

## KOSTEN DER ENERGIEWENDE

Untersuchung der Energiewendekosten im Bereich der Stromerzeugung in den Jahren 2000 bis 2025 in Deutschland

*Ein Gutachten im Auftrag der Initiative Neue Soziale Marktwirtschaft (INSM)*

AUTOREN

Justus Haucap  
Ina Loebert  
Susanne Thorwarth

KONTAKTPERSON

Ina Loebert  
Tel: +49 211 4363 5778  
E-Mail: [loebert@dice-consult.de](mailto:loebert@dice-consult.de)

## DAS WICHTIGSTE IN KÜRZE

Seit der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) im Jahr 2000 ist der Anteil des Stroms aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland stetig gestiegen; 2015 lag er bei 32,6 %. Damit wird das Ziel der Bundesregierung eines Anteils der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien 40 % bis 45 % im Jahr 2025 voraussichtlich erreicht.

Die direkten Kosten der Energiewende – bestehend aus den sog. EEG-Differenzkosten und den KWK-Zuschüssen – beliefen sich in dem Zeitraum 2000-2015 auf ca. 133 Milliarden Euro. Davon entfielen fast 125 Milliarden Euro auf die EEG-Differenzkosten. Bis 2025 werden die direkten Kosten schätzungsweise auf 425 Milliarden Euro steigen, wobei das Gros davon – fast 283 Milliarden Euro – wieder durch die EEG-Umlage generiert wird.

Bei den indirekten Kosten der Energiewende sind zunächst die Kosten des Übertragungs- und Verteilungsnetzausbaus zu nennen. Diese belaufen sich in dem gesamten Zeitraum bis 2025 auf rund 56 Milliarden Euro.

Hinzu kommen die Offshore-Haftungsumlage, die Redispatch-Kosten, die Kosten des Einspeisemanagements sowie Netz-, Kapazitäts- und Klimareservekosten. Diese Kosten addieren sich in den Jahren 2000-2015 auf ca. 3,7 Milliarden Euro. Im Zeitraum 2000-2025 wachsen sie auf ca. 15,05 Milliarden Euro an.

Um die Ausbauziele zu erreichen, bietet die Bundesregierung Deutschlands über die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) bzw. die KfW Bankengruppe auch zinsgünstige Darlehen für Investitionen in die Nutzung Erneuerbarer Energiequellen an. Bei einer Zinsvergünstigung von 1,0 % bzw. 0,5 % p. a. und einer Tilgungslaufzeit von zehn Jahren ergibt sich im Zeitraum 2000 bis 2015 ein Kostenparameter von 3,74 Milliarden Euro bzw. 1,88 Milliarden Euro. Bei Fortschreibung einer Zinersparnis von 1 % p. a. kann somit bis ins Jahr 2025 mit weiteren 2,24 Milliarden Euro, welche sich durch die Gewährung zinsvergünstigter Darlehen generieren, kalkuliert werden. Insgesamt sind dies dann 5,98 Milliarden Euro bis zum Jahr 2025.

Darüber hinaus unterstützen Bundes- und Landesregierungen die Energiewende durch die Förderung der Forschung im Bereich der Erneuerbaren Energien. Die Forschungsförderung des Bundes und der Länder im Bereich der Erneuerbaren Energien summiert sich in den Jahren 2000-2015 auf knapp vier Milliarden Euro, 2016-2025 werden voraussichtlich weitere acht Milliarden Euro hinzukommen; das sind zusammen 12 Milliarden Euro bis Ende 2025.

Die Förderung Erneuerbarer Energien hat die Marktbedingungen für konventionelle Kraftwerke signifikant verändert; außerplanmäßige Abschreibungen bzw. Wertberichtigungen auf den konventionellen Kraftwerkspark und negative Strompreise belasten das Betriebsergebnis der betroffenen Energieversorgungsunternehmen. So haben E.ON, Vattenfall, RWE und EnBW in den Jahren 2010 bis 2015 außerplanmäßige Abschreibungen bzw. Wertberichtigungen im Umfang von fast sechs Milliarden Euro vorgenommen. Die Aufwendungen der Energieversorgungsunternehmen für negative Strompreise kumulieren sich bis 2015 auf 199 Millionen Euro; Ende 2025 werden sie sich voraussichtlich auf 505 Millionen Euro summieren.

