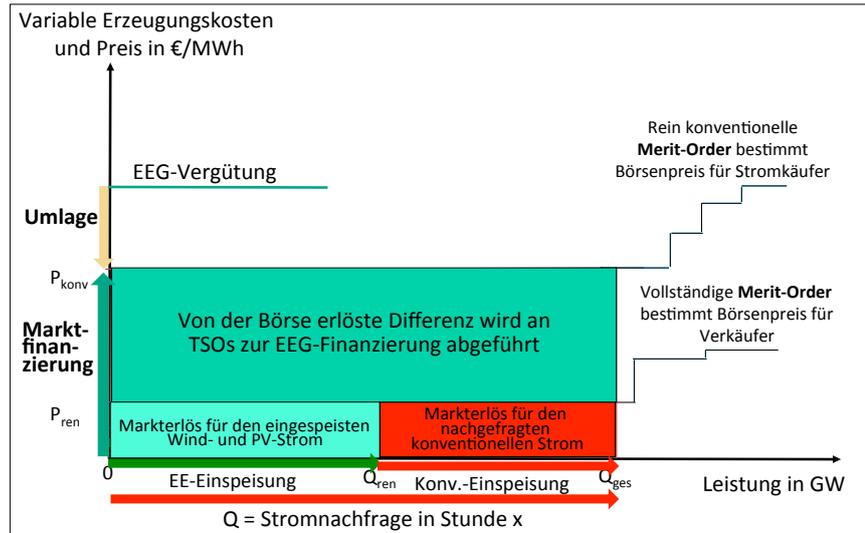


ZENTRUM FÜR NACHHALTIGE ENERGIESYSTEME (ZNES)  
 Abteilung Systemintegration



## EEG Reloaded 2014

### Abschaffung des EEG oder Reform der EEG-Finanzierung?

Kritik der angekündigten EEG-Reform der Bundesregierung und ein Vorschlag für eine wirkungsvolle Reform der EEG-Finanzierung

Mai, 2014

**Autoren:** Prof. Dr. Olav Hohmeyer (Text)

M. Eng. Clemens Wingenbach (Berechnungen RENPASS)

**Universität Flensburg**

**Zentrum für nachhaltige Energiesysteme (ZNES)**

Energie- und Umweltmanagement

Internationales Institut für Management

Munketoft 3b

24937 Flensburg

Internet: [www.znes-flensburg.de](http://www.znes-flensburg.de)

Flensburg, Mai 2014

Diskussionsbeiträge 4

ISSN: 2192-4597 (Onlineversion)

## 0 Inhalt

<b>0 Inhalt</b> .....	<b>1</b>
<b>1 Executive Summary</b> .....	<b>2</b>
1.1 Das Problem .....	2
1.2 Ziel dieses Diskussionspapiers.....	3
1.3 Ergebnisse der Untersuchung .....	4
1.3.1 <i>Einschätzung der angekündigten EEG-Reform der Bundesregierung</i> .....	4
1.3.2 <i>Ein alternativer Reformvorschlag</i> .....	5
1.4 Handlungsempfehlungen .....	6
<b>2 Ausbau und Kosten der erneuerbaren Energien ohne Reform</b> .....	<b>8</b>
2.1 Der sich abzeichnende Entwicklungspfad .....	8
2.2 Die entstehenden Kosten und ihre Finanzierung .....	12
2.2.1 <i>Die Kosten des EEG und ihre Finanzierung</i> .....	12
2.2.2 <i>Kosten einer 100% regenerativen Stromerzeugung</i> .....	22
2.3 Welche Probleme müssen gelöst werden?.....	25
<b>3 Löst die angekündigte EEG-Reform die Probleme?</b> .....	<b>26</b>
3.1 Die angestrebten Veränderungen.....	26
3.2 Problemverschärfung statt Problemlösung / Was bleibt ungelöst? .....	29
3.3 Zusammenfassende Einschätzung des EEG Reformvorschlags .....	29
<b>4 Wie müsste eine EEG-Reform aussehen, die Probleme löst, statt neue zu schaffen?</b> .....	<b>31</b>
4.1 Den Wert der regenerativen Stromerzeugung am Markt erzielen .....	31
4.1.1 <i>Der Merit-Order-Effekt</i> .....	31
4.1.2 <i>Nutzung des Merit-Order-Effekts zur Finanzierung des Systemumbaus</i> .....	31
4.1.3 <i>Entlastung der EEG-Umlage durch die Abschöpfung des Merit-Order-Effekts</i> .....	35
4.2 Beendigung der besonderen Ausnahmeregelung für die Mehrzahl der begünstigten Betriebe	37
4.3 Orientierung des mittelfristigen Ausbaus am NEP .....	39
4.4 Orientierung des Ausbaus am Ziel einer 100% regenerativen Stromversorgung .....	39
4.5 Beibehaltung der fixen Vergütung für Wind- und Solarstrom .....	39
4.6 Direktvermarktung nur bei erheblichen variablen Kosten .....	39
4.7 Erhöhung der CO <sub>2</sub> -Zertifikatepreise zur klimapolitischen Flankierung .....	40
<b>5 Literatur</b> .....	<b>41</b>

## 1 Executive Summary

Am 21. Januar 2014 hat die Bundesregierung (Bundesregierung 2014) eine Reform des Erneuerbare Energie Gesetz (EEG) angekündigt, um ‚die Stromkosten für Verbraucher zu begrenzen‘ (ebd. S. 1). Diese sogenannte Reform kommt in ihrem Kern einer Abschaffung des EEG bis zum Jahr 2017 gleich und erreicht die angekündigte Kostenbegrenzung nicht. Sie führt vielmehr zu einer Verlangsamung des Ausbaus der regenerativen Energiequellen, zu einer weiter erhöhten Kohlstromproduktion und weiter steigenden Kosten für die normalen Stromverbraucher.

Das vorliegende Papier analysiert die Ursachen für die hohen Kosten der EEG-Umlage für die belasteten Stromverbraucher. Vor diesem Hintergrund untersucht es, warum der Reformvorschlag der Bundesregierung keine Abhilfe schafft und es zeigt auf, wie eine sinnvolle Weiterentwicklung der EEG-Finanzierung erfolgen kann, die eine weitgehende Entlastung der Verbraucher sicherstellen kann.

### 1.1 Das Problem

Nach Einschätzung des UN-Klimarats (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC) muss die Menschheit die anthropogenen Treibhausgasemissionen gegenüber dem Stand des Jahres 2000 innerhalb der nächsten Jahrzehnte in etwa halbieren, um den von ihr verursachten globalen Klimawandel noch so weit zu begrenzen, dass unsere Kinder und Enkel noch eine lebenswerte Zukunft haben können (vgl. IPCC 2007, S. 19). Dies bedeutet, dass Industrienationen wie Deutschland ihre Emissionen aufgrund der hohen pro-Kopf-Emissionen und aufgrund ihres großen historischen Beitrags zum Problem um 80 bis 95% bis zum Jahr 2050 reduzieren müssen (vgl. IPCC 2007, S.776). Aufgrund des besonderen Verfahrens der Erstellung, Überprüfung und Beschlussfassung im Konsens, haben alle am IPCC beteiligten 193 Regierungen diesen Ergebnissen mit der gemeinsamen Verabschiedung der Berichte durch die Vollversammlung des IPCC zugestimmt. Die Berichte des IPCC stellen damit sowohl wissenschaftlich als auch politisch das anerkannte Maß für unser notwendiges zukünftiges Handeln in Klimafragen dar. Der neue Sachstandsbericht des IPCC (IPCC 2013) bestätigt die Ergebnisse des vierten Sachstandsberichts von 2007 (IPCC 2007) und untermauert die Notwendigkeit einer drastischen Emissionsreduktion weiter.

Im Jahr 2011 verursachte die Stromerzeugung mit 320 Millionen Tonnen CO<sub>2eq</sub> ca. 43% der deutschen Treibhausgasemissionen (BMW und BMU 2012, S. 81). Sie stellte damit den mit Abstand größten deutschen Einzelbeitrag zum Problem dar. Wie der Sachverständigenrat für Umweltfragen feststellt, bedeuten gesamtgesellschaftliche Emissionsreduktionen von 80 bis 95% ‚.. für den Stromsektor eine nahezu vollständige Emissionsvermeidung, da die Emissionen anderer Sektoren (z.B. Landwirtschaft und Güterverkehr) allein aus technischen Gründen bis 2050 nicht umfassend oder zu vergleichsweise hohen Kosten vermieden werden können, während für den Stromsektor die technologischen Alternativen bereits vorhanden sind.‘ (SRU 2011, S. 37). Nach Einschätzung des Sachverständigenrats ist damit die Stromversorgung ein Schlüsselbereich der Energie- und Klimapolitik (vgl. SRU 2011, S. 37). Eine konsequente Umsetzung der Forderungen des IPCC zum Klimaschutz kann daher im Bereich der Elektrizitätsversorgung nur durch eine vollständig regenerative Stromerzeugung erreicht werden.

In seinem Sondergutachten kommt auch der Sachverständigenrat für Umweltfragen zu dem Ergebnis, dass die einzige nachhaltige Form der klimaverträglichen Stromversorgung eine zu 100% auf regenerativen Energiequellen wie Wind, Sonne, Wasserkraft und Biomasse basierende Elektrizitätsversorgung ist (vgl. SRU 2011, S. 39ff). Er zeigt ferner, dass eine vollständige Umstellung der Stromerzeugung auf die Basis regenerativer Energiequellen bis 2050 nicht nur machbar, sondern auch langfristig kostengünstiger ist, als eine fortgesetzte Elektrizitätsversorgung auf der Basis fossiler und nuklearer Energieträger (vgl. SRU 2011, S.31f).

Vor diesem Hintergrund ist die unter dem Namen ‚Energiewende‘ vermarktete und seit den Kernkraftwerksunfällen von Fukushima im Jahr 2011 veränderte deutsche Energiepolitik ein erster Ansatz zur notwendigen Umorientierung der deutschen Stromversorgung. Ein wesentlicher Bestandteil der Umsetzung der deutschen Energiepolitik ist die Förderung der regenerativen Stromerzeugung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG). Diese erfolgreiche Förderung hat erreicht, dass inzwischen über 25% der deutschen Stromnachfrage durch regenerative Energiequellen gedeckt werden. Entsprechend den Vorstellungen der deutschen Bundesländer, welche die Grundlage für die Szenarien des ersten deutschen Netzentwicklungsplans (NEP) lieferten, soll die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen bis zum Jahr 2022 bereitstellen (berechnet auf der Grundlage der Zahlen des Szenario B NEP, Bundesnetzagentur 2012, S. 2). Diese Ausbauziele befinden sich in guter Übereinstimmung mit den vom Sachverständigenrat für Umweltfragen vorgeschlagenen Übergangsszenarien auf ein 100% regenerative Stromerzeugung bis zum Jahr 2050 (vgl. SRU 2011, S. 149).

Der bis Ende 2013 mit Hilfe des EEG realisierte Ausbau der regenerativen Energiequellen entspricht weitgehend einem sinnvollen Pfad zur Realisierung der notwendigen Umstellung der deutschen Stromerzeugung. Allerdings hat sich die für die Finanzierung dieses Ausbaus im wesentlichen eingesetzte EEG-Umlage, die von einem durchschnittlichen Stromverbraucher zu zahlen ist, in den letzten Jahren drastisch auf über 6 Eurocent pro Kilowattstunde Strom erhöht. Die hierdurch entstandene finanzielle Belastung des Stromverbrauchers wird nun von der Bundesregierung und interessierten Kreisen im Bereich der konventionellen Stromerzeugung als Argumentationsgrundlage benutzt, um sowohl eine starke Reduktion des Ausbautempos der regenerativen Stromversorgung als auch eine faktische Demontage des EEG zu erreichen (vgl. Bundesregierung 2014, sowie BdEW 2013, BDI 2013, VCI 2013).

Es besteht die Gefahr, dass dieser erneute Kurswechsel in der Energiepolitik, der weiterhin als ‚Energiewende‘ vermarktet wird, die deutsche Klimapolitik und die bisher angestrebte Problemlösung im Bereich der Elektrizitätserzeugung um Jahre zurückwirft und zusätzliche großen volkswirtschaftlichen Schaden verursacht.

## 1.2 Ziel dieses Diskussionspapiers

Es ist das Ziel dieses Diskussionsbeitrags aufzuzeigen, welche Probleme es im Bereich des notwendigen klimaverträglichen Umbaus unserer Stromversorgung gibt und wie diese gelöst werden können. Hierbei wird untersucht, ob und in wie weit die von der Bundesregierung vorgeschlagenen Maßnahmen diese Probleme adressieren und warum dies eventuell nicht der Fall ist. Es soll

aufgezeigt werden, wie die vorhandenen Probleme gelöst werden können, ohne die notwendigen Ziele der deutschen Klimapolitik zu gefährden, wie dies beim Vorgehen der Bundesregierung zu befürchten ist.

## 1.3 Ergebnisse der Untersuchung

### 1.3.1 Einschätzung der angekündigten EEG-Reform der Bundesregierung

Die von der Bundesregierung in ihrem Papier vom 21.1.2014 angekündigte ‚Reform des EEG‘ (Bundesregierung 2014) geht die bestehenden Probleme bei der Finanzierung des EEG nicht an. Es werden keine geeignete Maßnahme zur Kostensenkung angekündigt. Vielmehr werden Maßnahmen in Aussicht gestellt, die zu einer weiteren Problemverschärfung durch erzwungenen Kostenerhöhungen führen werden.

Im Kern macht das Papier aber deutlich, dass es im wesentlichen nicht um eine Reform, sondern um die Abschaffung des EEG für alle ab dem Jahr 2017 in Betrieb gehenden Anlagen zur Stromproduktion aus regenerativen Energiequellen geht. Der Kern des bestehenden EEG besteht in der von vorherein gesetzlich festgelegten Vergütung für den eingespeisten Strom. Diese feste Vergütung hat es ermöglicht, dass ein großer Teil der Investitionen in Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung von den Bürgern getätigt werden konnten, da auch kleine Investoren und Genossenschaften von Banken aufgrund des über eine Laufzeit von zwanzig Jahren klar berechenbaren Einkommens- und Ausgabenstroms Kredite zu günstigen Konditionen erhalten konnten. Genau diese, den Charakter des EEG bestimmende Eigenschaft soll dem Gesetz genommen werden. So heißt es im Eckpunktepapier ‚Spätestens 2017 soll die Förderhöhe der erneuerbaren Energien durch Ausschreibung im Wettbewerb ermittelt werden‘. (Bundesregierung 2014, S. 9) Damit ist eindeutig der Übergang von einem Fördermodell mit fester Vergütung zu einem reinen Ausschreibungsmodell gegeben. Es kommt somit ein völlig anderes Grundprinzip zur Anwendung. Das EEG ist damit ab 2017 für Neuanlagen abgeschafft.

Zusätzlich kündigt die Bundesregierung eine gesetzlich verankerte Verlangsamung des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung an (Bundesregierung 2014, S. 2 und S.9). Sie schwächt damit den möglichen deutschen Beitrag zur Lösung des Klimaproblems.

Im Kern würde die angekündigte Reform, sollte sie so umgesetzt werden, wie sie im Papier der Bundesregierung angekündigt worden ist, nur die Interessen der Betreiber großer konventioneller Kraftwerke begünstigen und die gleichen Akteure auch noch zu den Hauptgewinnern des künftigen Ausbaus der regenerativen Energiequellen in Deutschland machen.

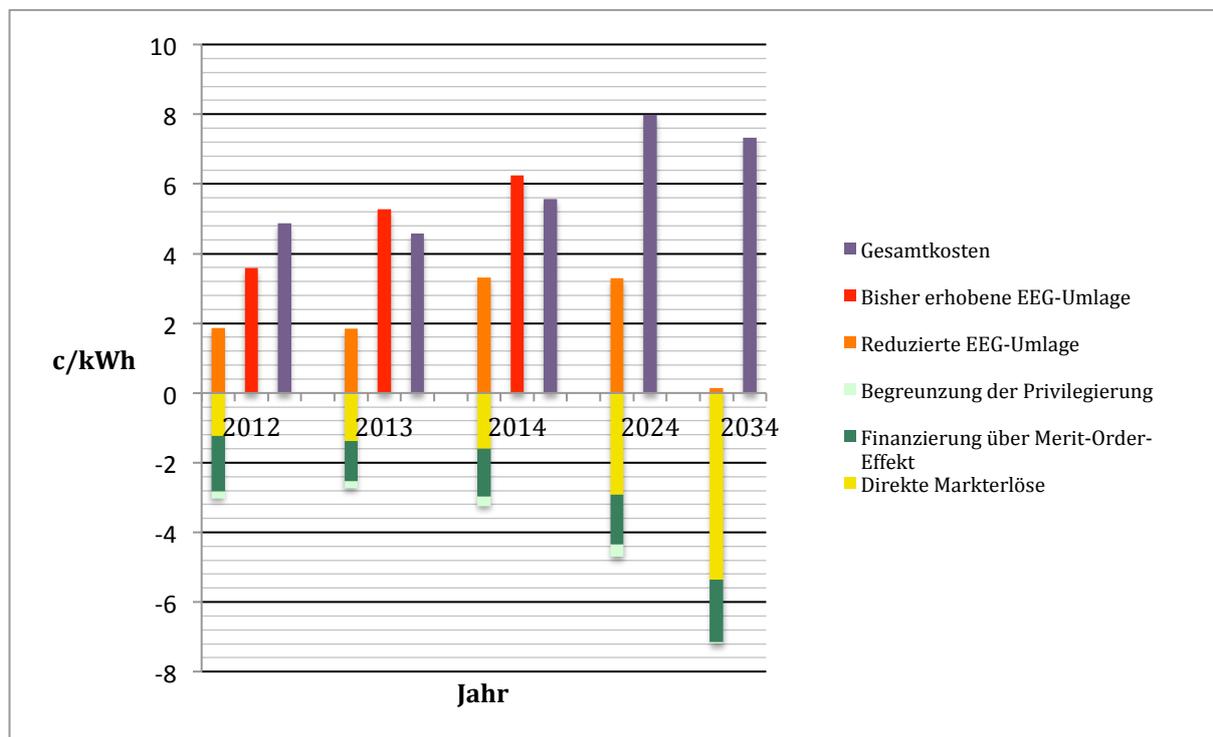
Gleichzeitig werden die völlig ungerechtfertigten Subventionen deutscher Großverbraucher und ausländischer Stromkunden in Höhe von ca. 5 Milliarden Euro pro Jahr durch die Zahlungen der deutschen Haushalte und kleiner und mittelständischer Unternehmen für eine völlig überhöhte EEG-Umlage nicht beschnitten. Da weder eine Abschöpfung des Merit-Order-Effekts zur EEG Finanzierung noch eine wirksame Einschränkung der extreme Ausnahmeregelungen von der Zahlung der EEG-Umlage geplant sind.

### 1.3.2 Ein alternativer Reformvorschlag

Alternativ zum Reformpapier der Bundesregierung wird ein Vorschlag entwickelt, der durch Abschöpfung des Merit-Order-Effekts der regenerativen Stromerzeugung und durch eine Einschränkung der Ausnahmen von der EEG-Umlage dazu führt, dass im Jahr 2014 lediglich eine EEG-Umlage von 2,32 c/kWh des mit der Umlage belasteten Letztverbrauchs bezahlt werden müsste. Bei Gesamtkosten die eine Umlage von 5,57 c/kWh bewirken würden, lassen sich am Markt direkte Erlöse erzielen, die eine Restfinanzierung in Höhe von 3,97 c/kWh per Umlage erfordern. Diese kann durch den abgeschöpften Merit-Order-Effekt um 1,39 c/kWh auf 2,58 c/kWh senken. Durch eine Einschränkung der Zahl der privilegierten Letztverbraucher ist eine Umlagesenkung um weitere 0,26 c/kWh auf lediglich 2,32 c/kWh möglich.

Diese Werte entsprechen den in 2014 anfallenden Kosten für die Vergütung der Stromproduktion aus den für 2014 prognostizierten EEG-Anlagen. Sie beinhalten keine Kosten für Nachholungen aus 2013 oder Liquiditätsrücklagen für kommende Jahre. Damit unterscheiden sie sich numerisch deutlich vom Zahlengerüst der Vorausschätzung der EEG-Umlage für 2014 durch die Netzbetreiber. Wendet man das Kostensenkungspotential auf die gezahlte EEG-Umlage von 6,24 c/kWh an, so könnte diese ohne weitere Änderungen auf 2,99 c/kWh gesenkt werden. Die Kombination der zwei vorgeschlagenen Reformmaßnahmen ermöglicht damit mehr als eine Halbierung der in 2014 zu zahlenden EEG-Umlage.

Abbildung 0.1: Finanzierungsbeiträge zur Deckung der Kosten des EEG



Simulationen für die Jahre 2024 und 2034 zeigen, dass auch bei einem hohen Anteil regenerativer Stromproduktion (45% Anteil am Nettostromverbrauch 2024 und 60% im Jahr 2034) die EEG-Umlage in einem sehr moderaten Bereich bleiben kann. Sie würde 2024 lediglich 3,3 c/kWh und im Jahr 2034 nur noch 0,15 c/kWh betragen. Der starke Rückgang nach 2030 erklärt sich aus dem bis dahin

deutlich steigenden Anteil der Verkaufserlöse am Elektrizitätsmarkt. Aber auch in 2034 trägt die Abschöpfung des Merit-Order-Effekts noch mit 1,64 c/kWh deutlich zu einer Senkung der EEG-Umlage bei. Abbildung 0.1 zeigt die verschiedenen Finanzierungsbeiträge zur Deckung der Kosten des EEG in den Jahren 2012, 2013, 2014, 2024 und 2034. Die notwendig zu erhebende Umlage zur Finanzierung des Ausbaus der regenerativen Energiequellen in Deutschland müsste in keinem Jahr über 4 c/kWh liegen, wenn der Merit-Order-Effekt abgeschöpft wird und die ungerechtfertigten Ausnahmen von der EEG-Umlage eliminiert werden.

