

Die Energiewende und Kosten

---

## KRITISCHER ÜBERBLICK UND HANDLUNGS- OPTIONEN

Uwe Nestle

Im Auftrag der IG Metall



## Die Energiewende und Kosten

---

# KRITISCHER ÜBERBLICK UND HANDLUNGSOPTIONEN

### **Ein Gutachten für die IG Metall**

Kiel, Dezember 2016

#### **Auftragnehmer**

**EnKliP**   
Energie- und KlimaPolitik | Beratung

Dipl.-Ing. Uwe Nestle, unter Mitarbeit von Luca Brunsch

Reventloulallee 28 / 24 105 Kiel

0431-53677053

Skype: uwe.nestle

[Uwe.Nestle@EnKliP.de](mailto:Uwe.Nestle@EnKliP.de)

[www.EnKliP.de](http://www.EnKliP.de)



## Inhalt

1	Zusammenfassung.....	6
2	Einleitung.....	9
3	Überblick über die Nutzen der Energiewende .....	10
4	Anforderungen an die Energiewende .....	11
4.1	Die Energiewirtschaftliche Zieltrias.....	11
4.1.1	Wettbewerbsfähigkeit und angemessene Energiepreise .....	11
4.1.2	Umwelt- und Klimaschutz .....	11
4.1.3	Versorgungssicherheit.....	13
4.2	Beitrag des Ökostromausbaus zur CO <sub>2</sub> -Senkung im Wärme-/Kältebereich und beim Verkehr (Sektorkopplung).....	14
4.3	Zischenfazit.....	16
5	Kosten der Energiewende .....	16
5.1	Kosten der konventionellen Energieversorgung .....	16
5.2	Direkte Kosten des Ökostromausbaus .....	17
5.2.1	Die EEG-Umlage als ungeeigneter Kostenindikator .....	17
5.2.2	Die Kostenentwicklung neuer EEG-Anlagen.....	18
5.2.3	Die volkswirtschaftlichen Kosten .....	21
5.3	Abregelungs- und Redispatchkosten.....	23
5.4	Kosten des Netzausbaus.....	25
5.5	Kosten der Transformation des konventionellen Kraftwerksparks.....	25
5.6	Kosten der Energieeffizienz im Strombereich .....	27
5.7	Entwicklung der Stromkosten für private Haushalte .....	27
5.8	Industriestrompreise im europäischen und internationalen Vergleich .....	29
5.9	Zwischenfazit.....	31
6	Optionen zum Umgang mit den Kosten der Energiewende.....	31
6.1	Senkung der Kosten des Ökostromausbaus .....	32
6.1.1	Systemwechsel beim EEG.....	32
6.1.2	Begrenzung der Ausbaugeschwindigkeit.....	33
6.1.3	Reduktion der Abregelungs- und Redispatchkosten .....	33
6.1.4	Reduktion der Netzausbaukosten .....	34
6.2	Optimierung der Verteilung der Kosten .....	35
6.2.1	Die gesellschaftspolitische Relevanz des Strompreises .....	36
6.2.2	Senkung der Stromsteuer.....	37
6.2.3	EEG-Fonds bzw. Infrastrukturfonds zur Senkung der EEG-Umlage.....	37
6.2.4	Gezielte Entlastung von Haushalten mit niedrigen Einkommen.....	38
6.2.5	Strompreisunabhängige Maßnahmen.....	38
6.3	Langfristig rechtssichere Ausnahmen für die stromintensive Industrie .....	39
6.4	Zwischenfazit.....	40
7	Anhang.....	42
8	Literaturverzeichnis.....	43



## 1 ZUSAMMENFASSUNG

Die Energiewende führt nicht nur zu betriebswirtschaftlichen Kosten, sondern bewirkt eine Reihe volkswirtschaftlich und gesellschaftlich relevanter Vorteile wie Klima- und Umweltschutz, technologische Entwicklung, Erhalt und Schaffung von Arbeitsplätzen und die Einsparung von Energieimporten und die damit verbundene Erhöhung der Energieversorgungssicherheit.

### **Die energiewirtschaftliche Zieltrias**

Das Ziel der wettbewerbsfähigen Strompreise kann durch die in den vergangenen Jahren deutlich gesunkenen Stromgestehungskosten der Ökostromtechnologien gut erreicht werden. Dies gilt insbesondere, da die Endkundenstrompreise seit 1995 für Haushalte inflationsbereinigt kaum gestiegen und für Industrie- und Gewerbekunden im Vergleich zum europäischen Durchschnitt gesunken sind. Die Stromversorgungssicherheit – als zweites Ziel der Zieltrias – verbessert sich nach wie vor kontinuierlich. Innerhalb der energiewirtschaftlichen Zieltrias stellt daher die umwelt- und klimafreundliche Energieversorgung die größte Herausforderung dar. So werden die immer dramatischer werdenden Folgen der schnell fortschreitenden Klimakrise immer sichtbarer – auch in Deutschland. Die Umsetzung des anspruchsvollen globalen Klimaabkommens von Paris erfordert neue und umfassende Anstrengungen aller Staaten. Zu gewährleisten, dass Deutschlands 40 %-Klimaziel bis 2020 auch sicher erreicht und möglichst übererfüllt wird und anschließend weitere deutliche Emissionsreduktionen umgesetzt werden können, sollte daher vorrangiges Ziel der Bundesregierung sein. Allerdings führt beispielsweise die Begrenzung des Ökostromaubs im neuen EEG auf maximal 45 % im Jahr 2025 aufgrund der bis spätestens 2022 abzuschaltenden Atomkraftwerke zwangsläufig dazu, dass die Treibhausgasemissionen des Stromsektors bis 2025 nicht sinken werden.

### **Kosteneffizienz**

Nicht nur aus Klimaschutzgründen ist eine Modernisierung der Stromversorgung notwendig, sondern auch aufgrund der Altersstruktur des Kraftwerkspark und des Atomausstiegs. Die heute bereits kostengünstigen Technologien wie Windenergie an Land und Photovoltaik haben dabei Stromgestehungskosten, die nicht oder kaum höher sind als diejenigen neuer fossiler Kraftwerke. Den Ausbau dieser Ökostromtechnologien strikt zu begrenzen ist daher kritisch zu betrachten. Diese Ausbaubegrenzung konnte zentrale Regierungspolitik und aktuelle Rechtslage werden, weil die Kosten des Ausbaus der Erneuerbaren Energien im Strombereich häufig als höher wahrgenommen werden, als sie tatsächlich sind. Dies liegt insbesondere an zwei dominierenden, aber verwirrenden Betrachtungsweisen:

1. Die Änderung des Strompreises wird in der Regel auf das Basisjahr 2000 bezogen. Aufgrund von Dumpingangeboten im Rahmen der Strommarktliberalisierung herrschten in diesem Jahr extrem niedrige Preise, was anschließend zu sehr starken relativen Preissteigerungen führte. Im Vergleich zum Jahr 1995 ist der Strompreis dagegen kaum stärker gestiegen als die allgemeine Inflation.
2. Die EEG-Umlage wird allgemein als Indikator für die Kosten des Ökostromaubs missverstanden. Sie überzeichnet die tatsächlichen Kosten aber deutlich. Vor allem kann an der EEG-Umlage nicht erkannt werden, wie kosteneffizient das EEG aktuell ist. Dafür müssen die Kosten neuer installierter EEG-Anlagen transparent sein, während die EEG-Umlage nur Auskunft über die Gesamtkosten aller seit 1991 in Betrieb genommenen Anlagen gibt. Deren Kosten ändern sich aber von Jahr zu Jahr und damit die EEG-Umlage – unabhängig vom aktuellen Ökostromaubs. So stieg die EEG-Umlage zwischen 2010 und 2014 sowie 2017 deutlich, während die Durchschnittsvergütungen neuer EEG-Anlagen massiv sanken, d.h. die Kosteneffizienz des EEG sich radikal verbesserte. Tatsächlich lagen die

durchschnittlichen Vergütungen neuer EEG-Anlagen bereits im Jahr 2013 nur knapp über und in den Jahren 2014 und 2016 deutlich unter dem offiziellen Ziel der Bundesregierung von 12 Ct/kWh (Abbildung A).

Ferner konnte der aufgrund des Ökostromausbaus gesunkene Großhandelsstrompreis seit 2013 die Steigerung der EEG-Umlage mehr als ausgleichen, so dass mögliche Preiserhöhungen seitdem grundsätzlich nicht mit dem EEG begründet werden können. In Verbindung mit den deutlich gesunkenen EEG-Vergütungen zumindest von Windenergie an Land und Photovoltaik, die heute kaum über den Stromgestehungskosten neuer konventioneller Kraftwerke liegen, ist damit ein zügiger Ökostromausbau möglich, ohne dass unverhältnismäßige Belastungen für die Stromkunden zu erwarten wären.

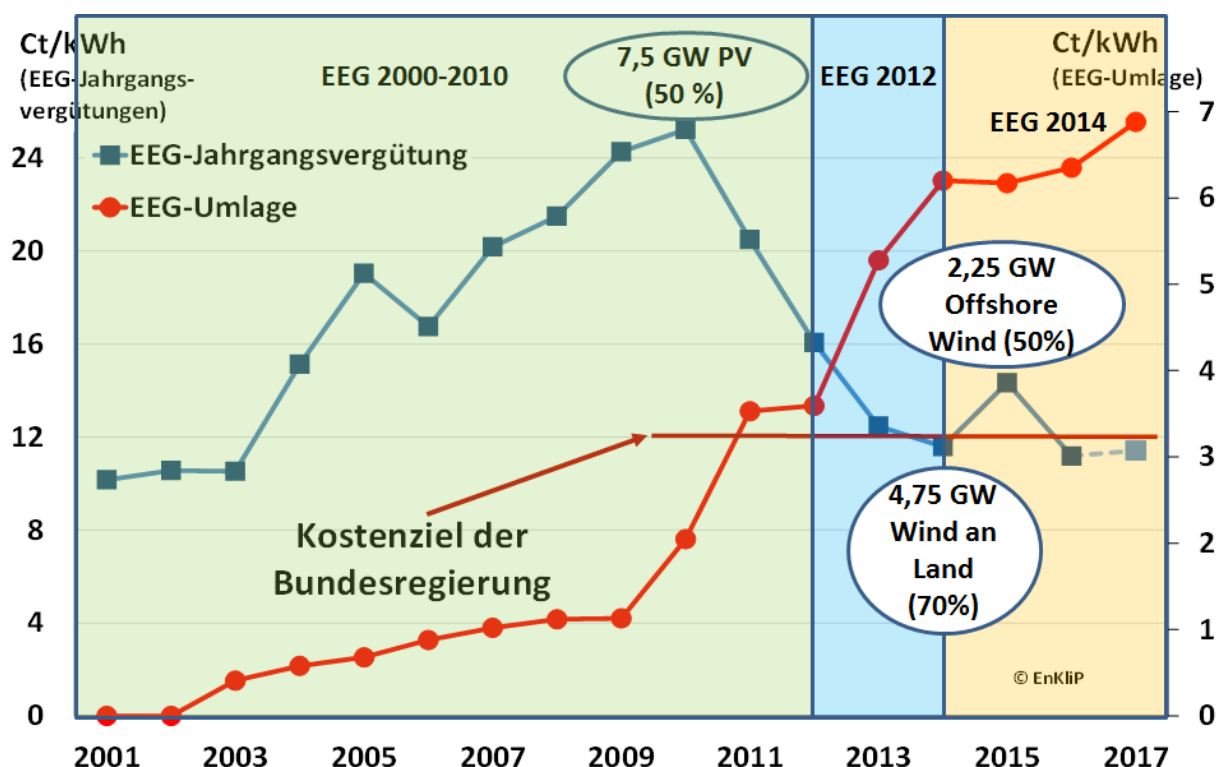


Abbildung A: Entwicklung der EEG-Umlage und der durchschnittlichen Vergütungen neuer EEG-Anlagen (EEG-Jahrgangsvergütungen). Bis 2011 stieg die PV-Stromerzeugung der Jahrgänge bei noch sehr hohen Vergütungen auf bis zu 50 %, was die Kosten nach oben trieb. Seit 2013 ist der Anteil des Billigmachers Windenergie an Land – mit Ausnahme von 2015 – sehr hoch, weswegen diese Jahrgänge sehr kosteneffizient waren bzw. sind (eigene Darstellung nach eigenen Berechnungen).

### Kosten des Stromnetzes und von Abregelungen

Während die reinen Stromgestehungskosten den mit Abstand größten Teil der Gesamtkosten der Stromversorgung ausmachen, stehen auch bei der Optimierung und dem Ausbau des Stromnetzes große Investitionen an. Hier ist allerdings umstritten, welcher Anteil dieser Investitionen auf die Anforderungen des europäischen Binnenmarktes und welcher Anteil auf den Ausbau der Erneuerbaren Energien zurückzuführen ist. Unabhängig davon sind die Kosten der jetzt anstehenden Investitionen auf einen langen Zeitraum von rund 40 Jahren abzuschreiben. Mittel- bis langfristig dürften die durch die Energiewende bedingten Zusatzausgaben beim Stromnetz daher vergleichsweise gering ausfallen. Optionen zur Senkung der Kosten können dabei erhebliche Nachteile haben, während die Auswirkungen auf den Gesamtstrompreis in jedem Fall gering bleiben.



Sehr unterschiedlich werden die künftigen Kosten für das Abregeln von konventionellen wie erneuerbaren Kraftwerken eingeschätzt. Während die Bundesnetzagentur, deren Argumentation sich das Bundeswirtschaftsministerium angeschlossen hat, von einem weiteren starken Anstieg ausgeht, legte beispielsweise das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) im Juni 2016 eine Studie vor, in der dargelegt wird, dass sinkende Abregelungskosten erwartet werden können. Die Fortschritte beim Netzausbau in den besonders relevanten Engpässen stützen diese Annahme.

### **Handlungsoptionen**

- Entwicklung eines sachgerechten Kostenindikators für den Ökostromausbau, der Aussagen über die Kosteneffizienz des EEG macht. Geeignet wären beispielsweise die durchschnittlichen Vergütungen neuer EEG-Anlagen. Auf diesem Indikator basiert das Ziel der EEG-Novelle 2014. Entsprechend könnten daran die EEG-Novellen 2014 und 2016 gemessen werden.
- Die richtige Wahl des Ökostrommixes, in dem die günstigen Technologien einen großen Anteil haben.
- Die gezielte Entlastung von Haushalten mit besonders niedrigen Einkommen durch die Sozialpolitik.
- Die Förderung von energieeffizienten Haushaltsgeräten, insbesondere bei Haushalten mit niedrigen Einkommen.
- Die bessere Regulierung von Stromtarifen.

Insgesamt ist eine belastbare Bestimmung der Kosten der Energiewende nur möglich, wenn die jeweiligen Kosten verschiedener Energieszenarien miteinander verglichen werden. Denn eine Stromwelt ohne Energiewende ist ebenfalls nicht kostenlos. Eine große Zahl solcher Vergleichsstudien kommt zum Ergebnis, dass eine auf Erneuerbaren Energien basierende Stromzukunft sowohl volkswirtschaftlich als auch für die Verbraucher mittel- bis langfristig zumindest nicht teurer ist als eine Beibehaltung des aktuellen Strommixes. Dies gilt, obwohl in diesen Vergleichen die Umweltschadenskosten noch nicht berücksichtigt wurden (EWI und Prognos 2007; EWI et al. 2014; DLR et al. 2010; SRU 2011; Ademe 2016).

## **2 EINLEITUNG**

Das vorliegende Hintergrundpapier stellt Kosten der Energiewende im Bereich der Stromversorgung dar. Es handelt sich dabei ausdrücklich nicht um ein Vergleich zwischen verschiedenen Energieszenarien. Vielmehr werden die Kosten bzw. die Kostenentwicklung einzelner Kostenbestandteile der Stromversorgung betrachtet. Berücksichtigt wird dabei auch die Sektorkopplung, bei der der Energieverbrauch der Bereiche Wärme/Kälte und Verkehr mittel- bis langfristig immer stärker mit Strom abgedeckt wird. Damit dies auch tatsächlich zu einer Umweltentlastung führt, muss der entstehende zusätzliche Strombedarf möglichst vollständig auf Basis Erneuerbarer Energien erzeugt werden.

Zur Einordnung des Themas werden zunächst die Ziele der energiewirtschaftlichen Zieltrias kurz dargestellt – Wettbewerbsfähigkeit und angemessene Energiepreise, Umwelt- und Klimaschutz sowie Versorgungssicherheit. Auf dieser Grundlage werden die wichtigsten durch die Energiewende beeinflussten Kostenfaktoren sowie die Strompreisentwicklung für Haushalte und Unternehmen dargestellt. Dabei werden häufig verwendete Parameter wie beispielsweise die EEG-Umlage kritisch diskutiert. Sie werden in einen angemessenen Zusammenhang gestellt und durch andere, besser geeignete Kostenindikatoren ergänzt. Damit soll eine belastbare Grundlage für eine sachliche Diskussion zur Verfügung gestellt werden. Darauf aufbauend werden bestehende Vorschläge zur Senkung der Kosten und zur Veränderung der Kostenverteilung dargestellt und diskutiert.

### 3 ÜBERBLICK ÜBER DIE NUTZEN DER ENERGIEWENDE

#### Klima-und Umweltschutz

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien führt zu einer deutlichen Reduktion der Treibhausgasemissionen. Während der Wechsel zu Erneuerbaren Energien im Jahr 2000 noch rund 50 Mio. Tonnen Treibhausgase (THG) einsparen konnte, waren es im Jahr 2015 bereits knapp 170 Mio. Tonnen. Allein das EEG – das erfolgreichste Klimaschutzinstrument – sparte 2015 rund 100 Mio. Tonnen THG ein (BMU 2007, 12; BMWi 2016c, S. 10). Zum Vergleich: Die gesamten THG-Emissionen Deutschlands lagen 2014 bei rund 900 Mio. Tonnen (UBA 2016b). Ferner wird die Emission traditioneller Luftschadstoffe z.B. Feinstaub und Stickoxide reduziert. Insgesamt werden durch die Erneuerbaren Energien im Strombereich Umweltschäden in Höhe von rund 9 Mrd. Euro vermieden (BMU 2013, 52).

#### Technologische Entwicklung

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien hat zu einem intensiven globalen Wettbewerb unter Anlagenherstellern und Projektplanern geführt und damit viele Innovationen und eine enorme technologische Entwicklung ermöglicht. Dies hat Qualität und Effizienz der Technologien deutlich verbessert und zu massiven Kosteneinsparungen geführt – vor allem bei der Photovoltaik. Damit sind die Erneuerbaren Energien inzwischen für zahlreiche Länder eine wirtschaftliche Alternative zu konventionellen Energiequellen. Ähnlich drastische Entwicklungssprünge sind im Bereich der Offshore-Windenergie, der Speichertechnologien und der Sektorkopplung mit Wärme und Verkehr bei entsprechenden politischen Rahmenbedingungen möglich. Das ist für den globalen Klimaschutz und die wirtschaftliche Entwicklung vieler Schwellen- und Entwicklungsländer von enormer Bedeutung.

#### Arbeitsplätze

Die Zahl der Arbeitsplätze im Bereich der Erneuerbaren Energien hat mit deren Wachstum stark zugenommen. Insgesamt – also in den Bereichen Strom, Wärme/Kälte und Verkehr – stieg die Zahl der Beschäftigten zwischen 2004 und 2012 von rund 160 auf knapp 400.000. Im vom EEG direkt beeinflussten Strombereich gab es einen Zuwachs von rund 100 auf rund 225.000 Arbeitsplätze (DLR et al. 2015, 3). Dies sind – trotz des Rückgangs in den letzten Jahren – deutlich mehr Menschen als zu Beginn der Energiewende im Jahr 2000 im gesamten Kohlebereich beschäftigt waren. Dies liegt auch am massiven Rückgang der Beschäftigung im Kohlesektor, der vor allem bis zum Ende des vorigen Jahrhunderts unabhängig von der Energiewende stattfand (Statistik der Kohlewirtschaft e.V. 2015, 36 und 46). In allen deutschen Kraftwerken arbeiten derzeit rund 15.000 Menschen, beim Braunkohleabbau ist eine ähnlich große Anzahl von Menschen beschäftigt (enervis 2016, S. 41).

#### Eingesparte Energieimporte und Energiesicherheit

*„Energieimporte können je nach Herkunftsland mit Risiken verbunden sein. Diese umfassen sowohl Mengenrisiken (Ausfall eines Produzenten durch Katastrophe oder Krieg) als auch Preisrisiken in Form von unerwarteten Preisanstiegen. Erneuerbare Energien können diese Importabhängigkeiten deutlich reduzieren und somit die Energiesicherheit erhöhen“.* So das Bundeswirtschaftsministerium (BWi 2015b, 22). Entsprechend schützt der Ökostromausbau die Volkswirtschaft vor Risiken und stärkt sie damit. Alle fossilen Energien und auch Uran werden in Deutschland kaum gefördert und müssen importiert werden. Insgesamt führte der Einsatz Erneuerbarer Energien in Deutschland im Jahr 2012 zu einer Reduktion von Energieimportkosten im Wert von rund 10 Mrd. Euro (BMU 2013, 28f).

## **4 ANFORDERUNGEN AN DIE ENERGIEWENDE**

### **4.1 Die Energiewirtschaftliche Zieltrias**

#### **4.1.1 Wettbewerbsfähigkeit und angemessene Energiepreise**

In einer globalisierten Weltwirtschaft stehen viele Unternehmen im internationalen Wettbewerb. Auf ihre Wettbewerbschancen haben auch die Energie- und Strompreise einen Einfluss – neben vielen anderen Faktoren wie beispielsweise den Lohn- und Lohnnebenkosten. Wie groß dieser Einfluss bei einem konkreten Unternehmen ist hängt u.a. davon ab, wie hoch die Energiekosten im Vergleich zu den Gesamtausgaben, dem Umsatz und dem Gewinn sind. Entsprechend gibt es Unternehmen, für die der Strompreis bei der internationalen Wettbewerbsfähigkeit eine große Rolle spielt. Genauso ist der Strompreis für viele andere Unternehmen kein relevanter Aspekt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit.<sup>1</sup>

Ein Ziel möglichst niedriger Strompreise steht dabei dem in der energiewirtschaftlichen Zieltrias gleichberechtigten Ziel des Umwelt- und Klimaschutzes tendenziell entgegen. Denn niedrige Stromkosten verleiten dazu, Strom ineffizient zu nutzen. Je teurer Strom dagegen ist, desto eher und schneller refinanzieren sich Effizienzmaßnahmen zur Stromeinsparung. Potenziale zur effizienteren Nutzung von Strom finden sich in vielen Sektoren und sind teilweise erheblich (IFEU und Fraunhofer ISI 2011).<sup>2</sup> Ein hoher Stromverbrauch ist dabei aus Sicht des Umwelt- und Klimaschutzes grundsätzlich negativ, die Steigerung der Energieeffizienz dagegen positiv. Das gilt auch dann, wenn der Energieverbrauch in immer größerem Maße mit Erneuerbaren Energien gedeckt wird.

Sowohl aus volks- als auch aus betriebswirtschaftlicher Sicht ist nicht nur der aktuelle Strompreis relevant. Vielmehr spielen Erwartungen über die Strompreisentwicklung bei Investitionsentscheidungen eine zentrale Rolle. Der schrittweise Umstieg auf Erneuerbare Energien senkt dabei die Preisrisiken, mit denen die aktuell überwiegend auf importierten fossilen Energien basierende Stromversorgung Deutschlands verbunden ist (Kapitel 3) (BMW 2016d, S. 22).

#### **4.1.2 Umwelt- und Klimaschutz**

In einem großen politischen Konsens hat der Bundestag – nach dem ersten Ausstiegsbeschluss 2001 – im Jahr 2010 das Ende der Stromerzeugung mit Atomkraftwerken (AKW) bis spätestens 2022 beschlossen. Angesichts der Klimakrise und den starken Treibhausgasemissionen von Kohlekraftwerken müssen die noch betriebenen AKW durch Ökostromanlagen ersetzt werden. Völkerrechtlich verpflichtet ist Deutschland dazu praktisch durch den Klimavertrag von Paris, der nach der Ratifizierung durch über 100 Staaten, unter ihnen Brasilien, China, die EU, Indien, Indonesien und die USA bereits im November 2016 in Kraft getreten ist (UNFCCC 2016). In ihm hat sie sich zusammen mit der Weltgemeinschaft dazu verpflichtet, den Anstieg der globalen Durchschnittstemperatur auf deutlich unter 2 Grad Celsius zu begrenzen und sich zu bemühen, den Anstieg auf möglichst 1,5 Grad zu begrenzen. Dies würde die

---

<sup>1</sup> Zur Höhe der Stromkosten im internationalen Vergleich siehe Kapitel 5.8.

<sup>2</sup> Siehe Kapitel 5.6.

