Modernisierung maßgeblich mit Windenergie an Land, Photovoltaik und weiteren kostengünstigen Erneuerbaren Energien umgesetzt würde, der konventionelle Pfad dagegen zu einem relevanten Teil mit den teureren konventionellen Technologien. Schon aus Umwelt- und Klimaschutzgesichtspunkten sind allerdings die vermeintlich kostengünstigen konventionellen Technologien wie beispielsweise Kohlekraftwerke keine Erfolg versprechenden Optionen.

Dieser Hintergrund wird in der Diskussion um das EEG verdeckt, da in der Berechnungssystematik der EEG-Umlage der Börsenpreis für Strom eine zentrale Rolle spielt. Die Netzbetreiber müssen die Vergütungen an die Anlagebetreiber auszahlen und verkaufen den Strom, der nicht von den

---

<sup>4</sup> Bis zur Umstellung des Wälzungsmechanismus im Jahr 2010 wurde die EEG-Umlage auf Basis des durchschnittlichen Börsenpreises ermittelt. Seit der Umstellung wird der durchschnittliche Preis verwendet, der beim Verkauf von Strom aus EE-Anlagen an der Börse erzielt wird. Dieser ist insbesondere bei Windenergieanlagen niedriger als der durchschnittliche Börsenpreis, da bei einem hohen Aufkommen von Windstrom das gesamte Stromangebot steigt und damit der Preis an der Börse sinkt.

Anlagenbetreibern selbst vermarktet wird, an der Strombörse. Die Kosten der Netzbetreiber sind damit die gesamten ausgezahlten Vergütungen abzüglich der Einnahmen aus dem Stromverkauf an der Börse. Diese Kosten werden als EEG-Umlage auf die Stromverbraucher umgelegt. Es entsteht der falsche Eindruck, dass sie die Mehrkosten des EE-Ausbaus widerspiegeln.

Der Börsenpreis für Strom ist aber deutlich niedriger als die Stromgestehungskosten von Gas-, Kohle- oder Atomkraftwerken. Er reicht aktuell gerade aus, um die günstigen bestehenden konventionellen Kraftwerke wirtschaftlich betreiben zu können. Mit der Einbeziehung des Börsenpreises in die Berechnung der EEG-Umlage wird somit ein Vergleich der Vollkosten neuer EE-Anlagen mit den Betriebskosten alter, abgeschriebener und staatlich subventionierter konventioneller Kraftwerke vorgenommen (FÖS 2012a, 2012b).

Der Vergleich der EEG-Vergütungen mit den Vollkosten neuer konventioneller Kraftwerke wäre dagegen deutlich besser geeignet, die Mehrkosten einer erneuerbaren Modernisierung abzuschätzen. Denn insbesondere aus zwei Gründen steht ohnehin eine Modernisierung an:

Erstens zwingen die Klimakrise und die internationalen Vereinbarungen und Verpflichtungen zum Klimaschutz dazu, den Ausstoß von Treibhausgasen im Strombereich deutlich zu reduzieren. Mit dem bestehenden Kraftwerkspark kann aber die international für Industriestaaten wie Deutschland vereinbarte Senkung der Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 % bis 2050 praktisch nicht erreicht werden. Auch mit konventionellen Kohlekraftwerken oder ausschließlich mit konventionellen Erdgaskraftwerken ist dieses Ziel nicht umsetzbar. Fossile Energien können bei der Stromversorgung langfristig und theoretisch höchstens dann eine relevante Rolle spielen, wenn sie mit der Technologie von Abscheidung, Transport und Endlagerung von CO<sub>2</sub> (Carbon Capture, Transport and Disclosure – CCTS) genutzt würden.<sup>5</sup> Diese Technologie ist aber spürbar teurer als konventionelle fossile Kraftwerke ohne CCTS. Daher müssten die EEG-Vergütungen mit den Stromgestehungskosten fossiler CCTS-Kraftwerke verglichen werden – was die vermeintlichen Kostenvorteile fossiler Kraftwerke zumindest weiter schrumpfen lassen würde. Faktisch werden bei diesem Vergleich immer mehr Technologien der Erneuerbaren Energien auch ohne Betrachtung der Umweltschadenskosten günstiger als fossile Energien.

Zweitens sind viele konventionelle Kraftwerke in Deutschland bereits recht alt und müssen in nicht allzu langer Zeit ersetzt werden. Dies trifft nicht nur für die Atomkraftwerke zu, die bis spätestens 2022 abzuschalten sind. So stellte die Bundesregierung bereits 2006 fest: „Hinsichtlich der Entwicklung der Erzeugungsstruktur ist zu beachten, dass im Zeitraum bis 2030 mehr als die Hälfte der bestehenden Kraftwerkskapazität ersetzt werden muss. [...] Ein erheblicher Teil der Kapazitäten auf fossiler Basis ist älter als 25 Jahre“ (BMW i und BMU 2006). Der Wegfall relevanter Erzeugungskapazitäten fossiler Kraftwerke wird in neueren Veröffentlichungen bestätigt (Öko-Institut et al. 2012; Matthes 2013). Nach der Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur ist rund die Hälfte aller Kohlekraftwerke Deutschlands älter als 30 Jahre, rund ein Viertel ist älter als 40 Jahre. Rund 40 % der Erdgaskraftwerke sind älter als 30 Jahre (Bundesnetzagentur 2014). Dies macht deutlich, dass in absehbarer Zeit ein hoher Ersatzbedarf besteht.

---

<sup>5</sup> Tatsächlich werden die Treibhausgasemissionen von Kohlekraftwerken durch den Einsatz der CCTS-Technologie nur um 68 bis 87 % reduziert (in Ausnahmefällen um bis zu 95 %), wenn die gesamte Prozesskette inklusive der Vorketten der benutzten Stoffe und Energien betrachtet wird (Wuppertal Institut 2010).

Bei der Frage, mit welchen Technologien dieser Ersatzbedarf gedeckt werden soll, müssen insbesondere Windenergie an Land und in Kürze auch Photovoltaik den Kostenvergleich nicht scheuen. So gibt die Bundesregierung für neue konventionelle Kraftwerke Stromgestehungskosten zwischen 7 und 11 Ct/kWh an (BMWi 2014a). Dieser Kostenbereich wird von verschiedenen wissenschaftlichen Studien und Papieren bestätigt, wobei es noch teurer würde, wenn der Preis für CO<sub>2</sub>-Zertifikate wieder steigen würde oder CCTS-Kraftwerke einbezogen würden (Eurelectric 2010; Agora Energiewende 2013; Wuppertal Institut 2010; DLR et al. 2012). Im Vergleich dazu beträgt die Vergütung für Strom aus Windenergie an Land derzeit 8,9 Ct/kWh (EEG 2014), die Durchschnittsvergütung für Strom aus Photovoltaikanlagen liegt in diesem Jahr bei gut 11 Ct/kWh – mit weiter abnehmender Tendenz (ZSW et al. 2014) (siehe Abbildung 5). Auch die EEG-Jahrgangsvergütung 2013 mit 12,5 Ct/kWh, in der sich auch die Kosten der teureren Erneuerbaren Energien wie Offshore-Windenergie oder Biogas widerspiegeln – macht sichtbar, wie klein der Unterschied zwischen den Kosten des derzeit hinzugebauten EE-Mixes im Vergleich zu den Kosten neuer konventioneller Kraftwerke inzwischen tatsächlich ist. Im Jahr 2010, als die EEG-Jahrgangsvergütung noch bei 25 Ct/kWh lag, war dieser Unterschied ungleich höher.