## 1.4 Handlungsempfehlungen

1. Das EEG muss in seiner Finanzierung auf eine breitere Basis gestellt werden:
  - a. Der Merit-Order-Effekt muss direkt über die Börse abgeschöpft und zur Gegenfinanzierung des aus Gründen des Klimaschutzes notwendigen Ausbaus der regenerativen Energiequellen eingesetzt werden.
  - b. Die Ausnahmeregelungen von der EEG-Umlage sind auf die Industriesektoren zu beschränken, die auch bei der Strompreiskompensation des europäischen Emissionsrechtehandels privilegiert sind.
  - c. Eine Direktvermarktung von EEG-Strom nach §33a(1) sollte nur für regenerative Energiequellen eingeführt werden, die eine flexible Stromproduktion erlauben.
  - d. Die CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte des europäischen Handelssystems sind so weit zu verknappen, dass ein CO<sub>2</sub>-Preis von mindestens 20 Euro/t CO<sub>2</sub> erreicht wird. Sollte dies nicht möglich sein, muss eine entsprechende CO<sub>2</sub>-Steuer erhoben werden.
  
2. Die Bundesregierung sollte sich möglichst umgehend von dem als Reform getarnten Versuch der Abschaffung des EEG verabschieden:
  - a. Ein Übergang auf die Festlegung der Vergütungshöhe über Ausschreibungen ist als allgemeines Prinzip eines neuen EEG abzulehnen, da es als allgemeines Förderprinzip untauglich ist, zu einer Erhöhung der Kosten und einer Konzentration der Investitionsmöglichkeiten auf Großinvestoren führt.
  - b. Eine zwingende Direktvermarktung nach § 33a(1) für praktisch alle Erzeugungsanlagen ist abzulehnen, da eine solche Maßnahme nur zu Kostenerhöhungen ohne Effizienzgewinne führt.
  - c. Eine Begrenzung des Ausbaus der Onshore-Windenergie ist abzulehnen, da eine solche Maßnahme den kostengünstigen Ausbau der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland behindert und lediglich zu einer Kostenerhöhung des Ausbaus der regenerativen Energiequellen führt.
  - d. Eine gesetzliche Festschreibung des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung auf maximal 45 Prozent im Jahr 2025 und maximal 60 Prozent ist abzulehnen, da eine solche Festschreibung den bereits laufenden

Ausbau der regenerativen Energiequellen bremsen und den Klimaschutz behindern würde.

Die vorgeschlagenen Maßnahmen würden sowohl die Finanzierungslasten der EEG-Umlage für alle betroffenen Stromverbraucher in überschaubaren Grenzen halten, als auch sämtlichen wettbewerbpolitischen Bedenken der EU-Kommission Rechnung tragen. Gleichzeitig könnten diese Maßnahmen ohne weitere Änderungen am EEG den aus Klimaschutzgründen dringend notwendigen Ausbau der regenerativen Energiequellen in Deutschland auf hohem Niveau zu überschaubaren Kosten stabilisieren.

## 2 Ausbau und Kosten der erneuerbaren Energien ohne Reform

Zunächst ist zu analysieren, welche Entwicklung der Ausbau der erneuerbaren Elektrizitätserzeugung nehmen würde, wenn keine Veränderung der bestehenden Förderpolitik vorgenommen würde. Würde diese Entwicklung zu erheblichen Problemen führen? Welches sind die sich abzeichnenden Probleme und was sind ihre Ursachen?

### 2.1 Der sich abzeichnende Entwicklungspfad

Die derzeitige Entwicklung der regenerativen Stromerzeugung wird im wesentlichen durch die Regelungen des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) und durch die von den Bundesländern ausgewiesenen Eignungsflächen für den Bau von Anlagen zur regenerativen Stromerzeugung bestimmt. Bis zum Ende des Jahres 2013 hat die Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen in Deutschland einen Anteil von 28,2% erreicht (berechnet nach 50hertz et al. 2013, Folie 5). Für das Jahr 2014 gehen die Übertragungsnetzbetreiber für die Berechnung der EEG-Umlage von einem Anteil von 31,6% aus (berechnet nach 50hertz et al. 2013, Folie 5).

Für eine Abschätzung der zukünftigen Entwicklung ist ein Blick in die Szenarien des deutschen Netzentwicklungsplans (NEP) sehr aufschlussreich. Seit dem Jahr 2011 wird entsprechend § 12 des novellierten Energiewirtschaftsgesetzes auf der Basis der sich abzeichnenden Entwicklung der regenerativen Stromerzeugung der nächsten zehn bis zwanzig Jahre jährlich unter Federführung der Bundes Netz Agentur (BNetzA) der NEP für den notwendigen Ausbau des Höchstspannungsnetzes erstellt, um sicher zu gehen, dass der zukünftig erzeugte Strom aus regenerativen Energiequellen auch zum Verbraucher transportiert werden kann (vgl. hierzu z.B. Bundesnetzagentur 2012, S.1f). Eine der neuen Trassen des NEP ist das sogenannte Süd-Link, das den norddeutschen Windenergiestrom nach Bayern und Baden-Württemberg transportieren soll.

Für den NEP haben die Übertragungsnetzbetreiber den wahrscheinlichen Ausbau der regenerativen Energiequellen der nächsten zwanzig Jahre analysiert. Hierfür haben sie auch auf eine Erhebung der Ausbauplanungen der einzelnen Bundesländer für die verschiedenen regenerativen Energiequellen zurückgegriffen, die sie im Jahr 2011 in das ambitionierteste Ausbauszenario (Szenario C) umgesetzt haben. Insgesamt schlagen die Netzbetreiber jedes Jahr einen Rahmen von drei Ausbauszenarien für die nächsten zehn Jahre vor. Ein konservatives Szenario A, ein mittleres Ausbauszenario B und ein besonders ambitioniertes Ausbauszenario C. Die Planung des Netzausbaus orientiert sich dann am Szenario B, für das auch jeweils ein Ausblick auf den Ausbau der nächsten zwanzig Jahre gegeben wird.

Dieser Szenariorahmen wird von der Bundesnetzagentur überprüft und anschließend in eventuell modifizierter Form genehmigt und veröffentlicht. Man kann davon ausgehen, dass die in den Szenarien B der jährlichen Netzausbaupläne ausgewiesenen Werte den aktuellsten Stand der Abschätzungen des wahrscheinlichen Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland wiedergeben. Es handelt sich hierbei eher um konservative Abschätzungen, wie ein Vergleich mit den Einzelplanungen der Bundesländer, die sich im Szenario C widerspiegeln, zeigt. Tabelle 1 zeigt den Szenariorahmen des NEP 2012 in seiner am 20.12.2012 genehmigten Form.

Tabelle 1: Installierte Erzeugungsleistung und Stromverbrauch bis 2032 (genehmigter Szenariorahmen des NEP 2012 vom 20.12.2012, Bundesnetzagentur 2012, S. 2)

Installierte Erzeugungsleistung [GW]					
Technologie - ÜNB	Referenz - 2010	Szenario A 2022	(Leit-) Szenario B 2022	Szenario B - 2032	Szenario C 2022
Kernenergie	20,3	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	20,2	21,2	18,5	13,8	18,5
Steinkohle	25,0	30,6	25,1	21,2	25,1
Erdgas	24,0	25,1	31,3	40,1	31,3
Pumpspeicher	6,3	9,0	9,0	9	9,0
Öl	3,0	2,9	2,9	0,5	2,9
Sonstige	3,0	2,3	2,3	2,7	2,3
<b>Summe konv. KW</b>	<b>101,8</b>	<b>91,1</b>	<b>89,1</b>	<b>87,3</b>	<b>89,1</b>
Wasserkraft	4,4	4,5	4,7	4,9	4,3
Wind (onshore)	27,1	43,9	47,5	64,5	70,7
Wind (offshore)	0,1	9,7	13,0	28,0	16,7
Photovoltaik	18,0	48,0	54,0	65,0	48,6
Biomasse	5,0	7,6	8,4	9,4	6,7
andere reg. Erzeugung	1,7	1,9	2,2	2,9	2,0
<b>Summe EE</b>	<b>56,3</b>	<b>115,6</b>	<b>129,8</b>	<b>174,7</b>	<b>149,0</b>
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>158,1</b>	<b>206,7</b>	<b>218,9</b>	<b>262,0</b>	<b>238,1</b>
Stromverbrauch [TWh]					
Nettostrombedarf	535,4	535,4	535,4	535,4	535,4

Hinter dem Szenario C liegen die bereinigten Zahlen der Ausbauplanungen der einzelnen Bundesländer von Mitte 2011, die Tabelle 2 wiedergibt. Multipliziert man die angegebenen Leistungen mit typischen Jahresvollaststunden für die einzelnen Technologien (hier mit den von den Übertragungsnetzbetreibern selbst angenommenen Werten, vgl. 50hertz et al. 2013, Folie 5) so kann man die resultierende Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen berechnen und mit dem Nettostrombedarf vergleichen. Der genehmigte Szenariorahmen des NEP 2012 weist im Szenario B für das Jahr 2022 einen Anteil von 50,3% regenerativer Stromerzeugung und für das Jahr 2032 einen Anteil von 71,6% aus. Bemerkenswert ist, dass die Planungen der Bundesländer für das Jahr 2022 (Szenario C) bereits einen Anteil von 57,7% ausweisen.

Da sich die Rahmendaten für den Ausbau der regenerativen Energiequellen laufend verändern, wird der NEP und der Szenariorahmen jährlich fortgeschrieben. Der neuste genehmigte Szenariorahmen ist der Rahmen für den NEP 2014, der am 30. August 2013 genehmigt wurde. Er enthält Szenarien für 2024 und 2034. Dieser genehmigte Szenariorahmen ist in Tabelle 3 wiedergegeben.

Tabelle 2: Aufschlüsselung erneuerbarer Energien nach Bundesländern, Szenario C (50hertz et al. 2011, S.5)

Alle Angaben in GW	Biomasse	Geothermie	Fotovoltaik	Wasserkraft	Wind onshore	Wind offshore	Summe
Baden-Württemberg	0,8	0,1	7,0	1,2	4,5		<b>13,6</b>
Bayern	1,5	0,1	16,0	3,0	2,4		<b>23,0</b>
Berlin	0,2		0,2	0,0	0,1		<b>0,5</b>
Brandenburg	2,7		1,6	0,0	7,0		<b>11,3</b>
Bremen	0,0		0,0	0,0	0,2		<b>0,2</b>
Hamburg	0,1		0,0	0,1	0,1		<b>0,3</b>
Hessen	0,2	0,1	3,8	0,0	3,3		<b>7,4</b>
Mecklenburg-Vorpommern	0,2		0,2	0,0	2,9	3,0	<b>6,3</b>
Niedersachsen	1,1		3,7	0,1	14,2	12,0	<b>31,1</b>
Nordrhein-Westfalen	0,8		5,5	0,1	10,3		<b>16,7</b>
Rheinland-Pfalz	0,2	0,1	2,7	0,0	1,8		<b>4,8</b>
Saarland	0,0		0,5	0,0	0,2		<b>0,7</b>
Sachsen	0,2		1,0	0,1	1,6		<b>2,9</b>
Sachsen-Anhalt	0,3		1,5	0,0	6,0		<b>7,8</b>
Schleswig-Holstein	0,2	0,2	2,0	0,0	13,0	3,0	<b>18,4</b>
Thüringen	0,2		1,1	0,0	2,3		<b>3,6</b>
Bundesrepublik Deutschland	<b>8,7</b>	<b>0,6</b>	<b>46,8</b>	<b>4,6</b>	<b>69,9</b>	<b>18,0</b>	<b>148,6</b>

Tabelle 3: Installierte Erzeugungsleistung und Stromverbrauch (genehmigter Szenariorahmen des NEP 2014 vom 30.8.2013, Bundesnetzagentur 2013, S. 2)

Installierte Erzeugungsleistung [GW]					
Energieträger	Referenz 2012	Szenario A 2024	Szenario B 2024	Szenario B 2034	Szenario C 2024
Kernenergie	12,1	0,0	0,0	0,0	0,0
Braunkohle	21,2	16,0	15,4	11,3	15,4
Steinkohle	25,4	27,2	25,8	18,4	25,8
Erdgas	27,0	23,3	28,2	37,5	28,2
Öl	4,0	1,8	1,8	1,1	1,8
Pumpspeicher	6,4	10,0	10,0	10,7	10,0
sonstige konv. Erzeugung	4,1	3,7	3,7	2,7	3,7
<b>Summe konv. Erzeugung</b>	<b>100,2</b>	<b>82,0</b>	<b>84,9</b>	<b>81,7</b>	<b>84,9</b>
Wind onshore	31,0	49,0	55,0	72,0	87,4
Wind offshore	0,3	11,5	12,7	25,3	16,1
Photovoltaik	33,1	54,8	56,0	59,5	58,6
Biomasse	5,7	8,3	8,7	9,2	7,8
Wasserkraft	4,4	4,5	4,7	5,0	4,2
sonstige reg. Erzeugung	0,8	0,9	1,5	2,3	1,3
<b>Summe reg. Erzeugung</b>	<b>75,3</b>	<b>129,0</b>	<b>138,6</b>	<b>173,3</b>	<b>175,4</b>
<b>Summe Erzeugung</b>	<b>175,5</b>	<b>211,0</b>	<b>223,5</b>	<b>255,0</b>	<b>260,3</b>
<b>Nettostrombedarf [TWh]</b>					
Nettostrombedarf <sup>1</sup>	540,3	535,4	535,4	535,4	535,4
<b>Jahreshöchstlast [GW]</b>					
Jahreshöchstlast <sup>2</sup>	86,9	84,0	84,0	84,0	84,0

<sup>1</sup> inklusive der Summe der Netzverluste im Verteilnetz.

<sup>2</sup> inklusive der Summe der Verlustleistung im Verteilnetz.

Auch wenn der Szenariorahmen 2014 ein leichte Anpassung der Ausbaupfade nach unten vorgenommen hat, so zeigt er aber nach wie vor einen sehr substantiellen erwarteten Anteil der regenerativen Stromerzeugung von 52,8% für das Szenario B und 65,3% für das Szenario C im Jahr 2024 sowie einen Anteil von 70,4% für das Szenario B im Jahr 2034.

Ohne eine Intervention der Politik, die versucht, den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung erheblich zu bremsen, geht die Bundesnetzagentur zusammen mit den vier großen Übertragungsnetzbetreibern davon aus, dass wir bis zum Jahr 2024 einen Anteil von fast 53% und im Jahr 2034 von gut 70% regenerativer Stromerzeugung am Nettostrombedarf in Deutschland realisieren können, für den der Ausbau der Höchstspannungsnetze geplant und durchgeführt werden muss. Zusammenfassend kann festgestellt werden, dass die notwendige Energiewende bisher durchaus erfolgreich zu verlaufen scheint.

Allerdings stellt sich bisher ein beabsichtigter Effekt des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung noch nicht ein. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen der deutschen Stromerzeugung sind seit einem Tiefststand im Jahr 2009 von 291 Millionen Tonnen auf über 322 Millionen Tonnen im Jahr 2013 angestiegen, anstatt aufgrund des von 94,9 TWh/a im Jahr 2009 auf 147,1 TWh/a im Jahr 2013 stark gestiegenen Anteils der regenerativen Stromerzeugung kontinuierlich zu fallen (Berechnungen auf der Basis von UBA 2013 und AGEB 2014). Dieser Effekt lässt sich nicht alleine durch den Rückgang der Kernenergie von 135 (2009) auf 97 TWh/a im Jahr 2013 erklären, da dieser Rückgang um 37 TWh/a durch den Anstieg der regenerativen Stromproduktion um 52,2 TWh/a mehr als überkompensiert wurde (zu den Zahlen vgl. AGEB 2014).

Im gleichen Zeitraum stieg die deutsche Bruttostromproduktion nach AGEB (2014) von 595,6 auf 629 TWh/a. Dieser Anstieg um 33,4 TWh/a konnte nur zu 15,2 TWh/a durch den über den Rückgang der Kernenergie hinausgehenden Zuwachs der regenerativen Stromerzeugung gedeckt werden. Allerdings stieg der Nettostromexport aus Deutschland in die Nachbarländer in den Jahren 2009 bis 2013 von 14,3 auf 33,0 TWh/a. Wäre es nicht zu diesem Anstieg der Nettostromexporte um 18,7 TWh/a gekommen, so wäre nur eine Lücke von 3,5 TWh/a verblieben, die nicht durch den Zuwachs der regenerativen Energiequellen hätte gedeckt werden können.

Als Resultat der erhöhten Nettoexporte stieg die Bruttostromerzeugung aus fossilen Energieträgern von 2009 bis 2013 um 14,5 TWh/a von 344,5 auf 359 TWh/a. Gleichzeitig ging die Bruttostromerzeugung aus Erdgas von 80,9 auf 66 TWh/a zurück, während die Bruttostromerzeugung aus Braunkohle von 145,6 auf 162 TWh/a zunahm und die Bruttostromerzeugung aus Steinkohle von 107,9 auf 124 TWh/a expandierte. Es ist somit eine starke Ausweitung der besonders klimaschädlichen Stromerzeugung aus Kohle um 32,5 TWh/a zu verzeichnen gewesen.

Die positiven Auswirkungen des gestiegenen Anteils der regenerativen Stromerzeugung sind damit auf der einen Seite durch den laufenden Kernenergieausstieg und die erhöhte inländische Stromnachfrage kompensiert worden. Gleichzeitig hat ein Rückgang der relativ klimafreundlichen Stromproduktion aus Erdgas bei einer Ausweitung der sehr klimaschädlichen Kohlestromproduktion und einem gestiegenen Nettostromexport zu einem deutlichen Anstieg der Kohlendioxidemissionen aus der deutschen Stromerzeugung geführt.

Bisher scheint sowohl der Ausstieg aus der Kernenergie als auch der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung zu gelingen. Allerdings expandieren gleichzeitig die Kohlestromproduktion und die CO<sub>2</sub>-Emissionen der deutschen Stromerzeugung.

## 2.2 Die entstehenden Kosten und ihre Finanzierung

### 2.2.1 Die Kosten des EEG und ihre Finanzierung

Ein wesentliches Argument, das die Bundesregierung für die beabsichtigte Novelle des EEG anführt, ist die bisherige Kostendynamik des EEG, die sie meint durchbrechen zu müssen, um so die Steigerung der Stromkosten für den Verbraucher zu begrenzen (vgl. Bundesregierung 2014, S 1). Gemeint ist hiermit offensichtlich der rasante Anstieg der EEG-Umlage von 0,19 c/kWh im Jahr 2000 auf 6,2 c/kWh im Jahr 2014 (vgl. BMU 2012, Tabelle 5.4) . Hierbei stellen sich zwei Fragen:

1. Worauf basiert der rasante Anstieg der EEG-Umlage? Ist dieser Anstieg nur dem Ausbau der regenerativen Stromerzeugung geschuldet oder gibt es hier Kostentreiber, die nicht den regenerativen Energiequellen anzulasten sind?
2. Was kostet die Umstellung auf eine vollständig regenerative Stromerzeugung, wie sie aus Gründen des Klimaschutzes notwendig ist?

Seit der Einführung des Vorläufers des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG), des Stromeinspeisegesetzes im Jahr 1991, wird die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien in Deutschland gesetzlich gefördert. Da diese Form der Stromerzeugung zwar in der Regel zu deutlich geringeren Gesundheits-, Umwelt- und Klimabelastungen und den damit verbundene externe Kosten führt (vgl. z.B. Hohmeyer 1988, UBA 2012), aber auch höhere betriebswirtschaftliche Kosten verursacht als die konventionelle Stromerzeugung, werden den regenerativen Energiequellen seit 1991 erhöhte Entgelte für den in das öffentliche Netz eingespeisten Strom gezahlt.

Die Auszahlung der Vergütung erfolgt durch den Verteilnetzbetreiber (VNB), in dessen Netz der Betreiber der Erzeugungsanlage seinen regenerativen Strom einspeist. Dieser leitet den Strom an den Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) weiter und erhält von diesem die auszuzahlende Vergütung. Der Übertragungsnetzbetreiber vermarktet den regenerativ erzeugten Strom an der Börse und setzt die erzielten Erlöse zur Deckung eines Teils der EEG-Vergütungen ein. Die durch diese Erlöse nicht gedeckten Kosten für die erhöhten Entgelte werden von den Übertragungsnetzbetreibern den Energieversorgungsunternehmen (EVU) in Form der EEG-Umlage in Rechnung gestellt und von diesen auf den Strompreis umgelegt und so von den Verbrauchern bezahlt. Abbildung 1 zeigt die Struktur dieses sogenannten Wälzungsmechanismus.

Seit Einführung des EEG sind die an die Anlagenbetreiber ausgezahlten Vergütungen nach den verschiedenen regenerativen Energiequellen differenziert und liegen für Neuanlagen derzeit zwischen 3,4 c/kWh für Strom aus Wasserkraftwerken mit mehr als 50 MW Leistung und ca. 25 c/kWh für Strom aus geothermischen Anlagen. Die Vergütungen sind nach vielen Einzelaspekten, wie der Anlagengröße, der Windgeschwindigkeit an einem bestimmten Standort, dem Errichtungsjahr einer Anlage oder der Art der eingesetzten Biomasse differenziert und im Lauf der Zeit stark verändert worden. Besonders hohe Vergütungen hat es in den vergangenen Jahre für die photovoltaische Stromerzeugung gegeben, die über mehrere Jahre mit über 50 c/kWh gefördert worden ist.