Risiken und Auswirkungen des Temperaturanstiegs deutlich reduzieren (United Nations 2015, S. 21).<sup>3</sup> Die Internationale Energie Agentur quantifiziert die daraus entstehenden Anforderungen an die zukünftige Stromerzeugung: Bereits zur Einhaltung des 2 Grad-Ziels müsse der CO<sub>2</sub>-Ausstoß bei der Stromproduktion von derzeit 411 g/KWh auf nur 15 g/KWh im Jahr 2050 sinken (IEA 2016, S. 11). Dieser Wert ist praktisch nur mit Nullemissionstechnologien erreichbar. Die Emissionen fossiler Kraftwerke liegen dagegen zwischen gut 300 g/kWh für ein besonders effizientes Erdgaskraftwerk und rund 1.000 g/kWh für ein effizientes Braunkohlekraftwerk (BMU 2011, S. 24). Auch über Abscheidung, Transport und Endlagerung von CO<sub>2</sub> (Carbon Capture, Transport and Storage – CCTS) kann eine Senkung der Emissionen auf 15 g/KWh nicht erreicht werden, da in der gesamten Prozesskette von der Förderung der Rohstoffe bis zur Deponierung des CO<sub>2</sub> noch erhebliche Mengen Treibhausgase emittiert werden (Wuppertal Institut 2010).<sup>4</sup>

Um das 1,5 Grad-Ziel zu erreichen muss die Dekarbonisierung nicht nur deutlich vor 2050 erreicht werden. Starke Reduktionen müssen ferner sehr schnell gelingen (HTW 2016; New Climate Institute 2016). Weder das Ziel der Bundesregierung, im Jahr 2050 „*mindestens 80 %*“ des Strombedarfs mit Erneuerbaren Energien zu decken, noch die Begrenzung des Ökostromausbaus auf maximal 45 % bis 2025 ist damit vereinbar. Denn maximal 45 % Erneuerbare Energien im Jahr 2025 bedeuten – nach Abschluss des Atomausstiegs – mindestens 55 % fossiler Strom. Im Jahr 2015 lag der Anteil fossilen Stroms bei nur rund 53 % (BMWi 2016e). Nach den Plänen der Bundesregierung soll somit der fossile Stromverbrauch in den kommenden 10 Jahren steigen, was auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromwirtschaft steigen lassen dürfte.

Am Erfolg des globalen Klimaschutzes hat Deutschland dabei ein vitales eigenes Interesse. Denn schon heute sind die Folgen der gestiegenen globalen Temperatur auch bei uns zu spüren: Unwetterereignisse treten häufiger auf, sind stärker als früher und verursachen entsprechend mehr Verletzte, ggf. mehr Tote und höhere Kosten. Das bestätigt inzwischen auch der Deutsche Wetterdienst (Bauchmüller 2016). So gab es schon zu Beginn dieses Jahrhunderts, das noch keine 20 Jahre alt ist, mehrere Jahrhunderthochwässer. Ferner ist erwiesen, dass Naturkatastrophen zu Kriegen und damit Flüchtlingsbewegungen führen können. Mit häufigeren und stärkeren Naturkatastrophen kommt es also zu mehr Kriegen und mehr Flüchtlingen – die teilweise nach Deutschland drängen werden (Schleussner et al. 2016). So hat eine Jahrhundertdürre eine massive Landflucht in Syrien verursacht, die im wissenschaftlichen Diskurs als Brandbeschleuniger des syrischen Bürgerkriegs gesehen wird – eine Erkenntnis, die auch von Entwicklungsminister Müller in die Öffentlichkeit getragen wurde (Kelley 2015; isw 2015). Damit hat der oben genannte Prozess, dass die Klimakrise die Zahl der nach Deutschland strebenden Flüchtlinge tendenziell erhöht, bereits begonnen.

---

<sup>3</sup> „*holding the increase in global average temperature to well below 2 degrees C above pre-industrial levels and to pursue efforts to limit the temperature increase to 1.5 degrees C above pre-industrial levels, recognizing that this would significantly reduce the risks and impacts of climate change.*“ (United Nations 2015, S. 21)

<sup>4</sup>Ein Beispiel: Während des Betriebs der CCTS-Versuchsanlage in Jänschwalde vermerkte Vattenfall, man habe den CO<sub>2</sub>-Ausstoß auf unter 80 g/KWh senken können (Vattenfall Europe AG 25.10.2010).

### 4.1.3 Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit in Deutschland ist im internationalen Vergleich seit langem außergewöhnlich hoch – und hat sich bis heute stetig verbessert. So ist der durchschnittliche ungeplante Stromausfall zwischen 2004 und 2015 von 23 auf knapp 13 Minuten gefallen. Die Stromausfallzeiten in den USA liegen bei rund 4 Stunden. Der leichte Anstieg im Jahr 2015 ist laut BNetzA-Präsident Jochen Homann nicht durch die Energiewende und den Zubau Erneuerbare Energien zu begründen, sondern durch Wetterereignisse wie Stürme und Hitzewellen (VDE 2015; BNetzA 20.10.2016; FÖS 2014, S. 17f). Treten nun extreme Wetterereignisse mit steigenden globalen Temperaturen häufiger auf und werden noch extremer (Bauchmüller 2016), ist offenbar die Klimakrise auch eine Gefahr für die Stromversorgungssicherheit.

Die hohe Versorgungssicherheit ist dabei für den Standort Deutschland ein wichtiger Wettbewerbsvorteil und sollte langfristig erhalten bleiben. Das scheint machbar. So hat das deutsche Stromsystem mit der partiellen Sonnenfinsternis im März 2015 bereits einen realen Stresstest bestanden, bei dem Situationen auftraten, die erst im Jahre 2030 der Normalfall sein werden. Bei der Sonnenfinsternis waren zunächst in einer knappen Stunde acht Gigawatt Photovoltaikleistung „ausgefallen“, anschließend sind in einer Stunde 15 Gigawatt hinzugekommen. Zum Vergleich: Der maximale Stromverbrauch liegt in Deutschland bei rund 80 Gigawatt. Diese Situation konnte – nach umfassender Vorbereitung – relativ problemlos bewältigt werden, ohne dass es zu Stromausfällen gekommen wäre (Agora Energiewende 2015).

Dennoch wird es mit fortschreitender Energiewende zunehmend wichtig, das gesamte Stromsystem auf die steigenden Anteile von Strom aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien (v.a. Wind- und Sonnenenergieanlagen) anzupassen. Dabei sollten auch die Erneuerbaren Energien immer mehr Systemdienstleistungen erbringen, wie beispielsweise

- Spannungshaltung,
- Blindleistungsbereitstellung,
- Frequenzhaltung oder
- Versorgungswiederaufbau im Falle eines Stromausfalls.

Das tun sie bereits in zunehmenden Maße. Denn seit dem EEG 2008 müssen neue Windenergieanlagen die genannten Systemdienstleistungen übernehmen. Bestandsanlagen wurden durch den Systemdienstleistungsbonus dazu angereizt, entsprechende Nachrüstungen vorzunehmen und haben dies getan (EEG 2008, § 64; Deutsche WindGuard/BioConsult 2011). Die bisher überwiegend von den konventionellen Kraftwerken übernommenen Systemdienstleistungen können zusätzlich auch anders zur Verfügung gestellt werden. So kann das Problem der „rotierenden Massen“ – wenn kurzfristig keine andere Lösung verfügbar ist – grundsätzlich mit künstlich in Schwung gehaltenen Schwungrädern gelöst werden. Dies wurde im Atomkraftwerk Biblis gemacht, so dass auch der Standort des nach dem Atomunfall in Fukushima 2011 spontan abgeschalteten Atomkraftwerks weiterhin zur Stromversorgungssicherheit beitragen konnte (Rauner 2012).

Dies ist auch deswegen relevant, weil sogenannte „must-run-Kraftwerke“ immer häufiger dafür verantwortlich sind, dass Ökostromanlagen heruntergeregelt werden müssen. Denn bei guten Wind- und Sonnenbedingungen könnten die Erneuerbaren Energien zwar einen immer größeren Teil der Strom-

versorgung übernehmen. Da aber viele konventionelle Kraftwerke derzeit noch nicht ausreichend abgeregelt werden, weil ihre Systemdienstleistungen noch nicht substituiert werden können, passt der Ökostrom nicht mehr ins Stromnetz. Müssen nun Kraftwerke weiterlaufen, weil sie die „rotierenden Massen“ zur Verfügung stellen, könnten diese wie in Biblis mit Schwungrädern bereitgestellt werden. Kraftwerke wie Moorburg bei Hamburg oder Brokdorf am südlichen Rand von Schleswig-Holstein würden dann entbehrlich. Sie liegen genau am Stromnetz-Flaschenhals, durch den große Mengen Windstrom nach Süden geleitet werden soll. Dies ist nur ein Beispiel, wie der konventionelle Kraftwerkspark flexibler und ersetzbar gemacht werden kann, um die Versorgungssicherheit dauerhaft zu gewährleisten und gleichzeitig die Abregelungen von Ökostromanlagen zu reduzieren.

Perspektivisch gesehen wird es ab einem Anteil von rund 80 % Erneuerbarer Energien relevant, auch dann ausreichende Stromerzeugungskapazitäten sicher zur Verfügung zu haben, wenn über einen längeren Zeitraum kaum Sonne scheint und der Wind keine ausreichende Stärke entwickelt (auch „Dunkelflaute“ genannt). Für diesen Ausnahmefall müssen ausreichend Biomasse- und Wasserkraftwerke, Lastmanagementsysteme, Speicher- und Pumpwasserkraftwerke, Notstromaggregate und Speichersysteme vorhanden sein (BET 2013).

Nicht zuletzt wird Deutschland durch den Umstieg auf Erneuerbaren Energien unabhängiger von importierten fossilen Energien und erhöht damit die Energieversorgungssicherheit (Kapitel 3).

#### **4.2 Beitrag des Ökostromausbau zur CO<sub>2</sub>-Senkung im Wärme-/Kältebereich und beim Verkehr (Sektorkopplung)**

Etwas mehr als die Hälfte der gesamten in Deutschland verbrauchten Endenergie wird zur Erzeugung von Wärme verwendet (UBA 2016a), gut 30 % im Verkehrsbereich (BMW 2016b, S. 5). Damit ist offensichtlich, dass diese beiden Bereiche einen erheblichen Anteil der CO<sub>2</sub>-Emissionen Deutschlands verursachen. Daher müssen zur Erreichung der deutschen und internationalen Klimaziele auch diese Bereiche ihre Treibhausgasemissionen deutlich reduzieren.

Sowohl bei der Wärme- und Kältenutzung als auch beim Verkehr sind große Energieverbrauchseinsparpotenziale z.B. durch die Steigerung der Energieeffizienz vorhanden. Diese reichen von besser gedämmten Gebäuden, effizienteren Heizungen und Fahrzeugmotoren über ein energiesparenderes Mobilitätsverhalten bis hin zu anderen Siedlungsstrukturen. Selbst wenn all diese Effizienzpotenziale vollständig erschlossen würden, bliebe ein erheblicher Energiebedarf übrig. Dieser muss aus Klimaschutzgründen in möglichst großem Umfang durch Erneuerbaren Energien gedeckt werden. Im Verkehr kann dabei nur Biomasse direkt eingesetzt werden.

Allerdings geht die Nutzung großer Mengen von Bioenergie mit erheblichen negativen Umwelt- und Natureinwirkungen einher, ferner besteht die Konkurrenz zur Nahrungsmittelerzeugung sowie zur stofflichen Nutzung von Biomasse. Die Energieverbrauchssektoren Wärme/Kälte und Verkehr in globalem Maßstab auf Basis von Biomasse zu versorgen ist damit praktisch nicht möglich. Im Wärmebereich bestehen zusätzlich die Optionen der Solarthermie und der Erdwärme. Letztere ist in der Regel mit dem Einsatz von elektrischen Wärmepumpen verbunden, so dass hier ein nennenswerter zusätzlicher Strombedarf entsteht.



Ein noch größerer zusätzlicher Strombedarf entsteht, wenn große Teile der Bereiche Wärme/Kälte gezielt auf Ökostrom umgestellt werden – durch eine Sektorkopplung. Diese stellt eine vielversprechende Option dar, die genannten Bereiche in großem Umfang auf Erneuerbare Energien umzustellen. Damit würden nicht nur die Treibhausgasemissionen gesenkt, sondern auch die Energiepreisisiken durch den Import von Erdöl und Erdgas minimiert (BMW i 2016d, S. 22). Diese ist im Verkehrsbereich aufgrund seiner derzeitigen Abhängigkeit von Mineralöl besonders hoch; im Bereich Wärme/Kälte ist sie ebenfalls deutlich höher als im Strombereich. Wirkliche Verbesserungen sowohl für den Klimaschutz als auch für die Versorgungssicherheit können aber nur dann entstehen, wenn der Strombedarf durch die Sektorkopplung aus zusätzlichen Ökostromanlagen gewonnen wird.

Die meisten Studien und Szenarien gehen davon aus, dass der zusätzliche Strombedarf der Sektorkopplung höher sein wird als die Stromverbrauchseinsparungen, die im Bereich des traditionellen Stromverbrauchs zu erwarten sind. Damit ist mittel- bis langfristig auch bei anspruchsvollen Effizienzmaßnahmen von einem insgesamt steigenden Stromverbrauch auszugehen (IWES 2015, S. 12; AEE 2016). Dieser kann durchaus mehrere 100 TWh pro Jahr bzw. einen zweistelligen Prozentbereich des aktuellen Stromverbrauchs betragen. Um ihn auf einem möglichst geringen Niveau zu begrenzen, ist die möglichst umfassende Ausschöpfung der o.g. Energieeffizienzpotenziale von sehr großer Bedeutung. So steigt allein der Strombedarf für die Raumwärme bei einem niedrigeren Dämmstandard<sup>5</sup> um rund 100 TWh pro Jahr (IWES 2015, S. 32).

Wenn die Sektorkopplung an Relevanz gewinnt und nennenswerte zusätzliche Strommengen benötigt, stellt sich für die zusätzlich notwendigen Ökostromanlagen die Finanzierungsfrage. Es würde dem Verursacherprinzip widersprechen, wenn für deren Finanzierung nur der bisherige, traditionelle Stromverbrauch aufkommen müsste. Diese Kosten müssten vielmehr die Verbraucher von Wärme und Kälte sowie die Verkehrsteilnehmer tragen.

Betriebswirtschaftlich gewinnbringend ist die Nutzung von Strom in den Bereichen Wärme/Kälte und Verkehr derzeit allerdings in der Regel nur, wenn sie große Bestandteile des Strompreises nicht übernehmen muss, beispielsweise die EEG-Umlage, Netzgebühren und Stromsteuern. Wenn ferner der Verbrauch von Benzin und Diesel sowie Heizöl und Erdgas schrittweise durch Strom ersetzt wird, reduzieren sich die Einnahmen des Bundes durch beispielsweise Mineralöl- und Heizstoffsteuern. Dies wäre schon aus haushaltspolitischen Gründen schwierig. Unabhängig davon sollen die Benzin- und Dieselsteuern auch die Kosten des Staates für Erhalt und Ausbau des Straßennetzes mit decken – entsprechend des Verursacherprinzips. Für eine zuverlässige und gerechte Finanzierung der Sektorkopplung sind daher noch angemessene Strategien zu entwickeln.

---

<sup>5</sup> Im Vergleich zum heutigen Raumwärmebedarf eine Reduktion des von nur 25 % statt 50 % bei Haushalten und nur 20 % statt 30 % im GUD-Bereich.



### 4.3 Zwischenfazit

Aufgrund der starken Kostensenkung bei den Erneuerbaren Energien ist der Kostenberg der Energiewende überwunden, ein zügiger Ausbau gerade der heute bereits günstigen Ökostromtechnologien ist möglich. Die Versorgungssicherheit ist nach wie vor auf einem auch im internationalen Vergleich hervorragenden Niveau – trotz des dynamischen Ausbaus insbesondere der fluktuierenden Erneuerbaren Energien Windenergie an Land und Photovoltaik.

Die Erfüllung des dritten der drei gleichberechtigten Ziele der energiewirtschaftlichen Zieltrias, des Umweltschutzes, stellt sich dagegen als immer herausfordernder heraus. Die Bundesregierung tut sich schwer, glaubwürdig sicherzustellen, dass das Klimaziel der Senkung der Treibhausgasemissionen um mindestens 40 % bis 2020 zuverlässig erreicht wird. Ferner sind die neuen Ziele des internationalen Klimaabkommens von Paris sehr anspruchsvoll. Dies und nicht zuletzt die Anforderungen der Sektorkopplung machen es notwendig, einen schnelleren Ausbau der Erneuerbaren Energien anzustreben als im gerade verabschiedeten EEG 2017 vorgesehen.

## 5 KOSTEN DER ENERGIEWENDE

### 5.1 Kosten der konventionellen Energieversorgung

Nicht nur die Erneuerbaren Energien, auch die konventionellen Energien haben vom Staat eine spezifische Finanzierung erhalten – und bekommen sie noch heute. So betragen die staatlichen Förderungen für die Atomkraft zwischen 1970 und 2014 inflationsbereinigt 219 Mrd. Euro, ohne Einbeziehung der Staatsausgaben der DDR. Die bisherigen Förderungen seit 1970 für Braunkohle betragen 95 Mrd. Euro, die für Steinkohle 327 Mrd. Euro – jeweils ohne Berücksichtigung der verursachten Umweltschadenskosten (Abbildung 1).

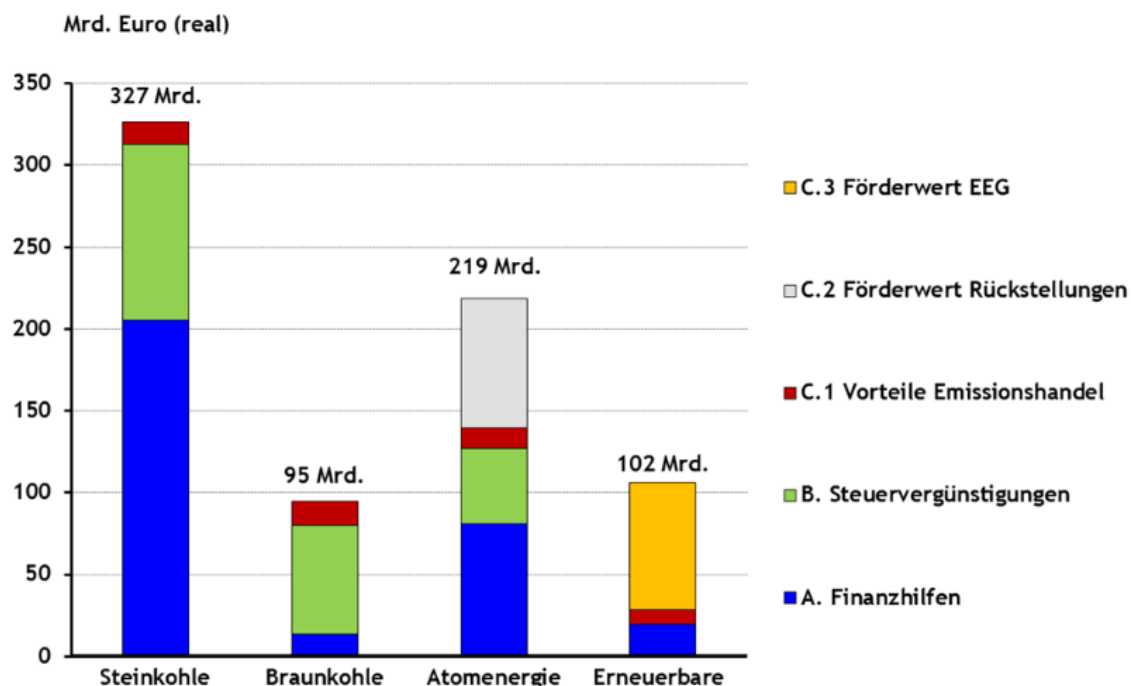


Abbildung 1: Staatliche Förderungen 1970-2014 in Mrd. Euro. In Preisen von 2014 (FÖS 2015b, S. 9).

Die aktuell noch ökonomisch wirksamen Besserstellungen konventioneller Energien liegen insbesondere in der steuerlichen Behandlung der Rückstellungen der Atomwirtschaft und der weitgehend fehlenden Internalisierung der Umweltschadenskosten, vor allem der Kosten der durch die Klimakrise hervorgerufenen Umweltschäden. Würden die so entstehenden Belastungen des Staatshaushaltes und die Umweltschadenskosten durch die konventionellen Energieträger entsprechend der Methode der EEG-Umlage auf die Stromverbraucher umgelegt, ergäbe sich eine „konventionelle Energien-Umlage“ von rund 11 Ct/kWh (FÖS 2015b).

## 5.2 Direkte Kosten des Ökostromausbaus

### 5.2.1 Die EEG-Umlage als ungeeigneter Kostenindikator

Für eine sachgerechte Bewertung der Kosten des Ökostromausbaus sind geeignete Kostenindikatoren zwingend notwendig. Ob das aktuelle EEG oder seine Vorgänger kosteneffizient ist bzw. waren, kann nur beurteilt werden, wenn ein sachgerechter Kostenindikator vorliegt. Dieser muss Aussagen darüber treffen, wie teuer der aktuelle Ökostromausbau ist. Der einzige offiziell vorgelegte Indikator, die EEG-Umlage, macht genau dies aber nicht (KfW 2016; Nestle 2014). Sie ist aus folgenden Gründen als Kostenindikator ungeeignet:

1. Durch die Berechnungsmethode der EEG-Umlage werden die Vollkosten neuer Ökostromanlagen mit den Betriebskosten abgeschriebener und subventionierter konventioneller Kraftwerke verglichen, die hohe und nicht internalisierte Umweltschadenskosten verursachen. Letztere müssen aber nur aus Klimaschutzgründen absehbar substituiert werden, sondern auch aufgrund ihrer Altersstruktur und des Atomausstiegs (Abbildung 3, Kapitel 5.2.2). Daher wäre der Vergleich der Kosten neuer Ökostromanlagen mit neuen konventionellen Kraftwerken angemessen.
2. Die EEG-Umlage berechnet sich u.a. aus den Vergütungen aller seit 1991 in Betrieb genommenen EEG-Anlagen – nicht nur aus den in der letzten Zeit gebauten EEG-Anlagen.
3. Sie wird auf Basis der Differenz zwischen Börsenstrompreis und EEG-Vergütungen aller EEG-Anlagen ermittelt. Sinkt der Börsenstrompreis, steigt folglich die Umlage – völlig unabhängig davon, ob und zu welchen Kosten neue EEG-Anlagen ans Netz gegangen sind. Tatsächlich sinkt der Strompreis an der Börse EEX/EPEX und auf anderen Großhandelsmärkten (over the counter) seit vielen Jahren. Das gilt für die Spot- und Terminmärkte (SWU 2015, Folie 3). Grund ist insbesondere der Zubau von Ökostromanlagen. Umgekehrt läge der Strompreis an den Großmärkten höher, wenn die Ökostromanlagen nicht vorhanden wären. Denn dann hätten teurere konventionelle Kraftwerke einspringen müssen, um den Bedarf decken zu können. Diese Kraftwerke hätten den dann höheren Großhandelspreis bestimmt. Dieser Effekt ist jährlich steigend, so dass der Großhandelsstrompreis im Jahr 2011 ohne die Stromeinspeisung der Wind- und PV-Anlagen um gut 3,2 Ct/kWh höher gelegen hätte als in der Realität, im Jahr 2012 um knapp 4 Ct/kWh und im Jahr 2013 um knapp 5,3 Ct/kWh (FAU 2014, S. 23).  
Zwar kann argumentiert werden, dass ohne das EEG andere, konventionelle Kraftwerke gebaut worden wären und damit den Bedarf an teureren Kraftwerken wie die Ökostromanlagen reduziert hätten. Neue konventionelle Kraftwerke können sich aber nur bei deutlich höheren als den aktuellen Strompreisen refinanzieren (Abbildung 4). Qualitativ ändert sich die Aussage, dass das EEG den Großhandelsstrompreis senkt, mit dieser Aussage also nichts.

4. Werden die Begünstigungen der energieintensiven Industrie bei der EEG-Umlage verändert, ändert sich auch die Umlage. Das gleiche gilt für den gesamten Stromverbrauch. Sinkt dieser beispielsweise aufgrund gesteigerter Energieeffizienz, müssen die Kosten auf einen kleineren Stromverbrauch verteilt werden – pro Kilowattstunde wird es entsprechend teurer.
5. Wird die Berechnungsmethodik für die EEG-Umlage geändert, kann das unmittelbare Auswirkungen auf die EEG-Umlage haben. So hatte die Änderung des Wälzungsmechanismus im Jahr 2010 ein spürbares Ansteigen der Umlage zur Folge. Gleiches gilt für die Einführung der Liquiditätsreserve im Jahr 2012 und deren Erhöhung im Jahr. Ihre Absenkung bei der EEG-Umlage 2017 wiederum hat den Anstieg etwas gedämpft.
6. Bei der Festlegung der EEG-Umlage im Oktober des Vorjahres treten zwangsläufig Ungenauigkeiten auf, die in den Folgejahren ausgeglichen werden müssen.