Folglich belaufen sich die Gesamtkosten der Energiewende in dem Zeitraum 2000-2015 auf ca. 150 Milliarden Euro (nominal), wobei Netzausbaukosten in diesem Zeitraum noch nicht berücksichtigt wurden. In

den Jahren 2000 bis 2025 müssen geschätzt rund 520 Milliarden Euro (nominal) (einschließlich der Netzausbaukosten) für die Energiewende im Bereich der Stromerzeugung aufgebracht werden.

Pro Einwohner<sup>1</sup>, vom Neugeborenen bis zum Greis, ergibt sich somit ein Gesamtbetrag von über 6.300 Euro, welcher im Zeitraum 2000 bis Ende des Jahres 2025 anfällt. Bis 2015 sind davon bereits 1.830 Euro pro Einwohner angefallen, in den kommenden zehn Jahren wird jedoch auf die Einwohner noch ein deutlich höherer Kostenblock zukommen. Pro Einwohner werden dies über 4.500 Euro sein. Eine vierköpfige Familie zahlt somit bis 2025 direkt und indirekt über 25.000 Euro für die Energiewende. Das Gros der Kosten ist dabei noch nicht angefallen, sondern kommt erst auf die Bevölkerung zu. In den kommenden zehn Jahren werden dies 18.000 Euro für eine vierköpfige Familie sein.

Verteilt man diesen Betrag auf die einzelnen Monate, so kostet die Energiewende jeden einzelnen in Deutschland lebenden Einwohner monatlich über 20 Euro. Auch hier gilt jedoch: Bis 2015 waren dies noch weniger als 10 Euro pro Monat. Im Zeitraum 2016-2025 werden dies jedoch rund 37,50 Euro pro Monat und Einwohner sein. Der Großteil der Kosten der Energiewende wird also noch zu zahlen sein.

---

<sup>1</sup> Unter Annahme gleichbleibender Bevölkerungszahl von rund 82 Millionen Einwohnern.

## INHALTSVERZEICHNIS

<b>Das Wichtigste in Kürze</b>	<b>3</b>
<b>Inhaltsverzeichnis</b>	<b>5</b>
<b>Abbildungs- und Tabellenverzeichnis</b>	<b>7</b>
<b>1. Problemstellung</b>	<b>8</b>
<b>2. Kernelemente der Energiewende im Bereich der Stromerzeugung</b>	<b>10</b>
<b>3. Kosten der Energiewende im Bereich der Stromerzeugung</b>	<b>15</b>
3.1 Direkte Kosten der Energiewende	15
3.1.1 Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien	15
3.1.2 Ermittlung der EEG-Umlage – Schematische Darstellung	17
3.1.3 Entwicklung der EEG-Differenzkosten im Zeitraum 2000-2016	20
3.1.4 Entwicklung der EEG-Gesamtumlage im Zeitraum 2017-2025	21
3.1.5 Entwicklung der Stromerzeugung aus KWK-Anlagen	23
3.1.6 Entwicklung der KWK-Zuschläge	24
3.1.7 Zwischenfazit	25
3.2 Indirekte Kosten der Energiewende	26
3.2.1 Kosten der Umlage für abschaltbare Lasten nach § 18 AbLaV	26
3.2.2 Kosten der Offshore-Haftungsumlage nach § 17 f EnWG	27
3.2.3 Entwicklung der Redispatch-Kosten	28
3.2.4 Entwicklung der Kosten des Einspeisemanagements nach § 15 Abs. 1 EEG	31
3.2.5 Entwicklung der Netzreservekosten	32
3.2.6 Kosten der Kapazitäts- und Klimareserve	34
3.2.7 Kosten des Übertragungs- und Verteilungsausbaus	37
3.2.8 Zwischenfazit	41
3.3 Weitere Kosten der Energiewende	42
3.3.1 Kosten öffentlicher Forschungsförderung im Bereich der Erneuerbaren Energien	42
3.3.2 Kosten für andere Förderprogramme	44
3.3.3 Außerplanmäßige Abschreibungen der EVU auf die konventionellen Kraftwerke in Deutschland	45
3.3.4 Kosten durch negative Strompreise	47
3.3.5 Zwischenfazit	49