Abbildung 1: Schematische Darstellung des fünfstufigen EEG-Wälzungsmechanismus (Bundesnetzagentur 2012a, S.14)

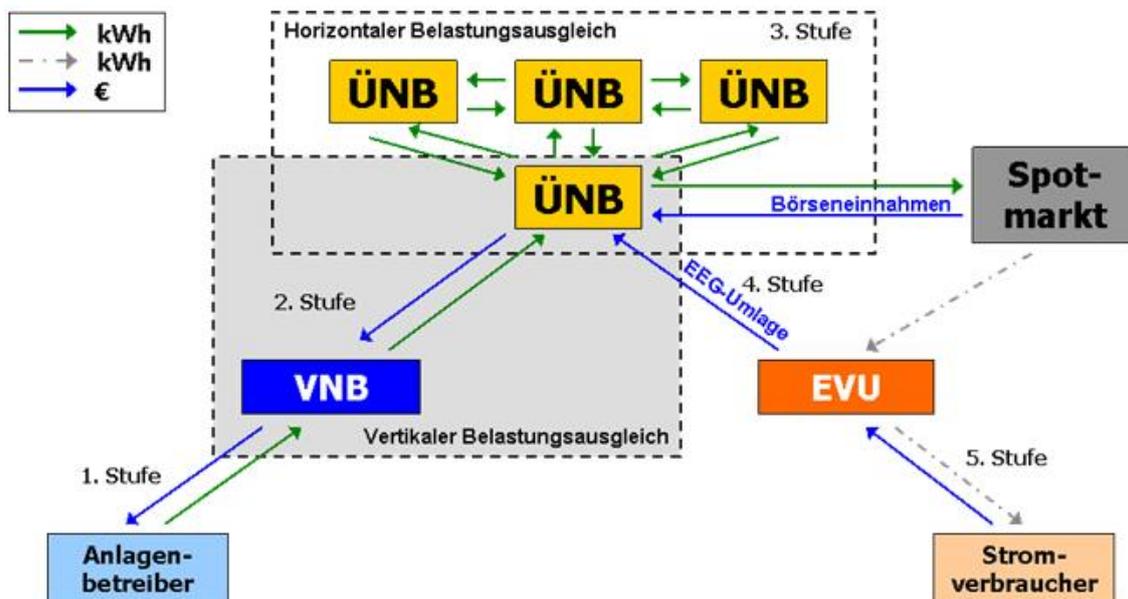
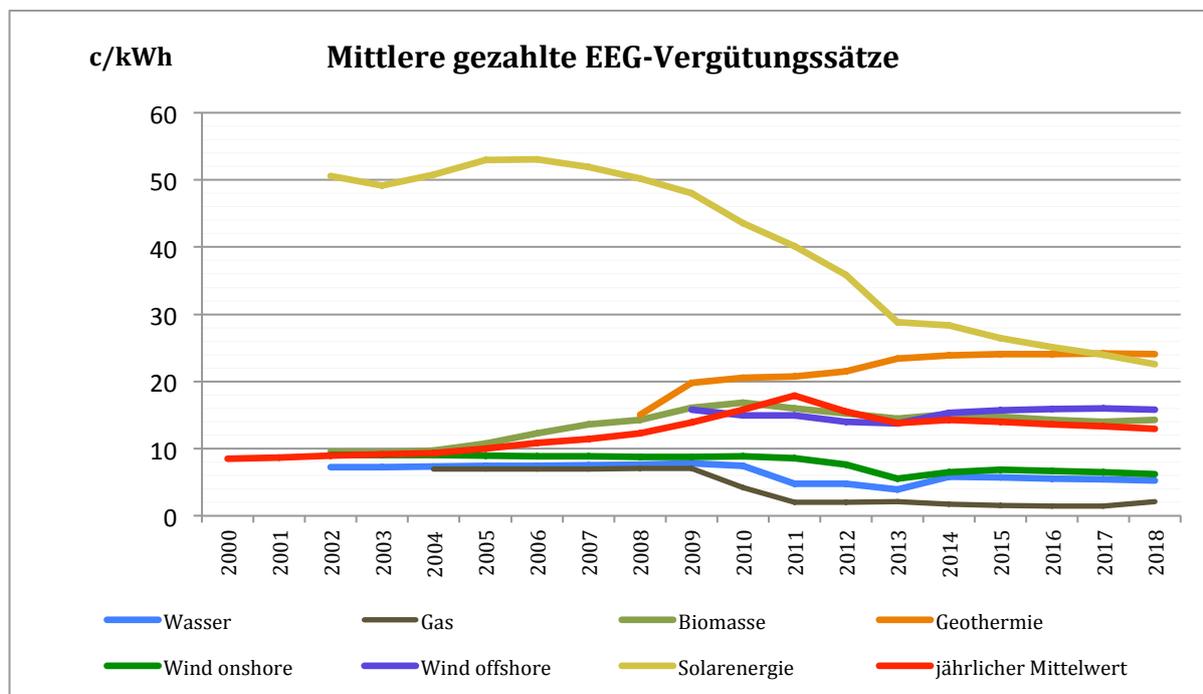


Abbildung 2: Mittlere an Betreiber gezahlte EEG-Vergütungssätze (Berechnung auf der Basis der Angaben der Übertragungsnetzbetreiber und der EEG-Mittelfristprognosen der Übertragungsnetzbetreiber bis 2018, nach r2b 2013, S.4f)

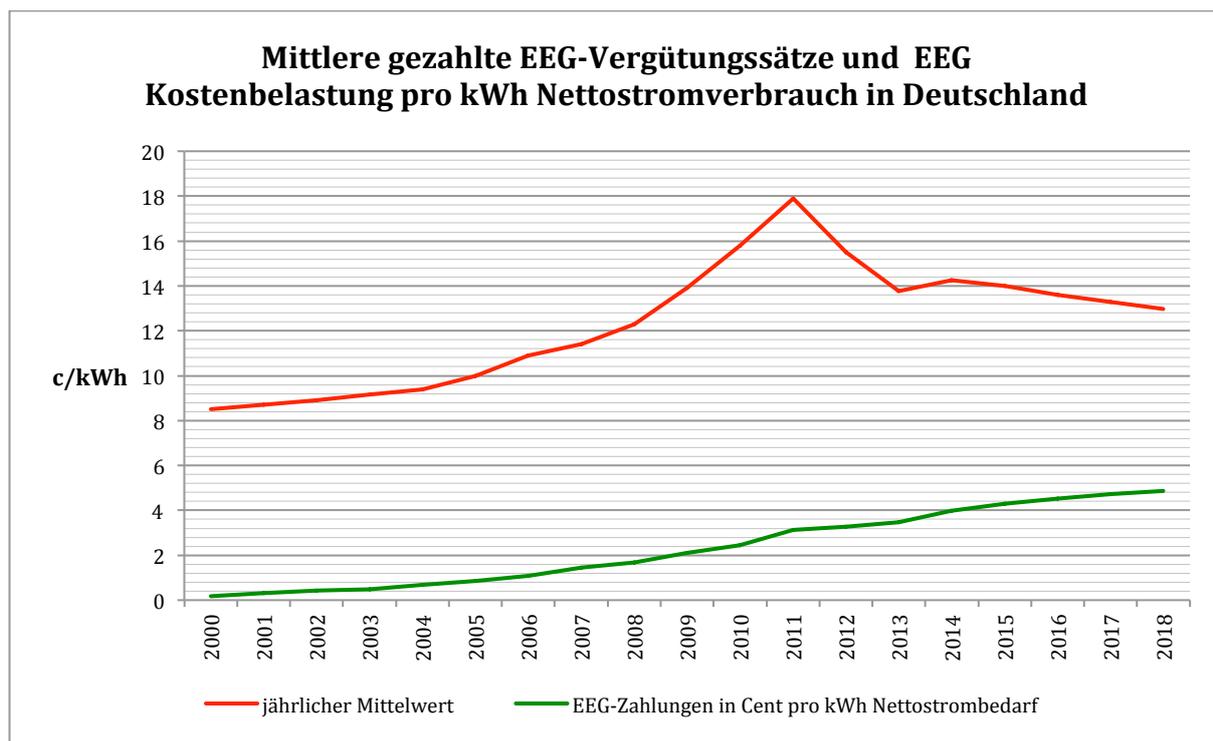


Aufgrund dieser starken Differenzierung und der Vielfältigkeit einzelner Vergütungssätze ist es am sinnvollsten, die Entwicklung der durchschnittlichen EEG-Vergütung für die verschiedenen regenerativen Energiequellen zu betrachten.

Wie Abbildung 2 zeigt, lagen die durchschnittlich gezahlten Vergütungssätze, die für alle bereits installierten Anlagen im Durchschnitt eines Jahres bezahlt werden, für die Stromerzeugung aus den verschiedenen regenerativen Energiequellen 2013 zwischen 2,1 c/kWh für Grubengas und 28,9 c/kWh für Strom aus Solarenergie. Für Strom aus Geothermie wurden 23,4 c/kWh bezahlt. Für Biomasse und Offshore-Windenergie lagen die durchschnittlichen Zahlungen bei 14,5 und 13,8 c/kWh, während für Onshore-Windenergie 5,5 und für Wasserkraft im Schnitt 3,9 c/kWh bezahlt wurden. Im Durchschnitt ergab sich 2013 eine Vergütungszahlung von 13,8 c/kWh für in das öffentliche Netz eingespeisten regenerativ erzeugtem Strom.

Nachdem in den Jahren bis 2003 die Vergütungszahlungen für die Onshore-Windenergie und moderate Zahlungen für die Biomassenutzung die durchschnittlich gezahlte Vergütung bestimmt hatten, sorgten in den Folgejahren extrem hohe Vergütungssätze für Solarstrom und stark steigende Vergütungssätze für Biomasse für ein starkes Ansteigen der durchschnittlich gezahlten Vergütungssätze von gut 9 (2003) auf knapp 18 c/kWh im Jahr 2011 (vgl. auch Abbildung 3). Seither ist die durchschnittlich gezahlte Vergütung wieder auf ca. 13,8 c/kWh im Jahr 2013 gesunken.

Abbildung 3: Mittlere gezahlte EEG-Vergütungssätze pro erzeugter Kilowattstunde und Kostenbelastung durch das EEG pro Kilowattstunde des gesamten Nettostromverbrauchs in Deutschland



Bis 2018 gehen die Übertragungsnetzbetreiber in ihrer Mittelfristprognose von einer durchschnittlichen Zahlung von 13 c/kWh aus (50hertz et al. 2014). Dämpfend wirkt sich hierbei vor allem der Einfluss der Onshore-Windenergie aus, deren durchschnittliche Vergütung inzwischen mit knapp 6 c/kWh deutlich unter der Anfangsvergütung für Neuanlagen von knapp 9 c/kWh liegt, da bereits eine große Zahl von Windenergieanlagen nicht mehr die hohe Anfangsvergütung erhalten, sondern aufgrund ihrer bereits produzierten Strommenge im Bereich der abgesenkten Vergütung

von weniger als 5 c/kWh liegen. Diese Aufteilung der Vergütung auf eine relativ hohe Anfangsvergütung und eine abgesenkte Restvergütung nach Erreichen einer vorher festgelegten gesamten Stromproduktion einer Anlage ist eine Besonderheit der EEG-Vergütung für Windenergieanlagen.

Legt man die gesamten Zahlungen für die Finanzierung der EEG-Vergütung auf den Nettostromverbrauch in Deutschland um, so hat sich die Belastung von 0,19 c/kWh bei einem Anteil von 2% EEG-Strom im Jahr 2000 auf ca. 3,5 c/kWh bei einem EEG-Stromanteil von 25% im Jahr 2013 erhöht. Aufgrund des deutlich weiter ansteigenden Anteiles von regenerativ erzeugtem Strom, die Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber geht von einem Anteil von 37% im Jahr 2018 aus, werden bei einer weiter sinkenden gezahlten Durchschnittsvergütung von 13 c/kWh die durchschnittlichen Kosten auf ca. 4,9 Cent pro Kilowattstunde des gesamten Nettostromverbrauchs in Deutschland steigen. Bei einer geschätzten Gesamtproduktion von ca. 145 Milliarden Kilowattstunden (TWh) EEG-Strom, die einem Anteil von 27% am Nettostromverbrauch entsprechen, wird die Kostenbelastung im Jahr 2014 bei ca. 4 c/kWh liegen, wie Abbildung 3 zeigt. Kostentreiber ist hierbei seit 2007 die Solarenergie, die trotz sehr hoher Kosten und entsprechender Vergütung mit erheblichen Leistungen zugebaut worden ist. Ihr Anteil an den EEG-Kosten ist inzwischen auf ca. 50% gestiegen, obwohl der Anteil des Solarstroms nur bei ca. 25% der regenerativen Stromerzeugung liegt.

Abbildung 4: Jährliche EEG-Zahlungen an Anlagenbetreiber (Berechnung auf der Basis der Angaben der Übertragungsnetzbetreiber und der EEG-Mittelfristprognosen der Übertragungsnetzbetreiber bis 2018)

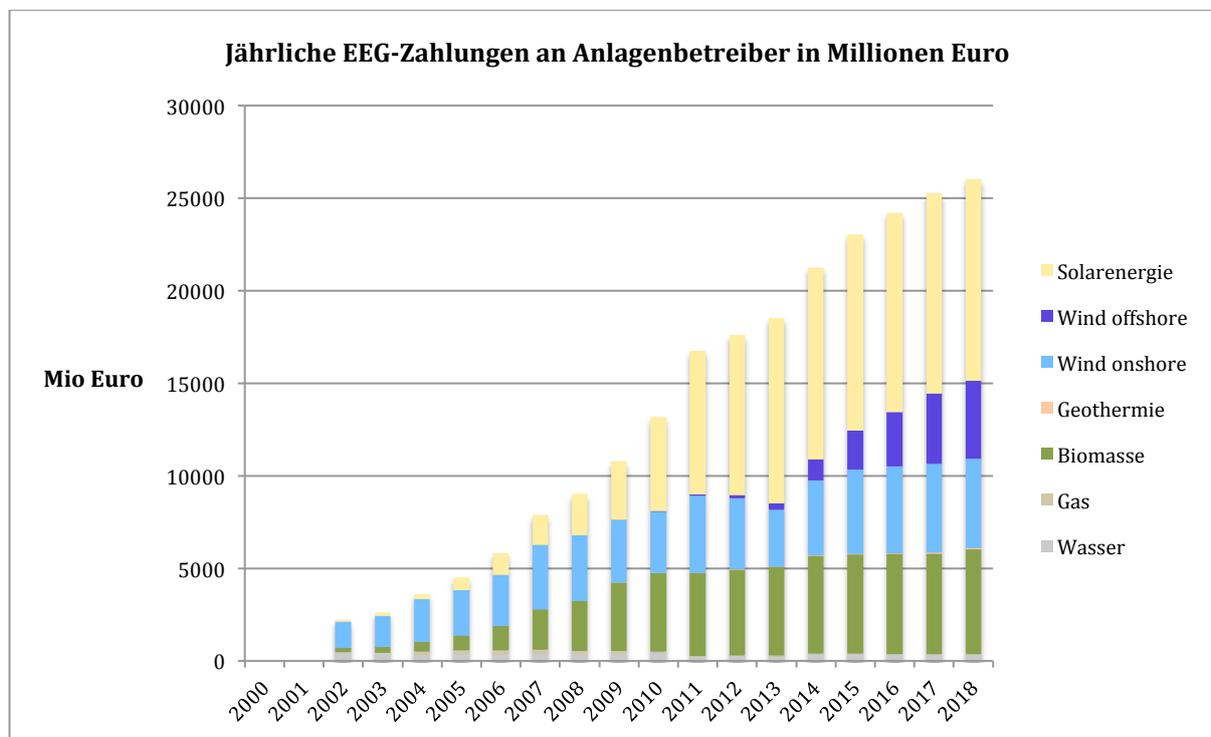
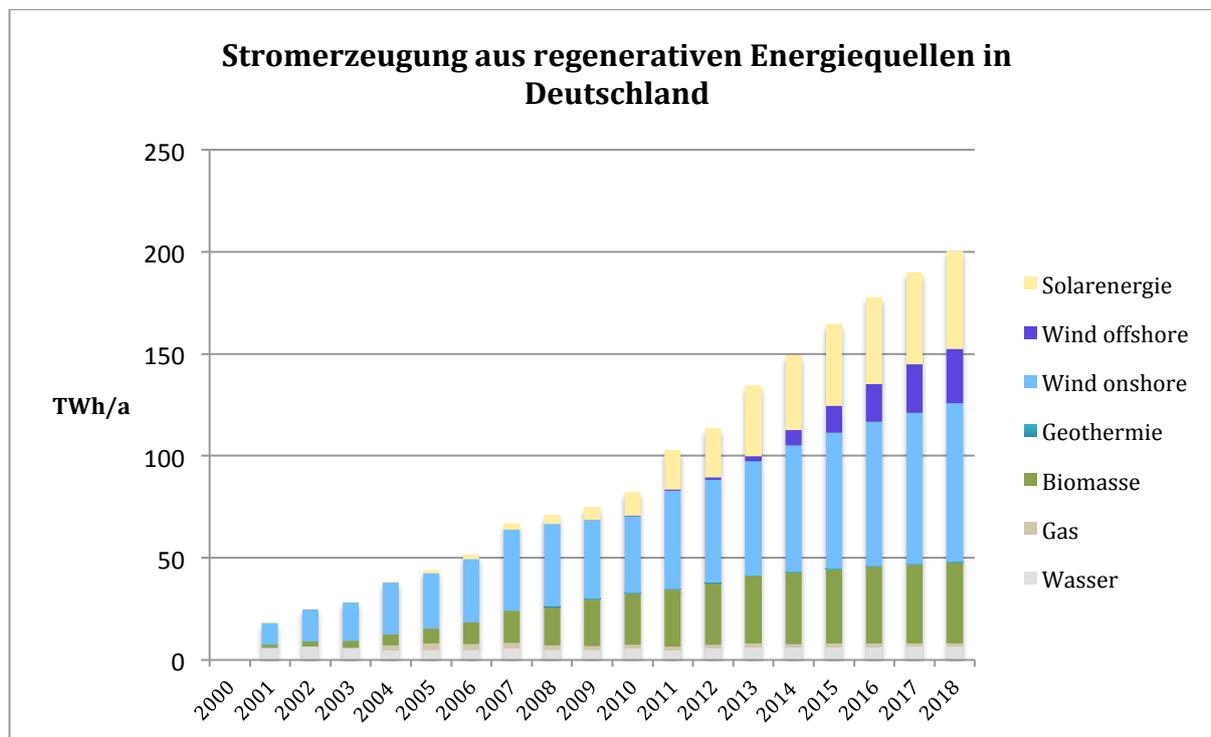


Abbildung 5: Entwicklung der vergüteten Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen (nach Abrechnung der Übertragungsnetzbetreiber)



Woran liegt es nun, dass die EEG-Umlage für 2014 mit 6,24 c/kWh deutlich über der notwendigen Umlage von 4 c/kWh liegt, die sich ergibt, wenn man alle gezahlten EEG-Vergütungen auf den gesamten deutschen Nettostromverbrauch umlegt? Um diesen Unterschied zu verstehen, muss man betrachten, wie die EEG-Umlage berechnet wird und von welchen Stromverbrauchern sie letztendlich bezahlt wird. Zu diesem Zweck wird im Folgenden kurz die Struktur der EEG-Umlageberechnung erläutert. Eine ausführliche Abhandlung findet sich in Loreck et al. 2012.

Die EEG-Umlage berechnet sich im Prinzip nach einer einfachen Formel:

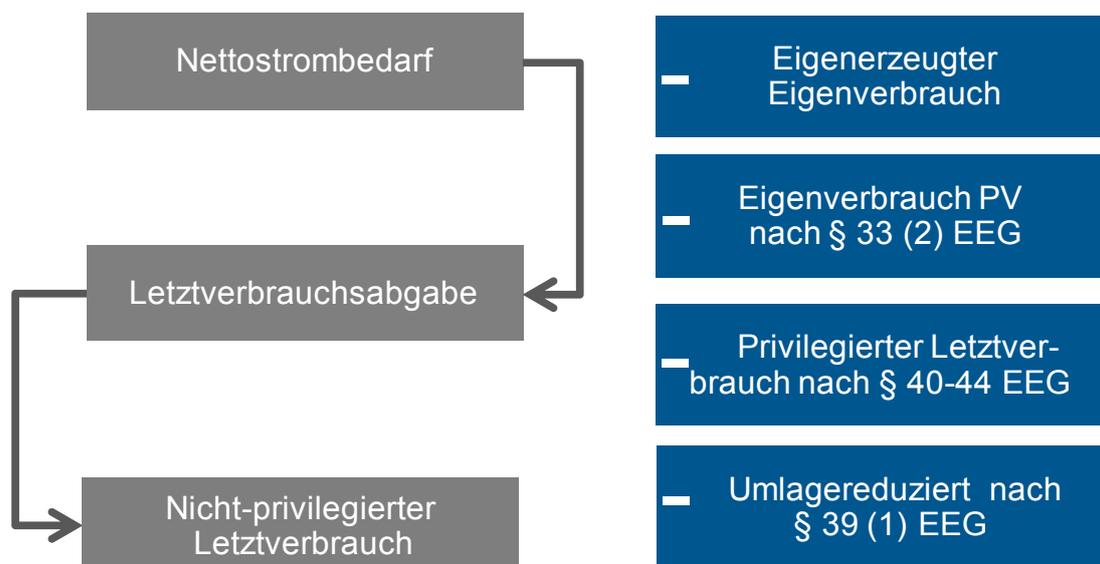
$$Umlage = \frac{1}{Verbrauch} * (Kosten - Erlöse)$$

Hierbei stellen die Kosten die Zahlungen an alle EEG Anlagenbetreiber und die Erlöse die Einnahmen für die Vermarktung des EEG-Stroms dar. Die Vermarktung erfolgt in der Regel durch die Übertragungsnetzbetreiber an der Strombörse und entlastet ihn von einem Teil der zu zahlenden Kosten der ausgezahlten EEG-Vergütungen. Die verbleibenden Kosten werden per Umlage von den Stromkunden erhoben.