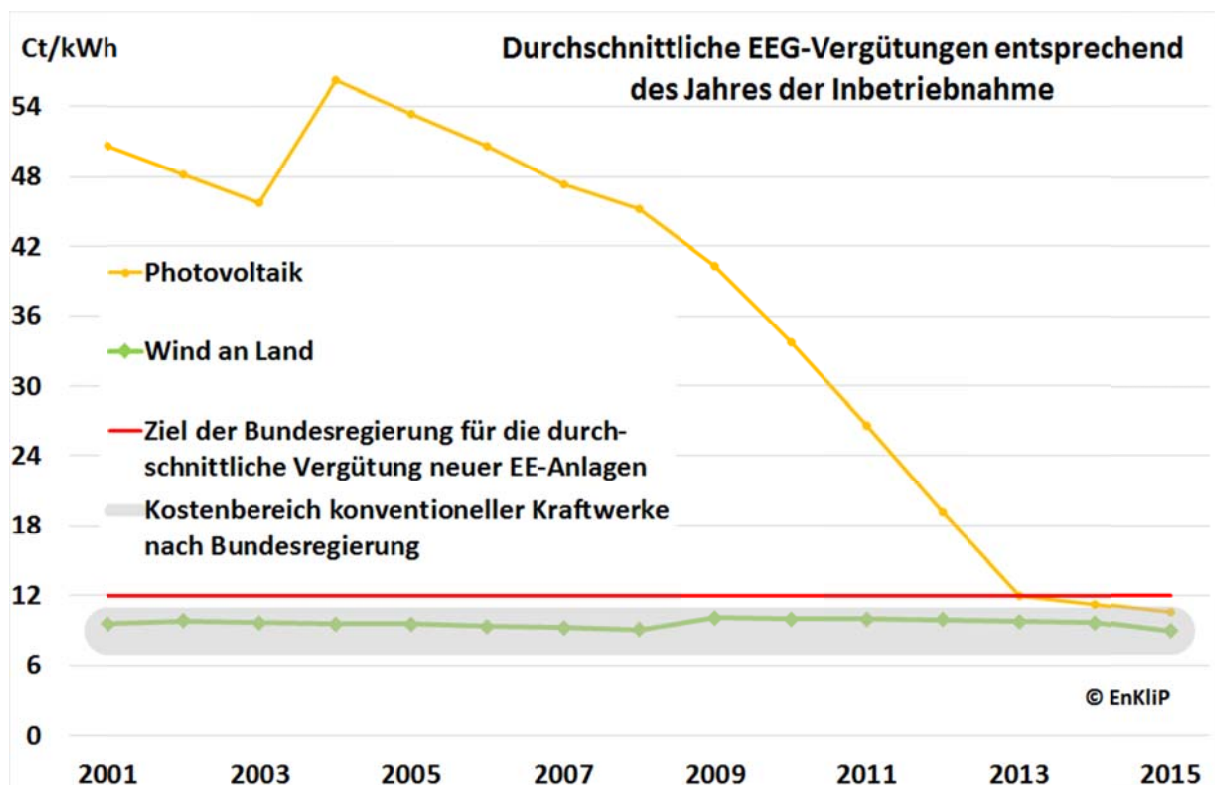


Abbildung 5: Vergütungen für Strom aus EE-Anlagen nach EEG inklusive aller Zulagen im Vergleich zu den Kosten neuer fossiler Kraftwerke (ohne externe Kosten) und dem Ziel der Bundesregierung, die Durchschnittsvergütungen für neue Anlagen auf 12 Ct/kWh abzusenken (BMWi 2014a). Für Photovoltaik sind die Durchschnittsvergütungen aller in einem Kalenderjahr ans Netz gegangenen Anlagen angegeben (ZSW et al. 2014). Für Windenergie an Land wurden die durchschnittlichen Vergütungen auf Grundlage der jeweils geltenden Fassung des EEG ermittelt (siehe Anhang A) (eigene Darstellung)

Die beiden heute kostengünstigen EE-Technologien Wind an Land und Photovoltaik werden beim zukünftigen EE-Ausbau weiterhin den überwiegenden Anteil haben – unabhängig von der jüngsten EEG-Novelle. Ohne die Begrenzung von Wind an Land und Photovoltaik, wie sie im novellierten EEG vorgesehen ist, könnte der Anteil der kostengünstigen EE-Technologien noch größer und die Durchschnittsvergütungen noch niedriger sein. Ein Vergleich künftiger EEG-Jahrgangsvergütungen mit den Kosten neuer konventioneller Kraftwerke würde daher deutlich belegen, dass höchstens geringe Kostenunterschiede zu erwarten sind.

## 7 ANHANG A: METHODIK ZUR ERMITTLUNG VON EEG-JAHRGANGSVERGÜTUNGEN UND EEG-JAHRGANGSUMLAGEN

Die in diesem Gutachten ermittelten und diskutierten EEG-Jahrgangsvergütungen und EEG-Jahrgangsumlagen wurden mit Hilfe eines umfangreichen Berechnungsmodells ermittelt. Dabei wurde eine Reihe Eingangsdaten der einschlägigen Literatur entnommen sowie notwendige Annahmen getroffen. Ferner wurden einige Vereinfachungen vorgenommen, die den Modellierungsaufwand in Grenzen halten, die Ergebnisse aber nur unwesentlich beeinflussen. Diese werden im Folgenden dargestellt.

Die Datengerüste aller relevanten Eingangsdaten und Abschätzungen können in Anhang B eingesehen werden.