Die Struktur der EEG-Umlage führt dazu, dass sie auch dann steigen kann, wenn gar keine neuen EEG-Anlagen hinzugebaut würden oder der Zubau – als Gedankenspiel – vollkommen kostenfrei wäre. Stiege die EEG-Umlage tatsächlich dennoch, beispielsweise durch einen sinkenden Strompreis, und würde die Politik die EEG-Umlage als Kostenindikator missinterpretieren, könnte sie zum Ergebnis kommen, dass das EEG noch immer nicht effizient genug wäre. Selbst ein kostenloser Ökostromzubau würde dann als nicht effizient genug bewertet.

### **5.2.2 Die Kostenentwicklung neuer EEG-Anlagen**

Für einen sachgerechten Überblick über die Kostenentwicklung und die aktuellen Kosten des Ökostromausbaus können die durchschnittlichen EEG-Vergütungen neuer EEG-Anlagen herangezogen werden. Mit „EEG-Jahrgangvergütungen“ werden beispielsweise die durchschnittlichen Vergütungen der EEG-Anlagen dargestellt, die in einem Jahrgang in Betrieb genommen wurden. Nachdem die durchschnittlichen Vergütungen neuer EEG-Anlagen bis 2010 stark gestiegen sind, sanken sie zwischen 2010 und 2013 wieder massiv (Abbildung 2). Dies ist insbesondere auf die stark sinkenden Vergütungen für Strom aus Photovoltaikanlagen, den massiven Rückgang des Zubaus von relativ teuren Biogasanlagen und den steigenden Zubau des Billigmachers Windenergie an Land zurückzuführen. Der leichte Anstieg im Jahr 2015 ist mit dem außergewöhnlich hohen Zubau an Offshore-Windenergie-Anlagen begründet, die mit 19,4 Ct/kWh eine recht hohe EEG-Vergütung erhalten. Die Durchschnittsvergütungen des laufenden Jahres sinken wieder spürbar, da der Zubau bei der Offshore-Windenergie wieder deutlich zurückgegangen ist.

Beim Vergleich der Entwicklung der EEG-Umlage mit den EEG-Jahrgangvergütungen wird deutlich, wie ungeeignet die EEG-Umlage als Kostenindikator ist. Während die EEG-Jahrgangvergütungen zwischen 2010 und 2014 deutlich auf unter die Hälfte sanken, stieg die EEG-Umlage massiv um das Dreifache. Und obwohl die EEG-Jahrgangvergütungen 2016 so niedrig sind wie seit 12 Jahren nicht mehr, steigt die EEG-Umlage an. So liegt die EEG-Umlage 2017 mit 6,88 Ct/kWh um rund 0,5 Ct/kWh über der Umlage 2016 (Abbildung 2).

Grund für die hohen Durchschnittsvergütungen neuer EEG-Anlagen in den Jahren um 2010 ist der sehr starke Ausbau der damals noch teuren Photovoltaik. In manchen Jahren machen diese Anlagen 50 % des Ökostromausbaus eines gesamten EEG-Jahrgangs aus. Hinzu kommt der damals noch kräftige Ausbau die ebenfalls relativ teuren Biogasanlagen. Dies hat sich seit 2013 deutlich geändert. Denn

- die Photovoltaik ist deutlich günstiger geworden,
- der Ausbau der Biogasanlagen ist praktisch zum Erliegen gekommen und
- der Ausbau des Billigmachers Windenergie an Land ist deutlich angestiegen.

Letzterer trägt seit 2013 zu 50 bis 70 % zur Stromproduktion der jeweiligen EEG-Jahrgänge bei. Aus diesen Gründen war der Ökostromausbau seit 2013 ausgesprochen kosteneffizient. Die EEG-Jahrgangsvergütungen liegen nur knapp über oder unter dem 12 Ct/kWh-Ziel der Bundesregierung. Ausnahme ist das Jahr 2015, in dem die Offshore-Windenergie über 50 % zur gesamten Stromproduktion des EEG-Jahrgangs beiträgt.

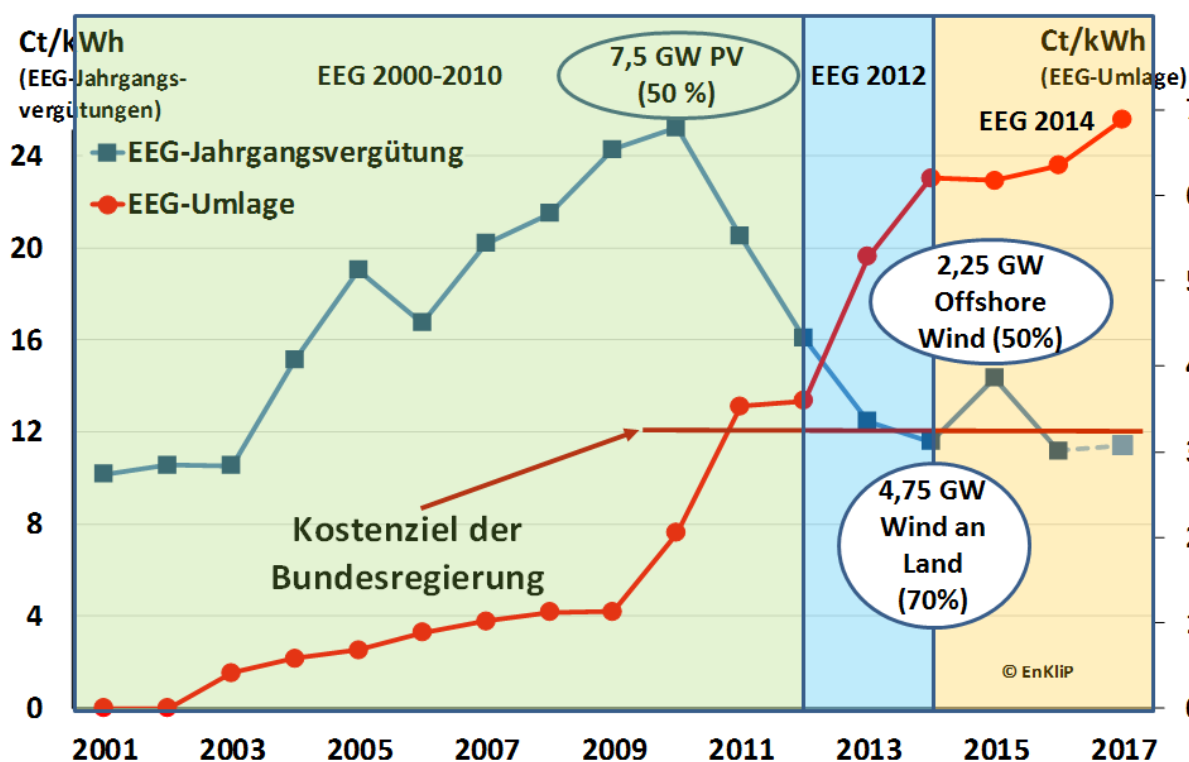


Abbildung 2: Entwicklung der EEG-Umlage und der durchschnittlichen Vergütungen neuer EEG-Anlagen (EEG-Jahrgangsvergütungen). Bis 2011 stieg die PV-Stromerzeugung der Jahrgänge bei noch sehr hohen Vergütungen auf bis zu 50 %, was die Kosten nach oben trieb. Seit 2013 ist der Anteil des Billigmachers Windenergie an Land – mit Ausnahme von 2015 – sehr hoch, weswegen diese Jahrgänge sehr kosteneffizient waren bzw. sind (eigene Darstellung nach eigenen Berechnungen).

Insgesamt kann festgestellt werden, dass der Kostenberg beim Ausbau von Ökostromanlagen seit 2013 überwunden ist. Die deutliche Steigerung der Kosteneffizienz fand damit auf Grundlage des damals geltenden EEG statt, das eine vom Staat festgelegte Vergütung definierte und statt einer pauschalen Begrenzung des Ökostromausbaus Mindestausbauziele verfolgte.

Die Betrachtung der Durchschnittsvergütung neuer EEG-Anlagen macht deutlich, dass der entscheidende Hebel für einen kostengünstigen Ökostromausbau der Ökostrommix ist. Ein hoher Anteil teurer Technologien – wie noch heute die Offshore Windenergie oder Biogas auf Basis von Anbaubiomasse oder vor wenigen Jahren die Photovoltaik – macht den Ausbau teuer. Ein hoher Anteil des Billigmachers Wind an Land oder heute auch Photovoltaik macht den Ausbau dagegen kosteneffizient. Diese beiden Technologien sind dabei mit teilweise unter 8 ct/ kWh nicht teurer als neue konventionelle Kraftwerke, die Stromgestehungskosten von 7 bis 11 Ct/kWh aufweisen (BMW 2014, S. 3). Angesichts

sehr günstiger Ausschreibungsergebnisse für neue Offshore-Windenergieanlagen beispielsweise in Dänemark erscheint es aber möglich, dass diese Technologie bald auch in Deutschland ohne hohe Zusatzkosten im Vergleich zu neuen konventionellen Kraftwerken Strom erzeugen kann (IWR 2016).

Der Vergleich mit den Kosten neuer konventioneller Kraftwerke ist dabei aus drei Gründen wichtig. Erstens müssen die restlichen noch in Betrieb befindlichen Atomkraftwerke bis spätestens 2022 ersetzt werden. Zweitens ist der bestehende konventionelle Kraftwerkspark überaltert. So ist rund die Hälfte der Steinkohlekraftwerke über 30 Jahre alt (DIW 2014b, S. I; IG Metall 2016, S. 21). Auch diese Kraftwerke müssen in absehbarer Zeit ersetzt werden. Und drittens verlangt die Klimapolitik spätestens nach dem Klimaabkommen von Paris 2015, dass zumindest die Stromproduktion und damit die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kohlekraftwerke absehbar und deutlich reduziert werden (siehe Kapitel 4.1.2).

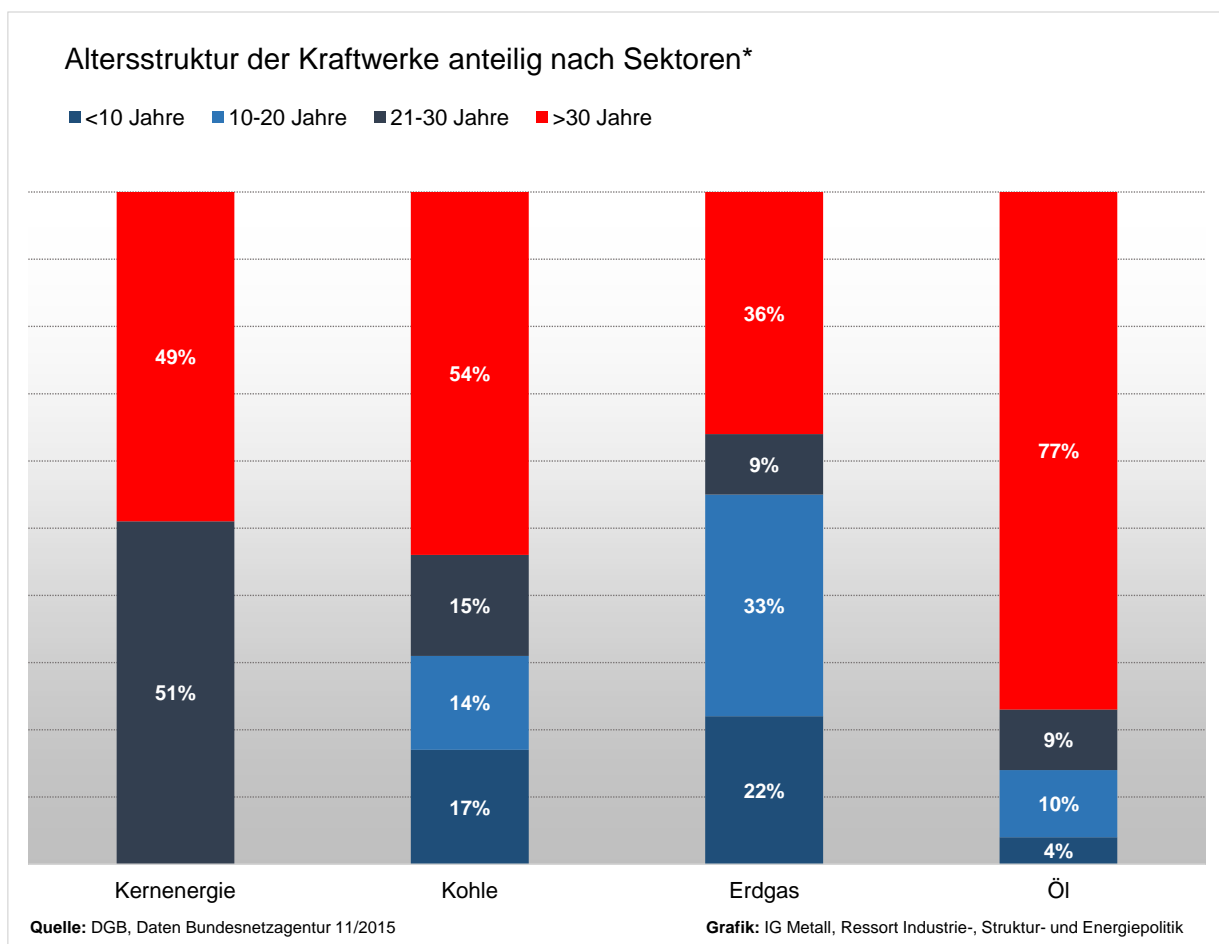


Abbildung 3: Altersstruktur des deutschen Kraftwerksparks (IG Metall 2016, S. 21)

Der Neubau von Stromerzeugungskapazitäten ist damit unabhängig von der Energiewende notwendig. Damit sind nicht an erster Stelle die Kosten von Ökostromanlagen relevant, sondern der Vergleich ihrer Stromgestehungskosten mit denen neuer konventioneller Kraftwerke. Dabei erscheint es naheliegend, Kraftwerke mit möglichst niedrigen Treibhausgasemissionen zum Vergleich heranzuziehen, etwa effiziente Erdgaskraftwerke oder Kraftwerke mit Abscheidung, Transport und Endlagerung von CO<sub>2</sub> (Carbon Capture, Transport and Storage – CCTS) – wobei Ökostromanlagen gegenüber diesen einen deut-

lichen Umweltvorteil aufweisen. So haben sowohl effiziente Erdgaskraftwerke als auch CCTS-Kraftwerke Treibhausgas-Emissionen, die deutlich über den 15 g/kWh liegen, die nach IEA langfristig durchschnittlich bei der Stromerzeugung emittiert werden dürfen (IEA 2016, S. 11; Wuppertal Institut 2010).

Der Neubau von konventionellen Kraftwerken ist aber bei den derzeitigen Strompreisen an den Großmärkten wie der Strombörse zurzeit nicht rentabel. Sollte er stattfinden, müsste auch hier, wie bei den Ökostromanlagen, eine spezifische Finanzierung geregelt werden. Fände diese über eine zusätzliche Vergütung auf die eingespeiste Strommenge statt, wären Vergütungen notwendig, die mit den Vergütungen für Wind- und PV-Anlagen des EEG vergleichbar wären (Abbildung 4). Würden somit in Zukunft für die notwendige Modernisierung nicht neue Ökostromanlagen sondern beispielsweise neue Erdgaskraftwerke gebaut und spezifisch finanziert, wäre die dafür notwendige Umlage vergleichbar mit den EEG-Umlageanteilen, die durch den zukünftigen Bau von Ökostromanlagen entstehen (EnKliP 2015, 2016a).

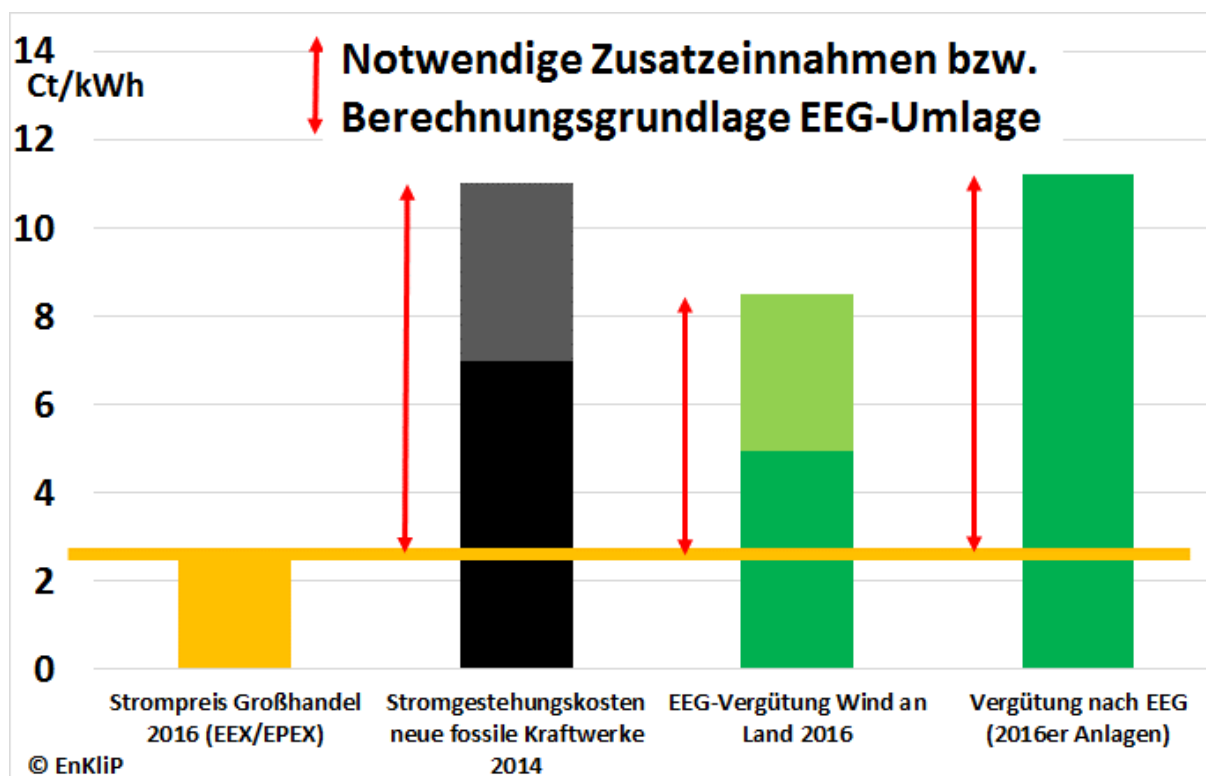


Abbildung 4: Theoretisch notwendige Vergütungen für neue fossile Kraftwerke im Vergleich zu den aktuellen Vergütungen über das EEG. Die Breite der orangenen Linie stellt die unterschiedlichen Verkaufserlöse der Kraftwerksarten am Markt dar (eigene Darstellung)

### 5.2.3 Die volkswirtschaftlichen Kosten

Für eine ökonomische Bewertung der Energiewende sind mittel- bis langfristig nicht nur die Energiepreise relevant, sondern vor allem die volkswirtschaftlichen Kosten. Mit den wirtschaftlichen Fragen der globalen Erwärmung hat sich im Jahr 2006 der ehemalige Chefökonom der Weltbank, Sir Nicholas Stern, intensiv beschäftigt. In seinem „Stern Review“ stellt er fest: „Die Bekämpfung des Klimawandels ist langfristig gesehen eine Pro-Wachstum-Strategie und kann auf eine Weise erfolgen, die die Wachstumsambitionen reicher und armer Länder nicht behindert. Je früher wirksam gehandelt wird, desto geringer werden die Kosten sein“ (Stern 2006b, S. II). Ferner seien sie im Vergleich zu den Folgekosten

der Klimakrise im Falle des nicht-handelns gering und stünden einem Wirtschaftswachstum nicht im Wege („*The costs are modest relative to the costs of inaction, and consistent with growth.*“) (Stern 2006a, Folie 13).

Die Kosten der Energiewende – als ein zentraler Teil der Strategie zur Minderung des globalen Temperaturanstiegs – sind direkt und insbesondere durch die Kosten für den Ausbau und Betrieb der Ökostromanlagen und den dadurch entstehenden Einsparungen beim Betrieb und beim Neubau konventioneller Kraftwerke bestimmt. Hinzu kommen Kosten für den Ausgleich der schwankenden Stromeinspeisung, Netzoptimierungskosten und ggf. entgangene Gewinne von Kraftwerken, die frühzeitig vom Netz gehen, weniger Strom erzeugen als ohne Ökostromausbau und diesen ggf. nur zu niedrigeren Preisen verkaufen können (siehe folgende Kapitel). Ebenfalls relevant sind die mit der Substitution konventioneller durch erneuerbarer Kraftwerke einhergehenden eingesparten Umweltschadenskosten, die nicht in die betriebswirtschaftlichen Kosten der Stromerzeuger und Stromkunden eingehen (siehe Kapitel 3).

In einer umfassenden Studie von DLR et al. wurden verschiedene Szenarien der Energieversorgung Deutschlands miteinander verglichen. So wird ein Szenario ermittelt, in dem die energie- und klimapolitischen Ziele der Bundesregierung erreicht werden, insbesondere die Reduzierung der Treibhausgas-Emissionen um mindestens 80 % und die Steigerung des Ökostromanteils auf mindestens 80 %, jeweils bis 2050. Die volkswirtschaftlichen Wirkungen dieses Szenarios werden verglichen mit dem theoretischen Szenario, in dem es keine Finanzierung von Ökostromanlagen und keinen entsprechenden Ausbau der Ökostromanlagen gibt – und damit die Klimaziele nicht erreicht werden. Danach fallen in den Jahrzehnten bis 2030 Zusatzkosten an, ab 2030 ergeben sich deutliche volkswirtschaftliche Vorteile in dreistelliger Milliardenhöhe. Diese Vorteile sind bereits im ersten Jahrzehnt ab 2030 höher als die volkswirtschaftlichen Kosten zwischen 2011 und 2030. Dabei sind die eingesparten Umweltschadenskosten noch nicht berücksichtigt (Abbildung 5) (DLR et al. 2012, S. 229). Werden diese jedoch berücksichtigt, ergibt sich bereits für den Zeitraum 2013 bis 2030 volkswirtschaftlich ein Gewinn von 54 Mrd. Euro, im Zeitraum bis 2040 sind es 210 und bis 2050 über 520 Mrd. Euro (jeweils ohne systembedingte Integrationskosten, die aber deutlich niedriger liegen dürften) (FÖS 2013, S. 22).

Die Umweltschadenskosten der konventionellen Kraftwerke sind insbesondere bei Braunkohlekraftwerken, die rein betriebswirtschaftlich zu den günstigsten Stromerzeugungstechnologien gehören, mit knapp 11 Ct/kWh besonders hoch (BMU 2013, S. 49).<sup>6</sup> Bei den betriebswirtschaftlich teureren Steinkohle- und Erdgaskraftwerken sind sie etwas niedriger. Die Summe der betriebswirtschaftlichen und der Umweltschadenskosten liegt jedoch bei allen fossilen Kraftwerken deutlich über den Stromerzeugungskosten fast aller Ökostromtechnologien, deren Umweltschadenskosten ebenfalls eingerechnet.

Auch andere Studien, die die Kostenwirkung unterschiedlicher Energieszenarien vergleichen, kommen zu ähnlichen Ergebnissen. Sie lassen ebenso die Schlussfolgerung zu, dass eine auf Erneuerbaren Energien basierende Stromzukunft sowohl volkswirtschaftlich als auch für die Verbraucher mittel- bis langfristig zumindest nicht teurer ist als eine Beibehaltung des aktuellen Strommix. Dies gilt, obwohl in

---

<sup>6</sup> Durch den Europäischen Emissionshandel für CO<sub>2</sub> sind 0,8 Ct/kWh internalisiert, d.h. Bestandteil der betriebswirtschaftlichen Kosten.



diesen Vergleichen die Umweltschadenskosten noch nicht mit berücksichtigt wurden (EWI und Prognos 2007; EWI et al. 2014; DLR et al. 2010; SRU 2011; Ademe 2016).