Der Verbrauch, auf den die Umlage zu zahlen ist, ist allerdings nicht der gesamte Nettostromverbrauch in Deutschland, sondern nur der sogenannte ‚nicht privilegierte Letztverbrauch‘. Um diesen zu berechnen, werden vom Nettostrombedarf der ‚Eigenerzeugte Eigenverbrauch‘, der außerhalb der öffentlichen Erzeugung zumeist von Industrieunternehmen erzeugt und verbraucht wird, der Eigenverbrauch von Solarstrom und der sogenannte ‚privilegierte Letztverbrauch‘ und der umlagereduzierte Letztverbrauch abgezogen (vgl. Abbildung 6). Da die

Ausgangsgröße dieser Berechnungen der inländische Nettostrombedarf ist, bleiben auch der Eigenstrombedarf der konventionellen Kraftwerke und der exportierte Strom außer Betracht.

Abbildung 6: Schematische Berechnung des nicht privilegierten Eigenverbrauchs zur Berechnung der EEG-Umlage (Quelle: Prognos AG 2011, S.5)

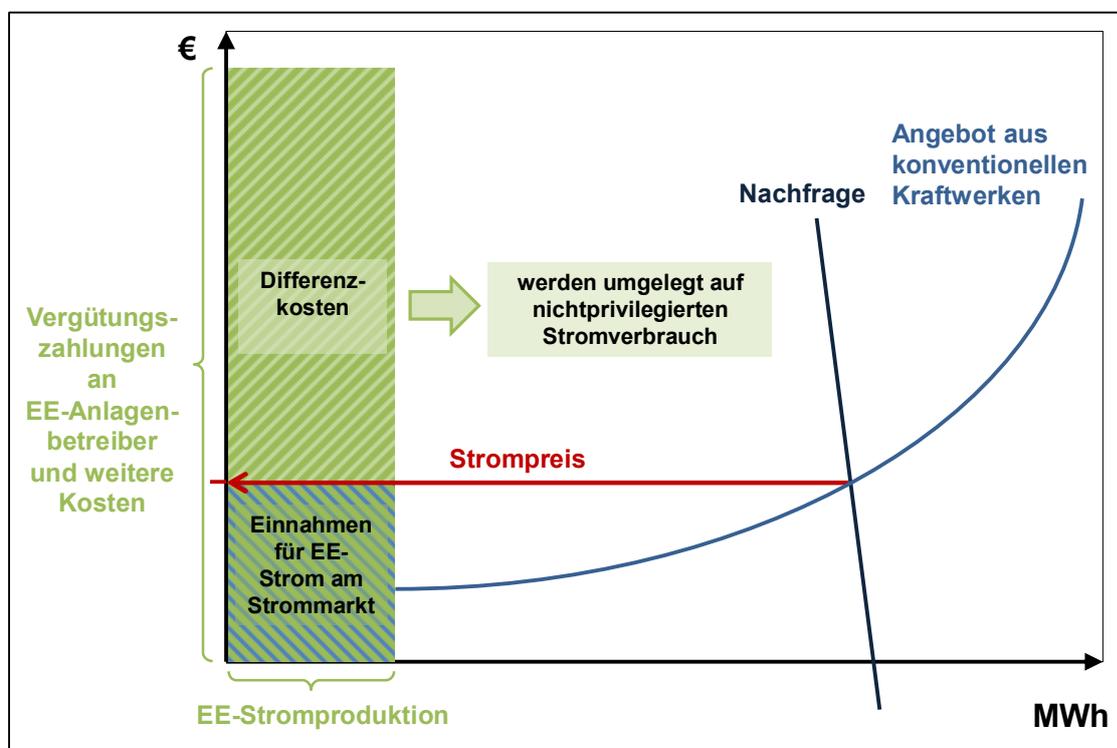


Quelle: Prognos AG

Für das Jahr 2010 ergab sich so statt eines Nettostromverbrauchs von 535,4 TWh ein nicht privilegierter Letztverbrauch von 403,3 TWh (vgl. Prognos 2011, S.9). Seit der Einführung des privilegierten Letztverbrauchs, der ursprünglich energieintensive Unternehmen im internationalen Wettbewerb vor Nachteilen schützen sollte, ist die von der EEG-Umlage auf diesem Weg befreite Strommenge von 5,85 TWh/a im Jahr 2003 auf 86,1 TWh/a in 2012 gestiegen (vgl. ZSW 2013, Tabelle 5). Diese starke Ausweitung ist im Wesentlichen auf eine erhebliche Ausdehnung der Privilegierung auf Unternehmen zurückzuführen, die weder wirklich energieintensiv sind, noch einem starken internationalen Konkurrenzdruck ausgesetzt sind (z.B. Großbäckereien). Mit in den Bereich des privilegierten Letztverbrauchs fallen zusätzlich auch Stromerzeuger oder Händler, die mindestens 50% des von ihnen verkauften Stroms aus der Direktvermarktung von regenerativen Strom beziehen. Dieses sogenannte ‚Grünstromprivileg‘ führte 2011 zu einer Vermarktung von insgesamt 22,4 TWh Strom, der entsprechend dieser Regelung von der EEG-Umlage ausgenommen war. Die reine Eigenstromerzeugung in der Industrie lag 2003 bei knapp 53 TWh/a und führte zu einer Erhöhung der EEG-Umlage um 11% gegenüber einer Umlage auf den gesamten Nettostromverbrauch. Der Eigenstromverbrauch unterliegt relativ starken konjunkturellen Schwankungen. Im Minimum der letzten Jahre lag er 2003 bei ca. 38 TWh/a und im Maximum in 2011 bei 73 TWh/a (berechnet als Differenz zwischen Nettostromverbrauch und Letztverbrauch).

Ein anderer wichtiger Einflussfaktor auf die Höhe der EEG-Umlage sind, wie eingangs erwähnt, die durch die Vermarktung an der Börse erzielten Erlöse, welche die notwendige Umlage zur Finanzierung der EEG-Kosten verringern. Abbildung 7 veranschaulicht den hier zugrunde liegenden Zusammenhang.

Abbildung 7: Qualitative Darstellung der Bildung der Differenzkosten aus den Kosten für Zahlungen und den Erlösen für erneuerbaren Strom an der Börse (Quelle: Loreck et al. 2013, S. 9)



Quelle: Öko-Institut

Der Strompreis bildet sich am Markt in jeder Stunde (zum Teil inzwischen sogar in jeder Viertelstunde) indem der Stromnachfrage in dieser Stunde die nach der Höhe ihrer variablen Kosten geordneten Kapazitäten aller am Markt verfügbaren Kraftwerke (die so ermittelte Kostenkurve bezeichnet man als Merit-Order) gegenüber gestellt werden. Die variablen Kosten, des letzten zur Deckung der Nachfrage notwendigen Kraftwerks bestimmen so den Marktpreis des Stroms (vgl. Abbildung 8). Somit kann sich in jeder Stunde des Jahres ein anderer Preis und damit ein anderer Erlös für die vermarktete Kilowattstunde regenerativ erzeugten Stroms ergeben.

Da die regenerativen Energiequellen Wind, Sonne, Wasserkraft und Geothermie praktisch keine variablen Kosten haben und auch die Stromerzeugung aus anderen EEG-Anlagen nicht vom Übertragungsnetzbetreiber gesteuert und mit einer fixen EEG-Vergütung bezahlt wird, treten die unter dem EEG von den Übertragungsnetzbetreibern vermarkteten regenerativ erzeugten Strommengen am Markt ohne variable Kosten auf. Sie kommen also ganz links in der Merit-Order (vgl. Abbildung 9).

Je höher nun die Erzeugung aus regenerativen Energiequellen wird, um so weniger konventionelle Kraftwerke werden zur Deckung einer gegebenen Stromnachfrage benötigt und desto niedriger wird der Marktpreis, weil sich die Merit-Order Kurve immer weiter nach rechts verschiebt (Merit-Order-Effekt).

Abbildung 8: Strompreisbildung am Markt auf der Basis der variablen Erzeugungskosten des verfügbaren Kraftwerksparks (Merit-Order)

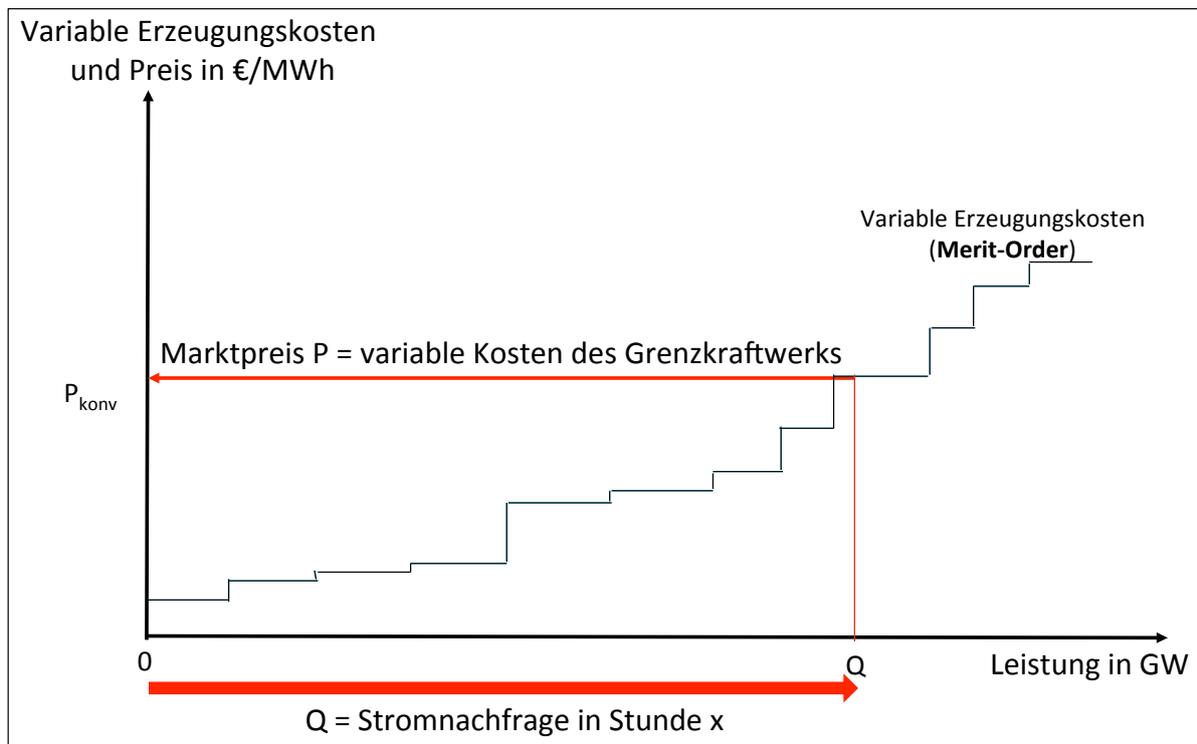
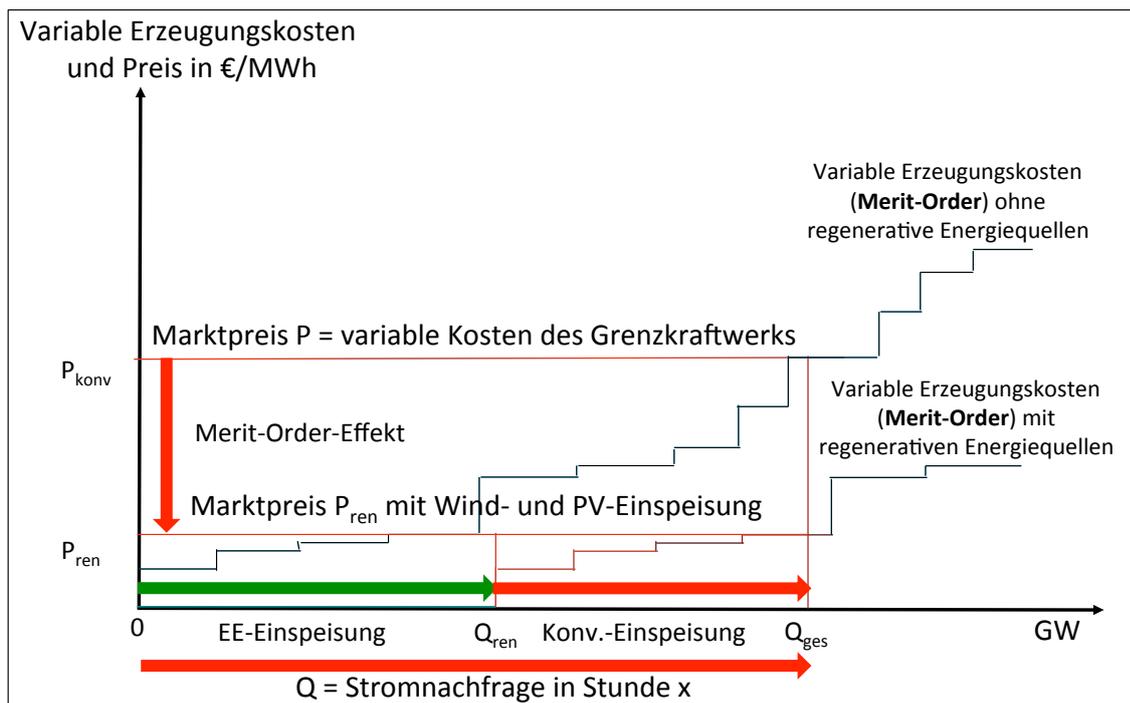


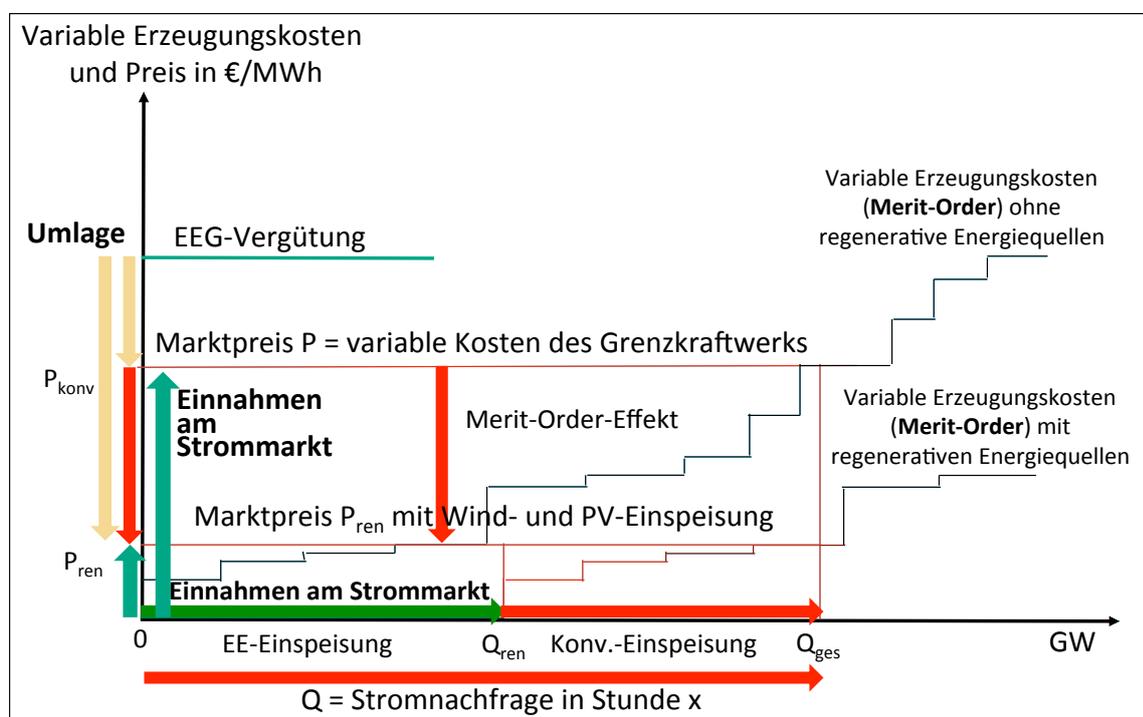
Abbildung 9: Einfluss der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen ohne variable Kosten (Wind und Sonne) auf die Strompreisbildung am Markt über die Merit-Order (Merit-Order-Effekt)



Der Merit-Order-Effekt führt dazu, dass gerade bei besonders hoher Produktion aus Wind und Solaranlagen der Marktpreis besonders niedrig ist und damit die Einnahmen zur Finanzierung der EEG-Kosten besonders gering ausfallen (vgl. Abb. 10).

Gleichzeitig werden durch diesen Mechanismus alle Stromkunden, die nicht an der Finanzierung des EEG über die Umlage beteiligt sind (privilegierte Letztverbraucher und internationale Käufer deutschen Stroms an der Börse) gegenüber einer rein konventionellen Stromerzeugung deutlich entlastet und auf Kosten aller nicht privilegierten Stromverbraucher, die für sie die Kosten des EEG-Stroms mit bezahlen, subventioniert.

Abbildung 10: Einfluss des Merit-Order-Effekts auf die EEG-Umlage



Eine Analyse der Zusammensetzung der EEG-Umlage für die Jahre 2012 und 2013 durch den Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE 2012) zeigt, dass der Rückgang der Börsenstrompreise mit 0,85 c/kWh neben dem privilegierten Letztverbrauch (hier als Industrieprivileg bezeichnet) mit 1,22 c/kWh einen erheblichen Einfluss auf die Höhe der EEG-Umlage hatte, wie Abbildung 11 verdeutlicht.

Die in der Graphik aufgeführte Nachholung von 0,67c/kWh aus 2012 im Jahr 2013 ergab sich im wesentlichen daraus, dass der erzielbare Börsenpreis für regenerativ erzeugten Strom im Jahr 2012 deutlich niedriger ausgefallen ist, als vorher von den Übertragungsnetzbetreibern geschätzt worden war. Die entstandene Finanzierungslücke für die EEG-Umlage des Jahres 2012 musste mit der EEG-Umlage des Jahres 2013 nachträglich ausgeglichen werden.

Abbildung 11: Kostenstruktur der EEG-Umlage 2012 und 2013 (Quelle: BEE 2012, S. 6)

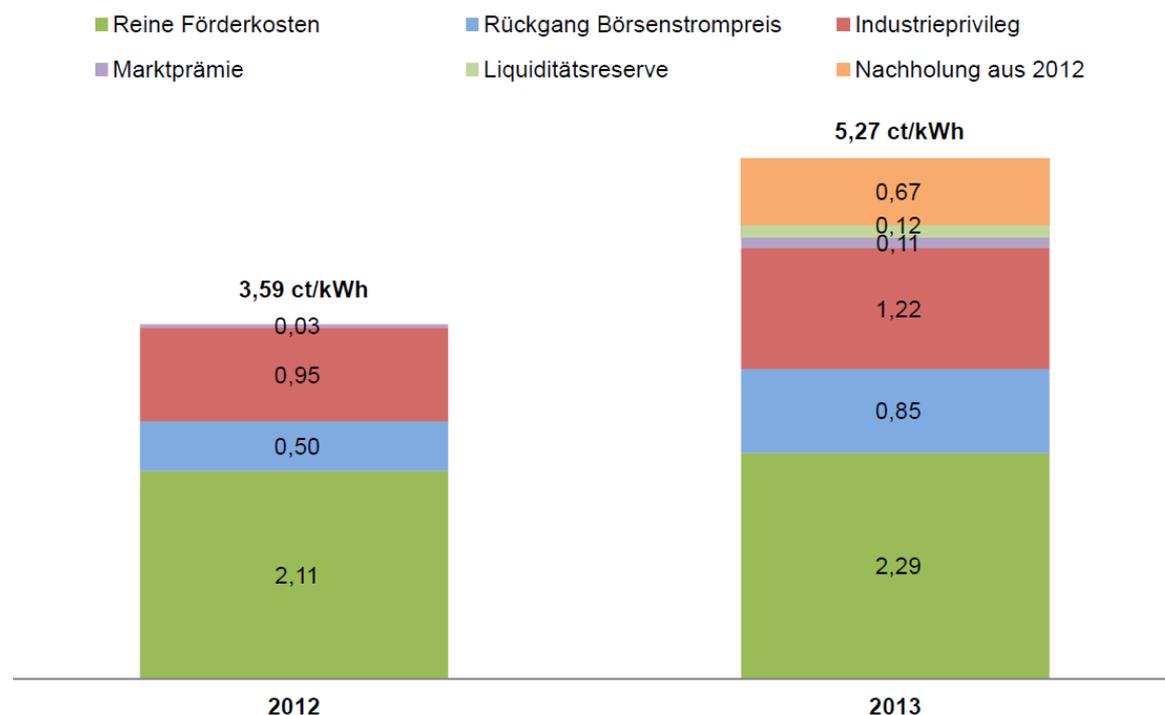


Tabelle 4: Kostenbestandteile der EEG-Umlage in den Jahren 2012 bis 2014 (Berechnungen auf der Basis von BEE 2012 und Loreck et al. 2013)

Angaben in ct/kWh	2012	Anteile 2012	2013	2014 (AGORA)	Anteil 2014	Steigerung 2012-2014
<b>Reine Förderkosten</b>	<b>2,11</b>	<b>59%</b>	<b>2,29</b>	<b>2,72</b>	<b>44%</b>	<b>29%</b>
davon: PV	1,33		1,38	1,46		
Wind onshore	0,20		0,22	0,33		
<b>Rückgang Börsenpreis</b>	<b>0,50</b>	<b>14%</b>	<b>0,85</b>	<b>1,21</b>	<b>19%</b>	<b>142%</b>
<b>BesAR (Umlagebefreiung)</b>	<b>0,95</b>	<b>26%</b>	<b>1,22</b>	<b>1,36</b>	<b>22%</b>	<b>43%</b>
<b>Nachholung (zu hohe Preisschätzung)</b>			0,67	0,67	<b>11%</b>	
Marktprämie	0,03	1%	0,11	0,11	2%	
Liquiditätsreserve			0,12	0,12	2%	
<b>Summe</b>	<b>3,59</b>		<b>5,28</b>	<b>6,24</b>		<b>74%</b>

Kombiniert man die Analyse des BEE mit den Ergebnissen einer Untersuchung des Ökoinstituts (Loreck et al. 2013) im Auftrag der AGORA Energiewende über die Struktur der EEG-Umlage 2014, so ergeben sich die in Tabelle 4 nachgezeichneten Veränderungen der EEG-Umlage. Entsprechend dieser Analyse liegen die reinen Förderkosten im Jahr 2014 nur noch bei 44% der gesamten Umlagekosten. Inzwischen machen die Umlagebefreiung für den privilegierten Letztstromverbrauch

und der Rückgang des Börsenpreises in 2014 sowie die Nachholung für den Rückgang des Börsenpreises in 2013 über 50% der EEG-Umlage im Jahr 2014 aus.