### 7.1 Berechnungsmethodik

#### 7.1.1 Jahrgangsvergütungen

Zunächst wurde die in den Kalenderjahren seit 2001 pro Jahr neu ans Netz gegangene Leistung der einzelnen EE-Sparten ( $P_{EE-Sparte, \text{Jahrgang}}$ ) aus der Literatur entnommen, für Windenergie an Land und Photovoltaik aus (BMU 2013a) und (BMWi 2014b), bei Offshore Windenergie aus (Deutsche WindGuard 2013, 2014) und bei Biomasse aus (DBFZ et al. 2014; DBFZ 2014). Mit Hilfe von jahrgangsspezifischen Volllaststunden ( $VLS_{EE-Sparte, \text{Jahrgang}}$ ) wurde die Stromerzeugung der jeweiligen EE-Sparte für die jeweiligen Jahrgänge berechnet ( $E_{EE-Sparte, \text{Jahrgang}}$ ). Dabei wurde beispielsweise berücksichtigt, dass die Volllaststunden neuer Windenergieanlagen an Land spürbar höher sind als die von älteren Anlagen. Ferner wurde berücksichtigt, dass Biomasseanlagen im Laufe ihrer Betriebszeit in der Regel steigende Volllaststunden aufweisen. Grund dafür ist, dass die Betreiber die Anlagen und die Biomasseerzeugung nach einigen Betriebsjahren immer besser beherrschen und Betriebsausfälle und -pausen damit abnehmen.

$$E_{EE-Sparte, \text{Jahrgang}} = P_{EE-Sparte, \text{Jahrgang}} * VLS_{EE-Sparte, \text{Jahrgang}}$$

Anhand der ermittelten Stromerzeugung und von durchschnittlichen Einspeisetarifen für eine Kilowattstunde Strom aus Anlagen der einzelnen EE-Sparten ( $EST_{EE-Sparte, \text{Jahrgang}}$ ) wurden die gesamten Vergütungen eines Jahrgangs der jeweiligen EE-Sparten berechnet ( $Vergütung_{EE-Sparte, \text{Jahrgang}}$ ). Die durchschnittlichen Einspeisetarife pro Kilowattstunde wurden jeweils getrennt für die einzelnen Jahrgänge der Literatur entnommen oder anhand von Hintergrunddaten abgeschätzt, insbesondere anhand der jeweils geltenden Fassung des EEGs (siehe Anhang B).

$$\text{Vergütung}_{\text{EE-Sparte, Jahrgang}} = E_{\text{EE-Sparte, Jahrgang}} * \text{EST}_{\text{EE-Sparte, Jahrgang}}$$

Die Summe der Vergütungen der vier EE-Sparten ( $\text{Vergütung}_{\text{gesamt, Jahrgang}}$ ) ergibt die gesamte Vergütung eines EE-Jahrgangs. Wird diese Summe durch die gesamte Stromerzeugung des EE-Jahrgangs ( $E_{\text{EE, gesamt, Jahrgang}}$ ) dividiert, ergibt sich die EEG-Jahrgangsvergütung.

$$\text{Vergütung}_{\text{gesamt, Jahrgang}} =$$

$$\text{Vergütung}_{\text{Wind Land, Jahrgang}} + \text{Vergütung}_{\text{Wind Off, Jahrgang}} + \text{Vergütung}_{\text{PV, Jahrgang}} + \text{Vergütung}_{\text{Bio, Jahrgang}}$$

$$\text{EEG-Jahrgangsvergütung} = \text{Vergütung}_{\text{gesamt, Jahrgang}} / E_{\text{EE, gesamt, Jahrgang}}$$

## 7.1.2 Jahrgangsumlagen

Die EEG-Jahrgangsumlagen geben den Anteil einzelner EE-Jahrgänge an der bestehenden EEG-Umlage für das Jahr 2014 wieder. Die Summe aller EEG-Jahrgangsumlagen bis zum EE-Jahrgang 2014 sollte daher der Kernumlage des Jahres 2014 in Höhe von 5,146 Ct/kWh entsprechen, also der EEG-Umlage abzüglich Nachholeffekten aufgrund eines nicht ausgeglichenen EEG-Kontos und abzüglich der Liquiditätsreserve. Hinzugezählt werden muss die Umlage von all denjenigen Anlagen, die bis einschließlich des Jahres 2000 ans Netz gegangen sind. Wird hier annäherungsweise die EEG-Umlage des Jahres 2000 verwendet, bildet die Summe der EEG-Jahrgangsumlage von 2001 bis 2014 rund 97% der Kernumlage ab. Die Ungenauigkeit würde noch kleiner, wenn im Modell alle EE-Sparten berücksichtigt würden.

Zur Ermittlung der EEG-Jahrgangsumlagen werden zunächst die Einnahmen durch den Verkauf des Stroms der einzelnen EE-Sparten eines Jahrgangs ermittelt. Dafür wird der durchschnittliche Börsenpreis, wie er bei der Ermittlung der EEG-Umlage 2014 von den Übertragungsnetzbetreibern angenommen wurde, mit dem EE-spartenspezifischen Marktwertfaktor ( $\text{MWF}_{\text{EE-Sparte}}$ ) multipliziert (50Herz Transmission et al. 2013). Der Marktwertfaktor berücksichtigt, dass insbesondere der durchschnittliche Erlös für Strom aus Windenergieanlagen niedriger ist als der Börsendurchschnittspreis. Dieses Produkt wird mit der jeweils erzeugten Strommenge multipliziert, das Ergebnis wiederum von den gesamten Vergütungen der jeweiligen EE-Sparte abgezogen. Damit ergeben sich die Differenzkosten für die Anlagen der einzelnen EE-Sparten der verschiedenen EE-Jahrgänge ( $\text{Differenzkosten}_{\text{EE-Sparte, Jahrgang}}$ ).

$$\text{Differenzkosten}_{\text{EE-Sparte, Jahrgang}} = \text{Vergütung}_{\text{EE-Sparte, Jahrgang}} - \text{Börsenpreis} * \text{MWF}_{\text{EE-Sparte}} * E_{\text{EE-Sparte, Jahrgang}}$$

Die EEG-Jahrgangsumlage ist die Summe der spartenspezifischen EEG-Jahrgangsumlagen (Jg.-Umlage $_{\text{EE-Sparte}}$ ). Letztere ergeben sich aus den Differenzkosten der einzelnen EE-Sparten, die durch die nicht privilegierte Strommenge ( $E_{\text{Nicht privilegiert}}$ ) dividiert werden.

$$\text{Jg.-Umlage}_{\text{EE-Sparte}} = \text{Differenzkosten}_{\text{EE-Sparte, Jahrgang}} / E_{\text{Nicht privilegiert}}$$

$$\text{EEG-Jahrgangsumlage} = \text{Jg.-Umlage}_{\text{Wind Land}} + \text{Jg.-Umlage}_{\text{Wind Off}} + \text{Jg.-Umlage}_{\text{PV}} + \text{Jg.-Umlage}_{\text{Bio}}$$



## **7.2 Eingangsdaten, Annahmen und Vereinfachungen**

### **7.2.1 Betrachtete Technologien**

Die wichtigste Vereinfachung ist, dass von den verschiedenen mit dem EEG finanzierten Technologien nur die vier wichtigsten verwendet werden, nämlich Windenergie an Land und Offshore, Biomasse und Photovoltaik. Mit diesen EE-Sparten werden insgesamt rund 94% der gesamten über das EEG finanzierten Stromerzeugung und rund 97% der EEG-Vergütungen abgedeckt. In der jüngeren Vergangenheit wurden diese vier EE-Sparten noch dominanter. Bei den im Jahr 2013 ans Netz gegangenen Anlagen decken sie über 99% der Stromerzeugung und der Vergütung von EEG-finanzierten Anlagen ab (50Herz Transmission et al. 2012, 2013). Im Bereich der Biomasse werden nur Anlagen für gasförmige und flüssige Biomasse berücksichtigt, nicht aber Anlagen zur Verstromung flüssiger Biomasse. Diese hatten ein starkes Wachstum bis 2007, als eine gesamte Leistung von 400 MW am Netz war. Aufgrund der nachträglich eingeführten anspruchsvollen Anforderungen an die Nachhaltigkeit der verwendeten Biomasse gab es allerdings eine Reihe von Außerbetriebnahmen bestehender Anlagen oder eine Umstellung auf andere Brennstoffe, so dass diese Anlagen aus der EEG-Vergütung herausfielen. So trägt die Hälfte der im Jahr 2007 installierten Anlagen zur Verstromung flüssiger Biomasse heute nicht mehr zur Höhe der EEG-Umlage bei. Nachdem diese Anlagen 2007 einen Anteil an der installierten Biomasseanlagen von rund 10% hatten, liegt ihr Anteil heute unter 4% (DBFZ 2014).