4. Geschätzte Gesamtkosten	50
5. Reformoptionen	53
Literaturverzeichnis	57

## ABBILDUNGS- UND TABELLENVERZEICHNIS

Abbildung 1: Anteil Erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung in Deutschland in den Jahren 2000-2015 .....	16
Abbildung 2: Anteil Erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung 2015 .....	16
Abbildung 3: Beitrag und Ziele der Erneuerbaren Energien.....	17
Abbildung 4: EEG-Konto – Kosten und Erlöse .....	18
Abbildung 5: Fördermechanismus bei der Einspeisevergütung .....	18
Abbildung 6: Fördermechanismus beim Marktprämienmodell .....	19
Abbildung 7: Entwicklung der EEG-Differenzkosten.....	21
Abbildung 8: Prognostizierte Entwicklung der EEG-Umlage (in ct/kWh) und der EEG-Gesamtumlage für den Zeitraum 2017-2025.....	22
Abbildung 9: Nettostromerzeugung mit Kraft-Wärme-Kopplung.....	23
Abbildung 10: Entwicklung der KWK-Förderkosten/KWK-Zuschläge.....	25
Abbildung 11: Entwicklung des Redispatch-Volumens und der Redispatch-Kosten.....	30
Abbildung 12: Kosten des Einspeisemanagements .....	32
Abbildung 13: Forschungsförderung im Bereich Erneuerbare Energien von Bund und Ländern* .....	43
Abbildung 14: Darlehenssumme für EE-Förderprogramme der KfW .....	44
Abbildung 15: Bisherige Kosten der Energiewende (bis 2015) in Milliarden Euro .....	50
Abbildung 16: Prognose der Gesamtkosten der Energiewende (bis 2025) in Milliarden Euro .....	51
Tabelle 1: Gesetzliche Maßnahmen zur Umsetzung der Energiewende .....	14
Tabelle 2: Umlage für abschaltbare Lasten nach § 18 ABLAV.....	27
Tabelle 3: Kosten für Reservekraftwerke .....	34
Tabelle 4: Braunkohlekraftwerke der Klimareserve.....	36
Tabelle 5: Ausbaupfade für Erneuerbare Energien und KWK bis 2030.....	38
Tabelle 6: Netzausbaubedarf je Spannungsebene .....	39
Tabelle 7: Investitionsbedarf durch Netzausbau .....	40
Tabelle 8: Abschreibungen der vier größten Energieversorgungsunternehmen (in Millionen Euro).....	47
Tabelle 9: Anzahl der Stunden mit negativen Strompreisen seit 2008.....	47
Tabelle 10: Durch negative Strompreise entstandene Kosten in Millionen Euro.....	48

## 1. PROBLEMSTELLUNG

Dass Deutschland eine Energiewende vollziehen soll, kann heute als sehr weitgehender politischer Konsens gelten, sofern damit der Ausstieg aus der Kernenergie und die deutliche Reduktion der Treibhausgasemissionen gemeint sind. Diese beiden Ziele hatte die Expertenkommission zum Monitoring-Prozess „Energie der Zukunft“ in ihrer Stellungnahme zum ersten Monitoring-Bericht der Bundesregierung für das Berichtsjahr 2011 als Oberziele empfohlen, konkret die Senkung der Treibhausgasemissionen um 40 % bis zum Jahr 2020 und den Ausstieg aus der Kernenergie bis zum Jahr 2022. Ein Unterziel zur Erreichung der Oberziele ist der Ausbau des Anteils des Stroms aus Erneuerbaren Energien (z. B. Wind, Photovoltaik, Biomasse) am Bruttostromverbrauch bis 2050 auf 80 %. Als Zwischenziele sind für 2020 mindestens 35 %, 2030 mindestens 50 % und 2040 mindestens 65 % definiert. Mit der EEG-Novelle 2014 wurden als weitere Zwischenziele 40 bis 45 % bis 2025 und 55 bis 60 % bis 2035 eingeführt (vgl. Abb. 3).<sup>2</sup>