Insgesamt sehen wir uns immer stärker mit Kostentreibern konfrontiert, die keinen Beitrag zur Förderung der regenerativen Energiequellen leisten, aber durch die Subventionierung Dritter über das EEG die EEG-Umlage innerhalb weniger Jahre substantiell erhöht haben, während die reinen Förderkosten nur zu einer sehr moderaten Erhöhung der EEG-Umlage geführt haben. Diese EEG-fremden Kosten müssen in jedem Fall aus der EEG-Umlage entfernt werden, selbst wenn sonst keine Änderungen am EEG vorgenommen werden.

### **2.2.2 Kosten einer 100% regenerativen Stromerzeugung**

Bei der im Kern der Umlage zu beobachtenden Kostensteigerung stellt sich die Frage, wie hoch die Kosten der aus Klimaschutzgründen notwendigen vollständigen Umstellung auf eine 100% regenerative Stromversorgung für Deutschland ausfallen müssen. Diese Frage lässt sich nicht durch eine reine Fortschreibung der Vergangenheitsentwicklung beantworten, da für eine 100% regenerative Stromversorgung zusätzlich auch in erheblichem Maße Speicher und ein umfangreicher Netzausbau benötigt werden. Außerdem stellt sich die Frage, ob eine solche 100% regenerative Stromversorgung mit den Erzeugungspotentialen der regenerativen Energieträger in Deutschland überhaupt realisierbar ist.

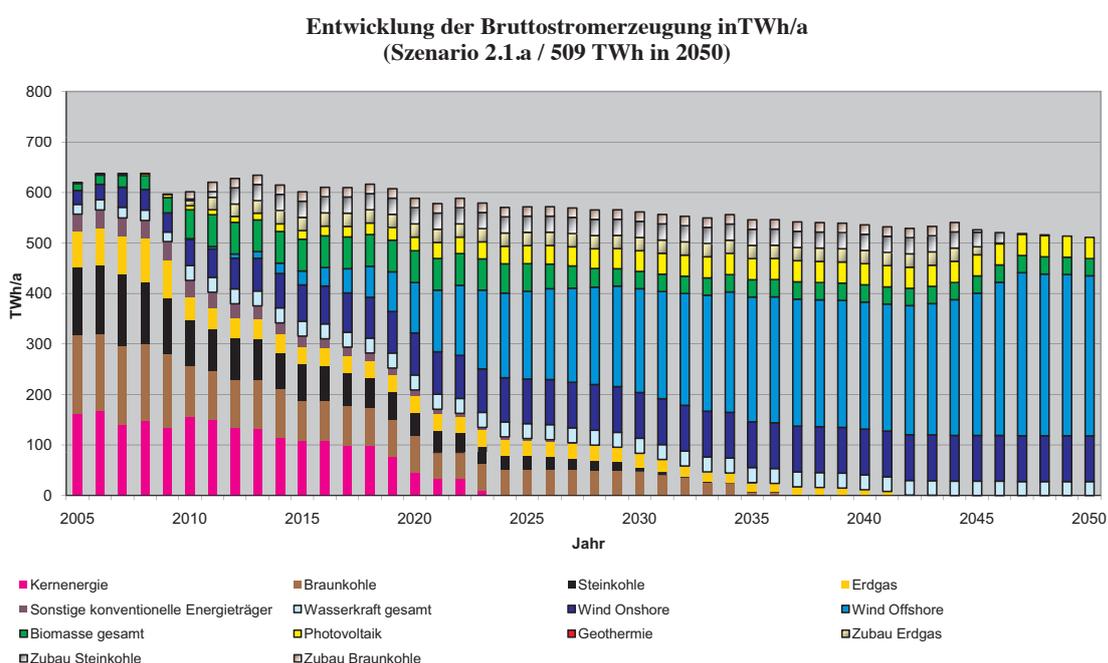
Diesen Fragen ist der Sachverständigenrat für Umweltfragen in seinem Sondergutachten über eine 100% regenerative Stromversorgung in Deutschland und Europa nachgegangen (SRU 2011). Es handelt sich bei diesem Gutachten um eine der detailliertesten Studien, die bisher zu diesen Fragen vorgelegt wurde (vgl. Hohmeyer 2014). Daher wird im Folgenden auf die Ergebnisse der Studie des Sachverständigenrates zur Klärung der Frage der Kosten einer Umstellung auf eine 100% regenerative Stromversorgung zurückgegriffen.

Zusammenfassend hat der Sachverständigenrat in seinem Sondergutachten festgestellt, dass eine 100% regenerative Stromversorgung nicht nur für Deutschland sondern auch für alle anderen europäischen Staaten und Nordeuropa möglich ist, wenn man einen beschränkten Stromaustausch (maximal 15% Nettoimport aus einem anderen Land der untersuchten Region) zulässt (vgl. SRU 2011, S. 105). In Deutschland wäre auch eine völlig autarke regenerative Stromversorgung möglich (SRU 2011, Szenario 1.a und 1.b). Eine völlig autarke Versorgung würde aber ungerechtfertigt hohe Kosten verursachen, da in Deutschland nur sehr teure saisonale Speichermöglichkeiten (Speicher für elektrolytisch erzeugter Wasserstoff oder daraus hergestelltes Methan) vorhanden sind, käme es in einem solchen Fall zur Installation sehr großer Überkapazitäten im Bereich der Erzeugung und zur notwendigen Abregelung von ca. 50 TWh/a (vgl. SRU 2011, S. 92). Sehr viel günstiger gestaltet sich eine 100% regenerative Stromversorgung aus deutschen Quellen, wenn für die saisonale Speicherung auf die Potentiale norwegischer Pumpspeicher zurückgegriffen werden. Die Überproduktion sinkt auf weniger als 0,3 TWh/a, da es möglich wird ca. 23 TWh der Stromerzeugung saisonal zu speichern und vom Winterhalbjahr ins Sommerhalbjahr zu verschieben. Durch diese Speichermöglichkeit kann die in Deutschland installierte Erzeugungsleistung von 230 auf 163 GW reduziert werden (vgl. SRU 2011, S. 94).

Das Sondergutachten zeigt auch, dass bei einer Umstellung von der heutigen Elektrizitätsversorgungsstruktur auf eine 100% regenerative Elektrizitätsversorgung in Deutschland

keine weiteren neuen konventionellen Kraftwerke gebaut werden müssen, als die im Jahr 2009 bereits im Bau befindlichen Kohle- und Gaskraftwerke sowie die zum gleichen Zeitpunkt in weitgehend abgeschlossener Planung befindlichen Gaskraftwerke, die noch bis zum Ende 2014 fertig gestellt werden können (vgl. SRU 2011, S. 148ff). Diese Feststellung ist um so erstaunlicher, als der Sachverständigenrat lediglich von einer Betriebsdauer von 35 Jahren für alle konventionellen Kraftwerke ausgegangen ist, obwohl Laufzeiten von über 50 Jahre realisierbar sind. Abbildung 12 zeigt die Struktur des vom Sachverständigenrat entwickelten Übergangsszenarios.

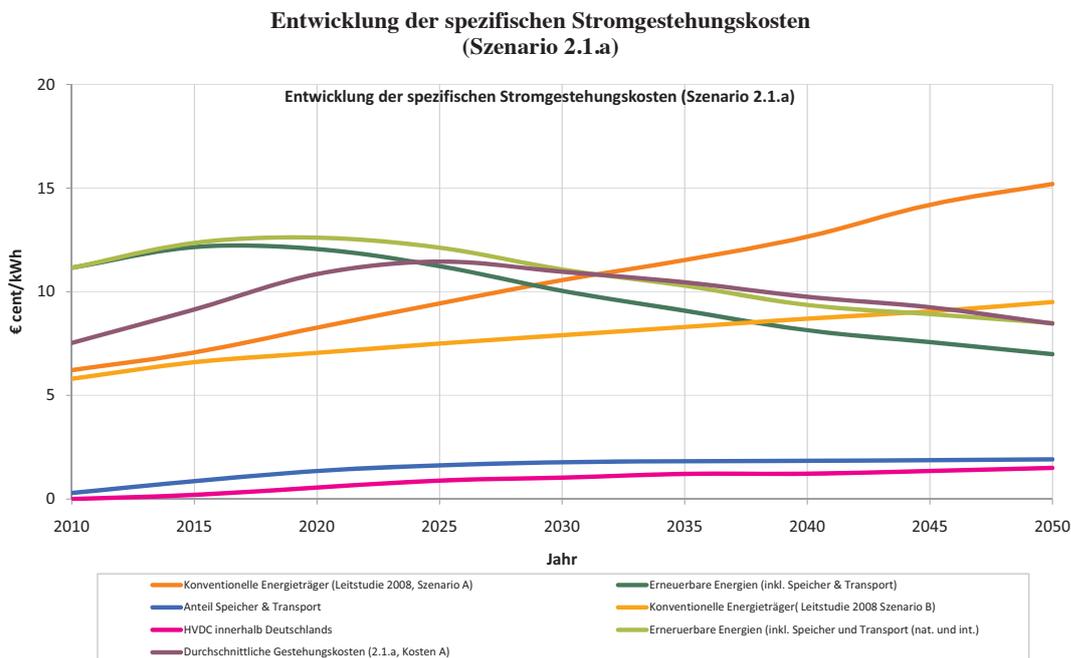
Abbildung 12: Entwicklung der Bruttostromerzeugung in Deutschland im Übergangsszenario 2.1.a des SRU (SRU 2011, S. 149)



Quelle: SRU 2010, basierend auf UBA 2009a; BDEW 2008a

Mit dem vom Sachverständigenrat vorgeschlagenen Ausbau der regenerativen Stromerzeugung in Deutschland sind zwar anfänglich höhere Kosten verbunden, wie Abbildung 13 zeigt. Bis 2050 sinken die Kosten der regenerativen Stromerzeugung jedoch so deutlich, dass die durch eine 100% regenerative Stromerzeugung verursachten Kosten spätestens ab 2045 deutlich geringer sind als die Kosten einer auf konventionelle Energieträger gestützten Versorgung. Die Kosten der durchschnittlichen jeweils in einem Jahr erzeugten Kilowattstunde regenerativ erzeugten Stroms einschließlich der zusätzlichen Speicher- und Netzausbaukosten liegen im Ausbauszenario des SRU 2010 bei ca. 11 c/kWh und steigen bis 2020 auf knapp 14 c/kWh, um danach bis 2050 auf unter 8 c/kWh zu sinken (alle Angaben in Preisen von 2010) (SRU 2011, S. 179). Auf der anderen Seite steigen die Kosten für eine rein konventionell erzeugte Kilowattstunde Strom in Deutschland von knapp 6 c/kWh im Jahr 2010 auf über 9 c/kWh im Jahr 2050 im Fall eines sehr moderaten Preisanstiegs für konventionelle Energieträger und auf gut 15 c/kWh im Fall eines starken Preisanstiegs.

Abbildung 13: Entwicklung der Stromgestehungskosten einschließlich Speichern und Netzausbau (SRU 2011, S. 179)



Quelle: SRU 2010, basierend auf Leitszenario A aus NITSCH 2008; DLR 2010a

Die vom Sachverständigenrat angenommenen Kosten der regenerativen Stromerzeugung liegen niedriger als die in den vergangenen drei Jahren realisierten Kosten, weil der SRU einen deutlich langsameren Ausbau der photovoltaischen Stromerzeugung unterstellt hat, als dies in den letzten Jahren der Fall war. Damit unterschätzte er einerseits die frühen Kosten des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung, er überschätzte auf der anderen Seite aber auch die mittelfristigen Kosten der solaren Stromerzeugung, weil er die durch den starken Ausbau der photovoltaischen Stromerzeugung eingetretenen Kostensenkungen deutlich unterschätzt hat, die mittelfristig zu niedrigeren Ausbaukosten führen dürften, als vom Sachverständigenrat angenommen.

Es kann davon ausgegangen werden, dass die EEG-Umlage aufgrund der Kostenentwicklung mittelfristig deutlich sinken wird, wie es sich bereits durch den Rückgang der mittleren EEG-Vergütung abzeichnet.

Es kann festgestellt werden, dass eine Umstellung auf eine nachhaltige und klimaverträgliche Stromversorgung die zu 100% auf regenerativen Energiequellen führt, zwar in der Übergangsphase erhöhte Stromerzeugungskosten verursacht, eine rein regenerative Stromversorgung aber langfristig die dauerhaft kostengünstigste Form der Versorgung darstellt. Im Vergleich zu den durch eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung langfristig vermiedenen Folgekosten des Klimawandels erscheinen die kurz- und mittelfristigen Erhöhungen der (internen) Stromgestehungskosten jedoch vergleichsweise gering.

### 2.3 Welche Probleme müssen gelöst werden?

Auch wenn sich abzeichnet, dass sich die Belastungen durch die notwendige Umstellung auf eine 100% regenerative Stromversorgung in Deutschland in überschaubaren Grenzen halten werden, so bleiben doch noch eine Reihe von Problemen zu lösen:

1. Die Konzentration der Belastungen der Finanzierung der Umstellung auf die sogenannten ‚nicht privilegierten Verbraucher‘ führt zu einer nicht zumutbaren Belastungshöhe für diese Verbraucher, während gleichzeitig privilegierte Großverbraucher und Importeure deutschen Stroms in nicht zu rechtfertigender Weise bevorzugt werden. Hier müssen die viel zu weit gefassten Ausnahmetatbestände auf das absolut notwendige Minimum reduziert werden.
2. Die fehlende Abschöpfung des Wertes der regenerativen Stromerzeugung an der Börse führt zu einer deutlich überhöhten EEG-Umlage und zu einer völlig ungerechtfertigten Subventionierung der privilegierten Großverbraucher und aller Importeure von in Deutschland produziertem Strom auf Kosten der Allgemeinheit. Hier muss ein Mechanismus eingeführt werden, der den Merit-Order-Effekt der regenerativen Stromerzeugung abschöpft und der Finanzierung der regenerativen Energiequellen zu Gute kommen lässt.
3. Der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung ist unbedingt durch eine Verknappung der im Emissionsrechtehandel ausgegebenen Emissionszertifikate oder durch eine entsprechend wirksame Besteuerung der Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung zu flankieren, um eine Ausweitung der Kohlestromproduktion zu verhindern.

Es ist zu untersuchen, in wie weit die von der Bundesregierung angestrebte EEG-Novelle diese Problem zu lösen versucht, oder ob sie das EEG an ganz anderen Stellen verändert, die wenig mit der Entwicklung der Kosten der Umstellung und der Höhe der EEG-Umlage zu tun haben.

## 3 Löst die angekündigte EEG-Reform die Probleme?

### 3.1 Die angestrebten Veränderungen

Die von der Bundesregierung in ihrem Eckpunktepapier für die Reform des EEG am 21.1.2014 (Bundesregierung 2014) vorgestellten beabsichtigten Veränderungen des EEG sollen im Folgenden kurz zusammengefasst und daraufhin untersucht werden, ob sie die notwendigen Veränderung am EEG vornehmen.

Zunächst legt das Eckpunktepapier fest, dass ‚der Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromversorgung bis 2025 auf 40 bis 45 Prozent und bis 2035 auf 55 bis 60% steigen‘ soll (Bundesregierung 2014, S. 2). Hierbei bezieht sich die Bundesregierung auf einen Anteil am Bruttostromverbrauch der 2013 bei insgesamt ca. 600 TWh gelegen hat (ebd., S. 3). Das heißt, bis 2025 soll die regenerative Stromerzeugung nach dem Willen der Bundesregierung auf 240 bis 270 TWh und bis zum Jahr 2035 auf 330 bis 360 TWh ausgebaut werden.

Vergleicht man diese Zahlen mit Ausbautzahlen, die dem Netzentwicklungsplan (NEP 2014) für 2024 zu Grunde liegen, so geht dieser bereits im Jahr 2024 von 282,5 TWh in Szenario B und 350 TWh im Szenario C aus (Berechnungen auf der Basis der nach NEP 2014 installierten Kapazitäten, Bundesnetzagentur 2013, S. 2). Für 2034 geht der NEP im Szenario B von einer Produktion von 377 TWh aus. Die Bundesregierung beabsichtigt damit eindeutig, den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung gegenüber dem derzeitigen Entwicklungsstand deutlich zu verlangsamen. Selbst die oberen Werte des angestrebten Entwicklungskorridors liegen unter den eher konservativen Planungen entsprechend Szenario B des NEP 2014 und weit unter den eher optimistischen Ausbautzahlen des Szenario C des NEP.

Die angekündigte gesetzliche Festlegung der Ausbaukorridore (Bundesregierung 2014, S. 2) stellt somit die Ankündigung eines Gesetzes zur Verlangsamung des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung und zur Verringerung des deutschen Beitrags zur Lösung des Klimaproblems dar.

Darüber hinaus kündigt die Bundesregierung in dem Eckpunktepapier an, dass der Ausbau der erneuerbaren Energien in seinen Kosten begrenzt und auf die kostengünstigsten Technologien konzentriert werden soll (ebd., S. 2). Hierzu sollen verschiedene Instrumente eingesetzt werden:

- Ermittlung der Förderhöhe über Ausschreibungen ab 2017 (ebd., S. 2)
- Festschreibung des Ausbaus der Offshore-Windenergie auf 6,5 GW bis 2020 und 15 GW bis 2030 (ebd., S. 7)
- Deckelung der Onshore-Windenergie auf 2,5 GW/a (ebd., S. 7)
- Ausbau der Solarenergie um 2,5 GW/a (ebd., S. 7)
- Begrenzung des Ausbaus der Biomasse auf 0,1 GW/a (ebd., S. 7f)
- Verpflichtende Einführung der Direktvermarktung (ebd., S. 8)
  - ab 1.8.2014 für Anlagen ab 500 kW Leistung
  - ab 1.1.2016 für Anlagen ab 250 kW Leistung und
  - ab 1.1.2017 für Anlagen ab 100 kW Leistung.

Im Bereich der privilegierten Letztverbraucher kündigt die Bundesregierung an, alle Stromverbraucher angemessen an den Kosten (des EEG) beteiligen zu wollen, ohne dabei die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Industrie zu gefährden (ebd., S. 2). Im Gegensatz zu allen

oben genannten Einschnitten gegen den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung ist dies ein völlig unverbindliche Absichtserklärung ohne jedes konkrete Ziel.

Von den angekündigten Instrumenten stellen die verringerten Ausbauziele für die Offshore-Windenergie im Wesentlichen eine Anpassung an die bereits absehbaren Entwicklungstrends dar. Auch wenn die Offshore-Windenergie in den nächsten Jahren damit zu erheblichen Kostenbelastungen führen wird, sprechen doch zwei gewichtige Aspekte für die Beibehaltung eines substantiellen Ausbaupfades. Zum einen würde eine deutlichere Reduktion des Ausbaus dazu führen, dass die noch bestehenden sehr hohen Kostensenkungspotentiale nur in geringem Maße ausgeschöpft werden könnten. Zum anderen würde ein nur geringfügiger Ausbau zu umfangreichen Unternehmensinsolvenzen im Bereich der gerade neu aufgebauten Technologie- und Infrastrukturunternehmen der Offshore-Windenergiebranche führen. Darüber hinaus bietet die Nutzung der Offshore-Windenergie nach Einschätzung des Sachverständigenrats für Umweltfragen (SRU 2011, p. 85) das größte realisierbare Potential zur regenerativen Stromerzeugung in Deutschland. Die Zielvorgaben für den Ausbau der Offshore-Windenergie wirken zwar nicht kostensenkend, sie sind aber im Gesamtkontext der notwendigen Umstellung des Energiesystems in Richtung auf ein 100% regenerative Energieversorgung zielführend.

Besonders durch die Einführung eines Deckels für den Ausbau der Windenergie an Land sorgt die Bundesregierung durch den verlangsamt Ausbau der kostengünstigsten Technologie für spezifisch höhere regenerative Stromgestehungskosten, als diese im Fall eines unveränderten EEG eintreten würden.

Darüber hinaus wird die erzwungene Direktvermarktung von EEG-Strom nach § 33a(1) durch die Erzeuger zu Kostenerhöhungen gegenüber dem derzeitigen System führen. Diese Form der Vermarktung wird von der Bundesnetzagentur als Drittvermarktung bezeichnet, da der gesamte EEG-Strom, der von Anlagenbetreibern nicht nach § 33a(1) EEG an Dritte veräußert wird, von den Übertragungsnetzbetreibern nach § 37(1) EEG ohnehin an der Börse direkt zu vermarkten ist. Nur diese Form der zentralen Vermarktung durch die Netzbetreiber bezeichnet die Bundesnetzagentur als Direktvermarktung (Bundesnetzagentur 2012a, S. 8).