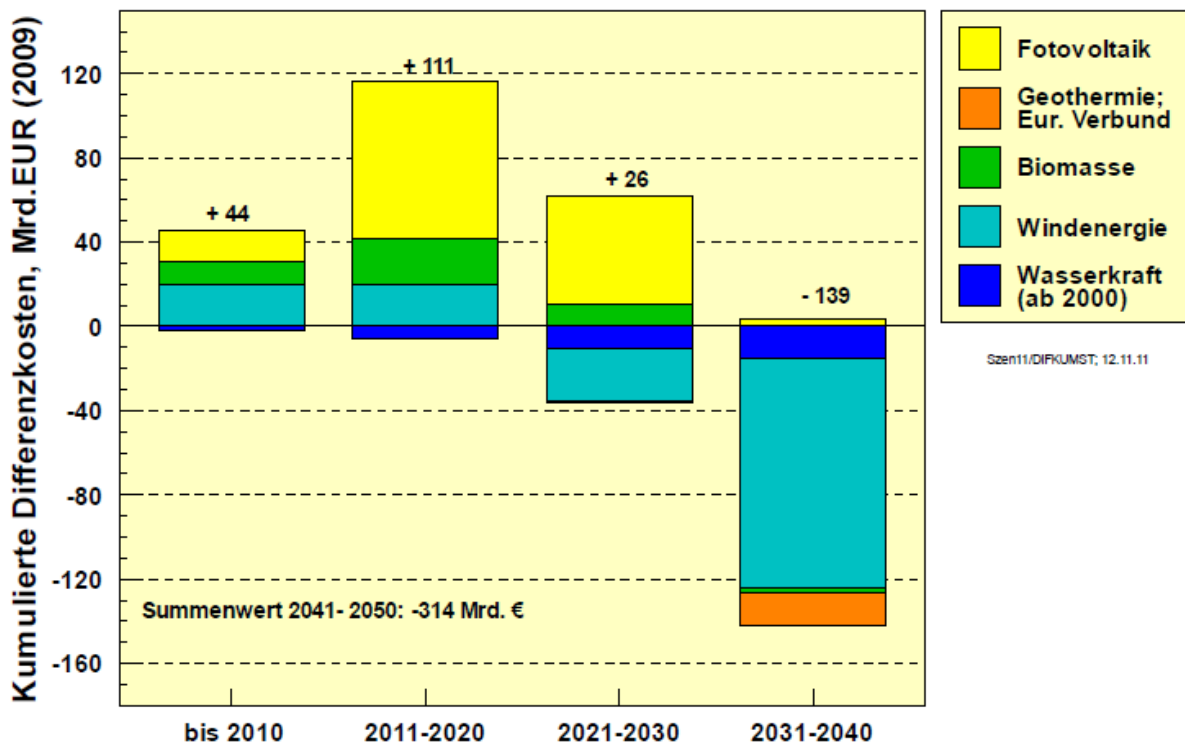


Abbildung 5: Kumulierte systemanalytische Differenzkosten der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien für 10-jahres-Abschnitte. Zahlenwerte über den Balken: Saldo positiver und negativer Beiträge der Einzeltechnologien (ohne Berücksichtigung eingesparter Umweltschadenskosten) (DLR et al. 2012, S. 229)

Nicht quantifizierbar sind die volkswirtschaftlichen Vorteile einer Substitution importierter Energieträger, deren Preisentwicklung praktisch nicht abschätzbar ist. Diese Reduzierung der Importabhängigkeit und die damit einhergehende Steigerung der Energieversorgungssicherheit können als volkswirtschaftliche Standortvorteile gesehen werden (BMW 2015b, S. 22).

### 5.3 Abregelungs- und Redispatchkosten

Aufgrund der schnellen Veränderung der Stromerzeugungsstruktur ist es in den vergangenen Jahren verstärkt zu Maßnahmen der Netzbetreiber zur Vermeidung von Überlastungen des Stromnetzes gekommen. Bei diesen Maßnahmen werden sowohl konventionelle als auch Ökostromanlagen runter- oder abgeregelt. Dies führte im Jahr 2015 zu einem starken Anstieg der Entschädigungen. Bei der Abregelung von konventionellen Kraftwerken (Redispatch) lagen sie bei rund 400, bei der Abregelung von Ökostromanlagen bei rund 480 Mio. Euro (Tabelle 1) (BNetzA 2016, S. 7). Werden diese Kosten verursachergerecht auf alle Stromkunden umgelegt, entsprechen sie einem Aufschlag von nur knapp 0,2 Ct/kWh – oder gut 50 Cent pro Monat für einen durchschnittlichen Haushalt.

Die Differenzierung zwischen den Abregelungen konventioneller Kraftwerke und Ökostromanlagen ist dabei wichtig. Erstere entstehen „marktbedingt“, weil die Betreiber konventioneller Kraftwerke frühzeitig Strommengen verkauft haben, für die zum Lieferzeitpunkt faktisch keine Leitungskapazitäten vorhanden sind. Für die entgangenen Umsätze und Gewinne werden diese Kraftwerke entschädigt.



Aus volkswirtschaftlicher Sicht ist es unbedingt begrüßenswert, dass in diesen Situationen fossile Kraftwerke abgeregelt werden – und nicht Wind- oder PV-Anlagen. Denn sie haben durch den Brennstoffverbrauch Betriebskosten und verursachen umweltschädliche Emissionen und damit volkswirtschaftlich relevante Umweltschadenskosten. Bei Wind- und PV-Anlagen ist dies nicht der Fall.

Beim Redispatch entstehen den Stromkunden somit Kosten für die Entschädigung von Kraftwerksbetreibern, da diese mit ihren Kraftwerken temporär weniger Strom erzeugen und verkaufen dürfen – womit Treibhausgasemissionen und volkswirtschaftlich relevante Umweltschadenskosten eingespart werden. Dies erscheint besonders relevant, wenn es bei Kraftwerken geschieht, die geplant und gebaut wurden, als der Ausbau der Erneuerbaren Energien und ein anspruchsvoller Klimaschutz bereits breiter Konsens in Politik und Gesellschaft war. So führen insbesondere die neuen Kohlekraftwerke Moorburg und Wilhelmshaven im Norden Deutschlands, wo große Mengen Windstrom ins Netz integriert werden müssen, zum starken Anstieg der Redispatchmaßnahmen (BNetzA 2016, S. 5; Energy Brainpool 2016).

*Tabelle 1: Abregelungen und Redispatch-Maßnahmen 2013 bis 2015 (BNetzA/BKartA 2014, S. 17, 2015, S. 100; BNetzA 2016, S. 7)*

	<b>2013</b>	<b>2014</b>	<b>2015<sup>1)</sup></b>
Abregelung nach § 11 EEG (2012) bzw. § 14 f EEG (2014) i. V m. § 13 Abs. 2 EnWG	555 GWh	1.581 GWh	4.722 GWh
	44 Mio. €	83 Mio. €	478 Mio. €
Redispatch-Maßnahmen nach § 13 Abs. 1, 1a EnWG	4.390 GWh	5.197 GWh	16.000 GWh
	133 Mio. €	187 Mio. €	403 Mio. €
Anpassung von Stromeinspeisungen, Stromtransiten und Stromabnahmen nach § 13 Abs. 2 EnWG (kein Entschädigungsanspruch)	14,4 GWh	14,2 GWh	26,5 GWh

<sup>1)</sup> Vorläufige Zahlen

Über die künftige Entwicklung der Abregelungen konventioneller wie erneuerbarer Kraftwerke gibt es erhebliche Unsicherheit. So wurden im Rahmen der Diskussion um die jüngste Novelle des EEG seitens der Bundesnetzagentur und der Bundesregierung sehr hohe Kosten für zukünftige Abregelungen und Redispatchmaßnahmen benannt. Mit diesen hohen Kosten begründete die Bundesregierung die Einführung von „Netzengpassregionen“, in denen der Ausbau der Windenergie zusätzlich begrenzt wird. Wissenschaftlich belastbare Dokumente zu den von der BNetzA erwarteten hohen Kosten liegen allerdings nicht vor. Der These von den hohen Kosten widerspricht das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung, das für 2016 eher sinkende Kosten und langfristige Kosten von unter 1 Mrd. Euro erwartet (DIW 2016b, S. 9). Für diese Tendenz spricht, dass einige der wichtigsten Netzengpässe, die in den Jahren 2014 und 2015 zu Abregelungen geführt haben, kurzfristig zumindest teilweise behoben sein werden. So wird in Schleswig-Holstein, wo bislang die mit Abstand meisten Abregelungen stattfanden, in den kommenden Jahren die „Westküstenleitung“ fertiggestellt (MELUR 06.05.2015). Ferner ist die „Thüringer Strombrücke“ 2016 teilweise in Betrieb gegangen (Agora Energiewende 2016, S. 41; Passauer Neue Presse). Mit diesen beiden Maßnahmen werden die Abregelungen in Schleswig-Holstein und den neuen Bundesländern, die zwischen 80 und 90 % aller Abregelungen in Deutschland ausmachten, spürbar zurück gehen (BNetzA 2015, S. 21, 36). Als Ergebnis dieser Netzmaßnahmen sind die Redispatchmaßnahmen in den Monaten Januar bis Mai 2016 im Vergleich zu den Vorjahresmonaten von rund 4.500 GWh auf rund 3.330 GWh gesunken – also um gut ein Viertel (DIW 2016a, PPP-Folie Nr. 13).

## 5.4 Kosten des Netzausbaus

Unabhängig von der Energiewende und dem Ausbau der Erneuerbaren Energien haben die Stromnetz-kosten einen erheblichen Anteil an den Gesamtkosten der Stromversorgung, auch wenn die Stromerzeugungskosten deutlich höher sind. So kommt eine Studie der *Agence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie (Ademe)* zur langfristigen Stromversorgung Frankreichs zu dem Ergebnis, dass in allen Szenarien mit Ökostromanteilen zwischen 40 und 100 % die gesamten Stromnetz-kosten einen Anteil von 25 bis 27 % der Gesamtkosten ausmachen. Der Unterschied der Netzkosten zwischen den Szenarien mit niedrigeren und höheren Ökostromanteilen ist damit extrem gering. Speicherung und Flexibilität haben einen Anteil von 2,5 bis gut 9 % (Ademe 2016, S. 152).

Dennoch müssen aktuell auch aufgrund des Ökostromausbau in Deutschland bestehende Stromnetze optimiert und ausgebaut und neue Stromnetze gebaut werden. Dies führt kurz- und mittelfristig zu Zusatzkosten. Bei den Angaben für den notwendigen Netzausbau im Netzentwicklungsplan (NEP) ist allerdings nicht erkennbar, welcher Ausbau und welche entsprechenden Kosten tatsächlich auf die Energiewende bzw. den Ausbau der Erneuerbaren Energien zurückzuführen ist und welche Kosten insbesondere auf den steigenden Stromtransport im Rahmen des Europäischen Strommarktes. So stellt das DIW fest, dass ein erheblicher Teil der im NEP vorgesehenen Ausbaumaßnahmen und den entsprechenden Kosten auf „*das gegenwärtige Markt-design*“ zurückzuführen sei, das „*eine Einspeisegarantie für fossilen Strom nach dem Merit-Order Prinzip auch in Zeiten hoher Überkapazitäten vorsieht, welche dann vor allem für Stromexporte genutzt*“ werde (DIW 2016b, S. 28). Allerdings wird im NEP kein Netzbedarf für ein 100%-Ökostromszenario ermittelt. Es ist damit gut möglich, dass der im aktuellen NEP als notwendig erachtete Netzausbau in einem solchen langfristigen Szenario tatsächlich notwendig ist.

Für die nächsten zehn Jahre geht der Netzentwicklungsplan 2024 von Kosten für den Netzausbau an Land und Offshore inklusive Kosten für Transformatoren, HGÜ-Konverter und teilweise Kompensationszahlungen von 27 bis 30 Mrd. € aus, wobei die Teilverkabelung der Gleichstromtrassen hier noch nicht berücksichtigt wurde (ÜNB 2015, S. 98). Diese Kosten fallen danach zwar in den kommenden zehn Jahren an, müssen aber über die technische Lebenszeit von rund 40 Jahre verteilt werden. Welcher Anteil davon tatsächlich als Mehrkosten aufgrund der Energiewende definiert werden kann ist dabei unklar. Angesichts der Erkenntnisse aus der französischen Studie von Ademe dürfte der größte Teil der Kosten auch ohne Energiewende entstehen.

## 5.5 Kosten der Transformation des konventionellen Kraftwerksparks

Die Kosten der Transformation des konventionellen Kraftwerksparks fallen insbesondere in zwei Bereichen an: Erstens bei der Umrüstung bestehender Kraftwerke zur besseren Integration des wachsenden Anteils der fluktuierenden Erneuerbaren Energien (FEE) wie Wind- und Sonnenenergie. Zweitens durch die Außerbetriebnahme von Kraftwerken, die aufgrund ihrer technischen Lebensdauer noch weiter betrieben werden könnten.

Die Umrüstung bestehender Kraftwerke soll insbesondere ihre Flexibilität erhöhen, damit sie schneller auf ein kurzfristig steigendes oder fallendes Angebot von Strom aus FEE reagieren können. Eine solche Umrüstung hat in den letzten Jahren marktgetrieben stattgefunden. Staatlicherseits wurde dies bei den konventionellen Kraftwerken nicht spezifisch gefördert. Allerdings wurde über das EEG für Biogas-

kraftwerke seit 2012 ein Bonus für Anlagen vergütet, wenn diese Strom entsprechend des Strombedarfs einspeisen. Die Gesamtauszahlungen für diesen Bonus an die Biogasanlagenbetreiber wurden für das Jahr 2016 mit gut 21 Mio. Euro angesetzt (50Herz et al. 2016, Folie 9).

Die aus technischer Sicht frühzeitige Außerbetriebnahme von Kraftwerken findet derzeit insbesondere durch den Atomausstieg statt. Zwar sind die jeweiligen Kraftwerke zum Zeitpunkt ihrer Abschaltung noch nicht am Ende ihrer technischen Lebensdauer angelangt, allerdings sind sie bereits vollständig refinanziert und abgeschrieben. Auch daher sind in der Regel keine Entschädigungszahlungen zu leisten (BVG 06.12.2016, 2016). Ein häufig angeführtes Argument, dass die Großhandelspreise für Strom durch die frühzeitige Abschaltung von Atomkraftwerken steigen würden, hat sich als nicht belastbar herausgestellt. So sind die Strompreise auch nach der sehr kurzfristigen Abschaltung von acht Atomkraftwerken nach dem Atomunfall in Fukushima weder kurz- noch mittelfristig gestiegen (Nestle 2011, 2012).

Auch im Falle eines „Kohlekonsenses“ würden Kohlekraftwerke vor ihrem technischen Lebensende außer Betrieb genommen. Es wird hier davon ausgegangen, dass dies wie beim Atomausstieg in aller Regel erst dann geschieht, wenn die jeweiligen Kraftwerke refinanziert und abgeschrieben sind. Dann dürften wie beim Atomausstieg in der Regel keine Entschädigungszahlungen erforderlich sein.

In einer von Ver.di in Auftrag gegebenen Studie werden die Kosten eines Kohleausstiegs bis 2040 im Vergleich zur Ausschöpfung des technischen Laufzeitpotenzials von 50 Jahren für Steinkohle- und 60 Jahren für Braunkohlekraftwerken ermittelt. Betroffen wären davon die aktuell rund 15.000 Beschäftigten in deutschen Kohlekraftwerken und etwa ebenso viele beim Braunkohleabbau (enervis 2016, S. 41). Viele dieser Beschäftigten würden früher aus ihrem Beruf ausscheiden und müssten über einen Sozialplan entschädigt werden. Für diesen wären durchschnittlich rund 400 Mio. Euro pro Jahr notwendig, das Maximum würde um 2030 mit rund 600 Mio. Euro pro Jahr erreicht. Dies entspräche weniger als einem Promille der gesamten Ausgaben der Verbraucher für ihre Stromversorgung in Höhe von rund 63 Mrd. Euro pro Jahr. Gleichmäßig verteilt auf den gesamten Stromverbrauch entsprechen das im Peak gut 0,1 Ct/kWh (enervis 2016, S. 31f, 36).

Ferner gehen die Autoren der Studie davon aus, dass aufgrund des reduzierten Stromangebots der Strompreis am Großhandel um 0,26 Ct/kWh steigt. Diese Kosten könnten allerdings sinken, wenn die Szenarien variiert würden. So wird ein Ausbau der Erneuerbaren Energien entsprechend dem Ausbaupfad des EEG 2014 unterstellt. Dadurch müssen die im Ausstiegsszenario vom Netz gehenden Kohlekraftwerke ab Mitte der 2020er-Jahre durch neue GuD-Erdgaskraftwerke und Erdgasturbinen substituiert werden (enervis 2016, S. 9, 12, 14, 16). Diese werden dann mit großer Wahrscheinlichkeit höhere Stromerzeugungskosten ausweisen als die günstigen Ökostromtechnologien (AEE 2014). Darüber hinaus wird angenommen, dass Deutschland im Ausstiegsszenario zum Nettoimporteur wird. In einem Szenario mit einem schnelleren Ausbau der Ökostromtechnologien könnte ggf. auf den Zubau von Gaskraftwerken verzichtet und zumindest eine ausgeglichene Bilanz beim Im- und Export von Strom erreicht werden. Dies könnte die Gesamtkosten des Systems reduzieren.

## 5.6 Kosten der Energieeffizienz im Strombereich

Es ist unbestritten, dass die deutschen Klimaschutzziele nicht ohne spürbare Erfolge bei der Steigerung der Energieeffizienz erreicht werden können. Das Energiekonzept der Bundesregierung sieht gegenüber 2008 die Reduktion des Primärenergieverbrauchs bis 2020 um 20 % und bis 2050 um 50 % vor. Der Stromverbrauch soll um 10 % bzw. 25 % sinken – wobei damals die Sektorkopplung noch kaum diskutiert wurde (Bundesregierung 2010, S. 5). Die effiziente Nutzung von Strom ist langfristig auch deswegen sehr wichtig, da ohne sie mehr Ökostromanlagen errichtet werden müssten, was die Herausforderung der Schaffung und des Erhalts einer hinreichenden Akzeptanz erhöhen würde.

Energieeffizienzmaßnahmen gehen in aller Regel mit Investitionen zu Beginn der Maßnahme und der anschließenden Einsparung von Energiebezugskosten einher. Entscheidend für die Kosten der Energieeffizienz sind daher die wirtschaftlichen Amortisationszeiten von Investitionen in eine höhere Stromeffizienz. Diese sind abhängig von den jeweiligen Strompreisen. Je höher diese sind, desto kürzer sind die Amortisationszeiten und desto eher werden Unternehmen entsprechende Investitionen tätigen. Bei heutigen Strompreisen liegen die Amortisationszeiten in vielen Fällen unter der technischen Lebensdauer der jeweiligen Anlagen. Es gibt zahlreiche Beispiele, in denen sich die Investitionen recht schnell auszahlen (Siehe Tabelle 2).

Beispielhafte Maßnahme	Amortisationszeit
Optimierung der Hallenbeheizung	Ca. 7 Jahre
Optimierung des Druckluftsystems	Ca. 6,25 Jahre
Nutzung der Abwärme	Ca. 0,3 Jahre
Austausch und Neuorientierung von Neonröhren	Ca. 7 Jahre

*Tabelle 2: Beispielhafte ökonomische Amortisationszeiten bestimmter Maßnahmen (energieeffizienz-im-betrieb.net 2016)*

Viele Stromanwendungen in der Industrie weisen heute Amortisationen von unter 2 oder unter 5 Jahren aus. Dazu zählen häufig die energetische Modernisierung von Elektromotoren, Druckluft-, Pumpen- und Lüftungssystemen, die Kältebereitstellung oder die Beleuchtung (IFEU und Fraunhofer ISI 2011, S. 56, 82). In diesen Fällen fallen zwar Investitionen an, sie zahlen sich aber in sehr kurzer Zeit aus und verbessern die Wettbewerbsfähigkeit der Unternehmen.

Verstärkte Investitionen in die effiziente Nutzung von Strom und damit eine Verbrauchsreduktion führen ferner zu geringeren Gesamtkosten des deutschen Stromsystems. Eine Reduktion des Stromverbrauchs bis 2025 um 10 bis 35 % senkt die Kosten im Jahr um 10 bis 20 Milliarden Euro<sub>2012</sub> – was 15 bis 30 % entspricht (Prognos und IAEW 2014, S. 1).

## 5.7 Entwicklung der Stromkosten für private Haushalte

Ähnlich wie die Entwicklung der EEG-Umlage ist der Vergleich des heutigen Strompreises mit dem des Jahres 2000 ungeeignet. Denn im Rahmen der Liberalisierung des europäischen Strommarktes sanken die Strompreise für private Haushalte bis zum Ende des Jahrhunderts deutlich und erreichten im Jahr 2000 ein historisches Minimum. Bei der Beurteilung der langfristigen Strompreisentwicklung sollte ein Basisjahr verwendet werden, das noch nicht durch die Dumpingpreise beeinflusst ist, die zu Beginn der

Liberalisierung Ende des vorigen Jahrhunderts verstärkt auftraten. So ist der Strompreis für private Haushalte zwischen 1995 und 2017 um nur rund 52 % gestiegen, während die allgemeine Inflation mit rund 34 % in einer ähnlichen Größenordnung lag (Abbildung 6) (BMW/BMU 2006, S. 25; BDEW 2016, S. 9; Destatis 2016). Auch der Anteil der Stromkosten an den Konsumausgaben privater Haushalte hat sich seit Jahrzehnten kaum geändert. Er lag im Jahr 1986 bei 2,3 %, im Jahr 2013 bei 2,5 %. Trotz dieser Feststellung muss allerdings zur Kenntnis genommen werden, dass Haushalte mit besonders niedrigen Einnahmen mit der Höhe ihrer Stromkosten Probleme haben können (Kapitel 6.2 und 6.2.4) (DIW 2012, S. 4).

Zwar macht die EEG-Umlage heute mit über 20 % einen erheblichen Anteil an den Haushaltsstrompreisen aus. Allerdings werden die Steigerungen der EEG-Umlage der letzten Jahre durch den gesunkenen Großhandelspreis für Strom, der insbesondere durch das EEG bewirkt wurde, zumindest teilweise ausgeglichen. Darüber hinaus müsste, gäbe es keinen Ökostromanlagenzubaue, der Bau anderer neuer konventioneller Stromerzeugungsanlagen mit einer spezifischen Finanzierung unterstützt werden. Auch diese müssten wie der Ökostromausbau über eine Umlage durch den Stromverbraucher gegenfinanziert werden (Kapitel 5.2.1).

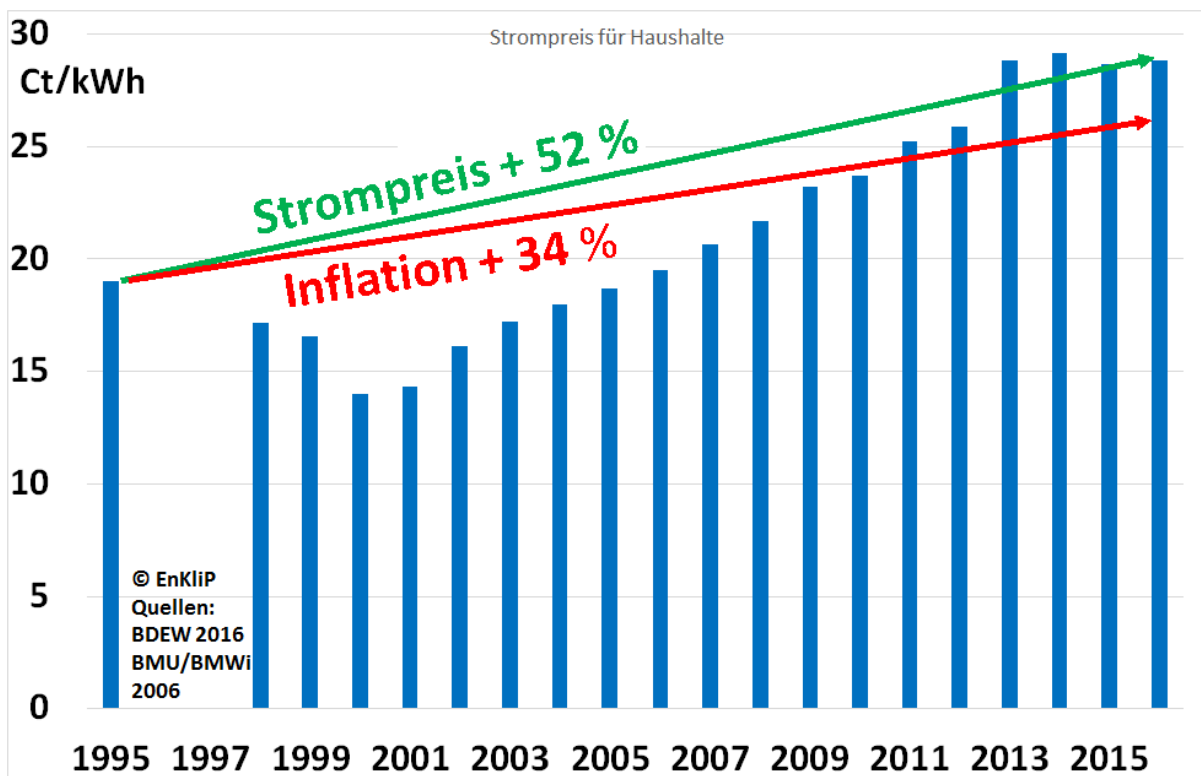


Abbildung 6: Entwicklung des durchschnittlichen Strompreises für einen Haushalt (Jahresverbrauch 3.500 kWh) seit 1995 (Eigene Darstellung nach (BDEW 2016; BMWi/BMU 2006, 25))

## 5.8 Industriestrompreise im europäischen und internationalen Vergleich

Im Europäischen Vergleich liegen die durchschnittlichen deutschen Industriestrompreise für einen Stromverbrauch von 5 bis 70 GWh/Jahr seit jeher über dem Durchschnitt – unabhängig von der Energiewende.<sup>7</sup> Vor der Jahrhundertwende, d.h. auch vor der Energiewende, gab es kaum ein europäisches Land mit höheren Industriestrompreisen. Bis zum Jahr 2000 bewegten sich die Preise spürbar in Richtung europäischer Durchschnitt, sanken also im Vergleich zu anderen europäischen Staaten. Seitdem bewegen sie sich relativ kontinuierlich etwas über dem europäischen Durchschnitt. Die Differenz zu den Preisen anderer EU Mitgliedstaaten beträgt bis zu maximal 4 Ct/kWh in beide Richtungen. Der Preisanstieg seit 2000 ist dabei in allen europäischen Staaten zu beobachten (Abbildung 7).