Nur wenige scheinen bis dato den Versuch unternommen zu haben, die Kosten der Energiewende im Bereich der Stromerzeugung zu bestimmen, und zwar nicht nur die direkten Kosten, sondern auch die indirekten Kosten. Recherchiert werden konnte nur die Studie von Erdmann (2011). Die Bundesregierung hat die Kosten der Energiewende bisher kaum beziffert. Zwar wies im Februar 2013 Peter Altmaier, damals Bundesumweltminister, in einem am 19. Februar 2013 erschienenen Interview mit der FAZ darauf hin, dass sich die Kosten der Energiewende bzw. des Umbaus unserer Energieversorgung bis Ende der 2030er Jahre auf rund eine Billion Euro summieren könnten, wenn sich nichts ändere.<sup>3</sup> Wie sich die Zahlen des damaligen Umweltministers jedoch genau zusammensetzten, war wenig transparent. Eine solche transparente Rechnung wäre jedoch sowohl für die Bürgerinnen und Bürger als auch für die Politik selbst wichtig, um informierte Entscheidungen treffen zu können.

Ziel der vorliegenden Studie ist es daher, die Gesamtkosten der Energiewende so gut wie möglich für den Zeitraum von 2000 bis 2025 zu ermitteln, d. h. die bereits angefallenen Kosten zu erfassen sowie die zukünftigen zu schätzen. Dabei soll sich die Studie allerdings auf den Strombereich beschränken, Kosten der Energiewende im Gebäude- und Verkehrsbereich sollen nicht dezidiert ermittelt werden, da diese Kosten im Verhältnis zu den Kosten im Strombereich noch verhältnismäßig gering sind und diese Sektoren auch nach wie vor nicht im Fokus der Politik stehen.

Die Studie ist wie folgt aufgebaut: Nach der kurzen Vorstellung der Kernelemente der Energiewende im Bereich der Stromerzeugung werden die direkten Kosten der Energiewende, die indirekten Kosten der Energiewende sowie die weiteren Kosten der Energiewende systematisch benannt und für den Zeitraum 2000-2025 quantifiziert. Abschließend, d. h. im Anschluss an die Kostenbestimmung, werden alternative Förderregime bzw. Reformvorschläge diskutiert und ein Fazit gezogen.

An dieser Stelle wird ausdrücklich darauf hingewiesen, dass in der vorliegenden Studie lediglich der Versuch unternommen wird, die mit der Energiewende verbundenen Kosten möglichst vollständig und systematisch für den Zeitraum 2000 bis 2025 zu erfassen. Es handelt sich also nicht um einen systemischen Vergleich konventioneller und erneuerbarer Stromerzeugung. So kann z. B. die EEG-Umlage, die einen

---

<sup>2</sup> Vgl. <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/erneuerbare-energien-auf-einen-blick.html>, zuletzt abgerufen am 24. Februar 2016.

<sup>3</sup> Vgl. <http://www.faz.net/aktuell/politik/energiepolitik/umweltminister-altmaier-energiewende-koennte-bis-zu-einer-billion-euro-kosten-12086525.html>, zuletzt abgerufen am 18. August 2016.



Großteil der Energiewendekosten ausmacht, nur bedingt als Kostenindikator herangezogen werden, da sie u. a. vom allgemeinen Strompreisniveau determiniert wird, der wiederum von erneuerbaren Energien beeinflusst wird. Für einen systemischen Vergleich sind nämlich die reinen Erzeugungskosten eines regenerativen versus eines konventionellen Kraftwerksparks von Bedeutung (IW Köln, 2015<sup>4</sup>). Die Betrachtung der mit der Energiewende in Deutschland verbundenen Kosten kann jedoch Ausgangspunkt für eine kritische Überprüfung des bestehenden Fördermechanismus sein. Eine durchaus wünschenswerte Neugestaltung der Förderung sollte das Ziel verfolgen, zum einen die Plan- und Steuerbarkeit des EE-Zubaus zu verbessern, zum anderen den Zubau der EE-Erzeugungskapazitäten einerseits und die Entwicklung der Strukturen im Bereich des konventionellen Kraftwerksparks sowie der Übertragungs- und Verteilungsnetze andererseits besser zu synchronisieren, damit die Energiewende nicht nur effektiv, sondern auch effizient von statten geht und damit bezahlbar bleibt.