### **7.2.2 Erlöse und Kosten des EEG-Kontos**

Zur Ermittlung der Differenzkosten, die auf die Stromverbraucher umgelegt werden, werden nur die ermittelten Vergütungen und die Stromerlöse an der EPEX verwendet. Weitere, bei der Ermittlung der EEG-Umlage berücksichtigten Kosten und Nutzen der Netzbetreiber werden vernachlässigt. Dies sind die vermiedenen Netznutzungskosten, die als Nutzen zu werten sind, und die zusätzlichen Kostenpositionen Profilservice, Börsenzulassung und Handelsanbindung, Zinsen und die Nachrüstung zur Behebung der 50,2 Hz-Problematik. Während bei der Prognose der EEG-Umlage 2014 Vergütungen in Höhe von knapp 22 Mrd. € angenommen wurden, entstehen durch die genannten Positionen weitere Kosten in Höhe von rund 0,3 Mrd. €. Die Einsparungen aufgrund vermiedener Netzentgelte belaufen sich auf rund 0,7 Mrd. €. Insgesamt liegen damit die gesamten Vergütungen um knapp 2% über den tatsächlichen Kosten der Netzbetreiber (50Herz Transmission et al. 2013).

### **7.2.3 Vergütungen für die EE-Sparten**

Konkrete Angaben zu den durchschnittlichen jahrgangsspezifischen Vergütungen einzelner EE-Jahrgänge für die vier hier betrachteten EE-Sparten können nur teilweise in der einschlägigen Literatur gefunden werden. So gibt beispielsweise (BDEW 2014) zwar jahrgangsspezifische Durchschnittsvergütungen an, diese beziehen sich aber nur auf diejenigen Anlagen, die in der Festvergütung verblieben sind. Dadurch dürfte beispielsweise die Durchschnittsvergütung für Photovoltaikanlagen zu hoch ausfallen, da die günstigeren Großanlagen häufiger als die Kleinanlagen in das Marktprämiensystem wechseln. Ferner entfallen somit die Zahlungen durch die Managementprämie, da diese bei fest vergüteten Anlagen nicht ausbezahlt wird.

Vor diesem Hintergrund werden in diesem Gutachten anhand verschiedener Quellen die jahrgangsspezifischen durchschnittlichen Vergütungen ermittelt, insbesondere durch (EEG 2000,

2004, 2008, 2012; DBFZ et al. 2014; DBFZ 2014; ZSW et al. 2014). Dies und die hierzu vorgenommenen Annahmen werden im Folgenden erläutert.

Zur Vereinfachung wird bei den Ermittlungen der Kosten praktisch vernachlässigt, dass neben dem Festvergütungssystem im EEG andere Finanzierungssysteme bestehen, insbesondere das System der gleitenden Marktprämie. Stattdessen wird unterstellt, dass alle Anlagen mit einer Festvergütung finanziert würden. Im Fall des Marktprämiensystems entsteht dadurch keinerlei Fehler. Denn während zur Ermittlung der Differenzkosten bei der Festvergütung nachträglich die spartenspezifischen Börsenerlöse der Übertragungsnetzbetreiber abgezogen werden, findet das bei der gleitenden Marktprämie bereits vor der Auszahlung der Vergütungen statt. Bei der Ermittlung der EEG-Jahrgangsumlagen ergeben sich dadurch keine Abweichungen zur Realität. Die durch die gleitende Marktprämie entstehenden Zusatzkosten durch die Managementprämie sind dagegen berücksichtigt (siehe unten). Die weiteren Vermarktungswege wie beispielsweise durch das Grünstromprivileg betreffen mit rund 2% nur einen sehr kleinen Anteil der gesamten EEG-vergütungsfähigen Strommenge. Ferner werden hier überwiegend EE-Sparten vermarktet, die eine relativ geringe Vergütung pro Kilowattstunde erhalten würden. So entstehen auch hier keine bedeutenden Ungenauigkeiten.

### ***Biomasse***

Für die meisten Jahrgänge können jahrgangsspezifische Durchschnittsvergütungen für Biomasse von (DBFZ et al. 2014; DBFZ 2014) übernommen werden. Für 2013 wird der Trend leicht sinkender Vergütungen fortgeschrieben. Für die Jahre bis einschließlich 2003 gab es im EEG noch keine erhöhte Vergütung für Anbaubiomasse, so dass anhand des (EEG 2000) eine sinkende Durchschnittsvergütung von 9,9 bis 9,6 Ct/kWh zuzüglich der Managementprämie für rund ein Drittel der installierten Leistung angenommen wird. Dabei wird berücksichtigt, dass es im EEG 2000 für Biomasse eine Degression von 1 % galt und ein Trend hin zu größeren Anlagen bestand, die eine geringere Vergütung erhalten als kleinere Anlagen (BMU 2011).

### ***Anfangs- und Basisvergütung bei Windenergie***

Die Vergütung von Windenergieanlagen ist in eine höhere Anfangsvergütung und eine niedrigere Basisvergütung aufgeteilt. Bei Windenergieanlagen an Land wird die höhere Anfangsvergütung für mindestens 5 Jahre, bei Offshore Windenergieanlagen für mindestens 8 Jahre gezahlt.

Da die ersten Offshore Windenergieanlagen in Deutschland im Jahr 2008 ans Netz gingen, erhalten noch alle Anlagen die erhöhte Anfangsvergütung. Bei Windenergieanlagen an Land ist dies anders. Dennoch wird bei der Simulation vereinfachend angenommen, dass alle Anlagen noch die hohe Anfangsvergütung erhalten. Grund dafür ist, dass keine Informationen vorliegen, wie viele Anlagen eines bestimmten Jahrgangs heute bereits in der Basisvergütung sind. Es ist aber bekannt, dass nur außerordentlich wenige Anlagen bereits nach fünf Jahren in die Basisvergütung fallen. So lag die Durchschnittsvergütung für alle bis zum Jahr 2009 gebauten Windenergieanlagen an Land bei 8,80 Ct/kWh (BMU 2011). Dies bedeutet, dass damals noch der Großteil aller Windenergieanlagen an Land in der hohen Anfangsvergütung war. Somit dürfte dies auch heute für den allergrößten Teil der Anlagen, die seit 2001 ans Netz gegangen sind, gelten. Ungenauigkeiten können sich insbesondere für den ersten Jahrgänge des Jahrtausends ergeben. Nur sehr wenige Anlagen mit Baujahr 2005 und später dürften heute bereits in der niedrigeren Grundvergütung sein.