Dass Deutschland trotz der überdurchschnittlichen Industriestrompreise zu den international exportstärksten Nationen gehört – auch schon vor der Energiewende, als die Industriestrompreise besonders hoch waren – ist ein Hinweis darauf, dass der Strompreis für die internationale Wettbewerbsfähigkeit auch stromintensiver Unternehmen zumindest nicht unbedingt ausschlaggebend zu sein scheint. Entsprechend sollte der Blick nicht primär auf den reinen Strompreis fixiert werden. Vielmehr sollten beispielsweise auch die Energiestückkosten verglichen werden, die als Produkt aus Strompreis und Energieintensität auch die Energieeffizienz bei der Herstellung von Gütern berücksichtigen. Die Energiestückkosten variieren stark nach den verschiedenen Gewerbesorten. Im Mittel schneidet Deutschland hier deutlich besser ab als der Durchschnitt, lediglich die USA weisen niedrigere Energiestückkosten auf (Abbildung 9) (Kempf und Trunzer 2015; Löschel und Germeshausen 2015).

Unabhängig von den reinen Strom- oder Energiestückkosten stärkt die hiesige sehr hohe Stromversorgungssicherheit den Standort Deutschland. Während in Deutschland die durchschnittlichen Unterbrechungszeiten der Stromversorgung bei rund 13 Minuten (2015) liegen – mit sinkender Tendenz – beträgt der Durchschnitt über die gesamten USA bei rund 4 Stunden. Diese außerordentlich hohe Versorgungssicherheit erspart der deutschen Industrie und dem deutschen Gewerbe das teure Vorhalten von Reservekapazitäten, was einen Wettbewerbsvorteil gegenüber beispielsweise ausländischen Konkurrenten bedeutet (FÖS 2014, S. 17f.; VDE 2015; BNetzA 20.10.2016).

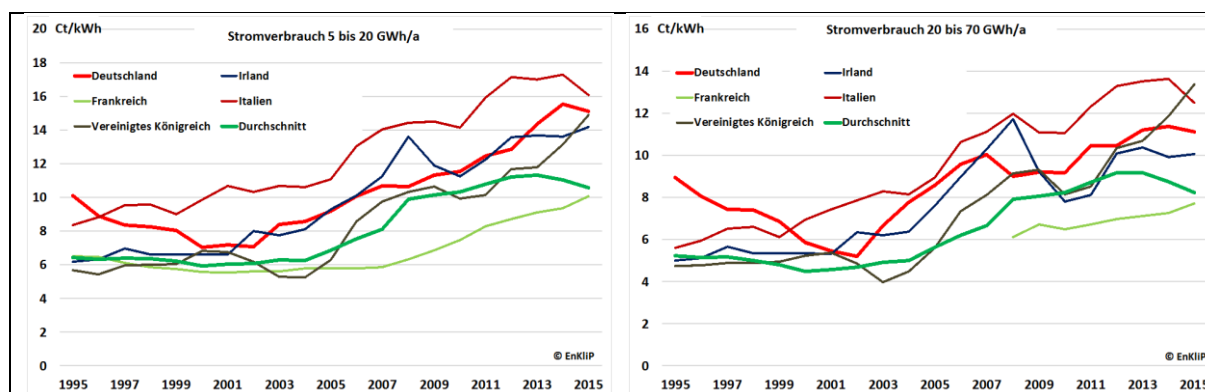


Abbildung 7: Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise für Stromverbraucher mit einem Verbrauch zwischen 5 und 70 GWh pro Jahr in ausgewählten EU Mitgliedstaaten im Vergleich zum EU-Durchschnitt. Deutschland: rot; europäischer Durchschnitt: dunkelgrün. (Eigene Darstellung nach (BMWi 2016e, Tafel 29a))

<sup>7</sup> Der Vergleich von Durchschnittswerten ist allerdings nur begrenzt aussagekräftig, da die Preise u.a. aufgrund von spezifischen Begünstigungen von Branche zu Branche sehr differieren können.



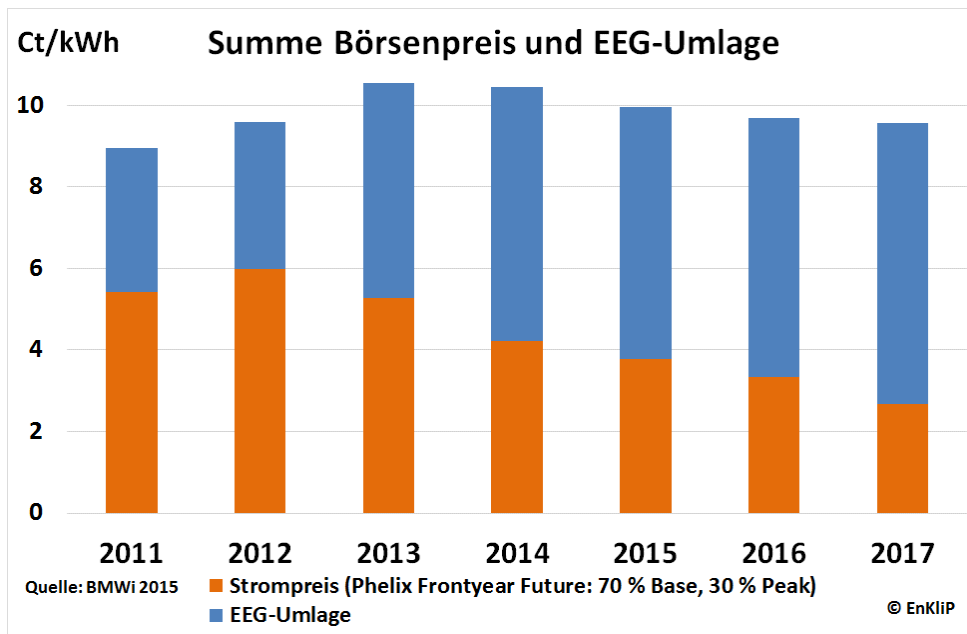


Abbildung 8: Entwicklung von EEG-Umlage und Börsenstrompreis von 2011 bis 2017 (Eigene Darstellung nach (BMW 2016a, S. 1))

Insgesamt geben die seit Jahren ausgesprochen positiven und im internationalen Vergleich hervorragenden Wirtschaftsdaten Deutschlands Indizien dafür, dass ein Großteil der deutschen Industrie mit den aktuellen Strompreisen und den erwarteten Veränderungen gut leben kann. So steigt der ohnehin schon sehr große Exportüberschuss von Jahr zu Jahr, es herrscht eine niedrige Arbeitslosigkeit und ein angemessenes Wirtschaftswachstum. Ferner ist Deutschland gerade zum attraktivsten Standort für internationale Investoren aufgerückt (Handelsblatt 2016). An dieser Stelle soll darauf hingewiesen werden, dass die von der EEG-Umlage begünstigte Industrie faktisch vom EEG profitiert. Denn die Großhandelsstrompreise sind durch das EEG spürbar gesunken (FAU 2014) (Kapitel 5.2.1, Abbildung 8). Seit 2012 hat die EEG-Umlage ferner den Gesamtstrompreis der nicht begünstigten Verbraucher nicht erhöht. Denn die Summe aus Börsenpreis und EEG-Umlage ist seitdem nicht gestiegen. Vielmehr ist diese Summe seit 2013 kontinuierlich gesunken (siehe Abbildung 8).

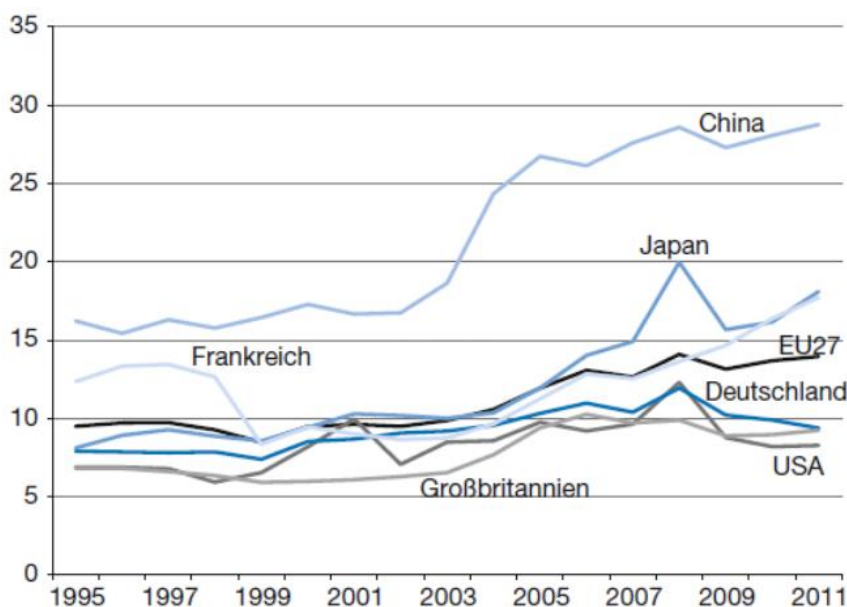


Abbildung 9: Energiestückkosten im Verarbeitenden Gewerbe in Prozent der Bruttowertschöpfung des jeweiligen Sektors (Löschel und Germeshausen 2015)

## 5.9 Zwischenfazit

Die Energiewende ist eine Investition in die Zukunft – nicht nur aus Umweltsicht, sondern auch rein ökonomisch. Insbesondere der sehr starke Ausbau der bis vor kurzem noch sehr teuren Photovoltaik, aber auch der ehemals starke Zubau der heute noch immer teuren Biogasanlagen hat zu relevanten Zusatzkosten geführt, die in den kommenden 15 Jahren von den Stromverbrauchern abbezahlt werden müssen. Mittel- bis langfristig lohnen sich die im Rahmen der Energiewende getätigten Investitionen in die Zukunft. Auch die Stromkunden werden davon finanziell profitieren können.

Insgesamt sind die Belastungen der Verbraucher durch die Energiewende geringer, als es in der öffentlichen und politischen Debatte häufig den Anschein macht. Grund dafür ist insbesondere, dass die EEG-Umlage fälschlicherweise als Kostenindikator wahrgenommen wird, obwohl sie die Kosten des Ökostromausbaus deutlich überzeichnet. Insbesondere gibt die Entwicklung der EEG-Umlage keinerlei Aufschluss über die Kosteneffizienz des bis vor kurzem geltenden bzw. des aktuellen EEG. Auch der Vergleich der Entwicklung des Strompreises für private Haushalte auf Basis des Jahres 2000 verzerrt die Debatte, da sich der Strompreis zur Jahrhundertwende auf einem historischen Tiefstand befand. Im Vergleich zum Jahr 1995 ist der Strompreisanstieg kaum höher als die allgemeine Inflation.

Zwar ist der Strompreis für die Industrie seit dem Jahr 2000 gestiegen. Dies ist allerdings EU-weit nicht anders. Im Vergleich zu anderen europäischen Ländern sank der Industriestrompreis bis zur Jahrtausendwende und liegt seitdem relativ konstant etwas über dem EU-Durchschnitt. Aufgrund des stark gesunkenen Großhandelsstrompreises sind die Preise für stromintensive Unternehmen sogar gesunken.

Selbst die bisher angefallenen Kosten der Energiewende sind also spürbar niedriger als vielfach wahrgenommen. Viel entscheidender ist aber, dass die Kosten des Ausbaus zumindest der heute bereits günstigen Ökostromtechnologien nicht über den Kosten neuer fossiler Kraftwerke liegen. Ihrem zügigen Ausbau stehen somit keine hohen Kosten entgegen.

## 6 OPTIONEN ZUM UMGANG MIT DEN KOSTEN DER ENERGIEWENDE

Zentrale Optionen zur Senkung der Stromkosten sind die Energieeinsparung und die Steigerung der Energieeffizienz. Denn jede Kilowattstunde Strom, die nicht produziert werden muss, führt zu Kosteneinsparungen im Gesamtsystem. So kann die Reduktion des Stromverbrauchs bis 2035 um 10 bis 35 % gegenüber der Referenzentwicklung die Kosten im Jahr 2035 um 10 bis 20 Milliarden Euro<sub>2012</sub>/Jahr senken (Prognos und IAEW 2014, S. 1). Auf diese Kosteneinsparpotenziale wird an dieser Stelle jedoch nicht explizit eingegangen, da der Schwerpunkt dieses Papiers auf die Kosten der Umstellung auf ein auf Erneuerbaren Energien basierten Stromsystems liegt.



## 6.1 Senkung der Kosten des Ökostromausbaus

### 6.1.1 Systemwechsel beim EEG

Welche politischen Instrumente zum Ausbau der Erneuerbaren Energien die kosteneffizientesten sind, wird seit vielen Jahren intensiv in Wissenschaft und Politik diskutiert. Zahlreiche wissenschaftliche Untersuchungen kommen zu dem Ergebnis, dass andere Finanzierungsinstrumente als administrativ festgelegte Einspeisevergütungen keinesfalls zu niedrigeren Vergütungssätzen führen müssen – auch Ausschreibungssysteme nicht. Als Gründe dafür werden vor allem die zusätzlichen Investitionsrisiken und damit höhere Finanzierungs- und Transaktionskosten genannt. Diese gehen zwangsläufig mit Ausschreibungs- oder Quotensystemen einher (ISI et al. 2016; DIW 2014a; IZES 2014, S. 1; ISI/EEG 2010; Butler/Neuhoff 2005; EEG et al. 2004; Patlitzianas et al. 2004; Lorenzoni 2003). Schon 2008 stellte die Europäische Kommission fest, dass insbesondere für Windenergieanlagen an Land und Photovoltaikanlagen gut ausgestaltete administrativ festgelegte Einspeisevergütungen die effizientesten und effektivsten Finanzierungsinstrumente für den Ausbau der erneuerbaren Energien im Strombereich sind („*well-adapted feed in tariff regimes are generally the most efficient and effective support schemes for promoting renewable electricity*“) (COM 2008, S. 3).

In einer aktuellen Studie der Kommission wird ferner festgestellt, dass die „gewichteten durchschnittlichen Kapitalkosten“ (Weighted Average Cost of Capital – WACC) bei Ökostromprojekten entscheidend durch die Politik beeinflusst werden. Je höher die Kapitalkosten, desto höher sind die Finanzierungskosten und die von Investoren verlangte Mindestrendite. Entsprechend teurer wird das Projekt und desto höher werden die Kosten für die Verbraucher. Im Vergleich zu anderen EU Mitgliedstaaten hat Deutschland hier bislang eine Spitzenposition eingenommen – praktisch nirgends sonst waren die Kapitalkosten für Ökostromprojekte so günstig. Mit einem Umstieg auf ein anderes Finanzierungssystem werden die Kapitalkosten zwangsläufig deutlich steigen, da das Investitionsrisiko steigt. Dies macht den Ökostromausbau notwendiger Weise teurer. Bei Wind- und PV-Anlagen sind dabei die Kapitalkosten und damit die WACC von besonderer Bedeutung. Denn bei diesen Anlagen ist der Anteil der Kapital bzw. Investitionskosten an den Gesamtkosten besonderes hoch, da keine Brennstoffkosten anfallen und die Betriebskosten sehr niedrig sind (ISI et al. 2016, 52).

Gerade für die Windenergie an Land kann die Umstellung auf ein Ausschreibungssystem zu steigenden Kosten führen. Denn für niedrige Kosten ist zwingend erforderlich, dass mehr installierte Leistung angeboten als ausgeschrieben wird. Nur dann können niedrige Vergütungen erwartet werden (Gabriel 2014; BMWi 2015a, 2). Ob dies bei den nach EEG 2017 jährlich auszuschreibenden Mengen von 2.800 bzw. 2.900 MW der Fall sein wird, bleibt abzuwarten. Denn seit 2000 wurde in Deutschland eine Leistung von durchschnittlich nur rund 2.350 MW pro Jahr installiert. Dabei waren die Rahmenbedingungen für Investitionen in Windenergieprojekte seit 2000 hervorragend und dürften mit einem Ausschreibungssystem zumindest nicht besser werden, u.a. weil kleinere Akteure mit diesem System größere Schwierigkeiten haben dürften als mit administrativ festgelegten Vergütungen (EnKliP 2016b, S. 20f).

Allerdings ist im EEG 2017 die Vergütung nach oben gedeckelt. Damit kann es zunächst nicht zu höheren Vergütungen als bislang kommen. Wird diese Regelung mittel- bis langfristig beibehalten, steigt die Wahrscheinlichkeit, dass nicht genügend Leistung angeboten und das Ausbauziel verfehlt wird, ggf. deutlich. Dies gefährdet die ohnehin unsichere Erfüllung der deutschen Klimaschutzziele weiter.

### **6.1.2 Begrenzung der Ausbaugeschwindigkeit**

Wie in Kapitel 5.2.1 ausgeführt, ist erstens der Bau neuer klimafreundlicher Stromerzeugungsanlagen in Deutschland in absehbarer Zukunft auch ohne das Ziel einer Umstellung auf Erneuerbare Energien notwendig. Zweitens liegen die Stromerzeugungskosten der schon heute günstigen Ökostromtechnologien bereits im Bereich der Kosten neuer fossiler Kraftwerke. Dabei ist absehbar, dass die Stromgestehungskosten der Erneuerbaren weiter sinken, während sie bei den konventionellen Kraftwerken mittel- bis langfristig steigen werden. Damit wäre es nicht billiger, weniger von den günstigen Ökostromtechnologien hinzuzubauen und stattdessen neue konventionelle Kraftwerke. Eine Begrenzung der Ausbaugeschwindigkeit der heute bereits kostengünstigen EEG-Anlagen führt daher weder zu geringeren Stromkosten für die Verbraucher noch für niedrigere volkswirtschaftliche Kosten. Sie steht aber dem Ziel des Klimaschutzes entgegen.

Eine Begrenzung des Ausbaus der heute noch relativ teuren Ökostromtechnologien wie Geothermie, Biogas oder Offshore Windenergie kann dagegen – ohne Betrachtung der Umweltschadenskosten – zu Kosteneinsparungen für die Verbraucher führen. Volkswirtschaftlich sind dabei allerdings u.a. die eingesparten Umweltschadenskosten, die Vorteile einer inländischen Technologieentwicklung, die Schaffung bzw. der Erhalt von heimischen Arbeitsplätzen und die steigende Unabhängigkeit von importierten Energierohstoffen zu betrachten (EnKliP 2016b, S. 16ff).

### **6.1.3 Reduktion der Abregelungs- und Redispatchkosten**

Um die Abregelungs- und Redispatchkosten zu reduzieren, die jeweils rund zur Hälfte bei den konventionellen Kraftwerken und bei Ökostromanlagen anfallen, stehen verschiedene Optionen zur Verfügung, die zumindest zum Teil bereits heute aktiv verfolgt werden.

- Da die Abregelungen durch Engpässe im Stromnetzsystem verursacht sind, werden sie durch eine Erhöhung der Kapazitäten des Netzes reduziert. Diese Kapazitätserhöhung kann insbesondere durch Stromleitungsoptimierung und –ausbau erreicht werden, teilweise aber auch durch eine Verstärkung von Transformationsstationen. An dieser Stromnetzoptimierung wird in den Bundesländern mit unterschiedlicher Intensität gearbeitet (dpa 2016).
- Eine aus volkswirtschaftlicher Sicht sehr vorteilhafte Maßnahme zur Reduktion der Abregelungen bei Ökostromanlagen ist die Verminderung der eingespeisten Strommengen aus konventionellen Anlagen, ggf. durch die Außerbetriebnahme einzelner Kraftwerke. Zwar werden diese derzeit teilweise beispielsweise zur Stabilisierung des Stromsystems benötigt, insbesondere um Frequenz und Spannung stabil zu halten oder Blindstrom zur Verfügung zu stellen. Ist dies bei einem Kraftwerk der Fall, wird es „must-run-Kraftwerk“ genannt. In zunehmendem Maße können dies aber die Erneuerbaren Energien selber übernehmen und damit „must-run-Kraftwerke“ ersetzen. Darüber hinaus können die Systemdienstleistungen eines „must-run-Kraftwerks“ ggf. durch die Nutzung von Schwungrädern auf dem Kraftwerksgelände übernommen werden, ohne dass das Kraftwerk selber in Betrieb ist. Dies wurde im Atomkraftwerk Biblis umgesetzt, als es spontan nach dem Atomunfall in Fukushima außer Betrieb ging (Rauner 2012). Werden diese oder andere innovative Technologien verstärkt angewendet, können immer mehr „must-run-Kraftwerke“ ihre Stromproduktion einstellen, wodurch Kapazitäten im Stromnetz frei werden und die Abregelung von Ökostromanlagen reduziert werden kann (siehe Kapitel 4.1.3).

Viele Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen können nicht abgeregelt werden, weil sie wärmegeführt betrieben werden. So müssen sie insbesondere im Winter – wenn Windenergieanlagen überdurchschnittliche Strommengen einspeisen – die Wärmenetze versorgen, so dass sie gleichzeitig Strom erzeugen und einspeisen. Auch sie gehören dann zu „must-run-Kraftwerken“. Hier ist es sinnvoll, diese Kraftwerke so umzurüsten, dass sie zukünftig stromgeführt fahren können. Dazu benötigen sie u.a. Wärmespeicher. Sie können dann je nach Stromangebot und Nachfrage flexibel betrieben werden und zählen nicht mehr als „must-run-Kraftwerk“. Damit werden Netzkapazitäten für Ökostrom frei.

- Die Abregelungen der konventionellen Kraftwerke sind u.a. dadurch bedingt, dass beim Verkauf des Stroms vor Lieferzeitraum die Verfügbarkeit von Netzen derzeit keine Rolle spielt. Denn entsprechend des Ziels des Europäischen Strombinnenmarktes gibt es eine einheitliche Preiszone nicht nur in Deutschland, sondern über die Staatsgrenzen hinaus. Würde man – wie beispielsweise von der Europäischen Kommission ins Spiel gebracht – Deutschland in unterschiedliche Preiszonen aufteilen, würde dieses Problem zumindest teilweise entschärft. Im Norden, wo aufgrund des starken Aufkommens von Windstrom der Strompreis zunächst niedriger sein dürfte, würden weniger konventionelle Kraftwerke im Voraus Strom verkaufen. Gleiches könnte für die Mittagszeiten des Sommers in Süddeutschland der Fall sein, wenn viel Strom aus PV-Anlagen eingespeist wird und daher der kurzfristige Strompreis niedrig ist. Entsprechend müssten weniger konventionelle Anlagen auf eine bereits im Voraus verkaufte Stromeinspeisung verzichten, entsprechende Entschädigungen würden entfallen.
- Statt Ökostromanlagen wegen Netzengpässen temporär abzuregeln wäre es sinnvoller, in dieser Zeit den Ökostrom lokal für die Sektorkopplung zu verwenden. Dies muss nicht direkt an der Ökostromanlage stattfinden, sondern im lokalen Netz vor dem Netzengpass. Dieser kann viele Kilometer von der Anlage entfernt sein. In Frage kommen Wärmenetze, die mit Ökostrom geheizt werden können, Akkumulatoren von Elektrofahrzeugen, die Erzeugung von Wasserstoff oder synthetischem Methan für den Verkehr und Gasheizungen oder ggf. die Rückverstromung in Zeiten geringen Windaufkommens und geringer Sonneneinstrahlung. Das EEG 2017 ermöglicht diese Sektorkopplung unter sehr restriktiven Bedingungen für bestimmte KWK-Anlagen und für eine Leistung von maximal 2 MW (EEG 2017, § 13). Eine Ausweitung dieser Regelung wäre sinnvoll.

#### 6.1.4 Reduktion der Netzausbaukosten

Der durch die Energiewende bestimmte höhere Kapazitätsbedarf des Stromleistungssystems entsteht insbesondere dadurch, dass im windreichen Norden auch mittel- und langfristig eine größere Kapazität von Windenergieanlagen in Betrieb sein dürfte als im Süden. Diese Tendenz wird durch den Ausbau der Offshore Windenergie verstärkt. Es wird jedoch häufig darauf hingewiesen, dass der im Netzentwicklungsplan (NEP) angegebene Netzausbaubedarf auch aufgrund der Anforderungen des europäischen Binnenmarktes bestimmt ist. Tatsächlich wird im NEP auch ein zunehmender Transport von Strom aus konventionellen Kraftwerken unterstellt. So ist laut NEP die *„europäische Vernetzung in einem Strombinnenmarkt [ein] wesentlicher Treiber der Netzentwicklung“*. Damit soll der weitgehende Transport von Strom in der EU ermöglicht werden mit dem Ziel, für *„alle Verbraucher den Zugang zu möglichst kostengünstiger Energie zu fördern“* (ÜNB 2015, S. 16, 51).