Zur Zeit ist die Direktvermarktung von EEG-Strom nach § 33a(1) EEG nur dann attraktiv, wenn am Markt ein höherer Preis erzielt werden kann oder eine zusätzliche Managementprämie gezahlt wird. Im ersten Fall wird EEG-Strom in der Regel an Stromhändler verkauft, die hiermit in den Genuss des Grünstromprivilegs kommen. Dies führt aber in der Regel dazu, dass zusätzliche Mengen konventionell erzeugten Stroms von der EEG-Umlage befreit werden. Somit führt dieser Teil der Direktvermarktung nach § 33a(1) EEG unmittelbar zu einer steigenden EEG-Umlage für alle belasteten Verbraucher, deren Höhe von der Bundesregierung ja gerade beklagt wird.

Die übrige Direktvermarktung nach § 33a(1) EEG erhält zur Zeit eine Marktprämie nach § 33g EEG, die eine auftretende Differenz des Marktpreises zur EEG-Vergütung vollständig ausgleicht und über die Anrechnung einer sogenannte Managementprämie zu einer höheren Zahlung als der reinen Differenz zum Marktpreis führt. Jede so direkt vermarktete Kilowattstunde hat damit grundsätzlich höhere Kosten als bei einer reinen EEG-Vergütung und Direktvermarktung über die Netzbetreiber und führt damit zu einem weiteren Anstieg der EEG-Umlage. Die Managementprämie soll zwar entfallen, sie soll aber ‚angemessen in die Vergütung eingepreist werden‘ (ebd., S. 8). Das heißt, dass die Bundesregierung für den gesamten EEG-Strom aus neuen Anlagen mit einer Leistung von mehr

als 100 kW auf diesem Wege eine Kostensteigerung erzwingen will. Die EEG-Reform setzt sich hier, ganz im Gegensatz zum deklamierten Ziel der Reform, ausdrücklich zum Ziel die Kosten der regenerativen Stromerzeugung nach oben zu treiben.

Es ist besonders verwunderlich, dass diese erzwungene Direktvermarktung ein ‚Kernanliegen der EEG-Reform‘ (ebd., S. 8) ist, obwohl sie nach Experteneinschätzung nicht zielführend ist. Zu der von der Bundesregierung beabsichtigten erzwungenen Direktvermarktung nach §33a(1) EEG, die von der Bundesnetzagentur als Drittvermarktung bezeichnet wird, nimmt diese wie folgt Stellung:

*‚Nach Abwägen der Potentiale einer Drittvermarktung steht die Bundesnetzagentur diesem Konzept aus heutiger Sicht zurückhaltend gegenüber. Die Direktvermarktung (durch die Übertragungsnetzbetreiber (Anmerkung durch den Verfasser)) ist der Drittvermarktung wegen der Möglichkeit der direkten Anlagensteuerung und der Reaktion auf Marktpreissignale eindeutig vorzugswürdig.‘* Bundesnetzagentur 2012a, S. 8).

Die Bundesnetzagentur befürchtet eine Kostensteigerung durch die Drittvermarktung, da diese erhöhte Transaktionskosten mit sich bringen würde und Drittvermarktern ‚grundsätzlich ein monetärer Anreiz geboten werden (müsste), um die Kosten und Risiken der EEG-Vermarktung zu übernehmen‘ (Bundesnetzagentur 2012a, S. 9).

Nach Experteneinschätzung führt dieses ‚Kernanliegen‘ der EEG-Reform - die erzwungenen Direktvermarktung - demnach genau nicht zu einer Kostensenkung sondern zu einer Kostensteigerung des Ausbaus der Stromversorgung aus regenerativen Energiequellen.

Bleibt als letzte Hoffnung für eine konkrete Kostensenkung durch die beabsichtigte EEG-Reform der ab 2017 erzwungene Übergang zu einem Ausschreibungsmodell (Bundesregierung 2014, S. 9). Allerdings zeigen die internationalen Erfahrungen der letzten 20 Jahre, dass Ausschreibungsmodelle teuer und wenig erfolgreich sind. Die britische Non Fossil Fuel Obligation (NFFO), das erste größere Ausschreibungsmodell, führte nur zur Realisierung eines Teils der angestrebten Ausbautolumina (Vgl. z.B. Dieckmann 2008, S.47f). In einer Analyse für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit kommt Dieckmann zu folgender Einschätzung für Ausschreibungsmodelle:

*‚Ausschreibungen eignen sich am ehesten für einzelne, ausreichend definierte Projekte und weniger für eine umfassende Förderstrategie. Der politisch administrative Planungsaufwand für Ausschreibungen kann wesentlich höher sein als in Modellen, in denen allgemeine Preis- oder Mengenregeln vorgegeben werden. Auch die Transaktionskosten auf Seiten der Investoren sprechen dafür, dass Ausschreibungen eher für Großprojekte geeignet sein können.‘* (Dieckmann 2008, S. 22f). Pikanter Weise war Sigmar Gabriel der verantwortliche Umweltminister, für dessen Ministerium die zitierte Studie zu dem vernichtenden Urteil über die Tauglichkeit von Ausschreibungen als Grundlage für eine allgemeine Förderstrategie kam.

Auch diese geplante Reformmaßnahme führt somit nicht nur zu einer weiteren Erhöhung der Kosten des Ausbaus der regenerativen Stromversorgung, sondern sie ist vielmehr als generelle Grundlage für eine allgemeine Förderpolitik ungeeignet.

Hinter dem vollständigen Übergang auf ein Ausschreibungsmodell ab 2017 verbirgt sich außerdem nichts weniger als die Abschaffung des EEG, dessen zentrales Wesensmerkmal und Erfolgsrezept die fixe Vergütung ist. **Die Bundesregierung kündigt also im Kern gar keine Reform des EEG sondern**

**seine Abschaffung an!** Dabei nimmt sie auch billigend in Kauf, wenn sie es nicht sogar beabsichtigt, dass der Ausbau der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen teurer wird und langsamer verläuft, als wenn man das EEG unverändert beibehalten würde. Gleichzeitig bewirkt sie über den Übergang zu einem Ausschreibungsmodell ab 2017 den Ausschluss der Bürger von den Investitionen in die Energiewende. Sie konzentriert den Ausbau auf Großprojekte und damit die möglichen Gewinne in der Hand weniger großer Unternehmen und dies bei erhöhten Kosten für die normalen Stromverbraucher.

Nachdem die letzte Bundesregierung die notwendige Verknappung der CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte durch die europäische Union aktiv hintertrieben hat (vgl. z.B. Spiegel Online vom 19.2.2013 und Neue Energie vom 16.4.2013) und der extrem niedrige CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis zu einer substantiellen Erhöhung der deutschen Kohlestromproduktion und der damit verbundenen CO<sub>2</sub>-Emissionen geführt hat, macht die Regierung keinerlei Anstalten, dieses Problem anzugehen. Im Bereich des dringend notwendigen Klimaschutzes in der deutschen Stromwirtschaft, trägt die neue Bundesregierung nicht zu einer dringend notwendigen Problemlösung bei, vielmehr bereitet sie eine weitere Problemverschärfung durch die als Reform getarnte Abschaffung des EEG bei.

### 3.2 Problemverschärfung statt Problemlösung / Was bleibt ungelöst?

Leider muss festgestellt werden, dass die Bundesregierung mit ihrem Vorschlag zur Reform des EEG die bestehenden Probleme nicht löst.

1. Die Konzentration der Belastungen des Ausbaus der regenerativen Energiequellen auf die sogenannten ‚nicht privilegierten Verbraucher‘ und die daraus resultierende nicht zumutbare Höhe der EEG-Umlage für diese Verbraucher wird nicht wesentlich geändert. Gleichzeitig bleibt die nicht zu rechtfertigende Bevorzugung privilegierte Großverbraucher und Importeure deutschen Stroms unangetastet.
2. Die fehlende Abschöpfung des Wertes der regenerativen Stromerzeugung an der Börse, die daraus resultierende deutlich überhöhte EEG-Umlage und die völlig ungerechtfertigten Subventionierung der privilegierten Großverbraucher und Importeure von in Deutschland produziertem Strom auf Kosten der Allgemeinheit wird nicht geändert.
3. Die notwendige Flankierung des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung durch eine überfällige starke Verknappung der im Emissionsrechtehandel ausgegebenen Emissionszertifikate oder durch eine entsprechend wirksame Besteuerung der Treibhausgasemissionen der Stromerzeugung ist nicht beabsichtigt.

Zusammenfassend muss festgestellt werden, dass die von der Bundesregierung in ihrem Eckpunktepapier für die Reform des EEG (Bundesregierung 2014) in Aussicht gestellten Veränderungen des EEG keines der Probleme lösen, die zur Kostensteigerung des Ausbaus der regenerativen Energiequellen und besonders zu einer extremen Steigerung der EEG-Umlage geführt haben!

### 3.3 Zusammenfassende Einschätzung des EEG Reformvorschlags

Die von der Bundesregierung angekündigte Reform des EEG geht die bestehenden Problem des EEG nicht an. Vielmehr verbirgt sich hinter diesem Papier trotz aller anders lautender Nachhaltigkeits- und Energiewendelyrik die handfeste Absicht das EEG in seinem Kern bis 2017 abzuschaffen, den

Ausbau der regenerativen Energiequellen zu verlangsamen, die Kosten des verbleibenden Ausbaus und der EEG-Umlage weiter zu erhöhen und den verbleibenden Ausbau auf Großprojekte und Großinvestoren zu konzentrieren.

Die einzigen Gewinner dieser sogenannten Reform werden die Betreiber konventioneller Kohlekraftwerke und Großinvestoren im Bereich der regenerativen Energiequellen (Ausschreibungsmodell) sein. Es ist absehbar, dass ein erheblicher Teil der Großinvestoren mit den großen Energieversorgungsunternehmen identisch sein wird.

Die vermeintlich Reform des EEG entpuppt sich als eine Energiewende zurück zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern mit besonderem Gewicht auf einer Ausweitung des Einsatzes der besonders klimaschädlichen Braunkohle. Während der Betrieb von Gaskraftwerken zurückgedrängt wird, wird gleichzeitig eine deutliche Expansion der Kohleverstromung auch für den Export über den Weg des Merit-Order-Effekts und damit über eine indirekte Subventionierung mit Hilfe der EEG-Umlage angereizt.

Die angekündigte EEG Novelle nimmt dabei billigend in Kauf, dass durch diese Politik gleichzeitig das Klimaproblem weiter verschärft und der notwendige Ausbau der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen deutlich verlangsamt wird.

## 4 Wie müsste eine EEG-Reform aussehen, die Probleme löst, statt neue zu schaffen?

Es reicht nicht, festzustellen, dass die Energiepolitik der neuen Bundesregierung das Ziel einer möglichst raschen und kostengünstigen Umstellung auf eine klimafreundliche regenerative Stromversorgung nicht erreicht. Vielmehr muss aufgezeigt werden, wie eine solche Umstellung durch eine gezielte Modifikation des EEG sichergestellt werden kann, indem die bereits erkannten Probleme des EEG gelöst werden. Hierzu soll im folgenden ein Vorschlag unterbreitet werden.

### 4.1 Den Wert der regenerativen Stromerzeugung am Markt erzielen

Im folgenden soll gezeigt werden, wie der Wert des regenerativ erzeugten Stroms im vollem Umfang am Markt realisiert und zur Finanzierung der Erzeugungskosten des EEG-Stroms eingesetzt werden kann.

#### 4.1.1 Der Merit-Order-Effekt

Wie bereits in Kapitel 2.2.1 aufgezeigt worden ist, ist die Umlage zur Finanzierung der Kosten des EEG unter anderem deshalb so hoch, weil bei einem substantiellen Anteil regenerativ erzeugtem Stroms an der Stromerzeugung ein erheblicher Merit-Order-Effekt entsteht (vgl. Abbildung 9 und 10 oben). Durch den gesunkenen Marktpreis verringert sich der Anteil der EEG-Vergütung, der durch den Verkauf des Stroms am Markt finanziert werden kann. Im gleichen Maße steigt der Anteil der EEG-Vergütung, der durch die EEG-Umlage finanziert werden muss. Gleichzeitig werden alle privilegierten Verbraucher in Deutschland und alle Importeure deutschen Stroms über diese niedrigen Strompreise und die EEG-Umlagefinanzierung von den nicht privilegierten deutschen Stromverbrauchern indirekt massiv subventioniert.

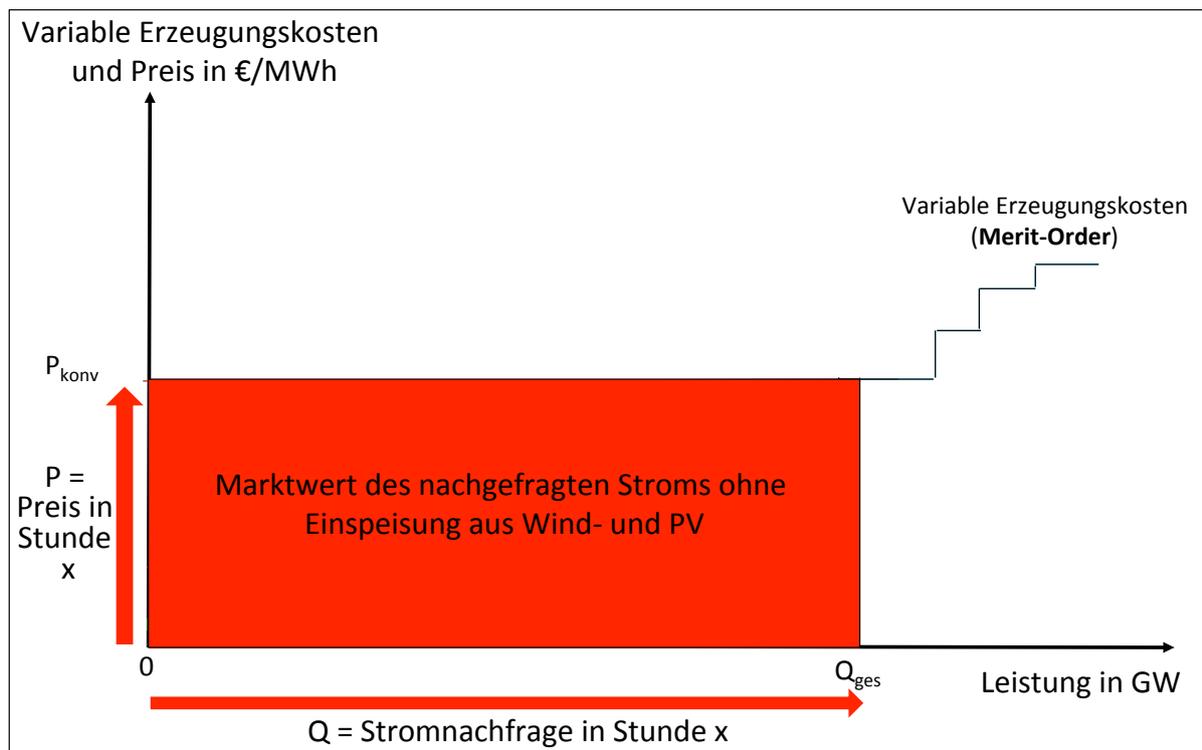
#### 4.1.2 Nutzung des Merit-Order-Effekts zur Finanzierung des Systemumbaus

Der Wert der regenerativen Stromerzeugung lässt sich in jeder Stunde des Jahres an dem Börsenpreis ablesen, der entstehen würde, wenn es keine Einspeisung regenerativ erzeugten Stroms gäbe. Aus der Kostenstruktur des verfügbaren konventionellen Kraftwerksparks und der angebotenen Stromerzeugung auf der einen Seite und der aktuellen kaufkräftigen Stromnachfrage auf der anderen Seite ergibt sich ein Gleichgewichtspreis am Markt (vgl. Abb. 8 oben). Der Marktwert des nachgefragten Stroms ist in Abbildung 14 als rotes Rechteck dargestellt. Er ergibt sich durch Multiplikation der nachgefragten Menge mit dem Marktpreis.

Ersetzt man nun eine unendlich kleine Menge des konventionell erzeugten Stroms durch regenerativ erzeugten Strom ohne variable Kosten, so verändert sich die Merit-Order-Kurve nicht und der regenerativ erzeugte Strom erzielt genau den Preis, der sich bei rein konventioneller Stromerzeugung einstellt. Dieser Preis zeigt den Wert, den dieser Strom für die Nachfrager in dieser Stunde hat. Sie sind bereit, genau diesen Preis zu bezahlen.

Da aber der Marktpreis bei größeren Mengen eingespeistem regenerativ erzeugtem Strom ohne variable Kosten drastisch fällt (vgl. Abb. 15), spiegelt der neue Marktpreis den Wert des regenerativ erzeugten Strom aufgrund der rein an variablen Kosten orientierten Marktpreisbildung nicht mehr wieder, wie Abbildung 16 zeigt. Entsprechend stellen die direkt am Markt erzielbaren Erlöse für den regenerativ erzeugten Strom nur einen (kleinen) Teil des wirklichen Werts dieses Stroms dar.

Abbildung 14: Marktwert des nachgefragten Stroms ohne Einspeisung aus regenerativen Energiequellen



Der nicht am Markt realisierbare Wert des regenerativ erzeugten Stroms kommt zunächst einmal allen Stromkäufern an der Börse über den gesunkenen Strompreis zu Gute. Sie erhalten eine zusätzliche Konsumentenrente aufgrund der sinkenden variablen Kosten der Stromerzeugung, obwohl die Gesamtkosten der Stromerzeugung höher sind als im Fall einer rein konventionellen Stromerzeugung. Über die EEG-Umlage werden die nicht privilegierten Verbraucher in Deutschland mit diesen Kosten belastet. Im Ergebnis steigt die EEG-Umlage für die belasteten Verbraucher deutlich, da es zwei Gruppen von Marktteilnehmern auf der Nachfrageseite gibt, die sich nicht an der Umlagefinanzierung beteiligen, die privilegierten Verbraucher in Deutschland und die Importeure deutschen Stroms.

Da die privilegierten Verbraucher in Deutschland durch den Merit-Order-Effekt auf Kosten der übrigen Verbraucher deutlich besser gestellt werden, sieht die EU-Kommission hierin den Tatbestand der ungerechtfertigten Subvention erfüllt. Dieser Umstand ist von besonderer Bedeutung, da es sich bei den Unternehmen im Kern um Firmen mit einem hohen Energiekostenanteil und einer hohen internationalen Wettbewerbsintensität handelt. Die Subventionierung wirkt sich in diesen Fällen besonders wettbewerbsverzerrend aus!