### ***Repowering bei Windenergie an Land***

Manche der seit 1991 errichteten Windenergieanlagen an Land wurden inzwischen durch neuere, leistungsstärkere Anlagen ersetzt. Geeignet für ein Repowering sind insbesondere kleinere Windenergieanlagen mit einer Leistung unter 600 kW. Diese sind vor allem vor 2001 gebaut worden. Insgesamt ist im Zeitraum seit 2001 eine Kapazität von gut 600 MW Windenergieanlagen durch modernere Anlagen ersetzt worden (IE Leipzig 2014). Dies entspricht knapp 2% der gesamten Ende 2013 installierten Leistung von Windenergieanlagen an Land. Nur ein Bruchteil dieser ersetzten Anlagen dürfte seit dem Jahr 2001 ans Netz gegangen sein.

Vor diesem Hintergrund wird bei den Simulationen unterstellt, dass alle Windenergieanlagen an Land, die seit 2001 ans Netz gegangen sind, im Jahr 2014 noch in Betrieb waren. Die durch Repowering hinzugekommenen Anlagen sind erfasst.

### ***Systemdienstleistungsbonus bei Windenergie an Land***

Mit dem EEG 2009 wurde ein Systemdienstleistungsbonus (SDL-Bonus) eingeführt, den Betreiber von Windenergieanlagen an Land erhalten können, wenn sie bestimmte technische Anforderungen zur Verbesserung der Netzintegration einhalten. Altanlagen konnten einen Bonus von 0,7 Ct/kWh für fünf Jahre erhalten, wenn sie entsprechend nachgerüstet wurden. Allerdings hat offenbar nur ein Teil der Altanlagen eine entsprechende Nachrüstung erfahren und erhält daher heute den Bonus (BMU 2011). Bis Ende 2011 haben 45% aller Anlagen mit Inbetriebnahme zwischen 2002 und 2008 eine Nachrüstung vorgenommen und erhalten daher einen SDL-Bonus (IE Leipzig 2014). Seitdem dürften noch einige andere Anlagen nachgerüstet worden sein. Daher wird in der Simulation unterstellt, dass heute 55% aller dieser Anlagen einen SDL-Bonus erhalten.

Neue Windenergieanlagen an Land erhalten seit 1.1.2009 einen SDL-Bonus in Höhe von zunächst 0,5 Ct/kWh, wenn sie die Anforderungen erfüllen. Die Höhe des Bonus ist mit einer Degression von 1 bzw. 1,5% pro Jahr versehen, so dass er für Anlagen, die später ans Netz angeschlossen werden, entsprechend sinkt. Seit 1.4.2011 ist die Erfüllung der Anforderung zwingend, um überhaupt einen Vergütungsanspruch nach EEG zu haben, weswegen seitdem alle Neuanlagen auch den Bonus erhalten. Vor diesem Hintergrund wird für die Jahre 2009 und 2010 davon ausgegangen, dass 80% der Neuanlagen den SDL-Bonus erhalten, für das Jahr 2011 wird ein Anteil von 90% unterstellt. Mit 2012 wird, entsprechend der Gesetzeslage, für alle neuen Anlagen der SDL-Bonus berücksichtigt.

### ***Marktprämie – Managementbonus***

Die Einführung der optionalen gleitenden Marktprämie hatte durch die gleichzeitig eingeführte Managementprämie direkte Auswirkungen auf die Vergütungs- und Umlagenhöhe. Diejenigen Anlagenbetreiber, die das System der gleitenden Marktprämie nutzen, haben Anspruch auf die Managementprämie. Sie lag nach EEG (2012) und der entsprechenden Managementprämienverordnung im Jahr 2014 für fernsteuerbare Solar- und Windenergieanlagen bei 0,6 Ct/kWh, bei nicht fernsteuerbaren Solar- und Windenergieanlagen bei 0,45 Ct/kWh und bei allen nicht witterungsabhängigen EE-Sparten wie Biomasse bei 0,25 Ct/kWh (Bundesregierung 02.11.2012).

Es liegen keine jahrgangsspezifischen Daten darüber vor, welcher Anteil des erzeugten Stroms der einzelnen EE-Sparten über das Marktprämiensystem vermarktet wird. Bekannt ist, wie stark das System für den gesamten Bestand und die Neuanlagen für das Jahr 2013 genutzt wird (Fraunhofer ISI et al. 2013; BMU 2013b):

- Neue Windenergie- und Biomasseanlagen fast vollständig
- 87,5% aller Windenergieanlagen (Bestand und Neuanlagen)
- 45,2% aller Biomasseanlagen (Bestand und Neuanlagen)
- 11,4% aller Photovoltaikanlagen (Bestand und Neuanlagen)
- Über 50% der gesamten EE-Leistung (Bestand und Neuanlagen)

Auf Grundlage dieser Informationen werden für einzelnen Sparten und die einzelnen Jahrgänge Annahmen getroffen über die jeweilige Teilnahme am Marktprämiensystem. Im Durchschnitt über alle Jahrgänge entsprechen diese Annahmen den o.g. Werten über die gesamte Teilnahme an der Marktprämie. Insbesondere bei Windenergie an Land wird unterstellt, dass ältere Anlagen unterdurchschnittlich und neuere Anlagen überdurchschnittlich am Marktprämiensystem teilnehmen.

Die Managementprämie hat in den einzelnen Jahrgängen an den Jahrgangsvergütungen einen Anteil von nur 2 bis 4 %. Mögliche Ungenauigkeiten durch eine nicht korrekte Annahmen zur Teilnahme am Marktprämiensystem können daher nur zu Abweichungen am Simulationsergebnis für einen EE-Jahrgang führen, die spürbar kleiner sind (bei einer um 25% falschen Annahme zur Teilnahme bei einem EE-Jahrgang ergäbe sich ein Fehler von maximal  $4\% * 25\% = 1\%$ ).

### **Installierte Leistung**

Als Eingangsdaten werden die pro Jahr neu installierten Kapazitäten der EE-Sparten Wind an Land und Photovoltaik aus (BMU 2013a) und (BMWi 2014b) entnommen, im Fall der Offshore Windenergie wird auf (Deutsche WindGuard 2013, 2014) zurück gegriffen. Angaben zum jährlichen Zubau von Biomasseanlagen werden (DBFZ et al. 2014) entnommen. Bei Offshore Wind ergibt sich ein relevanter Unterschied zwischen den in einem Jahr betriebsfertig errichteten Windenergieanlagen und den tatsächlich neu ans Netz angeschlossenen Anlagen. Da nur die ans Netz angeschlossenen Anlagen EEG-vergütungsrelevant sind, werden hier diese Werte verwendet. Würden die betriebsfertigen Anlagen verwendet, würde sich insbesondere für das Jahr 2013 ein gut erkennbarer Unterschied zeigen. Denn während in diesem Jahr 240 MW Offshore Windenergieanlagen ans Netz gegangen sind, wurden knapp 400 MW Erzeugungskapazität fertiggestellt, die nicht ans Netz angeschlossen wurden. Dies findet vorraussichtlich im Folgejahr statt, so dass 2014 deutlich mehr Anlagen ans Netz gehen als 2013.