Daraus wird teilweise geschlossen, dass durch geringere Anforderungen an den europäischen Binnenmarkt der Bedarf beim Stromleitungsausbau sinken könne (DIW 2016b). Allerdings unterstellt der NEP

einen Ausbau der Erneuerbaren Energien bis zu einem Anteil von – je nach Szenario – nur 38 bis 67 % (ÜNB 2015, S. 59ff). Langfristig muss der Ökostromanteil deutlich höher sein, wenn die globalen Klimaziele entsprechend des Pariser Klimaabkommen erfüllt werden sollen (Kapitel 4.1.2). Daraus könnte sich wiederum ein zusätzlicher Stromleitungsbedarf ergeben.

Eine gleichmäßigere Verteilung der Ökostromanlagen – mehr Windenergie im Süden und mehr Photovoltaikanlagen im Norden und Osten – könnte grundsätzlich den Bedarf an zusätzlichen Netzkapazitäten und die dadurch entstehenden Kosten reduzieren. Allerdings würden dadurch zwangsläufig Nachteile und zusätzliche Kosten an anderer Stelle entstehen:

- Windenergieanlagen im windschwächeren Süden erzeugen spürbar weniger Strom als diejenigen im Norden. Ihre Stromgestehungskosten sind daher höher. Darüber hinaus würden zur Erzeugung der gleichen Strommenge insgesamt mehr Windräder benötigt – was insbesondere im dicht besiedelten Süden zu Akzeptanzproblemen führen kann.
- Durch einen guten überregionalen Stromaustausch sinkt in einem Stromsystem mit hohen Ökostromanteilen der Speicherbedarf, da selten in ganz Deutschland oder darüber hinaus nur wenig Wind weht und gleichzeitig die Sonneneinstrahlung gering ist. Geringere Transportkapazitäten des Stromnetzes führen zu einem höheren Bedarf an Speichern, in denen häufiger größere Strommengen zwischengespeichert werden muss. Die entsprechend notwendig werdenden Speicher kosten Geld. Ferner führt die Zwischenspeicherung immer zu Stromverlusten, was zu Kosten, einem höheren Gesamtstrombedarf und einer höheren Zahl von notwendigen Windenergieanlagen führt.
- Ökostromanlagen müssen häufiger abgeregelt werden, da Leitungskapazitäten fehlen. Auch das führt zu Kosten.

Die spezifischen Netzausbaukosten (pro Kilometer Leitung) können gesenkt werden, wenn stärker auf die Verkabelung verzichtet wird. Die Zusatzkosten einer Verkabelung sind dabei in Abhängigkeit der geographischen Voraussetzungen sehr unterschiedlich. Um aber die Akzeptanz für neue Stromleitungen zu erhöhen, steigt der Anteil der Verkabelung derzeit tendenziell eher an. Darüber hinaus kann eine Verkabelung auch zur Kostensenkung beitragen, wenn Planung und Bau neuer Trassen durch die dann höhere Akzeptanz vor Ort zügiger durchgeführt werden können.

## **6.2 Optimierung der Verteilung der Kosten**

Wie in Kapitel 5.7 und 5.8 dargestellt, sind die Strompreise seit jeher gestiegen – mit Ausnahme der Jahre 1995 bis 2000. Allerdings belastet dies die Stromverbraucher in sehr unterschiedlicher Weise. Sehr stromintensive Unternehmen im internationalen Wettbewerb und private Haushalte mit geringem Einkommen wären von hohen Strompreisen stärker betroffen als beispielsweise Unternehmen, deren Wertschöpfung vorwiegend am Schreibtisch entsteht oder durchschnittliche und wohlhabende private Haushalte. Daher sollten sowohl Stromkostenentwicklung als auch staatliche Maßnahmen zur Reduzierung der ggf. bestehenden Belastung durch hohe Strompreise auch vor dem Hintergrund der Verteilungswirkungen beurteilt werden.

So haben stromintensive Unternehmen, die von der EEG-Umlage begünstigt sind, durch das EEG faktisch ökonomische Vorteile – keine Nachteile. Denn durch das zusätzliche Angebot von Ökostrom und einem konstanten bis leicht fallenden Stromverbrauch sinken die Strompreise auf dem Großmarkt.

Dieser schlägt bei großen Stromverbrauchern schnell entlastend auf die Endstrompreise durch. Bei den meisten privaten Haushalten spielen die Stromkosten keine große Rolle – ihr durchschnittlicher Anteil an den gesamten Konsumausgaben liegt bei unter 2,5 %. Auch bei den meisten Unternehmen liegt der Anteil der Stromkosten an den gesamten Ausgaben bei wenigen Prozent. Probleme mit hohen oder steigenden Strompreisen können allerdings die ökonomisch schwächeren Haushalte haben. Bei Haushalten mit den niedrigsten 10 % Haushaltseinkommen liegt der Anteil der Stromkosten an den gesamten Konsumausgaben mit derzeit etwa 4,5 % deutlich höher als beim Durchschnitt – auch wenn sie absolut niedrigere Stromkosten haben als Haushalte mit einem höheren Einkommen (DIW 2012, 5).

### 6.2.1 Die gesellschaftspolitische Relevanz des Strompreises

Selbstverständlich können hohe Strompreise für bestimmte Unternehmen oder Haushalte zu finanziellen Schwierigkeiten führen. Angemessen hohe Strompreise können volkswirtschaftlich aber auch positive Wirkungen entfalten. So sind hohe Energiepreise höchst effektiv und effizient, um die politisch gewünschte Steigerung der Energieeffizienz voran zu bringen. Sie trägt zur Senkung des Energieverbrauches und der damit einhergehenden Umweltbelastungen bei. So stellte Bundesumweltministerin Dr. Angela Merkel 1997 in der Frankfurter Allgemeinen Zeitung fest: *„Energie ist heute zu billig. (...) es müssen aus meiner Sicht gezielt die Steuern auf Energie angehoben werden, sei es über Mineralöl, Heizgas oder Strom.“* (Merkel 1997). Denn je höher die Energiepreise, desto schneller refinanzieren sich Investitionen in die Energieeffizienz – und sparen dann bares Geld. Entsprechend wirken sich Strompreissenkungen tendenziell negativ gegenüber der Steigerung der Energieeffizienz aus. Dies gilt insbesondere für Gewerbe und Industrie, da hier die Preiselastizität des Stromverbrauchs höher ist als beispielsweise bei privaten Haushalten. Aufgrund des hohen Anteils von Industrie und Gewerbe/Handel/Dienstleistungen am gesamten Stromverbrauch tragen diese Sektoren rund zwei Drittel der gesamten EEG Differenzkosten, die privaten Haushalte nur ein Drittel (50Herz et al. 2016, S. 21).

Würde der Staat aus seinen Haushaltsmitteln den Strompreis senken, würden ihm erstens diese Mittel fehlen, um gezielt Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz zu fördern. So wird beispielsweise die energetische Sanierung des Gebäudebestandes in den letzten Jahren mit bis zu rund 2.000 Mio. € pro Jahr finanziert – keine andere Umweltschutzmaßnahme erhält mehr Steuergelder. Dieses Programm könnte man mit den Mitteln, die beispielsweise zur Senkung der Stromsteuer benötigt würden (s.u.), vervielfachen. Damit würde ein entscheidender Beitrag zum Ziel der Bundesregierung geleistet, den Gebäudebestand bis 2050 „nahezu klimaneutral“ zu machen (CDU/CSU/SPD 2013, S. 52). Zweitens könnten die Haushaltsmittel zur Senkung des Strompreises nicht mehr für soziale Zwecke verwendet werden. Und drittens nimmt der Staat die dann benötigten Haushaltsmittel u.a. durch die Lohnsteuern und Mehrwertsteuern ein. Es stellt sich die Frage, ob das gesamte Steuersystem sozial gerechter ist als beispielsweise die Finanzierung des EEG über die EEG-Umlage – zumal knapp zwei Drittel der EEG-Differenzkosten insbesondere von der Industrie und Gewerbe, Handel und Dienstleistung aufgebracht werden, während private Haushalte nur gut ein Drittel dazu beitragen (allerdings ist der Anteil der privaten Haushalte am gesamten Stromverbrauch noch kleiner). Die Einnahmen des Staates stammen dabei überwiegend aus Steuern auf Arbeit. Werden diese noch höher, wirkt sich dies negativ auf die Beschäftigung aus.

## 6.2.2 Senkung der Stromsteuer

Die Stromsteuer beträgt grundsätzlich 2,05 Ct/kWh. Allerdings sind viele Unternehmen von der Stromsteuer zumindest teilweise befreit. Gemessen am Bruttostromverbrauch beträgt sie durchschnittlich rund 1,2 Ct/kWh. Die Gesamteinnahmen des Staates aus der Stromsteuer liegen bei knapp 7.000 Mio. € pro Jahr (BMWi 2016b, Tafel 22; BPB 2016). Entsprechend hoch wären die Steuerausfälle bei ihrer Abschaffung.

Für Unternehmen mit hohem und mittlerem Stromverbrauch würde dies kaum Entlastung bringen, da sie ohnehin größtenteils von der Stromsteuer zumindest teilweise befreit sind. Für Unternehmen mit niedrigen Stromverbräuchen spielen die Stromkosten in der Regel keine relevante Rolle. Gleiches gilt für den Großteil der privaten Haushalte (s.o. und Kapitel 4.1.1).

Die im vorigen Unterkapitel genannten Nachteile einer steuerfinanzierten Strompreissenkung kämen hier voll zur Geltung.

## 6.2.3 EEG-Fonds bzw. Infrastrukturfonds zur Senkung der EEG-Umlage

Eine Senkung der EEG-Umlage durch die Übernahme eines Teiles der EEG-Differenzkosten durch einen EEG- oder einen Infrastrukturfonds hätte ähnliche Wirkungen wie die Senkung der Stromsteuer. Eine Senkung um beispielsweise 3 Ct/kWh müsste mit rund 10.000 Mio. Euro pro Jahr gegenfinanziert werden.<sup>8</sup> Dies kann entweder durch den Bundeshaushalt oder einen Kredit umgesetzt werden, den die Stromverbraucher später wieder tilgen und für den sie Zinsen zahlen müssten. In diesem Fall würden Teile der Kosten der Energiewende an spätere Generationen weiter gereicht. Angesichtes der zukünftig durch die Klimakrise anfallenden Kosten, die die derzeitige Generation bereits an die folgenden Generationen weiter gibt, erscheint dies dem Prinzip der Generationengerechtigkeit zu widersprechen.

Die in Kapitel 6.2.1 genannten Nachteile einer steuerfinanzierten Strompreissenkung kämen hier voll zur Geltung.

Nach intensiven Diskussionen hat das Institute for Advanced Sustainability Studies e.V. (IASS) einen sehr konkreten Vorschlag für einen EEG-Fonds vorgelegt. Danach wird die EEG-Umlage nicht pauschal gesenkt. Vielmehr soll sie auf einer konstanten Höhe stabilisiert werden. Damit sollen nicht nur weitere Belastungen von den Stromverbrauchern ferngehalten, sondern auch die Diskussion um eine immer wieder steigende EEG-Umlage beruhigt werden. Aber auch diese Variante eines EEG-Fonds führt zu Kosten von bis zu 4.000 Mio. € pro Jahr, die aus dem Bundeshaushalt oder späteren Generationen finanziert werden müssen. Ferner wurde in den Szenarien ein Strompreis am Großmarkt von 4 Ct/kWh unterstellt (IASS 2015, S. 25f). Derzeit liegt er aber bei nur knapp 2,7 Ct/kWh (BMWi 2016a), was die Differenzkosten und damit die EEG-Umlage spürbar erhöht – auch wenn es am Ende nicht zu einer Mehrbelastung der Verbraucher führt (Kapitel 5.2.1). Bezüglich der Wirkung auf die Energieeffizienz senkt dieser Vorschlag zwar nicht die ökonomischen Anreize für entsprechende Investitionen. Aber er

---

<sup>8</sup> Die Kosten zur Gegenfinanzierung sind nicht direkt vergleichbar mit den Kosten bei einer Stromsteuersenkung, da die Begünstigung der Industrie bei Stromsteuer und EEG-Umlage unterschiedlich ist.



verhindert steigende Anreize durch eine steigende EEG-Umlage. Ferner stehen die notwendigen Haushaltsmittel einer möglichen staatlichen Finanzierung von Effizienzmaßnahmen nicht mehr zur Verfügung.

#### **6.2.4 Gezielte Entlastung von Haushalten mit niedrigen Einkommen**

Nicht alle Stromverbraucher haben in gleichem Maße Schwierigkeiten, mit dem bestehenden bzw. ggf. wieder steigenden Strompreis zurecht zu kommen. Daher kann eine gezielte Entlastung derjenigen Verbraucher diskutiert werden, die tatsächlich Probleme mit hohen Strompreisen haben. Dies dürften insbesondere Haushalte mit geringem Einkommen sein. Gezielt nur diese zu entlasten ist deutlich kostengünstiger und zielgerichteter als die Senkung des Strompreises für alle Stromverbraucher – womit weniger Steuermittel benötigt werden und mehr für andere Maßnahmen beispielsweise in der Sozialpolitik oder dem Umweltschutz zur Verfügung stünden. Ferner würde der Anreiz für eine Steigerung der Energieeffizienz im Grundsatz für alle Stromverbraucher voll erhalten.

Konkret könnten die staatlichen Unterstützungsmaßnahmen wie beispielsweise die Grundsicherung, das Wohngeld und das Bafög so erhöht werden, so dass damit die Kosten dieser Haushalte für die Stromsteuer in Höhe von 2,05 Ct/kWh bzw. 3 Ct/kWh der EEG-Umlage ausgeglichen wird.<sup>9</sup> Würde dies für die 15 % ärmsten private Haushalte umgesetzt, fielen rund 100 bzw. 150 Mio. Euro an Kosten für den Bundeshaushalt an – ein Bruchteil dessen, was bei einer entsprechenden Strompreissenkung benötigt würde (DIW 2012, 7ff).

#### **6.2.5 Strompreisunabhängige Maßnahmen**

Eine aus Umweltsicht sehr attraktive Maßnahme zur Senkung der Stromkosten insbesondere armer Haushalte ist, genau diesen Haushalten Zuschüsse für energieeffiziente Haushaltsgeräte zu zahlen. Denn gerade arme Haushalte sind häufig nicht in der Lage, den Aufpreis für sparsame Geräte zu finanzieren. Mit einem solchen Zuschuss würden einerseits die Haushalte finanziell entlastet und andererseits der gesamte Stromverbrauch und die mit ihm einhergehenden Umweltschäden gesenkt (SPD 2013, S. 41).

Darüber hinaus zahlen viele Stromverbraucher überdurchschnittliche Strompreise, da sie ihren Strom noch immer von ihrem Grundversorger erhalten. Der dann gezahlte Preis ist oft deutlich höher als andere Tarife des gleichen oder auch anderer Versorger. Durch einen Wechsel des Tarifs oder des Versorgers kann häufig viel Geld gespart werden.

Zu hohe Stromtarife kann auch der Staat vermeiden. So könnte er regulieren, dass der Grundversorgertarif beispielsweise nicht um mehr als 10 % über vergleichbaren Tarifen liegen darf. Über das Kartellrecht könnte verhindert werden, dass die Grundversorger ihre marktbeherrschende Stellung ausnutzen. Eine weitere mögliche Maßnahme wäre, zu regeln, dass nicht der Versorger mit den meisten Kunden vor Ort automatisch der Grundversorger ist, sondern dass der jeweilige Grundversorger ausgeschrieben wird. Dann könnten Marktkräfte für eine Preissenkung sorgen (Kreutzfeld 2014, S. 92f).

---

<sup>9</sup> Grundsätzlich werden diese Unterstützungsmaßnahmen bereits an Änderungen des Strompreises angepasst. Allerdings geschieht dies teilweise in erheblichen Abstand zu den Preiserhöhungen.

### 6.3 Langfristig rechtssichere Ausnahmen für die stromintensive Industrie

Zwischen der Bundesregierung und der Industrie gibt es einen Konsens, dass die bestehenden umfassenden Begünstigungen der Industrie bei verschiedenen staatlich bedingten Strompreisbestandteilen sinnvoll sind. Sie werden als notwendig angesehen, um die Wettbewerbsfähigkeit der im internationalen Wettbewerb stehenden Unternehmen zu gewährleisten. Sie verhindern, dass die stromintensive Produktion in Länder mit niedrigeren Strompreisen abwandert. Das wäre nicht nur für die deutsche Wirtschaft und den Erhalt von Arbeitsplätzen negativ, sondern würde eine Verlagerung von Umweltbeeinträchtigungen in andere Länder führen statt diese zu minimieren. Vor diesem Hintergrund ist es eine zentrale Aufgabe, die aktuell akzeptablen Rahmenbedingungen der Stromversorgung der deutschen Wirtschaft mittel- und langfristig zu erhalten.

Die Industrie ist derzeit bei zahlreichen Bestandteilen des Strompreises in unterschiedlichem Umfang begünstigt, insbesondere bei der EEG-Umlage (Höhe für nicht privilegierte Verbraucher 2016 6,35 Ct/kWh), der Stromsteuer (2,05 Ct/kWh), der Konzessionsabgabe (1,66 Ct/kWh), der KWK-G-Umlage (0,445 Ct/kWh), der Offshore-Haftungsumlage und bei den individuellen Netzentgelten und § 19 StromNEV-Umlage (0,378 Ct/kWh) (BDEW 2015, S. 17ff, 2016, S. 10). Hinzu kommen die möglichen Erstattungen von Strompreisanteilen, die auf den Europäischen Emissionshandel zurückzuführen sind.

Die Begünstigung der Industrie von der EEG-Umlage, dem höchsten staatlich bestimmten Anteil der Stromrechnung, ist dabei seit ihrer Einführung 2003 u.a. mit der steigenden EEG-Umlage kontinuierlich ausgeweitet worden und gestiegen. Die begünstigte Strommenge lag im Jahr 2005 bei rund 63 TWh/a, im Jahr 2010 bei rund 81 TWh und im Jahr 2015 bei rund 107 TWh. Auch die Novelle des EEG im Jahr 2014 hat die Begünstigung weiter ausgeweitet. Hinzu kommt der industrielle Eigenverbrauch durch Kraftwerke auf dem Werksgelände, die zur Eigenversorgung verwendet werden. Insgesamt ist damit mehr als die Hälfte des Industriestroms bei der EEG-Umlage begünstigt (FÖS 2015a, S. 3).

Durch diese Begünstigung können die privilegierten Unternehmen von dem seit 2012 kontinuierlich um rund 3,3 Ct/kWh gesunkenen Preis für Strom am Großmarkt profitieren (Abbildung 8) (BMW 2016a, S. 1). Dieser gesunkene Strompreis ist maßgeblich durch das zusätzliche Stromangebot an der Strombörse bewirkt, das von den vom EEG finanzierten Ökostromanlagen angeboten wird (Kapitel 5.2.1). Indirekt profitieren damit die von der EEG-Umlage begünstigten Unternehmen finanziell vom Ausbau der Erneuerbaren Energien.

Im Jahr 2014 hat diese Begünstigung der Industrie die EEG-Umlage für alle nicht privilegierten Stromverbraucher um rund 1,4 Ct/kWh bzw. rund 30 % erhöht. Das finanzielle Volumen, mit denen die nicht privilegierten Stromverbraucher den Stromverbrauch der Industrie mitfinanzieren, betrug gut 7 Mrd. € pro Jahr (inkl. Begünstigung der Eigenversorgung). Mit steigender EEG-Umlage steigt dieser Betrag. Im Jahr 2014, als die EEG-Umlage für nicht privilegierte bei 6,2 Ct/kWh lag, musste beispielsweise das Produzierende Gewerbe eine durchschnittliche EEG-Umlage von rund 3,5 Ct/kWh bezahlen, bei der Zementbranche ist der Wert zwischen 2012 und 2014 von rund 1,0 auf rund 0,5 Ct/kWh gesunken. Bei der Erzeugung und der ersten Bearbeitung von NE-Metallen liegt die durchschnittliche EEG-Umlage seit 2011 zwischen 1,3 und 1,4 Ct/kWh, in der Papierbranche lag er 2014 bei rund 0,8 Ct/kWh (FÖS 2015a, S. 22). Ferner wirken die seit Jahren sinkenden Großhandelsstrompreise auch bei den nicht privilegierten Stromabnehmer strompreisdämpfend.



Die Anforderungen für eine Begünstigung von Stromverbrauchern sind bei den verschiedenen staatlich bestimmten Strompreisbestandteilen sehr unterschiedlich. Entsprechend sind sowohl die begünstigten Strommengen als auch das jeweilige Entlastungsvolumen sehr unterschiedlich (Tabelle 3). Die größten Strommengen sind von der Stromsteuer begünstigt, die größte Entlastung wird im Rahmen der EEG-Umlage gewährt – aufgrund ihrer absoluten Höhe. Am striktesten ist die Begünstigung bei der Strompreiskompensation im Rahmen des Europäischen Emissionshandels geregelt, hier wird rund halb so viel Strom begünstigt wie bei der EEG-Umlage und nur rund ein Drittel der bei der Stromsteuer begünstigten Strommenge.

Steuer-/Abgabenart	Begünstigte Strommenge (TWh/a)	Entlastungsvolumen (Mio. €)
Stromsteuer (2014)	230	3.720
EEG-Umlage, BesAR und Eigenstromprivileg (2015)	158	7.100
ETH, Strompreiskompensation (2014)	80	186

*Tabelle 3: Begünstigte Strommenge und Entlastungsvolumen durch die wichtigsten Industrieentlastungsinstrumente im Strombereich (nach (FÖS et al. 2016, S. 217ff))*

## 6.4 Zwischenfazit

Das entscheidende Mittel zur Senkung der Kosten des Ausbaus der Ökostromanlagen ist die Sicherstellung eines günstigen Mixes zwischen den heute bereits günstigen Erneuerbaren Energien und den noch teuren. Da Strom von günstigen EE-Technologien wie Windenergie an Land und Photovoltaik auch ohne Betrachtung der Umweltschadenskosten nicht oder nur unwesentlich teurer ist als Strom aus neuen konventionellen Kraftwerken, macht eine Begrenzung des Ausbaus dieser Anlagen weder für die Stromkunden noch volkswirtschaftlich Sinn. Dies kann bei den noch vergleichsweise teuren Technologien anders sein.

Den Strompreis allgemein oder aber die EEG-Umlage mit staatlichen Mitteln zu senken wäre sehr teuer und würde viele Verbraucher begünstigen, die eine solche Begünstigung faktisch nicht benötigen. Sowohl aus sozialer als auch aus energie- und umweltpolitischer Sicht könnten die benötigten Steuergelder deutlich sinnvoller eingesetzt werden.

Tabelle 4 stellt einen Vergleich der benötigten Steuermittel für eine Stromsteuersenkung, einen EEG- bzw. Infrastrukturfonds und einer spezifischen Entlastung armer Haushalte dar. Es wird sichtbar, dass letzteres deutlich am wenigsten Steuermittel in Anspruch nimmt und keine negativen Auswirkungen auf die Energieeffizienz und den Umweltschutz aufweist – anders als alle anderen Varianten. Diese Option wäre damit klar zu bevorzugen.

	<b>Senkung des Strompreises (Ct/kWh)</b>	<b>Kosten Bundeshaushalt (Mio. €/Jahr)</b>	<b>Begünstigte</b>	<b>Effekt auf Energieeffizienz / Umwelt</b>
Stromsteuersenkung	2,05	7.000	Alle <sup>1)</sup>	Negativ
EEG-Fonds (pauschale Senkung der EEG-Umlage um 3 Ct/kWh)	3	10.000	Alle <sup>1)</sup>	Negativ
EEG Fonds nach (IASS 2015)	-	Bis zu 4.000	Alle <sup>1)</sup>	Leicht negativ
Erhöhung Grundsicherung, Wohngeld und Bafög um 2,05 Ct/kWh <sup>2)</sup>	-	100	Bedürftige	Neutral
Erhöhung Grundsicherung, Wohngeld und Bafög um 3 Ct/kWh <sup>2)</sup>	-	150	Bedürftige	Neutral

<sup>1)</sup> Stromintensive Industrie relativ geringer <sup>2)</sup> Siehe Fußnote 9

*Tabelle 4: Vergleich der Kosten und Auswirkungen verschiedener Optionen zur Reduzierung der Belastungen des gestiegenen Strompreises*

Auch die vom Strompreis unabhängigen Maßnahmen wie die Förderung energieeffizienter Haushaltsgeräte oder eine bessere staatliche Regulierung des Strompreises würde vergleichsweise geringe staatliche Mittel beanspruchen und hätten zumindest keine negativen Auswirkungen für die Umwelt.