Mit einer im Prinzip sehr einfachen Änderung der Strompreisbildung an der Börse ließe sich dieses Problem praktisch vollständig lösen. Man muss zu diesem Zweck nur unterschiedliche Preise für die Vergütung des produzierten Stroms und des nachgefragten Stroms festsetzen. Hierbei ist der Preis für den produzierten Strom identisch mit dem Preis, der sich unter Berücksichtigung der Einspeisung des regenerativ erzeugten Stromes bildet. Der von den Stromnachfragern zu zahlende

Abbildung 15: Marktpreisverfall durch den Merit-Order-Effekt der regenerativen Stromerzeugung

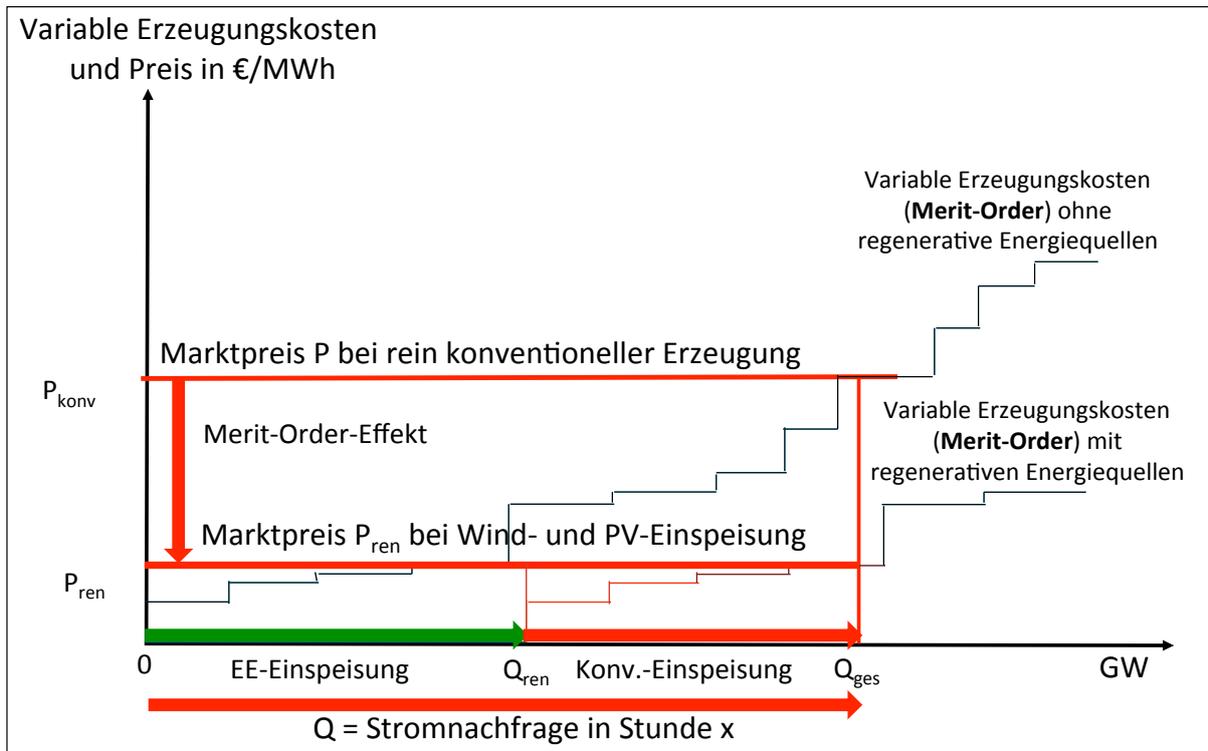
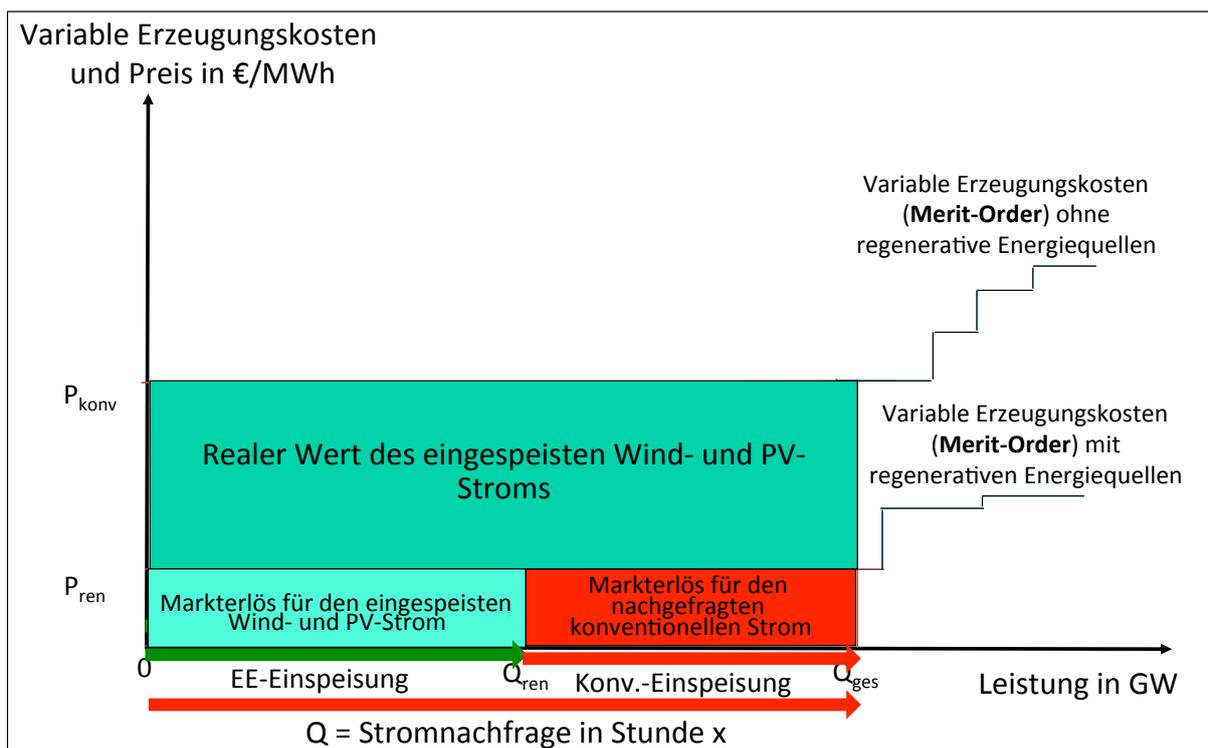


Abbildung 16: Realer Wert des eingespeisten regenerative erzeugten Stroms ohne variable Kosten

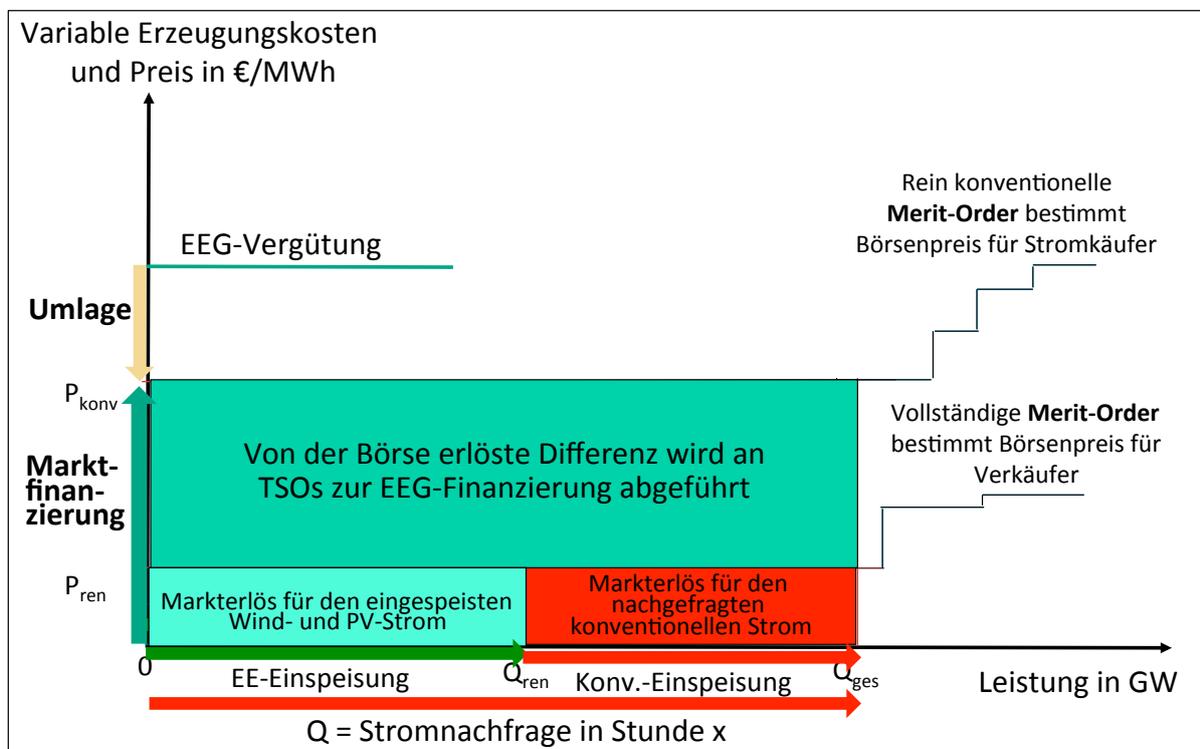


Strompreis wird als der Preis festgesetzt, der sich ohne die Einspeisung des regenerativ erzeugten Stroms für eine rein konventionelle Stromerzeugung ergibt.

Um die Preisbildung vollständig zu koordinieren, müssen alle gehandelten Strommengen über die Börse vermarktet werden. Die Börse setzt die Preise in jeder Stunde auf der Basis der aktuellen Gebote fest. Die Anbieter von konventionell erzeugtem Strom müssen jeweils zwei Gebote abgeben, damit die Börse die zwei unterschiedlichen Merit-Order-Kurven bestimmen kann, die für die Preisfestsetzungen notwendig sind. Die Anbieter geben dafür ein Angebot ab, dass unterstellt, dass ausschließlich konventionelle Stromerzeugungsanlagen bieten und ein weiteres Angebot für die absehbare Erzeugung unter voller Berücksichtigung der zu erwartenden Einspeisung aus regenerativen Energiequellen. Sollte die Abgabe von zwei Geboten auf Widerstände stoßen oder sollten die Gebote für eine rein konventionelle Erzeugung aus taktischen Gründen von einflussreichen Marktteilnehmern manipuliert werden, so kann diese Merit-Order-Kurve auch von der Börse auf der Basis historischer Preisinformationen festgelegt werden.

Die sich so ergebende Differenz zwischen den Ausgaben und Einnahmen der Börse für den in jeder Stunde (oder Viertelstunde) gehandelten Strom wird von der Börse an die Übertragungsnetzbetreiber zusätzlich zu den Markterlösen für den von diesen vermarkteten EEG-Strom zur Finanzierung der EEG-Vergütungen ausbezahlt.

Abbildung 17: Modell zur In-Wert-Setzung der regenerativen Stromerzeugung zur Finanzierung des EEG



Mit diesem relativ einfachen Mechanismus werden zwei grundlegende Probleme des derzeitigen EEG gleichzeitig gelöst. Zum einen wird die völlig ungerechtfertigte Subventionierung der privilegierten deutschen Stromverbraucher und der Importeure deutschen Stroms beendet. Gleichzeitig erfolgt

eine sehr erhebliche Entlastung der nicht privilegierten Stromverbraucher durch eine massive Senkung der EEG-Umlage.

#### 4.1.3 Entlastung der EEG-Umlage durch die Abschöpfung des Merit-Order-Effekts

Modellrechnungen mit dem techno-ökonomischen Simulationsmodell RENPASS (Renewable Energy Pathway Simulation System) der Universität Flensburg zeigen die erhebliche Größenordnung dieser Entlastung.

Mit dem Modell wurde zunächst der Einfluss des Merit-Order-Effekts im Jahr 2012 berechnet, da für dieses Jahr alle notwendigen statistischen Informationen vorliegen. Auf der Basis vorläufiger Angaben zu den Jahren 2013 und 2014 wurde der Effekt auch für diese Jahre berechnet. Zusätzlich wurde analysiert, wie sich der Einfluss des Merit-Order-Effekts bei dem im Netzentwicklungsplan 2014 antizipierten Ausbau der regenerativen Energiequellen auswirken würde. Um eine möglichst große Vergleichbarkeit der Ergebnisse zu gewährleisten wurden für alle Jahre die stündlichen Wetterdaten des Jahres 2010 verwendet. Auch der angenommene inländische Stromverbrauch wurde für alle Jahre auf dem Ausgangswert des Jahres 2012 (581 TWh/a) belassen.

Der Merit-Order-Effekt wurde durch den Vergleich von zwei Simulationen für das gleiche Jahr ermittelt. In einer ersten Simulation wurde auf der Basis der stündlichen Nachfragen und der im Modell abgebildeten deutschen Kraftwerksstruktur errechnet, zu welchen Preisen die stündlichen Nachfragen ausschließlich von den konventionellen Kraftwerken hätten befriedigt werden können. Für das Jahr 2012 ergeben sich aus der Multiplikation der stündlichen Nachfragen mit den stündlichen Preisen Gesamtkosten von 32,3 Milliarden Euro. Diese Kosten sind den gleichen Gesamtkosten gegenüberzustellen, die sich ergeben, wenn die im Jahr 2012 vorhandenen regenerativen Stromerzeugungsanlagen vollständig in die Merit-Order integriert werden und so für teilweise deutlich niedrigere Strompreise sorgen. Diese Gesamtkosten beliefen sich im Jahr 2012 auf 26,5 Milliarden Euro. Der Merit-Order-Effekt des Einsatzes der regenerativen Energiequellen belief sich damit im Jahr 2012 auf ca. 5,8 Milliarden Euro für die inländische Stromnachfrage. Geht man davon aus, dass die deutschen Bruttoexporte in gleichem Maße von diesem Merit-Order-Effekt profitiert haben, so ist hier ein zusätzlicher Merit-Order-Effekt von ca. 420 Millionen Euro entstanden. Dies ist eine eher konservative Annahme, da deutsche Stromexporte vor allem in Zeiten hoher regenerativer Stromeinspeisung erfolgen und somit ein deutlich höherer spezifischer Merit-Order-Effekt zu erwarten ist als im Fall des inländischen Durchschnittsverbrauchs.

Bei Gesamtzahlungen von 19,1 Milliarden Euro für alle EEG-Anlagen und mit dem EEG verbundenen Vergütungen und einer regenerativen Stromproduktion von 117,4 TWh/a im Jahr 2012 ergaben sich bei einem nicht privilegiertem Letztverbrauch von 391 TWh/a zu finanzierende Kosten von 4,88 c/kWh. Hiervon konnten durch den im Modell ermittelten normalen Markterlös für den regenerativ erzeugten Strom 1,23 c/kWh gedeckt werden. Ohne eine Abschöpfung des Merit-Order-Effekts ergab sich so eine EEG-Umlage in Höhe von 3,66 c/kWh (diese Berechnung weicht von der erhobenen Umlage von 3,592 c/kWh ab, weil die erhobene Umlage auf Schätzungen des Jahres 2011 beruhte).

Wird nun der Merit-Order-Effekt sowohl für die inländischen Käufer als auch für die Importeure deutschen Stroms in Höhe von insgesamt ca. 6,22 Milliarden Euro abgeschöpft und der EEG-Finanzierung zugeführt, wie vorgeschlagen, so bedeutet dies eine Entlastung um 1,59 c/kWh nicht privilegiertem Letztverbrauch. Die noch zu erhebende EEG-Umlage könnte damit auf von 3,66 auf 2,09 c/kWh sinken.

Für das Jahr 2013 würde die EEG-Umlage bei einer regenerativen Stromproduktion von 128,2 TWh/a und Gesamtzahlungen 17,67 Mrd. Euro an die Anlagenbetreiber von 3,21 auf 2,04 c/kWh sinken.

Im Jahr 2014 würde die Abschöpfung des Merit-Order-Effekts, bei einer regenerativen Stromproduktion von 144,7 TWh/a und Gesamtkosten für die Vergütung dieses Stroms von 20,6 Milliarden, eine Senkung der notwendigen EEG-Umlage von 3,97 auf 2,58 c/kWh bewirken. Nicht berücksichtigt sind bei diesen Berechnungen alle sonstigen Sonderzahlungen wie Nachholungen, Liquiditätsreserven oder Managementprämien, so dass die berechnete EEG-Umlage deutlich niedriger ist, als die real erhobenen Zahlungen.

Berechnet man nun die Auswirkungen für die Jahre 2024 und 2034 entsprechend des Szenarios B des Netzentwicklungsplans (NEP), so verändert sich zum einen die Zusammensetzung und Kostenstruktur der konventionellen Kraftwerke als auch die Menge des regenerativ produzierten Stroms, die auf 238,8 TWh/a im Jahr 2024 und 318 TWh/a im Jahr 2034 steigt. Nimmt man in Anlehnung an die vom Sachverständigenrat für Umweltfragen angenommenen Kostenentwicklungen (SRU 2011, S. 80 und 179) an, dass die ab 2014 zugebauten Anlagen zur Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen im Schnitt eine Vergütung von 10 c/kWh erhalten und das allen im Jahr 2034 vergüteten Anlagen im Schnitt eine EEG-Vergütung von 9c/kWh gezahlt wird, so ergeben sich zu finanzierende Gesamtkosten von 31,24 Milliarden Euro im Jahr 2024 und 28,62 Milliarden Euro im Jahr 2034.

Die rein konventionelle Strombereitstellung müsste im Jahr 2024 bei dem im Szenario-rahmen des NEP angenommenen konventionellen Kraftwerkspark mit 42,7 Milliarden Euro bezahlt werden, wenn man auch in 2024 vom gleichen Stromverbrauch wie 2012 ausgeht. Im Jahr 2034 würde die konventionelle Deckung dieser Stromnachfrage 49,7 Milliarden Euro kosten. Ein wesentlicher Teil der Kostensteigerungen beruht dabei auf der Annahme erheblicher CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreise ab 2020. Durch den Einsatz der regenerativen Elektrizitätserzeugung würden diese Kosten zu Marktpreisen auf 37,5 Milliarden Euro in 2024 und 43,1 Milliarden Euro im Jahr 2034 sinken. Das heißt, der Merit-Order-Effekt beläuft sich auf 5,57 Milliarden Euro in 2024 und 7,07 Milliarden Euro in 2034.

Von den Finanzierungskosten der regenerativen Stromerzeugung könnten im Jahr 2024 8,95 Milliarden Euro und im Jahr 2034 11,36 Milliarden Euro direkt durch den Stromverkauf am Markt gedeckt werden. Ohne eine Abschöpfung des Merit-Order-Effekts würden sich die durch die EEG-Umlage zu erhebenden Kosten durch die Markterlöse von 7,99 c/kWh auf 5,07 c/kWh reduzieren. Im Jahr 2034 ließen sich die zu erhebenden Kosten von 7,32 auf 1,97 c/kWh reduzieren. In 2034 können die Markterlöse mit 5,35 c/kWh schon den weitaus größten Teil zur EEG-Finanzierung beitragen.

Schöpft man nun zusätzlich die inländischen Merit-Order-Effekte und die Merit-Order-Effekte auf die Bruttostromexporte ab und unterstellt wieder proportionale Effekte im Bereich der Stromexporte, so kann durch die zusätzliche Finanzierung der EEG-Kosten durch diese abgeschöpften Mittel im Jahr 2024 die notwendige EEG-Umlage um 1,43 c/kWh auf 3,65 c/kWh des nicht privilegierten Stromverbrauchs in Deutschland gesenkt werden. Im Jahr 2034 kann die EEG-Umlage durch die EEG-Finanzierung durch die abgeschöpften Merit-Order Mittel um 1,81 c/kWh von 1,97 auf 0,17 c/kWh reduziert werden.

Die notwendige EEG-Umlage liegt damit in jedem der betrachteten Jahre weit unter den extrem hohen Werten, mit welchen die vorherige und die jetzige Bundesregierung die Bevölkerung zu verunsichert haben.

## 4.2 Beendigung der besonderen Ausnahmeregelung für die Mehrzahl der begünstigten Betriebe

Neben der erheblichen Steigerung der EEG-Umlage durch den Merit-Order-Effekt besteht das Problem, dass die sogenannte besondere Ausnahmeregelung (besAR), die deutliche reduzierte EEG-Umlagezahlungen der ausgenommenen Betriebe regelt, in 2014 einen Anteil von ca. 20% des deutschen Stromverbrauchs (106 TWh) weitestgehend von einer Zahlung der EEG-Umlage befreit (vgl. AGORA Energiewende 2014, S. 4). Darüber hinaus sind sogenannte Eigenstromerzeuger, das sind in der Regel Industriebetriebe mit eigenen Kraftwerken, von der Zahlung der EEG-Umlage befreit sind. Die Eigenstromerzeugung belief sich im Jahr 2013 auf 53,9 TWh (AGORA Energiewende 2014a, S. 13). Zusätzlich wird auch der Eigenstromverbrauch der Kraftwerke in Höhe von ca. 40 TWh (vgl. AGORA Energiewende 2014, S. 7) nicht mit in die EEG-Finanzierung einbezogen. Diese Befreiungstatbestände haben nicht unerheblich zur Erhöhung der EEG-Umlage für die nicht privilegierten Endverbraucher geführt.

Im Kern ist nicht nachvollziehbar, dass diese Teilbereiche des Stromverbrauchs von einer Finanzierung des Klimaschutzes im Bereich der Elektrizitätserzeugung ausgenommen sein müssen. Sowohl die Eigenerzeugung von Industrieunternehmen als auch der Kraftwerkseigenverbrauch profitieren von den Emissionsreduktionen durch den Ausbau der regenerativen Energieträger, da diese einen erheblichen Beitrag zur Gesamtreduktion der Treibhausgasemissionen der Elektrizitätserzeugung leisten und so den unmittelbaren Reduktionsdruck auf andere Bereich reduzieren. Entsprechend einem Vorschlag des Öko-Instituts (AGORA 2014, S. 7f) sollten diese Bereiche zukünftig in erheblichem Maße mit zur Finanzierung des EEG herangezogen werden.

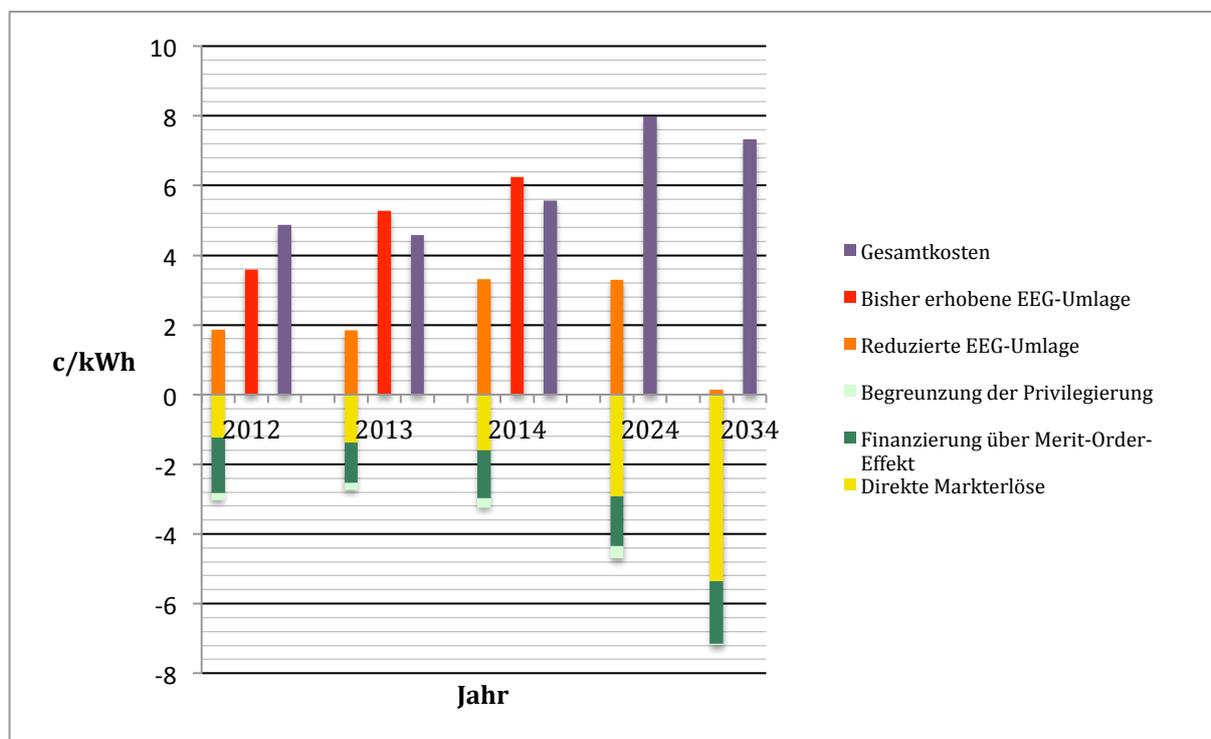
Die EEG-Umlagebefreiung nach der besonderen Ausnahmeregelung war ursprünglich dafür gedacht, energieintensive Industriebetriebe, die einem starken internationalen Konkurrenzdruck ausgesetzt sind, vor Wettbewerbsnachteilen durch die Zahlung der EEG-Umlage zu schützen. Die ursprüngliche Fassung der besonderen Ausnahmeregelung führte im Jahr 2004 dazu, dass 37 TWh von der Zahlung der vollen EEG-Umlage befreit waren. Im weiteren Verlauf führten erhebliche Aufweichungen in den Qualifikationskriterien dazu, dass 2014 bereits 106 TWh des deutschen Stromverbrauchs von einer Umlagezahlung teilweise befreit sind (vgl. AGORA Energiewende 2014, S. 4). Inzwischen profitieren sehr viele Unternehmen von der besonderen Ausnahmeregelung, die weder energieintensiv sind noch in einem harten internationalen Wettbewerb stehen. So profitieren z.B. Großbäckereien von der Umlagebefreiung und haben damit einen Wettbewerbsvorteil vor mittelständischen Bäckereien (vgl. ebd. S. 5).