### **Volllaststunden**

Veröffentlichungen zu den heutigen durchschnittlichen Volllaststunden für die vier hier betrachteten EE-Sparten liegen dem Autor nicht vor und werden daher auf Grundlage verschiedener Veröffentlichungen und Berechnungen abgeschätzt, insbesondere (50Herz Transmission et al. 2013; BMU 2013a; BMWi 2014b). Dabei wird u.a. berücksichtigt, dass Biomasseanlagen in ihren ersten Betriebsjahren eine geringere Volllaststundenzahl aufweisen als nach einigen Jahren Laufzeit. Da hier die langfristige Kostenwirkung relevant ist, wird eine Volllaststundenzahl verwendet, die erst nach einigen Betriebsjahren erreicht wird. Bei Windenergieanlagen an Land wird unterstellt, dass die Volllaststundenzahl neuer Anlagen langsam steigt, da die Höhe und Flügellänge der Anlagen stetig zunimmt. In ähnlicher Weise werden auch bei Offshore Windenergie mit jedem Jahrgang höhere Volllaststunden angenommen.

## 8 ANHANG B: DATENGERÜSTE

Tabelle A1: Durchschnittliche EEG-Vergütungen der EE-Sparten der EE-Jahrgänge 2001 bis 2013

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Wind an Land	Ct/kWh	9,61	9,86	9,72	9,59	9,60	9,42	9,28	9,11	10,14	10,05	10,04	9,98	9,84
Wind Offshore	Ct/kWh	9,70	9,56	9,43	9,30	9,30	9,13	8,96	9,70	15,60	15,60	15,60	19,60	19,60
Photovoltaik	Ct/kWh	50,67	48,17	45,77	56,27	53,37	50,67	47,37	45,17	40,27	33,77	26,57	19,18	12,08
Biomasse	Ct/kWh	9,79	9,79	9,79	11,57	18,59	17,57	20,35	18,26	19,67	20,64	20,19	18,21	17,53

Tabelle A2: Pro Kalenderjahr installierte Leistung der verschiedenen EE-Sparten

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Wind an Land	MW	2.641	3.238	2.617	2.019	1.763	2.193	1.615	1.632	1.799	1.281	1.835	2.259	2.741
Wind Offshore	MW	0	0	0	0	0	0	0	10	30	50	111	80	240
Photovoltaik	MW	62	120	139	670	951	843	1.271	1.950	4.446	6.988	7.485	7.604	3.300
Biomasse	MW	90	130	225	325	555	495	245	230	565	520	580	395	275

Tabelle A3: Durchschnittliche Volllaststunden der EE-Sparten der EE-Jahrgänge 2001 bis 2013

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Wind an Land	h	1.600	1.650	1.700	1.750	1.800	1.850	1.900	1.950	2.000	2.050	2.100	2.150	2.175
Wind Offshore	h	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.500	3.900	4.000	4.100	4.200	4.300
Photovoltaik	h	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960	960
Biomasse	h	6.000	6.000	6.000	6.000	5.500	5.700	5.900	6.100	6.300	6.500	6.600	6.700	6.800

Tabelle A4: Gesamtjahresstromerzeugung der EE-Sparten der EE-Jahrgänge 2001 bis 2013

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
Wind an Land	GWh	4.226	5.343	4.449	3.533	3.173	4.057	3.069	3.182	3.598	2.626	3.854	4.857	5.962	7.648
Wind Offshore	GWh	0	0	0	0	0	0	0	33	117	200	454	336	1.033	5.023
Photovoltaik	GWh	60	115	133	643	913	809	1.220	1.872	4.268	6.708	7.186	7.300	3.168	1.920
Biomasse	GWh	540	780	1.350	1.950	3.053	2.822	1.446	1.403	3.560	3.380	3.828	2.647	1.870	1.035

Tabelle A5: Gesamtjahresvergütungen der EE-Sparten der EE-Jahrgänge 2001 bis 2013<sup>6</sup>

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Wind an Land	Mio. €	406	527	433	339	304	382	285	290	365	264	387	485	587
Wind Offshore	Mio. €	0	0	0	0	0	0	0	3	18	31	71	66	203
Photovoltaik	Mio. €	30	55	61	362	487	410	578	846	1.719	2.266	1.909	1.400	383
Biomasse	Mio. €	53	76	132	226	567	496	294	256	700	698	773	482	328

Tabelle A6: Gesamte Jahreserlöse der EE-Sparten der EE-Jahrgänge 2001 bis 2013<sup>7</sup>

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Wind an Land	Mio. €	150	190	158	125	113	144	109	113	128	93	137	172	211
Wind Offshore	Mio. €	0	0	0	0	0	0	0	1	4	8	17	13	40
Photovoltaik	Mio. €	3	5	6	27	38	34	51	79	180	283	303	308	133
Biomasse	Mio. €	23	33	56	81	127	118	60	58	148	141	160	110	78

<sup>6</sup> Zur Vereinfachung wurde unterstellt, dass ausschließlich die Festvergütung ausgezahlt wird und keine Marktprämie. Dennoch ist die Managementprämie für den Anteil der Anlagen berücksichtigt, die in der Realität das Marktprämienmodell nutzen (siehe Anhang A).

<sup>7</sup> Entsprechend Fußnote 6 wurde zur Vereinfachung unterstellt, dass die Übertragungsnetzbetreiber den gesamten vergüteten Strom an der Strombörse vermarkten (siehe Anhang A).

*Tabelle A7: Gesamte Jahresdifferenzkosten der EE-Sparten der EE-Jahrgänge 2001 bis 2013*

		2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013
Wind an Land	MW	256	337	275	214	192	238	176	177	237	171	250	312	375
Wind Offshore	MW	0	0	0	0	0	0	0	2	14	24	53	53	163
Photovoltaik	MW	28	51	55	335	449	376	527	767	1.539	1.983	1.607	1.092	249
Biomasse	MW	30	44	76	144	440	378	234	198	552	557	614	372	250

## 9 LITERATURVERZEICHNIS

50Herz Transmission et al. (2012): Prognose der EEG-Umlage 2013 nach AusglMechV. Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB. 50Herz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, Transnet BW GmbH. Online verfügbar unter [http://www.netztransparenz.de/de/file/Konzept\\_zur\\_Berechnung\\_und\\_Prognose\\_der\\_EEG-Umlage\\_2013.pdf](http://www.netztransparenz.de/de/file/Konzept_zur_Berechnung_und_Prognose_der_EEG-Umlage_2013.pdf), zuletzt geprüft am 11.09.2014.