## 7 ANHANG

### Umfassende Darstellung der Preisentwicklung für Industriestrom in den EU Mitgliedstaaten

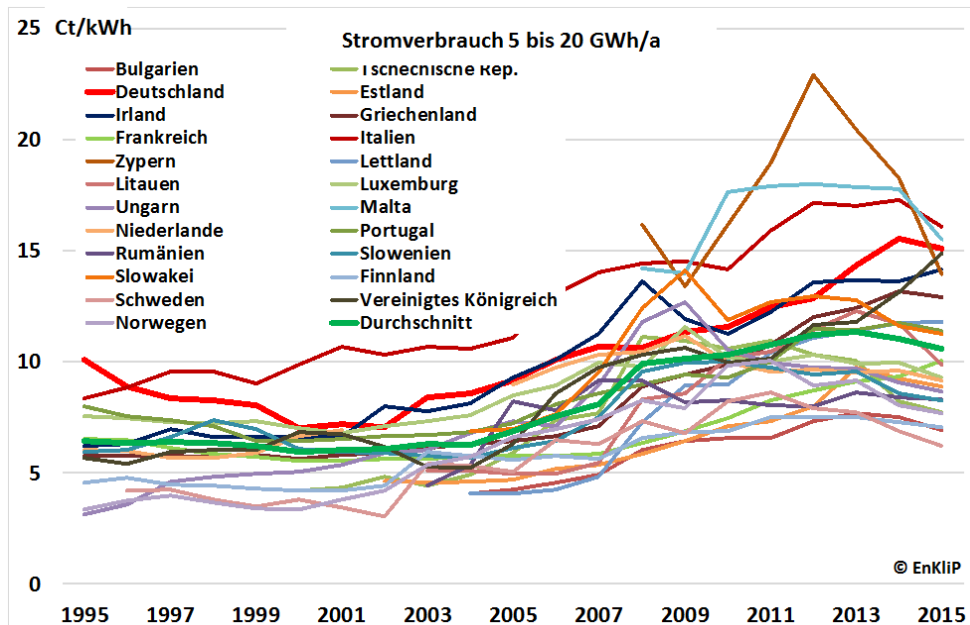


Abbildung A1: Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise für Stromverbraucher mit einem Verbrauch zwischen 5 und 20 GWh pro Jahr in den EU Mitgliedstaaten (Eigene Darstellung nach (BMW 2016e, Tafel 29a))

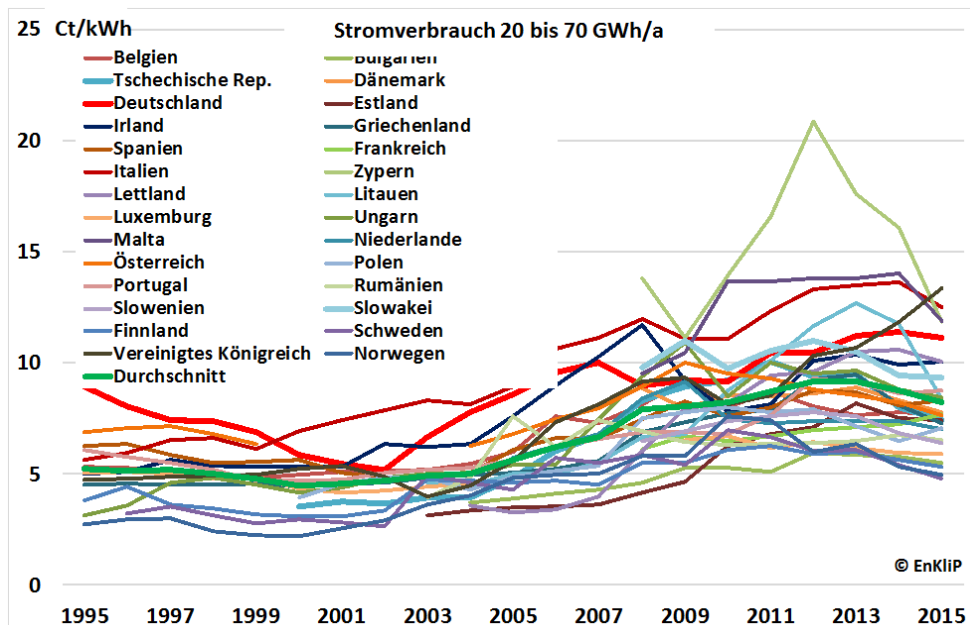


Abbildung A2: Entwicklung der durchschnittlichen Strompreise für Stromverbraucher mit einem Verbrauch zwischen 20 und 70 GWh pro Jahr in den EU Mitgliedstaaten (Eigene Darstellung nach (BMW 2016e, Tafel 29a))

## 8 LITERATURVERZEICHNIS

50Herz et al. (2016): Prognose der EEG-Umlage 2017 nach AusglMechV. Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB. Stand 14.10.2016. 50Herz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, Transnet BW GmbH. Online verfügbar unter [http://www.netztransparenz.de/de/file/20161014\\_Veroeffentlichung\\_EEG-Umlage\\_2017.pdf](http://www.netztransparenz.de/de/file/20161014_Veroeffentlichung_EEG-Umlage_2017.pdf), zuletzt geprüft am 25.10.2016.

Ademe (2016): A 100% renewable electricity mix? Analysis and optimisation. Exploring the boundaries of renewable power generation in France by 2050. Final report. Unter Mitarbeit von Artelys, Armines, Energies Demain. Ágence de l'Environnement et de la Maîtrise de l'Énergie. Online verfügbar unter <http://www.ademe.fr/sites/default/files/assets/documents/renewable-electricity-mix-final-report-ademe-201601.pdf>, zuletzt geprüft am 12.09.2016.

AEE (2014): Studienvergleich: Stromgestehungskosten verschiedener Erzeugungstechnologien. Stromgestehungskosten und die Kosten der Energiewende. Unter Mitarbeit von Uwe Nestle (EnKliP - Energie- und Klimapolitik | Beratung) und Claudia Kunz (AEE). Agentur Erneuerbare Energien (AEE). Berlin. Online verfügbar unter [http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/Stromgestehungskosten\\_okt2014/AEE\\_Dossier\\_Studienvergleich\\_Stromgestehungskosten\\_sep14.pdf](http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/Stromgestehungskosten_okt2014/AEE_Dossier_Studienvergleich_Stromgestehungskosten_sep14.pdf), zuletzt geprüft am 11.02.2016.

AEE (2016): Flexibilität durch Kopplung von Strom, Wärme & Verkehr. Metaanalyse. Agentur Erneuerbare Energien (AEE). Berlin. Online verfügbar unter [http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/meta\\_sektorkopplung\\_042016/AEE\\_Metaanalyse\\_Flexibilitaet\\_Sektorkopplung\\_apr16.pdf](http://www.forschungsradar.de/fileadmin/content/bilder/Vergleichsgrafiken/meta_sektorkopplung_042016/AEE_Metaanalyse_Flexibilitaet_Sektorkopplung_apr16.pdf), zuletzt geprüft am 03.05.2016.

Agora Energiewende (2015): Die Sonnenfinsternis 2015: Vorschau auf das Stromsystem 2030. Herausforderungen für die Stromversorgung in Systemen mit hohen Anteilen an Wind- und Solarenergie. Unter Mitarbeit von Christian Redl und Barbara Praetorius. Berlin. Online verfügbar unter [http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/Sonnenfinsternis\\_2015/Agora\\_Sonnenfinsternis\\_web\\_16032015.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/Sonnenfinsternis_2015/Agora_Sonnenfinsternis_web_16032015.pdf), zuletzt geprüft am 06.12.2015.

Agora Energiewende (2016): Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2015. Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2016. Unter Mitarbeit von Patrick Graichen, Mara Marthe Kleiner, Christoph Podewils. Berlin. Online verfügbar unter [www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Jahresauswertung\\_2016/Agora\\_Jahresauswertung\\_2015\\_web.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Jahresauswertung_2016/Agora_Jahresauswertung_2015_web.pdf), zuletzt geprüft am 08.01.2016.

Bauchmüller, Michael (2016): Eine Katastrophe von einem Sommer. Die Überschwemmungen in Süddeutschland waren nur Vorboten künftiger Unwetter, warnt der Wetterdienst. In: *Süddeutsche Zeitung* 72, 13.09.2016, S. 7.

BDEW (2015): Industriestrompreise. Ausnahmeregelungen bei Energiepreisbestandteilen (Aktualisierte Fassung). Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW). Berlin (Energie-Info). Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/inter-net.nsf/id/23AB0D60851F2923C1257E88002EFA3E/\\$file/BDEW\\_Energie-Info\\_Industriestrompreise\\_160715\\_final\\_ohne\\_AP.pdf](https://www.bdew.de/inter-net.nsf/id/23AB0D60851F2923C1257E88002EFA3E/$file/BDEW_Energie-Info_Industriestrompreise_160715_final_ohne_AP.pdf), zuletzt geprüft am 12.09.2016.

BDEW (2016): Strompreisanalyse Januar 2016. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW). Berlin. Online verfügbar unter [https://www.bdew.de/inter-net.nsf/id/DC9ABD3F2D97604DC1257F42002E5075/\\$file/160122%20BDEW%20zum%20Strom-preis%20der%20Haushalte%20Anhang.pdf](https://www.bdew.de/inter-net.nsf/id/DC9ABD3F2D97604DC1257F42002E5075/$file/160122%20BDEW%20zum%20Strom-preis%20der%20Haushalte%20Anhang.pdf), zuletzt geprüft am 08.02.2016.

BET (2013): Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisungen aus Erneuerbaren Energien. Studie im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie. Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH (BET). Aachen. Online verfügbar unter <http://www.bet-aachen.de/service/studien-gutachten/detail-studien/artikel/moeglichkeiten-zum-ausgleich-fluktuierender-einspeisung-aus-ee.html>, zuletzt geprüft am 29.01.2015.

BMU (2007): Renewable Energy Sources Act (EEG) Progress Report 2007. By the Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU) in agreement with the Federal Ministry of Food, Agriculture and Consumer Protection and the Federal Ministry of Economics and Technology. Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU). Berlin. Online verfügbar unter [http://www.feed-in-cooperation.org/wDefault\\_7/content/documents/germany\\_documents\\_index\\_alt.php](http://www.feed-in-cooperation.org/wDefault_7/content/documents/germany_documents_index_alt.php), zuletzt geprüft am 08.07.2016.

BMU (2011): Erneuerbare Energien. Innovationen für eine Nachhaltige Zukunft. Hg. v. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU). Berlin. Online verfügbar unter [http://www.ifeu.de/energie/pdf/ee\\_innovationen\\_energiezukunft\\_2012.pdf](http://www.ifeu.de/energie/pdf/ee_innovationen_energiezukunft_2012.pdf), zuletzt geprüft am 06.02.2015.

BMU (2013): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung. Juli 2013. Bundesministerium für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit (BMU). Berlin. Online verfügbar unter [http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten\\_EE/Dokumente\\_\\_PDFs\\_/ee\\_in\\_zahlen\\_bf.pdf](http://www.erneuerbare-energien.de/fileadmin/Daten_EE/Dokumente__PDFs_/ee_in_zahlen_bf.pdf), zuletzt geprüft am 16.04.2015.

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

BMWi (2015a): EEG Novelle 2016. Eckpunktepapier. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin. Online verfügbar unter <http://m.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-eeg-novelle-2016,property=pdf,bereich=bmwimobile2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 04.12.2015.

BMWi (2015b): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2014. Hg. v. BMWi. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/erneuerbare-energien-in-zahlen-2014,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 20.04.2016.

BMWi (2016a): EEG-Umlage 2017. Fakten und Hintergründe. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin. Online verfügbar unter [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-umlage-2017-fakten-hintergruende.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/eeg-umlage-2017-fakten-hintergruende.pdf?__blob=publicationFile&v=3), zuletzt geprüft am 20.10.2016.

BMWi (2016b): Energiedaten: Gesamtausgabe. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/gesamtausgabe,did=476134.html>, zuletzt aktualisiert am 25.08.2016, zuletzt geprüft am 25.08.2016.

BMWi (2016c): Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2015. Grafiken und Diagramme unter Verwendung aktueller Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (A-GEE-Stat). Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin. Online verfügbar unter [http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/entwicklung\\_der\\_erneuerbaren\\_energien\\_in\\_deutschland\\_im\\_jahr\\_2015.pdf;jsessionid=BA2FA9E09C19E32CA3C343E7D1883387?\\_\\_blob=publicationFile&v=12](http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/entwicklung_der_erneuerbaren_energien_in_deutschland_im_jahr_2015.pdf;jsessionid=BA2FA9E09C19E32CA3C343E7D1883387?__blob=publicationFile&v=12), zuletzt geprüft am 12.04.2016.

BMWi (2016d): Erneuerbare Energien in Deutschland. Daten zur Entwicklung im Jahr 2015. Hg. v. BMWi. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin. Online verfügbar unter [http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/erneuerbare-energien-in-zahlen-2015.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/erneuerbare-energien-in-zahlen-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=3), zuletzt geprüft am 20.04.2016.

BMWi (2016e): Zahlen und Fakten Energiedaten. Nationale und internationale Entwicklung. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Berlin. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiedaten-und-analysen/Energiedaten/gesamtausgabe,did=476134.html>, zuletzt geprüft am 04.08.2016.

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

BNetzA (2015): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Erstes und zweites Quartal 2015. Bundesnetzagentur (BNetzA). Bonn. Online verfügbar unter [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Quartalsbericht2015.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Quartalsbericht2015.pdf?__blob=publicationFile&v=2), zuletzt geprüft am 03.02.2016.

BNetzA (2016): 3.Quartalsbericht 2015 zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen. Viertes Quartal 2015 sowie Gesamtjahresbetrachtung 2015. Bundesnetzagentur (BNetzA). Bonn. Online verfügbar unter [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/System-\\_u\\_Netzesicherheit/Quartalsbericht\\_Q4\\_2015.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=1](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Stromnetze/System-_u_Netzesicherheit/Quartalsbericht_Q4_2015.pdf?__blob=publicationFile&v=1), zuletzt geprüft am 25.08.2016.

BNetzA (20.10.2016): Qualität der Stromversorgung 2015 auf konstant hohem Niveau. Pressemitteilung der Bundesnetzagentur (BNetzA); Bonn. Online verfügbar unter [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2016/161020\\_SAIDI.html](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2016/161020_SAIDI.html), zuletzt geprüft am 21.10.2016.

BNetzA/BKartA (2014): Monitoringbericht 2014. Bundesnetzagentur (BNetzA); Bundeskartellamt (BKartA). Bonn. Online verfügbar unter [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht\\_2014\\_BF.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=4](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2014/Monitoringbericht_2014_BF.pdf?__blob=publicationFile&v=4), zuletzt geprüft am 03.02.2016.

BNetzA/BKartA (2015): Monitoringbericht 2015. Bundesnetzagentur (BNetzA); Bundeskartellamt (BKartA). Bonn. Online verfügbar unter [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht\\_2015\\_BA.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2015/Monitoringbericht_2015_BA.pdf?__blob=publicationFile&v=3), zuletzt geprüft am 03.02.2015.

BPB (2016): Steuereinnahmen nach Steuerarten. Die soziale Lage in Deutschland. Zahlen und Fakten. Bundeszentrale für politische Bildung (bpb). Online verfügbar unter <http://www.bpb.de/nachschlagen/zahlen-und-fakten/soziale-situation-in-deutschland/61874/steuereinnahmen>, zuletzt geprüft am 12.09.2016.

Bundesregierung (2010): Energiekonzept für eine umweltschonende, zuverlässige und bezahlbare Energieversorgung. Beschluss des Bundeskabinetts. Stand 28.09.2010. Online verfügbar unter [http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/\\_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.html;jsessionid=57F0A838AD14D87AAC4E835157B5CE76.s2t2?nn=437032](http://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/_Anlagen/2012/02/energiekonzept-final.html;jsessionid=57F0A838AD14D87AAC4E835157B5CE76.s2t2?nn=437032), zuletzt geprüft am 20.10.2016.

Butler/Neuhoff (2005): Comparison of feed in tariff, quota and auction mechanisms to support wind power development. Unter Mitarbeit von Butler, Lucy/Neuhoff, Karsten. Cambridge: University of Cambridge, Department of Applied Economics (CMI working paper, 70). Online verfügbar unter [http://www.worldfuturecouncil.org/fileadmin/user\\_upload/Miguel/Butler\\_Neuhoff\\_Wind\\_Industry\\_Support\\_Mechanisms\\_2005.pdf](http://www.worldfuturecouncil.org/fileadmin/user_upload/Miguel/Butler_Neuhoff_Wind_Industry_Support_Mechanisms_2005.pdf), zuletzt geprüft am 12.12.2015.

BVG (2016): Leitsätze zum Urteil des Ersten Senats vom 6. Dezember 2016. Bundesverfassungsgericht (BVG). Online verfügbar unter [http://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Entscheidungen/DE/2016/12/rs20161206\\_1bvr282111.html](http://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Entscheidungen/DE/2016/12/rs20161206_1bvr282111.html), zuletzt geprüft am 14.12.2016.

BVG (06.12.2016): Die Dreizehnte Novelle des Atomgesetzes ist im Wesentlichen mit dem Grundgesetz vereinbar. Pressemitteilung Nr. 88/2016. Urteil vom 06. Dezember 2016. Online verfügbar unter <http://www.bundesverfassungsgericht.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2016/bvg16-088.html>, zuletzt geprüft am 14.12.2016.

CDU/CSU/SPD (2013): Deutschlands Zukunft gestalten. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. Christlich Demokratische Union Deutschlands (CDU); Christlich-Soziale Union in Bayern (CSU); Sozialdemokratische Partei Deutschlands (SPD). Berlin. Online verfügbar unter [http://www.bundesregierung.de/Content/DE/\\_Anlagen/2013/2013-12-17-koalitionsvertrag.pdf;jsessionid=664DD83807D54DFD24E121E58553D996.s2t2?\\_\\_blob=publicationFile&v=2](http://www.bundesregierung.de/Content/DE/_Anlagen/2013/2013-12-17-koalitionsvertrag.pdf;jsessionid=664DD83807D54DFD24E121E58553D996.s2t2?__blob=publicationFile&v=2), zuletzt geprüft am 17.09.2014.

COM (2008): The support of electricity from renewable energy sources. Commission staff working document. COM(2008) 19 final, SEC(2008) 57. European Commission. Brüssel. Online verfügbar unter [http://iet.jrc.ec.europa.eu/remea/sites/remea/files/files/documents/sec\\_2008\\_57\\_support\\_res\\_electricity.pdf](http://iet.jrc.ec.europa.eu/remea/sites/remea/files/files/documents/sec_2008_57_support_res_electricity.pdf), zuletzt geprüft am 09.09.2015.

Destatis (2016): Verbraucherpreisindex (inkl. Veränderungsraten). Statistisches Bundesamt. Wiesbaden. Online verfügbar unter [https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/data;jsessionid=0E93C9F5D3A45CF837FDB8331190BA1A.tomcat\\_GO\\_2\\_1?operation=abruftabelleBearbeiten&levelindex=2&levelid=1449151740457&auswahloperation=abruftabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&selectionname=61111-](https://www-genesis.destatis.de/genesis/online/data;jsessionid=0E93C9F5D3A45CF837FDB8331190BA1A.tomcat_GO_2_1?operation=abruftabelleBearbeiten&levelindex=2&levelid=1449151740457&auswahloperation=abruftabelleAuspraegungAuswaehlen&auswahlverzeichnis=ordnungsstruktur&auswahlziel=werteabruf&selectionname=61111-)



0001&auswahltext=&werteabruf=Werteabruf, zuletzt aktualisiert am 25.10.2016, zuletzt geprüft am 25.10.2016.

Deutsche WindGuard/BioConsult (2011): Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG. Vorhaben Ile Windenergie. Varel. Online verfügbar unter [http://www.windguard.de/\\_Resources/Persistent/151a451fe2a4915d3d0bae-beef146eec5b1a8dc2/eeg-eb-2011-windenergie-online.pdf](http://www.windguard.de/_Resources/Persistent/151a451fe2a4915d3d0bae-beef146eec5b1a8dc2/eeg-eb-2011-windenergie-online.pdf), zuletzt geprüft am 03.05.2016.

DIW (2012): Steigende EEG-Umlage: Unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden. Unter Mitarbeit von Karsten Neuhoff, Stefan Bach, Jochen Diekmann, Martin Beznoska, Tarik El-Laboudy. DIW - Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung. Berlin (DIW Wochenbericht, 41). Online verfügbar unter [http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.409389.de/12-41.pdf](http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.409389.de/12-41.pdf), zuletzt geprüft am 08.02.2016.

DIW (2014a): Geplante Ausschreibungen für die Förderung von Strom aus erneuerbaren Energien. Unter Mitarbeit von Thilo Grau. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW). Berlin. Online verfügbar unter [https://www.diw.de/de/diw\\_01.c.492036.de/presse/diw\\_roundup/geplante\\_ausschreibungen\\_fuer\\_die\\_foerderung\\_von\\_strom\\_aus\\_erneuerbaren\\_energien.html](https://www.diw.de/de/diw_01.c.492036.de/presse/diw_roundup/geplante_ausschreibungen_fuer_die_foerderung_von_strom_aus_erneuerbaren_energien.html), zuletzt aktualisiert am 13.12.2015, zuletzt geprüft am 13.12.2015.

DIW (2014b): Szenarien einer nachhaltigen Kraftwerksentwicklung in Deutschland. Unter Mitarbeit von Felix Reitz, Clemens Gerbaulet, Claudia Kemfert, Casimir Lorenz, Pao-Yu Oei und Christian von Hirschhausen. Berlin (DIW Berlin Politikberatung kompakt, 90). Online verfügbar unter [http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.489788.de/diwwkompakt\\_2014-090.pdf](http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.489788.de/diwwkompakt_2014-090.pdf), zuletzt geprüft am 13.12.2015.

DIW (2016a): Kurz-Stellungnahme zur EEG Novelle, Ausschreibungen. Anhörung zur Reform des EEG 2016. Power Point Präsentation. Unter Mitarbeit von Prof. Dr. Claudia Kemfert. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW). Berlin. Online verfügbar unter [https://www.bundestag.de/blob/434122/69f2a86286480cd66d11b18056ceab64/sv\\_kemfert\\_diw-data.pdf](https://www.bundestag.de/blob/434122/69f2a86286480cd66d11b18056ceab64/sv_kemfert_diw-data.pdf), zuletzt geprüft am 12.10.2016.

DIW (2016b): Stromnetze und Speichertechnologien für die Energiewende – Eine Analyse mit Bezug zur Diskussion des EEG 2016. Unter Mitarbeit von Claudia Kemfert, Clemens Gerbaulet und Christian von Hirschhausen. Hg. v. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW). Berlin (Politikberatung kompakt, 112). Online verfügbar unter [https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.536892.de/diwwkompakt\\_2016-112.pdf](https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.536892.de/diwwkompakt_2016-112.pdf), zuletzt geprüft am 28.07.2016.

DLR et al. (2010): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Leitstudie 2010. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Natur und Reaktorsicherheit (BMU). Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES), Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE). Online verfügbar unter [http://elib.dlr.de/69139/1/Leitstudie\\_2010.pdf](http://elib.dlr.de/69139/1/Leitstudie_2010.pdf), zuletzt geprüft am 21.07.2014.

DLR et al. (2012): Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Schlussbericht. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR), Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES),

Ingenieurbüro für neue Energien (IFNE). Online verfügbar unter [http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal\\_2012\\_1/leitstudie2011\\_bf.pdf](http://www.dlr.de/dlr/Portaldata/1/Resources/bilder/portal/portal_2012_1/leitstudie2011_bf.pdf), zuletzt geprüft am 28.01.2014.

DLR et al. (2015): Bruttobeschäftigung durch erneuerbare Energien in Deutschland und verringerte fossile Brennstoffimporte durch erneuerbare Energien und Energieeffizienz. Zulieferung für den Monitoringbericht 2015, Stand: September 2015. Forschungsvorhaben des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e. V. (DLR); Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH (GWS); Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) (Makroökonomische Wirkungen und Verteilungsfragen der Energiewende, 21/15). Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/bruttobeschaeftigung-erneuerbare-energien-monitoring-report-2015,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 19.04.2016.

dpa (2016): Habeck weist Gabriel-Kritik am Netzausbau zurück. focus online (6.2.2016). Online verfügbar unter [http://www.focus.de/regional/schleswig-holstein/energie-habeck-weist-gabriel-kritik-am-netzausbau-zurueck\\_id\\_5265510.html](http://www.focus.de/regional/schleswig-holstein/energie-habeck-weist-gabriel-kritik-am-netzausbau-zurueck_id_5265510.html).