Das Öko-Institut schlägt in seinem Reformvorschlag für das EEG (AGORA Energiewende 2014, S. 7) vor, die Privilegierung nach der besonderen Ausnahmeregelung auf die Industriesektoren zu beschränken, die auch bei der Emissionshandels-Strompreis-kompensation im Rahmen des europäischen Emissionsrechtehandels privilegiert sind. Eine Unterscheidung zwischen großen und

kleinen Unternehmen in diesen Branchen würde entfallen, um Wettbewerbsverzerrungen zwischen Großunternehmen und mittelständischen Unternehmen zu vermeiden. Diese Regelung hat den Vorteil, dass die Energie- und Handelsintensität dieser Sektoren bereits im Rahmen eines intensiven europaweiten Prüfverfahrens identifiziert wurden (vgl. AGORA Energiewende 2014, S. 7) Am Beispiel des Jahres 2011 zeigt der Vorschlag des Öko-Instituts, dass sich die Menge des privilegierten Stroms durch die Reform um ca. 41,7 TWh/a reduziert (vgl. AGORA Energiewende 2014, S. 13).

Ergänzt man diese Regelungen um den Vorschlag der Abschöpfung des Merit-Order-Effekts, kann sogar ganz auf eine Beteiligung dieser energie- und handelsintensiven Sektoren an der EEG-Umlage verzichtet werden. Es muss keine Teilumlage erhoben werden, um den Merit-Order-Effekt indirekt abzuschöpfen.

Abbildung 18: Finanzierungsbeiträge zur Deckung der Kosten des EEG



Geht man für alle oben untersuchten Jahre (2012, 2013, 2014, 2024 und 2034) davon aus, dass sich die Menge des von der EEG-Umlage belasteten nicht privilegierten Nettostromverbrauchs um die vom Öko-Institut für 2011 analysierte Differenz von 41,7 TWh/a erhöht, so senkt dies die pro Kilowattstunde zu zahlende EEG-Umlage im Jahr 2012 von 2,07 auf 1,87 c/kWh. Im Jahr 2013 sinkt die Umlage durch diesen Effekt von 2,04 auf 1,84 c/kWh. In 2014 bewirkt die Einschränkung der Privilegierung eine Umlagesenkung von 2,58 auf 2,32 c/kWh. Im Jahr 2024 sinkt die EEG-Umlage von 3,65 auf 3,3 c/kWh und in 2034 sinkt die Umlage von 0,17 auf 0,15 c/kWh.

Abbildung 18 macht deutlich, dass die notwendig zu erhebende EEG-Umlage in allen analysierten Jahren weit unter dem Satz von 6,24 c/kWh liegen kann, der im Jahr 2014 von allen nicht privilegierten Stromverbrauchern in Deutschland erhoben wird.

Durch die Einbeziehung der Eigenstromerzeugung, die 2011 immerhin 50,3 TWh/a betrug (vgl. AGORA Energiewende 2014, S. 13) und des Kraftwerkseigenverbrauchs, der 2011 bei 34,8 TWh/a lag, lässt sich die EEG-Umlage noch weiter senken. Im Jahr 2012 hätte die vollständige Einbeziehung der Eigenstromerzeugung die Umlage von 1,87 auf 1,67 c/kWh senken können. Die zusätzliche Berücksichtigung des Kraftwerkseigenverbrauchs hätte eine weitere Absenkung auf 1,56 c/kWh bewirkt.

### **4.3 Orientierung des mittelfristigen Ausbaus am NEP**

Im Gegensatz zu den Bemühungen der Bundesregierung den Ausbau der Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen zu drosseln, sollte sich die weitere Entwicklung aus Klimaschutzgründen an den im Netzentwicklungsplan im Szenario B antizipierten Ausbauraten der regenerativen Energiequellen orientieren. Eine Deckelung des Ausbaus der Onshore-Windenergieerzeugung ist aufgrund der relativ günstigen Kosten dieser Stromerzeugung abzulehnen. Andererseits müssen die Vergütungshöhen für die verschiedenen Technologien auch zukünftig dem Fortschritt der Kostensenkungen angepasst werden, um eine Überförderung zu vermeiden.

### **4.4 Orientierung des Ausbaus am Ziel einer 100% regenerativen Stromversorgung**

Langfristig muss sich der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung an dem klimapolitisch gebotenen Ausbauziel von 100% regenerativer Stromversorgung bis zum Jahr 2050 orientieren. Diese Zielvorstellung sollte auch möglichst bald in die Entwicklung der zukünftigen Versionen des Netzentwicklungsplans durch die Erweiterung des Zeithorizonts bis zum Jahr 2050 einbezogen werden. Es wäre hilfreich die Netzplanung auf einen Rahmenplan zum langfristigen Umbau der Energieversorgung mit dem Ziel einer 100% regenerativen Versorgung zu stützen. So könnte für viele Akteure und langfristige Investitionsvorhaben die notwendige Planungssicherheit geschaffen werden.

### **4.5 Beibehaltung der fixen Vergütung für Wind- und Solarstrom**

Für die Vergütung von Wind- und Solarstrom sollte auch in Zukunft eine fixe Vergütung gezahlt werden, um die Betreiber dieser Erzeugungsanlagen zu einer maximalen regenerativen Stromproduktion anzureizen. Die Erfahrung zeigt, dass jedes andere Fördermodell zu tendenziell höheren Kosten der Stromerzeugung führt, da die einmal gebauten Anlagen ihren maximalen Nutzen entfalten, wenn sie das technisch mögliche Maximum der Stromproduktion sicher stellen.

### **4.6 Direktvermarktung nur bei erheblichen variablen Kosten**

Eine Direktvermarktung nach § 33a(1) sollte nur für regenerative Energiequellen mit erheblichen variablen Kosten und entsprechenden Möglichkeiten für einen an den Börsenpreisen orientierten Betrieb vorgesehen werden. Hier kann eine teilweise Orientierung an den Börsenpreisen durchaus zu einer systemdienlichen Produktion führen. Alternativ wäre eine erhöhte Vergütung für Anlagen

vorzusehen, die vom Netzbetreiber entsprechend der Residuallast im Netz, das ist die Differenz zwischen der Netzlast (Nachfrage) und der Einspeisung aus den nicht geregelten regenerativen Energiequellen Wind und Sonne, zu- und abgeschaltet werden können (Dispatchverfügbarkeit).

#### **4.7 Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreise zur klimapolitischen Flankierung**

Flankierend muss die Bundesregierung eine Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Zertifikatepreise im europäischen Emissionshandelssystem auf mehr als 20 €/tCO<sub>2</sub> vorantreiben, um die Erreichung der notwendigen Klimaschutzziele zu gewährleisten. Ohne eine solche Flankierung würde nach wie vor ein erheblicher Teil der verbleibenden inländischen Stromnachfrage, der nicht durch regenerative Energiequellen gedeckt wird von Braun- und Steinkohlekraftwerken und nicht von Gaskraftwerken mit deutlich niedrigeren spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen gedeckt. Zu diesem Zweck muss die EU die verfügbaren Zertifikatemenngen durch Rückkauf deutlich verknappen. Sollte dies aufgrund politischer Widerstände nicht möglich sein, müsste Deutschland eine CO<sub>2</sub>-Steuer auf Kraftwerksemissionen in ähnlicher Höhe einführen, die zusätzlich zur Finanzierung des Ausbaus der regenerativen Energieversorgung und zur Steigerung der Energieeffizienz in Deutschland herangezogen werden könnte.

## 5 Literatur

50hertz, Amprion, Tennet und Transnet BW (2011):

*Scenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2012 – Eingangsdaten für die Konsultation.* Stand 18.Juli 2011. Heruntergeladen am 15.2.2014 von:

[http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/SzenariorahmenNEP\\_2012pdf.pdf](http://www.netzentwicklungsplan.de/system/files/documents/SzenariorahmenNEP_2012pdf.pdf)

50hertz, Amprion, Tennet und Transnet BW (2013):

*Prognose der EEG-Umlage 2014 nach AusglMechV. Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber.* Vortragsfolien vom 15.10.2013. Heruntergeladen am 15.2.2014 von:

[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)

50hertz, Amprion, Tennet und Transnet BW (2012):

*Scenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2013 – Entwurf.* Stand 17.Juli 2012. Heruntergeladen am 15.2.2014 von:

[http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/pdf/Szenariorahmen\\_2013.pdf](http://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/pdf/Szenariorahmen_2013.pdf)

AGEB (Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen) (2014):

*Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2013 nach Energieträgern.*

Heruntergeladen am 15.2.2014 von: <http://www.ag-energiebilanzen.de>

AGORA Energiewende (2014):

*EEG-Ausnahmen für die Industrie und Eigenverbrauch sinnvoll fortentwickeln. Vorschlag für eine europakonforme Reform der EEG-Ausnahmeregelungen zum Ausgleich der Interessen von Energie-, Industrie- und Verbraucher-Seite.* Zusammenfassung der Ergebnisse einer Studie des Öko-Institut e.V. erstellt im Auftrag der AGORA Energiewende. Berlin.

Heruntergeladen am 20.2.2013 von: [http://www.agora-energiawende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Impulse/EEG-Umlage\\_Oeko-Institut\\_2014/Impulse\\_Zusammenfassung\\_Reform\\_des\\_EEG-Umlagemechanismus.pdf](http://www.agora-energiawende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Impulse/EEG-Umlage_Oeko-Institut_2014/Impulse_Zusammenfassung_Reform_des_EEG-Umlagemechanismus.pdf)

AGORA Energiewende (2014a):

*Vorschlag für eine Reform der Umlagemechanismen im Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)* Studie des Öko-Institut e.V. erstellt im Auftrag der AGORA Energiewende. Berlin.

Heruntergeladen am 20.2.2013 von: [http://www.agora-energiawende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Impulse/EEG-Umlage\\_Oeko-Institut\\_2014/Impulse\\_Reform\\_des\\_EEG-Umlagemechanismus.pdf](http://www.agora-energiawende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Impulse/EEG-Umlage_Oeko-Institut_2014/Impulse_Reform_des_EEG-Umlagemechanismus.pdf)

BdEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.)(2013):

*Vorschläge für eine grundlegende Reform des EEG.* Positionspapier. Berlin, 18.9.2013.

Heruntergeladen am 15.2.2014 von: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A4D4CB545BE8063DC1257BF30028C62B/\\$file/Anlage\\_2\\_Vorschlaege\\_fuer\\_eine\\_grundlegende\\_Reform\\_EEG](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A4D4CB545BE8063DC1257BF30028C62B/$file/Anlage_2_Vorschlaege_fuer_eine_grundlegende_Reform_EEG)

BdEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.)( 2014):

*Energiedaten. 9. Stromerzeugung und Verbrauch. 9.2 Netto-Stromverbrauch in Deutschland.*

Heruntergeladen am 7.2.2014 von [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE\\_Energiedaten](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Energiedaten)

BDI (Bundesverband der deutschen Industrie)(2013):

*Grundlegende EEG-Reform ist unvermeidlich.* Beitrag auf der Homepage des BDI vom 15.10.2013. Heruntergeladen am 15.2.2014 von: [http://www.bdi.eu/163\\_18003.htm](http://www.bdi.eu/163_18003.htm)

BEE (Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.) (2012):

*BEE-Hintergrund zur EEG-Umlage 2013: Bestandteile, Entwicklung und Höhe. Aktualisierte Fassung nach Veröffentlichung der ÜNB-Prognose vom 15.10.2012.* Ohne Ort, 26.10.2012. Heruntergeladen am 15.2.2014 von: [http://www.bee-ev.de/downloads/publikationen/sonstiges/2012/121026\\_BEE\\_Hintergrund\\_EEG-Umlage-2013\\_aktualisiert.pdf](http://www.bee-ev.de/downloads/publikationen/sonstiges/2012/121026_BEE_Hintergrund_EEG-Umlage-2013_aktualisiert.pdf)

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) (2012):

*Zeitreihen zur Entwicklung der Kosten des EEG.* Unter Verwendung von durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) veröffentlichten Daten. Berlin, Stand Juli 2012

Bundesnetzagentur (2011):

Az.: 8121-12/Szenariorahmen 2011 – Genehmigung. Heruntergeladen am 15.2.2014 von: [http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/I/Szenariorahmen/GenehmigungSzenariorahmenI.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/I/Szenariorahmen/GenehmigungSzenariorahmenI.pdf?__blob=publicationFile)

Bundesnetzagentur (2012):

Az.: 6.00.03.04/12-11-30/Szenariorahmen 2012 – Genehmigung. Heruntergeladen am 15.2.2014 von: [http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/II/Szenariorahmen/GenehmigungSzenariorahmenII.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/II/Szenariorahmen/GenehmigungSzenariorahmenII.pdf?__blob=publicationFile)

Bundesnetzagentur (2012a):

*Evaluierungsbericht der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen zur Ausgleichsmechanismusverordnung.* Bonn, März 2012. Heruntergeladen am 15.2.2014 von: [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EvaluierungsberichtAusglMechV.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/ErneuerbareEnergien/ZahlenDatenInformationen/EvaluierungsberichtAusglMechV.pdf?__blob=publicationFile&v=2)

Bundesnetzagentur (2013):

Az.: 6.00.03.05/13-08-30/Szenariorahmen 2013 – Genehmigung. Heruntergeladen am 15.2.2014 von: [http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/III/Szenariorahmen/GenehmigungSzenariorahmenIII.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.netzausbau.de/SharedDocs/Downloads/DE/III/Szenariorahmen/GenehmigungSzenariorahmenIII.pdf?__blob=publicationFile)

Bundesregierung (2014):

*Eckpunkte für die Reform des EEG.* Berlin, 21.1.2014. Heruntergeladen am 25.1.2014 von: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eeg-reform-eckpunkte,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

BMWi (Bundesministerium für Wirtschaft) und BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) 2012):

*Erster Monitoring-Bericht ‚Energie der Zukunft‘,* Berlin 2012. Heruntergeladen am 15.2.2014 von: <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/erster-monitoring-bericht-energie-der-zukunft,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

Diekmann, Jochen (2008):

*Analyse und Bewertung des EEG im Vergleich zu anderen Instrumenten zur Förderung Erneuerbarer Energien im Strommarkt.* (Kapitel 5). In: Diekmann, Jochen (Koordinator). *Analyse und Bewertung der Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht.* Forschungsvorhaben 03MAP113 im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin. Heruntergeladen am 21.2.2014 von: [http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg\\_wirkungen\\_kap5.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/ee-import/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_wirkungen_kap5.pdf)

Hohmeyer, Olav (1988):

*Social Costs of Energy Consumption. External Effects of Electricity Generation in the Federal Republic of Germany.* Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York

Hohmeyer, Olav und Sönke Bohm (2014):

Trends toward 100% renewable electricity supply in Germany and Europe: A paradigm shift in energy politics. In: *Energy and Environment.* Volume 3, 2014 (in print, pages to be determined). doi: 10.1002/wene.128

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2007):

Summary for Policymakers. In: *Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [B. Metz, O.R. Davidson, P.R. Bosch, R. Dave, L.A. Meyer (eds)], Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA. Heruntergeladen am 10.3.2012 von: <http://www.ipcc.ch/pdf/assessment-report/ar4/wg3/ar4-wg3-spm.pdf>

IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) (2013):

*Climate Change 2013: The Physical Science Basis. Contribution of Working Group I to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change* [Stocker, T.F., D. Qin, G.-K. Plattner, M. Tignor, S.K. Allen, J. Boschung, A. Nauels, Y. Xia, V. Bex and P.M. Midgley (eds.)]. Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, NY, USA, 1535 pp. Heruntergeladen am 15.2.2014 von: [http://www.climatechange2013.org/images/report/WG1AR5\\_Frontmatter\\_FINAL.pdf](http://www.climatechange2013.org/images/report/WG1AR5_Frontmatter_FINAL.pdf)

Loreck, Charlotte, Felix Matthes, Hauke Hermann, Frederike Jung und Vanessa Cook (2012):

*Komponentenzerlegung der Umlage zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien über das Erneuerbare Energien Gesetz.* Kurzstudie. Öko-Institut e.V., Berlin 2012. Heruntergeladen am 15.2.2014 von: <http://www.oeko.de/oekodoc/1588/2012-444-de.pdf>

Loreck, Charlotte, Markus Heller, Hauke Hermann und Johanna Cludius (2013):

*Analyse der EEG-Umlage 2014.* Kurzstudie im Auftrag der Agora-Energiewende. Berlin, 15.10.2013. Heruntergeladen am 15.2.2014 von: <http://www.oeko.de/oekodoc/1825/2013-495-de.pdf>

Neue Energie (16.4.2013):

*EU-Parlament lehnt Verknappung von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten ab.* Heruntergeladen am 15.2.2014 von: <http://www.neueenergie.net/politik/europa/eu-parlament-lehnt-verknappung-von-co2-zertifikaten-ab>

Prognos AG (2011):

*Letztverbrauch bis 2016 – Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage.* Berlin 28.10.2011. Heruntergeladen am 15.2.2014 von:  
[http://www.prognos.com/Publications.520+M5f1824b1b67.0.html?&tx\\_atwpubdb\\_pi1%5BshowUid%5D=306](http://www.prognos.com/Publications.520+M5f1824b1b67.0.html?&tx_atwpubdb_pi1%5BshowUid%5D=306)

R2b energy consulting GmbH (2013):

*EEG-Mittelfristprognose: Entwicklung 2014 bis 2018 (Trend Szenario). Zusammenfassung des Datengerüsts.* Stand 15. November 2013. Heruntergeladen am 15.2.2014 von:  
[https://www.netztransparenz.de/de/file/Zusammenfassung\\_Mifri\\_Einspeisung\\_2014-2018.pdf](https://www.netztransparenz.de/de/file/Zusammenfassung_Mifri_Einspeisung_2014-2018.pdf)

Spiegel online (19.2.2013):

*EU-Emissionshandel: Deutschland torpediert den Klimaschutz.* Heruntergeladen am 15.2.2014 von: <http://www.spiegel.de/wirtschaft/soziales/streit-mit-altmaier-roesler-blockiert-reform-des-eu-emissionshandels-a-884196-druck.html>

SRU (Sachverständigenrat für Umweltfragen) 2011:

*Wege zu einer 100% erneuerbaren Stromversorgung. Sondergutachten.* Berlin 2011. Heruntergeladen am 15.2.2014 von:  
[http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02\\_Sondergutachten/2011\\_07\\_SG\\_Wege\\_zur\\_100\\_Prozent\\_erneuerbaren\\_Stromversorgung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.umweltrat.de/SharedDocs/Downloads/DE/02_Sondergutachten/2011_07_SG_Wege_zur_100_Prozent_erneuerbaren_Stromversorgung.pdf?__blob=publicationFile)

UBA (Umweltbundesamt) (2012):

*Best-Practice-Kostenansätze für Luftschadstoffe, Verkehr, Strom- und Wärmeerzeugung. Anhang B der ‚Methodenkonvention 2.0 zur Schätzung von Umweltkosten‘.* Berlin. Heruntergeladen am 15.2.2014 von:  
<http://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/publikation/long/4485.pdf>

UBA (Umweltbundesamt) (2013):

*Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012. Climate Change.* 07/2013, Dessau-Roßlau. Download am 6.2.2014 von  
<http://www.uba.de/uba-info-medien/4488.html>

VCI (Verband der chemischen Industrie) (2013):

*Deutschland braucht eine echte EEG-Reform.* Beitrag auf der Homepage des VCI vom 19.11.2013. Heruntergeladen am 15.2.2014 von:  
<https://www.vci.de/Presse/Pressemitteilungen/Seiten/EID-zu-Koalitionsverhandlungen-Deutschland-kann-sich-halbherzige-EEG-Reform-nicht-leisten.aspx>

ZSW (Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg) (2013):

*Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland. Unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat).* Stand Dezember 2013. Heruntergeladen am 15.2.2014 von: [http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten\\_EE/Dokumente\\_PDFs/\\_ee\\_energiedaten\\_agee\\_stat.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente_PDFs/_ee_energiedaten_agee_stat.pdf)

**Autoren:** Prof. Dr. Olav Hohmeyer

M. Eng. Clemens Wingenbach (Berechnungen RENPASS)

**Universität Flensburg**

**Zentrum für nachhaltige Energiesysteme (ZNES)**

Energie- und Umweltmanagement

Internationales Institut für Management

Munketoft 3b

24937 Flensburg

Internet: [www.znes-flensburg.de](http://www.znes-flensburg.de)

Flensburg, Mai 2014

Diskussionsbeiträge 4

ISSN: 2192-4597 (Onlineversion)