50Herz Transmission et al. (2013): Prognose der EEG-Umlage 2014 nach AusglMechV. Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber. 50Herz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, Transnet BW GmbH. Online verfügbar unter [http://www.netztransparenz.de/de/file/Konzept\\_zur\\_Prognose\\_und\\_Berechnung\\_der\\_EEG-Umlage\\_2014\\_nach\\_AusglMechV.PDF](http://www.netztransparenz.de/de/file/Konzept_zur_Prognose_und_Berechnung_der_EEG-Umlage_2014_nach_AusglMechV.PDF), zuletzt geprüft am 27.03.2014.

AEE (2014): Studienvergleich: Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien. Stromgestehungskosten und die Kosten der Energiewende. Unter Mitarbeit von Uwe Nestle (EnKliP - Energie- und Klimapolitik I Beratung) und Claudia Kunz (AEE). Agentur Erneuerbare Energien (AEE). Berlin. Online verfügbar unter [http://www.energie-studien.de/uploads/media/AEE\\_Dossier\\_Studienvergleich\\_Stromgestehungskosten\\_sep14.pdf](http://www.energie-studien.de/uploads/media/AEE_Dossier_Studienvergleich_Stromgestehungskosten_sep14.pdf), zuletzt geprüft am 7.20.2014.

Agora Energiewende (2013): Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess. Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014 -2017. Berlin. Online verfügbar unter [www.agora-energiewende.de/themen/die-energiewende/detailansicht/article/agora-schlaegt-ee-20-mit-anschliessendem-marktdesign-prozess-vor/](http://www.agora-energiewende.de/themen/die-energiewende/detailansicht/article/agora-schlaegt-ee-20-mit-anschliessendem-marktdesign-prozess-vor/), zuletzt geprüft am 03.11.2013.

BDEW (2014): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Graphiken (2014). Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Auszahlungen, Marktintegration der Erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW). Berlin. Online verfügbar unter [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/bdew-publikation-erneuerbare-energien-und-das-ee-zahlen-fakten-grafiken-2014-de/\\$file/Energie-Info\\_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG%202014\\_korr%2027.02.2014\\_final.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/bdew-publikation-erneuerbare-energien-und-das-ee-zahlen-fakten-grafiken-2014-de/$file/Energie-Info_Erneuerbare%20Energien%20und%20das%20EEG%202014_korr%2027.02.2014_final.pdf), zuletzt geprüft am 27.09.2014.

BMU (2011): Erfahrungsbericht 2011 zum Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht) gemäß § 65 EEG. Entwurf des BMU, Stand 3.5.2011. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Berlin. Online verfügbar unter <http://www.docin.com/p-415833669.html>, zuletzt geprüft am 16.09.2014.

BMU (2013a): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung. Juli 2013. Bundesministerium für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit (BMU). Berlin. Online verfügbar unter [http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten\\_EE/Dokumente\\_\\_PDFs\\_/ee\\_in\\_zahlen\\_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/ee_in_zahlen_bf.pdf), zuletzt geprüft am 16.04.2014.

BMU (2013b): Vortrag des BMU. 22.10.2013. Verpflichtende Marktprämie. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Bundesverband Erneuerbare Energien. Berlin, 2013.

BMUB (2014): Hendricks betont Handlungsdruck beim Klimaschutz. "Klimaziel ohne zusätzliche Anstrengungen nicht erreichbar". Bundesministerium für Umwelt, Natur, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Berlin. Online verfügbar unter [www.bmub.bund.de/N50699/](http://www.bmub.bund.de/N50699/), zuletzt geprüft am 08.04.2014.

BMWi (2014a): Eckpunkte für die Reform des EEG. 21.1.2014. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 28.01.2014.

BMWi (2014b): Erneuerbare Energien im Jahr 2013. Erste vorläufige Daten zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland auf der Grundlage der Angaben der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE Stat). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/A/agee-stat-bericht-ee-2013,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 10.09.2014.

BMWi (2014c): Welche Nachteile haben wir gestrichen? Nachteil "Kostenexplosion" gestrichen: Die Kostendynamik durchbrochen. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter [http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/energiewende-nachteile-gestrichen.html?view=renderPrint&cms\\_docId=78772](http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/energiewende-nachteile-gestrichen.html?view=renderPrint&cms_docId=78772), zuletzt geprüft am 06.08.2014.

BMWi und BMU (2006): Energieversorgung für Deutschland. Statusbericht für den Energiegipfel am 3. April 2006. März 2006. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi); Bundesministerium für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit (BMU). Berlin. Online verfügbar unter [http://www.junge-union.de/media/attachments/351507\\_Energieversorgung\\_f\\_r\\_Deutschland\\_-\\_Statusbericht\\_f\\_r\\_den\\_Energiegipfel\\_03042006\\_1\\_.pdf](http://www.junge-union.de/media/attachments/351507_Energieversorgung_f_r_Deutschland_-_Statusbericht_f_r_den_Energiegipfel_03042006_1_.pdf), zuletzt geprüft am 17.09.2014.

Bundesnetzagentur (2014): Kraftwerkliste Bundesnetzagentur (bundesweit; alle Netz- und Umspannebenen). Stand 16.07.2014. Daten aus Monitoring 2012/2013/2014 (Anlagen  $\geq 10$  MW und Nicht-EEG-Anlagen  $< 10$  MW) sowie aus ÜNB-Veröffentlichungen (Stand 30.06.2014) und Photovoltaik-Register.

Bundesregierung (02.11.2012): Managementprämienverordnung. MaPrV. Online verfügbar unter [https://www.clearingstelle-eeg.de/files/MaPrV\\_121102\\_juris.pdf](https://www.clearingstelle-eeg.de/files/MaPrV_121102_juris.pdf), zuletzt geprüft am 26.03.2014.

Bundesregierung (2013): Folgen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes für die Entwicklung der Umlage und der Stromspeisung. Antwort der Bundesregierung auf die Kleine Anfrage der Abgeordneten Bärbel Höhn, Oliver Krischer, Julia Verlinden, Peter Maiwald und der Fraktion BÜNDNIS 90/ DIE GRÜNEN. Drucksache 18/242. Online verfügbar unter <http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/002/1800242.pdf>, zuletzt geprüft am 18.09.2014.

DBFZ (2014): EEG-Durchschnittsvergütungen für Biogasanlagen 2010 und 2011. Leipzig, 15.08.2014. E-Mail an EnKliP Uwe Nestle.

DBFZ et al. (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben Ila Stromerzeugung aus Biomasse. Zwischenbericht. Im Auftrag des



Bundesministeriums für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit (BMU). Deutsches Biomasseforschungszentrum gGmbH (DBFZ), Bosch und Partner, Helmholtz-Zentrum für Umweltforschung GmbH (UFZ), Privates Institut für Nachhaltige Landbewirtschaftung (INL), Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2a>, zuletzt geprüft am 21.07.2014.