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

EEG et al. (2004): Green-X. Deriving optimal promotion strategies for increasing the share of RES-E in a dynamic European electricity market. Final report of the project Green-X - a research project within the fifth framework programme of the European Commission, supported by DG Research. Unter Mitarbeit von Claus Huber und T. Faber et al. Vienna: Vienna University of Technology, Institute of Power Systems and Energy Economics (EEG). Online verfügbar unter [http://www.academia.edu/15449920/Green-X.\\_Deriving\\_optimal\\_promotion\\_strategies\\_for\\_increasing\\_the\\_share\\_of\\_RES-E\\_in\\_a\\_dynamic\\_European\\_electricity\\_market.\\_Final\\_report\\_of\\_the\\_project\\_Green-X-a\\_research\\_project\\_within\\_the\\_fifth\\_framework\\_programme\\_of\\_the\\_European\\_Commission\\_supported\\_by\\_DG\\_Research](http://www.academia.edu/15449920/Green-X._Deriving_optimal_promotion_strategies_for_increasing_the_share_of_RES-E_in_a_dynamic_European_electricity_market._Final_report_of_the_project_Green-X-a_research_project_within_the_fifth_framework_programme_of_the_European_Commission_supported_by_DG_Research), zuletzt geprüft am 04.05.2016.

energieeffizienz-im-betrieb.net (2016): Energiesparen im Betrieb. Unsere Praxisbeispiele für Energieeffizienz im Betrieb. Online verfügbar unter <http://www.energieeffizienz-im-betrieb.net/energiesparen-betrieb.html>, zuletzt geprüft am 20.10.2016.

Energy Brainpool (2016): Kurzanalyse zur Stromerzeugung bei netzbedingter Abregelung Erneuerbarer Energien. Im Auftrag von Greenpeace e. V. Berlin. Online verfügbar unter [https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/kurzanalyse\\_grosskraftwerke.pdf](https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/kurzanalyse_grosskraftwerke.pdf), zuletzt geprüft am 04.06.2016.

enervis (2016): Sozialverträgliche Ausgestaltung eines Kohlekonsenses. enervis energy advisors GmbH. Berlin. Online verfügbar unter [http://ver-und-entsorgung.verdi.de/++file++57da3cb57713b818a7382aeb/download/160915\\_verdi-Gutachten\\_Sozialvertraeglicher-Kohlekonsens-Dokumentation.pdf](http://ver-und-entsorgung.verdi.de/++file++57da3cb57713b818a7382aeb/download/160915_verdi-Gutachten_Sozialvertraeglicher-Kohlekonsens-Dokumentation.pdf), zuletzt geprüft am 20.09.2016.

EnKliP (2015): Auf dem Weg zum 40 %-Klimaziel. Mehr Wind an Land und Photovoltaik - Warum die Deckelung keine Kosten spart. Im Auftrag von Greenpeace Deutschland. Energie- und Klimapolitik I

Beratung (EnKliP). Kiel. Online verfügbar unter [http://www.enklip.de/projekte\\_29\\_154031417.pdf](http://www.enklip.de/projekte_29_154031417.pdf), zuletzt geprüft am 19.05.2015.

EnKliP (2016a): Das Eckpunktepapier zur EEG-Novelle 2016. Der richtige Weg zu mehr Kosteneffizienz und Umweltschutz? Unter Mitarbeit von Uwe Nestle und Luca Brunsch. Energie- und Klimapolitik I Beratung (EnKliP). Kiel. Online verfügbar unter [http://www.enklip.de/projekte\\_45\\_2515013633.pdf](http://www.enklip.de/projekte_45_2515013633.pdf), zuletzt geprüft am 11.05.2016.

EnKliP (2016b): Das EEG: Besser als sein Ruf. Gutachten im Auftrag der Friedrich-Ebert-Stiftung (FES). Unter Mitarbeit von Uwe Nestle und Brunsch, Luca (EnKliP) und Morris, Craig (Petite Planète). Hg. v. Friedrich-Ebert-Stiftung e.V. (FES). Energie- und Klimapolitik I Beratung (EnKliP) und Petite Planète. Bonn (WISO-Diskurs, 2016, 11). Online verfügbar unter [http://www.enklip.de/projekte\\_55\\_160068711.pdf](http://www.enklip.de/projekte_55_160068711.pdf), zuletzt geprüft am 18.10.2016.

EWI et al. (2014): Entwicklung der Energiemärkte - Energiereferenzprognose. Projekt Nr. 57/12. Studie im Auftrag des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Endbericht. Hg. v. Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH (GWS). Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung mbH (GWS); Prognos AG. Basel, Köln, Osnabrück. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 05.10.2016.

EWI und Prognos (2007): Endbericht Energieszenarien für den Energiegipfel 2007. (Inklusive Anhang 2 %-Variante). Hg. v. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), Prognos AG. Basel/Köln.

FAU (2014): Deutschland ohne Erneuerbare Energien? Stromkosten und Versorgungssicherheit ohne die Einspeisung Erneuerbarer Energien in den Jahren 2011 - 2013. Diskussionspapier. Unter Mitarbeit von Marius Dilling und Jürgen Karl. Friedrich-Alexander-Universität Erlangen-Nürnberg (FAU, Lehrstuhl für Energieverfahrenstechnik. Nürnberg (Energiewirtschaftliche Schriften des Lehrstuhls für Energieverfahrenstechnik der Friedrich-Alexander-Universität Erlangen Nürnberg, Heft 1 - Dezember 2014). Online verfügbar unter [http://www.evt.cbi.fau.de/files/aktuelles/FAU-Diskussionspapier\\_-\\_Deutschland\\_ohne\\_Erneuerbare\\_Energien\\_-\\_Januar\\_2015.pdf](http://www.evt.cbi.fau.de/files/aktuelles/FAU-Diskussionspapier_-_Deutschland_ohne_Erneuerbare_Energien_-_Januar_2015.pdf), zuletzt geprüft am 30.09.2016.

FÖS (2013): Was die Energiewende wirklich kostet. Nettokosten des Ausbaus erneuerbarer Energien im Vergleich zur konventionellen Stromerzeugung. Studie im Auftrag von Greenpeace Energy eG. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e. V. (FÖS). Berlin. Online verfügbar unter <http://www.foes.de/pdf/2013-09-Studie-Was-die-Energiewende-wirklich-kostet.pdf>, zuletzt geprüft am 19.12.2014.

FÖS (2014): Industriestrompreise in Deutschland und den USA. Überblick über Preisniveau, Preiszusammensetzung und Erhebungsmethodik. Kurzanalyse im Auftrag. Unter Mitarbeit von Swantje Küchler, Wronski,, Rupert und Lino Sonnen. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e. V. (FÖS). Berlin. Online verfügbar unter [http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/2014-FOES\\_Industriestrompreise\\_Deutschland\\_und\\_USA.pdf](http://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Studien/2014-FOES_Industriestrompreise_Deutschland_und_USA.pdf), zuletzt geprüft am 19.07.2016.

FÖS (2015a): Energiepreisbericht 2015. Besondere Ausgleichsregelung und Industriestrompreise. Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg. Unter Mitarbeit von Swantje Küchler, Wronski,, Rupert und Nils Ohlendorf. Forum Ökologisch-Soziale

Marktwirtschaft e. V. (FÖS). Berlin. Online verfügbar unter [https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5\\_Energie/1509\\_Energiepreisbericht\\_BesAR.pdf](https://www.baden-wuerttemberg.de/fileadmin/redaktion/m-um/intern/Dateien/Dokumente/5_Energie/1509_Energiepreisbericht_BesAR.pdf), zuletzt geprüft am 19.07.2016.

FÖS (2015b): Was Strom wirklich kostet. Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten von konventionellen und erneuerbaren Energien. Langfassung, überarbeitete und aktualisierte Auflage 2015. Studie im Auftrag von Greenpeace Energy eG. Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e. V. Berlin. Online verfügbar unter <http://www.foes.de/pdf/2015-01-Was-Strom-wirklich-kostet-lang.pdf>, zuletzt geprüft am 02.02.2015.

FÖS et al. (2016): Reform und Harmonisierung der unternehmensbezogenen Ausnahmeregelungen im Energiebereich. Im Auftrag des Umweltforschungsplan des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB). Forschungskennzahl 3713 14 104. Noch unveröffentlicht. Unter Mitarbeit von Lena Reuster, Swantje Fiedler (FÖS), Verena Graichen, Lukas Emele, Friedhelm Keimeyer, Katja Schumacher (Öko-Institut), Anett Großmann, Christian Lutz (GWS). Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e. V. (FÖS); Öko-Institut e.V.; Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforchung mbH (GWS). Berlin und Osnabrück.

Gabriel (2014): Vorbereitung des Pilotprojektes zur Ausschreibung von PV-Freiflächenanlagen. Berlin, 31.10.2014. Schreiben an Mitglieder des Bundestages.

Handelsblatt (2016): Deutschland zieht die meisten Investoren an (14.9.2016). Online verfügbar unter <http://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/unter-industriestaaten-deutschland-zieht-die-meisten-investoren-an/14542518.html>.

HTW (2016): Sektorkopplung durch die Energiewende. Anforderungen an den Ausbau erneuerbarer Energien zum Erreichen der Pariser Klimaschutzziele unter Berücksichtigung der Sektorkopplung. Unter Mitarbeit von Volker Quaschnig. Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin (HTW). Berlin. Online verfügbar unter <http://www.volker-quaschnig.de/publis/studien/sektorkopplung/Sektorkopplungsstudie.pdf>, zuletzt geprüft am 28.07.2016.

IASS (2015): Der EEG-Fonds. Ein ergänzender Finanzierungsmechanismus für erneuerbare Energien und Vorbild zukünftiger Infrastrukturfinanzierung? IASS Study. Institute for Advanced Sustainability Studies e.V. (IASS). Potsdam. Online verfügbar unter [http://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/eeg\\_study.pdf](http://www.iass-potsdam.de/sites/default/files/files/eeg_study.pdf), zuletzt geprüft am 14.2015.

IEA (2016): Re-powering Markets. Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems. Paris (Electricity Market Series). Online verfügbar unter <http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/REPOWERINGMARKETS.pdf>, zuletzt geprüft am 21.04.2016.

IFEU; Fraunhofer ISI (2011): Energieeffizienz: Potenziale, volks-wirtschaftliche Effekte und innovative Handlungs- und Förderfelder für die Nationale Klimaschutzinitiative. Endbericht: Wissenschaftliche Begleitforschung zu übergreifenden technischen, ökologischen, ökonomischen und strategischen Aspekten des nationalen Teils der Klimaschutzinitiative. Unter Mitarbeit von Prognos AG, GWS, IREES, Orange, IfnE, Fraunhofer ISE und ZEE. Heidelberg, Karlsruhe, Berlin, Osnabrück, Freiburg. Online verfügbar unter [https://www.ifeu.de/energie/pdf/NKI\\_Endbericht\\_2011.pdf](https://www.ifeu.de/energie/pdf/NKI_Endbericht_2011.pdf), zuletzt geprüft am 25.08.2016.

IG Metall (2016): Faktenspiegel Energie. Stand: Juli 2016. IG Metall, Ressort Industrie-, Struktur- und Energiepolitik.

ISI et al. (2016): The impact of risks in renewable energy investments and the role of smart policies. DiaCoreFinal report. Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI), eclareon, Ecofys, EPU-NTUA, LEI, TU Wien. Online verfügbar unter <http://www.ecofys.com/files/files/diacore-2016-impact-of-risk-in-res-investments.pdf>, zuletzt geprüft am 16.02.2016.

ISI/EEG (2010): Evaluation of different feed-in-tariff design options. Best practice paper for the International Feed-In Cooperation. 3. Aufl. Unter Mitarbeit von Arne Klein, Erik Merkel, Benjamin Pfluger, Anne Held, alle Fraunhofer ISI (Ragwitz, Mario), Gustav Resch und Busch, Sebastian (alle EEG) et al. Hg. v. International Feed-In Cooperation (IFIC). Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI); Energy Economics Group (EEG). Online verfügbar unter [www.feed-in-cooperation.org/wDefault\\_7/download-files/research/Best\\_practice\\_Paper\\_3rd\\_edition.pdf](http://www.feed-in-cooperation.org/wDefault_7/download-files/research/Best_practice_Paper_3rd_edition.pdf), zuletzt geprüft am 05.12.2015.

isw (2015): Klimaflüchtlinge werden zum Haupttreiber künftiger Migration. isw -sozial-ökologische Wirtschaftstordnung e.V. Online verfügbar unter <https://isw-muenchen.de/2015/11/klimafluechtlinge-werden-zum-haupttreiber-kuenftiger-migration/>, zuletzt aktualisiert am 12.04.2016, zuletzt geprüft am 12.04.2016.

IWES (2015): Wie hoch ist der Stromverbrauch in derr Energiewende? Energiepolitische Zielszenarien 2050 - Rückwirkungen auf den Ausbaubedarf von Windenergie und Photovoltaik. Hg. v. Agora Energiewende. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES). Berlin. Online verfügbar unter [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/Stromverbrauch\\_in\\_der\\_Energiewende/Agora\\_IWES\\_Szenarienvergleich\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2015/Stromverbrauch_in_der_Energiewende/Agora_IWES_Szenarienvergleich_WEB.pdf), zuletzt geprüft am 21.09.2016.

IWR (2016): Dänen finden Lösung für Offshore Windenergie. Online verfügbar unter <http://www.iwr.de/news.php?id=32579>, zuletzt aktualisiert am 04.12.2016, zuletzt geprüft am 04.12.2016.

IZES (2014): Bewertung von Ausschreibungsverfahren als Finanzierungsmodell für Anlagen erneuerbarer Energienutzung. Im Auftrag des Bundesverbandes Erneuerbare Energie e.V. Institut für ZukunftsEnergieSysteme gGmbH (IZES). Saarbrücken. Online verfügbar unter [http://www.izes.de/cms/upload/publikationen/IZES\\_2014-05-20\\_BEE\\_EE-Ausschreibungen\\_Endbericht.pdf](http://www.izes.de/cms/upload/publikationen/IZES_2014-05-20_BEE_EE-Ausschreibungen_Endbericht.pdf), zuletzt geprüft am 03.11.2014.

Kelley, Colin P. et al. (2015): Climate change in the Fertile Crescent and implications of the recent Syrian drought. University of California; Columbia University. Washington (PNAS, vol. 112 no. 11). Online verfügbar unter <http://www.pnas.org/content/112/11/3241.full>, zuletzt geprüft am 11.12.2015.

Kempf, Claudia; Trunzer, Johannes (2015): Energiestückkosten und Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie. Ein internationaler und sektoraler Vergleich. Online verfügbar unter [https://proteus-solutions.de/\\_system-Pics/NewsPics/Energiestueckkosten-Wettbewerbsfaehigkeit-dt-Industrie--Kempf-Trunzer-2015-03.pdf](https://proteus-solutions.de/_system-Pics/NewsPics/Energiestueckkosten-Wettbewerbsfaehigkeit-dt-Industrie--Kempf-Trunzer-2015-03.pdf), zuletzt geprüft am 19.07.2016.

KfW (2016): Kosten der Erneuerbaren Energien - Wie teuer ist der Ökostrom wirklich? Unter Mitarbeit von Dr. Holger Harting. Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW). Online verfügbar unter

<https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/Konzernthemen/Research/PDF-Dokumente-Fokus-Volkswirtschaft/Fokus-Nr.-145-Oktober-2016-Kosten-EE-Ausbau.pdf>, zuletzt geprüft am 20.10.2016.

Kreutzfeld, Malte (2014): Das Strompreiskomplott. Warum die Energiekosten wirklich steigen und wer dafür bezahlt. München: Knauer (Knauer Klartext).

Lorenzoni, Arturo (2003): The Italian green certificates market between uncertainty and opportunities. In: *Energy Policy* 31 (1), S. 33–42.

Löschel, Andreas; Germeshausen, Robert (2015): Energiestückkosten als Indikator für Wettbewerbsfähigkeit. In: *Wirtschaftsdienst. Zeitschrift für Wirtschaftspolitik* 95. Jahrgang, 2015 (Heft 1), S. 46–50. Online verfügbar unter <http://archiv.wirtschaftsdienst.eu/jahr/2015/1/energiestueckkosten-als-indikator-fuer-wettbewerbsfaehigkeit/>, zuletzt geprüft am 19.07.2016.

MELUR (06.05.2015): Erster Planfeststellungsbeschluss für Westküstenleitung erteilt. Energiewendeminister Habeck: "Mit dem Bau kommt die Energiewende deutlich voran.". Kiel. Kabel, Nicola. Online verfügbar unter [http://www.schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/V/Presse/PI/2015/0515/MELUR\\_150506\\_Planfeststellung\\_Abschnitt1.html](http://www.schleswig-holstein.de/DE/Landesregierung/V/Presse/PI/2015/0515/MELUR_150506_Planfeststellung_Abschnitt1.html), zuletzt geprüft am 11.02.2016.

Merkel, Angela (1997). In: *Frankfurter Allgemeine Zeitung* 1997, 17.06.1997.

Nestle, Uwe (2011): Does the use of nuclear power lead to lower electricity prices? An analysis of the debate in Germany with an international perspective. In: *Energy Policy* (41), S. 152–160. Online verfügbar unter [www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421511007324](http://www.sciencedirect.com/science/article/pii/S0301421511007324), zuletzt geprüft am 22.09.2016.

Nestle, Uwe (2012): Spot- und Terminmarkt durch Kernenergieende unbeeindruckt. Keine großen Effekte auf Börsenstrompreis. In: *ew energiewirtschaft* 111 (2012) (1-2), S. 42–46. Online verfügbar unter <http://www.ew-online.de/fileadmin/media/Fachzeitschriften/ew/ew-1-2-2012-S-42-46.pdf>, zuletzt geprüft am 22.09.2016.

Nestle, Uwe (2014): Energiepolitik im Nebel. Bei den Kosten der Erneuerbaren Energien ist mehr Transparenz notwendig. In: *et - energiewirtschaftliche tagesfragen* 64 (11), S. 30–33. Online verfügbar unter [http://www.enklip.de/veroeffentlichungen\\_9\\_1816079903.pdf](http://www.enklip.de/veroeffentlichungen_9_1816079903.pdf), zuletzt geprüft am 08.05.2015.

New Climate Institute (2016): Was bedeutet das Pariser Abkommen für den Klimaschutz in Deutschland? Unter Mitarbeit von Höhne, Niklas, Takeshi Kuramochi, Sebastian Sterl und Lina Röschel. Köln. Online verfügbar unter [https://newclimateinstitute.files.wordpress.com/2016/02/160222\\_klimaschutz\\_paris\\_studie\\_02\\_2016\\_fin\\_neu1.pdf](https://newclimateinstitute.files.wordpress.com/2016/02/160222_klimaschutz_paris_studie_02_2016_fin_neu1.pdf), zuletzt geprüft am 02.08.2016.

Passauer Neue Presse: Thüringer Strombrücke in Betrieb. In: *Passauer Neue Presse* 2015. Online verfügbar unter [http://www.pnp.de/nachrichten/bayern/1908720\\_Thueringer-Strombruecke-in-Betrieb.html](http://www.pnp.de/nachrichten/bayern/1908720_Thueringer-Strombruecke-in-Betrieb.html), zuletzt geprüft am 04.12.2016.

Patlitzianas et al. (2004): The policy perspective for RES development in the new member states of the EU. In: *Renewable Energy* 2005, 2004 (30), S. 477–492. Online verfügbar unter <https://www.deepdyve.com/lp/elsevier/the-policy-perspective-for-res-development-in-the-new-member-states-of-rwB5ShvWx5>, zuletzt geprüft am 16.02.2016.



Prognos und IAEW (2014): Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor. Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW). Hg. v. Agora Energiewende. Prognos AG und Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW). Berlin. Online verfügbar unter [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2012/positive-effekte-energieeffizienz/Agora\\_ECF\\_RAP\\_Effizienzstudie\\_DE\\_web.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2012/positive-effekte-energieeffizienz/Agora_ECF_RAP_Effizienzstudie_DE_web.pdf), zuletzt geprüft am 21.09.2016.

Rauner, Max (2012): Stromausfälle. Beten gegen den Blackout. Stillgelegte AKWs können helfen. Zeit Online. Online verfügbar unter <http://www.zeit.de/zeit-wissen/2012/06/Stromnetz-Winter-Blackout-Stromausfall/seite-3>, zuletzt geprüft am 12.09.2016.

Schleussner, Carl; Donges, Jonathan F.; Donner, Reik V.; Schellnhuber, Hans-Joachim (2016): Armed-conflict risks enhanced by climate-related disasters in ethnically fractionalized countries (PNAS, vol. 113/ no. 33). Online verfügbar unter <http://www.pnas.org/content/113/33/9216.abstract>, zuletzt geprüft am 25.08.2016.

SPD (2013): Das WIR entscheidet. Das Regierungsprogramm 2013-2017. Hg. v. SPD-Parteivorstand. Sozialdemokratische Partei Deutschland. Berlin. Online verfügbar unter [http://www.spd.de/linkableblob/96686/data/20130415\\_regierungsprogramm\\_2013\\_2017.pdf](http://www.spd.de/linkableblob/96686/data/20130415_regierungsprogramm_2013_2017.pdf), zuletzt geprüft am 08.04.2014.

SRU (2011): Sondergutachten. Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU). Berlin. Online verfügbar unter [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), zuletzt geprüft am 15.07.2014.

Statistik der Kohlewirtschaft e.V. (2015): Der Kohlebergbau in der Energiewirtschaft der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 2014. Herne, Köln. Online verfügbar unter [http://www.kohlenstatistik.de/files/rag\\_kohlenwirt\\_silberbuch\\_web.pdf](http://www.kohlenstatistik.de/files/rag_kohlenwirt_silberbuch_web.pdf), zuletzt geprüft am 18.04.2016.

Stern, Nicholas (2006a): Stern Review. The Economics of Climate Change. Presentation to the Convention Dialogue, Nairobi. Online verfügbar unter [http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20130129110402/http://www.hm-treasury.gov.uk/d/stern\\_presentation\\_nairobi.pdf](http://webarchive.nationalarchives.gov.uk/20130129110402/http://www.hm-treasury.gov.uk/d/stern_presentation_nairobi.pdf), zuletzt geprüft am 28.09.2016.

Stern, Nicolas (2006b): Stern Review. Der wirtschaftliche Aspekt des Klimawandels. Zusammenfassung. Im Auftrag der Britischen Regierung. Online verfügbar unter [http://www.dnr.de/publikationen/eur/archiv/Stern\\_Review\\_148906b\\_LONG\\_Executive\\_Summary\\_GERMAN.pdf](http://www.dnr.de/publikationen/eur/archiv/Stern_Review_148906b_LONG_Executive_Summary_GERMAN.pdf), zuletzt geprüft am 26.09.2016.

SWU (2015): Marktbericht. KW 40. 28.9.2015. Online verfügbar unter [https://www.swu.de/fileadmin/Content/PDFs/Marktberichte/Marktbericht\\_SWU\\_Energie\\_2015\\_KW\\_40.pdf](https://www.swu.de/fileadmin/Content/PDFs/Marktberichte/Marktbericht_SWU_Energie_2015_KW_40.pdf), zuletzt geprüft am 07.10.2016.

UBA (2016a): Energieverbrauch für fossile und erneuerbare Wärme. Umweltbundesamt (UBA). Online verfügbar unter <http://www.umweltbundesamt.de/energieverbrauch-fuer-waerme>, zuletzt aktualisiert am 25.08.2016, zuletzt geprüft am 25.08.2016.

UBA (2016b): Treibhausgas-Emissionen in Deutschland. Emissionsentwicklung 1990 bis 2014. Umweltbundesamt (UBA). Dessau. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klimawandel/treibhausgas-emissionen-in-deutschland>, zuletzt geprüft am 20.04.2016.



ÜNB (2015): Netzentwicklungsplan Strom 2025. Version 2015. Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Teil 1 (Kapitel 1 bis 7). 50Herz Transmission GmbH, Amprion GmbH, Tennet TSO GmbH, Transnet BW GmbH. Online verfügbar unter [http://www.netzentwicklungsplan.de/\\_NEP\\_file\\_transfer/NEP\\_2025\\_2\\_Entwurf\\_Teil1.pdf](http://www.netzentwicklungsplan.de/_NEP_file_transfer/NEP_2025_2_Entwurf_Teil1.pdf), zuletzt geprüft am 12.09.2016.

UNFCCC (2016): Paris Agreement - Status of Ratification. United Nations Framework Convention on Climate Change. Online verfügbar unter [http://unfccc.int/paris\\_agreement/items/9444.php](http://unfccc.int/paris_agreement/items/9444.php), zuletzt aktualisiert am 04.12.2016, zuletzt geprüft am 04.12.2016.

United Nations (2015): Adoption of the Paris Agreement. Proposal of the President. Twenty-first session, 30 November to 11 December 2015. Conference of the Parties. Paris. Online verfügbar unter <http://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09.pdf>, zuletzt geprüft am 14.12.2015.

Vattenfall Europe AG (25.10.2010): Vattenfall steigert Wirkungsgrad bei CCS-Projekt. Spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen sinken deutlich. Krüger, Ralf. Online verfügbar unter <https://corporate.vattenfall.de/newsroom/pressemitteilungen/pressemitteilungen-import/vattenfall-steigert-wirkungsgrad-bei-ccs-projekt/>, zuletzt geprüft am 02.08.2016.

VDE (2015): VDE/FNN-Störungsstatistik 2014: Weiterhin sehr gute Werte für die Netzverfügbarkeit. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V. (VDE). Online verfügbar unter <http://www.vde.com/de/fnn/aktuelles/2015/Seiten/m20151006.aspx>, zuletzt geprüft am 12.10.2015.

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