Deutsche WindGuard (2013): Status des Windenergieausbaus in Deutschland. Jahr 2012. Im Auftrag von Bundesverband WindEnergie (BWE) und VDMA Power Systems. Varel. Online verfügbar unter <http://www.wind-energie.de/sites/default/files/attachments/press-release/2013/jahresbilanz-windenergie-2012-stabiles-wachstum-deutschland-im-turbulenten-weltmarkt/fact-sheet-statistik-we-2012-12-31pdf.pdf>, zuletzt geprüft am 09.09.2014.

Deutsche WindGuard (2014): Status des Offshore Windenergieausbaus in Deutschland. Jahr 2013. Im Auftrag von Bundesverband WindEnergie (BWE) und VDMA Power Systems. Varel. Online verfügbar unter [http://www.windguard.de/\\_Resources/Persistent/a066d660c534d28f031876a50b899906476c9d24/Fact-Sheet-Offshore-Statistik-Jahr-2013.pdf](http://www.windguard.de/_Resources/Persistent/a066d660c534d28f031876a50b899906476c9d24/Fact-Sheet-Offshore-Statistik-Jahr-2013.pdf), zuletzt geprüft am 09.09.2014.

DLR et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE). Online verfügbar unter [http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal\\_2012\\_1/leitstudie2011\\_bf.pdf](http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf), zuletzt geprüft am 28.01.2014.

EEG (2000): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). Fundstelle: BGBI. I 2000, 305. Online verfügbar unter <http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg/gesamt.pdf>, zuletzt geprüft am 08.04.2014.

EEG (2004): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). Fundstelle: BGBl. I 2006, S. 2550. Online verfügbar unter [https://www.clearingstelle-eeg.de/files/private/active/0/eeg04\\_061107.pdf](https://www.clearingstelle-eeg.de/files/private/active/0/eeg04_061107.pdf), zuletzt geprüft am 08.04.2014.

EEG (2008): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). Fundstelle: BGBl. I S. 2074. Online verfügbar unter [http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg\\_2009/gesamt.pdf](http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf), zuletzt geprüft am 08.04.2014.

EEG (2012): Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG). Fundstelle: BGBl. I S. 2730. Online verfügbar unter [http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg\\_2009/gesamt.pdf](http://www.gesetze-im-internet.de/bundesrecht/eeg_2009/gesamt.pdf), zuletzt geprüft am 04.08.2014.

EEG (2014): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2014), vom 04.07.2014. Fundstelle: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gesetz-fuer-den-ausbau-erneuerbarer-energien,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 15.07.2014.

Eurelectric (2010): Power Choices 2050. Pathways to Carbon-Neutral Electricity in Europe by 2050. Online verfügbar unter [http://www.e3mlab.ntua.gr/e3mlab/reports/Power\\_Choices\\_Final\\_Report.pdf](http://www.e3mlab.ntua.gr/e3mlab/reports/Power_Choices_Final_Report.pdf), zuletzt geprüft am 21.07.2014.

FÖS (2012a): Ausweisung der EEG-Umlage: eine kritische Analyse. Argumente zur Bewertung der Umlage des Erneuerbare-Energien-Gesetz. Mit Unterstützung der Prognos AG. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e. V. (FÖS). Berlin. Online verfügbar unter <http://www.foes.de/pdf/2012-11-14-EEG-Umlage-kritisch-analysiert.pdf>, zuletzt geprüft am 26.07.2014.

FÖS (2012b): Was Strom wirklich kostet. Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten konventioneller und erneuerbarer Energien. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e. V. Online verfügbar unter [http://www.foes.de/pdf/2012-08-Was\\_Strom\\_wirklich\\_kostet\\_lang.pdf](http://www.foes.de/pdf/2012-08-Was_Strom_wirklich_kostet_lang.pdf), zuletzt geprüft am 23.01.2014.

Fraunhofer ISI et al. (2013): 6. Quartalsbericht :Laufende Evaluierung der Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien. Unter Mitarbeit von Anke Rostankowski, Norman Gerhardt, Uwe Holzhammer, Christoph Richts, Marian Klobasa, Mario Ragwitz et al. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI); Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (Fraunhofer IWES); Institut für Klimaschutz, Energie und Mobilität e.V. (IKEM); Becker Büttner Held (BBH). Berlin. Online verfügbar unter [www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten\\_EE/Dokumente\\_\\_PDFs\\_/direktvermarktung\\_datenquartalsbericht\\_6\\_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/direktvermarktung_datenquartalsbericht_6_bf.pdf), zuletzt geprüft am 12.11.2013.

HBS (2014): Renewables: The Only Path to a Secure, Affordable and Climate-friendly Energy System by 2030. Commissioned and published by the Heinrich-Böll-Stiftung, European Union. Unter Mitarbeit von Uwe Nestle and Silvia Brugger. Brussels. Online verfügbar unter [https://www.boell.de/sites/default/files/renewables\\_the\\_only\\_path\\_to\\_a\\_secure\\_affordable\\_and\\_climate-friendly\\_energy\\_system\\_by\\_2030.pdf](https://www.boell.de/sites/default/files/renewables_the_only_path_to_a_secure_affordable_and_climate-friendly_energy_system_by_2030.pdf), zuletzt geprüft am 17.9.2014.

IE Leipzig (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben Ile Windenergie. Zwischenbericht. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit (BMU). Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2e>, zuletzt geprüft am 21.07.2014.

Matthes, Felix Chr. (2013): Strommarktdesign der Zukunft. Die Topologie einer Debatte. Power Point Präsentation beim "Netzwerk Energiewende" der Deutschen Umwelthilfe (DUH) am 8. April 2013. Dr. Felix Chr. Matthes. Berlin.

Nitsch, Joachim (2014): Szenarien der deutschen Energieversorgung vor dem Hintergrund der Vereinbarungen der Großen Koalition. Im Auftrag vom Bundesverband Erneuerbare Energien e.V. Stuttgart. Online verfügbar unter [www.bmub.bund.de/N50699/](http://www.bmub.bund.de/N50699/), zuletzt geprüft am 14.02.2014.

Öko-Institut et al. (2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland. Institut für angewandte Ökologie (Öko-Institut), LBD Beratungsgesellschaft Berlin, Raue LLP. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Fokussierte-Kapazitaetsmaerkte.pdf>, zuletzt geprüft am 18.09.2014.

Prognos et al. (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie. Prognos AG, EWI- Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln, Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung (GWS). Basel, Köln, Osnabrück.

Wuppertal Institut (2010): RECCS plus. Regenerative Energien (RE) im Vergleich mit CO<sub>2</sub>-Abtrennung und -Ablagerung (CCS). Update und Erweiterung der RECCS-Studie. Update und Erweiterung der RECCS-Studie. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie. Wuppertal. Online verfügbar unter <http://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/2802>, zuletzt geprüft am 11.07.2014.

ZSW et al. (2014): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG. Vorhaben IIc Stromerzeugung aus Solarer Strahlungsenergie. Zwischenbericht. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit (BMU). Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff- Forschung Baden-Württemberg (ZSW), Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Bosch und Partner, GfK SE. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/XYZ/zwischenbericht-vorhaben-2c>, zuletzt geprüft am 21.07.2014.