Die Bezahlbarkeit der Energiewende ist nicht nur aus rein ökonomischen Gründen sinnvoll, wenngleich überbordende Kosten und Ineffizienzen, also eine Verschwendung von Ressourcen, ökonomisch nie wünschenswert sind. Vielmehr geht es auch darum international zu demonstrieren, dass eine Energiewende bezahlbar ist. Denn nur wenn gezeigt werden kann, dass die Energiewende bezahlbar ist und nicht mit übermäßigen Kollateralschäden für Verbraucherinnen und Verbraucher, die Versorgungssicherheit sowie die Wettbewerbsfähigkeit der heimischen Industrie und die damit verbundenen Arbeitsplätze verbunden ist, kann die deutsche Energiewende Vorbildcharakter entfalten und andere zur Nachahmung motivieren. Ohne Nachahmer jedoch wird das ultimative Ziel der Energiewende, nämlich die nachhaltige Reduktion von Treibhausgasen, nicht erreicht werden. Zwar mögen die Treibhausgasemissionen in Deutschland durchaus reduziert werden, ohne weitere Nachahmer, die ebenfalls ihren Treibhausgasausstoß absenken, wird dies jedoch für die globale Klimaveränderung irrelevant sein. Die deutsche Energiewende wird somit nur als Erfolg gewertet können, wenn sich Nachahmer finden, die bereit sind, ebenfalls ihren Treibhausgasausstoß zu drosseln. Dafür ist es eminent wichtig, dass die Kosten der Energiewende nicht aus dem Ruder laufen, denn dies würde potenzielle Nachahmer eher abschrecken als animieren. Die Energiewende muss, wenn sie auch globale Wirkungen entfalten soll, ein leuchtendes Beispiel sein und nicht etwa ein abschreckendes. Dafür gilt es die Kosten der Energiewende im Zaum zu halten und unnötige Ineffizienzen zu vermeiden.

---

<sup>4</sup> Vgl. Studie des IW Köln zum Thema „Energiewendekosten“ aus dem Jahr 2015 für das Handelsblatt. Die Unteralgen wurden DICE Consult auf Anfrage vom IW Köln übermittelt.

## 2. KERNELEMENTE DER ENERGIEWENDE IM BEREICH DER STROMERZEUGUNG

Um die Energiewende im Elektrizitätssektor zu vollziehen, wurden insbesondere seit dem Jahr 2000 zahlreiche Gesetze und Verordnungen auf den Weg gebracht. Das Ziel dieses Kapitels ist es, einen kurzen Überblick über die Kernelemente der Förderung Erneuerbarer Energien und der Energiewende im Bereich der Stromerzeugung sowie deren wesentliche Fortentwicklungen aufzuzeigen.

**Stromeinspeisegesetz:** Den Startpunkt für die Förderung Erneuerbarer Energien in Deutschland bildet das Gesetz über die Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien in das öffentliche Elektrizitätsnetz (Stromeinspeisegesetz – StromEinspG), das zum 1. Januar 1991 in Kraft trat (Graeber, 2014, 18; Schwarz, 2014, 7). Es bestand lediglich aus fünf Paragrafen: § 1 StromEinspG regelte den Anwendungsbereich. § 2 StromEinspG beinhaltete die Pflicht der Energieversorgungsunternehmen, den in ihrem Versorgungsgebiet erzeugten Strom aus Erneuerbaren Energien abzunehmen. Gegenstand von § 3 StromEinspG war die Vergütung für Strom aus Erneuerbaren Energien, genauer gesagt Wasserkraft, Windkraft, Sonnenenergie, Deponiegas, Klärgas und Bioabfälle der Land- und Forstwirtschaft. Die Vergütung entsprach dem prozentualen Anteil des durchschnittlichen Strompreises im Versorgungsgebiet und war abhängig vom Energieträger. § 4 StromEinspG enthielt eine Härtefallklausel, um die Energieversorgungsunternehmen vor sog. unbilligen Härten zu schützen. § 5 legte den Termin des Inkrafttretens des StromEinspG fest (BT-Drucksache 11/7816 vom 7. September 1990).

**Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG):** Das Stromeinspeisungsgesetz erfuhr im Zeitablauf einige Veränderungen und wurde im Jahr 2000 durch das EEG abgelöst, das von da an das zentrale Förderinstrument für Erneuerbare Energien (EE) im Bereich der Stromerzeugung darstellt (BMW, 2016a<sup>5</sup>; Schwarz, 2014, 11f.). Wesentliche Neuerungen des EEG 2000 waren die Implementierung der Netzanschlusspflicht für EEG-Anlagen sowie die Vorgabe von absoluten, technologieabhängigen Vergütungssätzen, in der Regel für eine Dauer von 20 Jahren, und damit eine Entkopplung dieser von den Strompreisen mit dem Ziel, Investitionssicherheit für EEG-Anlagenbetreiber zu gewährleisten. Darüber hinaus wurde ein Ausgleichsmechanismus geschaffen, um die überproportionale Belastung einzelner Energieversorgungsunternehmen aus der Abnahme- und Vergütungspflicht zu verhindern.<sup>6</sup> Das EEG 2000 erfuhr mehrere Änderungen. Dabei wurden u. a. die Vergütungssätze für Photovoltaikstrom aus bestimmten kleinen Dachanlagen erhöht mit dem Ziel, nach dem Auslaufen des sog. „100.000 Dächer-Solarstrom-Programms“<sup>7</sup> die Solarindustrie zu stützen. Ferner wurde die sog. „Besondere Ausgleichsregelung“ implementiert. Sie diente der Begrenzung der aus dem EEG resultierenden Kosten für stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes, die bestimmte Kriterien erfüllten. Ihr Zweck war die Wahrung der Wettbewerbsfähigkeit (Schwarz, 2014, 11f.).

---

<sup>5</sup> <http://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Standardartikel/gesetze.html>, zuletzt abgerufen am 11. Mai 2016.

<sup>6</sup> Dem Stromeinspeisungsgesetz war ein Ausgleichsmechanismus unbekannt. Das hatte zur Konsequenz, dass es zu einer Ungleichverteilung der aus der Abnahme- und Vergütungspflicht resultierenden Belastungen kam: Energieversorgungsunternehmen, in deren Netzgebiet viele EEG-Anlagen Strom aus Erneuerbaren Energien einspeisten, hatten höhere Aufwendungen für Vergütungszahlungen als andere Energieversorgungsunternehmen. Diesem Problem wurde im Rahmen des EEG 2000 Rechnung getragen (Schwarz, 2014, 9).

<sup>7</sup> Im Rahmen des „100.000 Dächer-Solarstrom-Programms“ wurden von der Kreditanstalt für Wiederaufbau AöR (KfW) seit 1999-2003 zinsgünstige Darlehen zur Errichtung von Photovoltaikanlagen gewährt. Mit dem Programm wurde das Ziel verfolgt, 300 Megawatt neuinstallierter Photovoltaikleistung zu erreichen (vgl. <http://www.bmub.bund.de/presse/pressemitteilungen/pm/artikel/100000-daecher-solarstrom-programm-kurz-vor-dem-ziel/>, zuletzt abgerufen am 10. Mai 2016).

Novelliert wurde das EEG bis dato fünf Mal, und zwar 2004, 2009, 2012, 2014 und zuletzt 2016. Alle Novellierungen behielten das EEG-Grundfördersystem – also die Anschlusspflicht für EEG-Anlagen, die Abnahmepflicht für Strom aus Erneuerbaren Energien durch Netzbetreiber sowie die Vergütungspflicht für Strom aus Erneuerbaren Energien, meist für 20 Jahre, bei. Besonders hervorzuhebende Neuerung des EEG 2004 war die erstmalige Benennung fester Ausbauziele für Erneuerbare Energien: bis 2010 mindestens 12,5 Prozent und bis 2020 mindestens 20 Prozent an der Stromversorgung (Schwarz, 2014, 14). Die Neuerungen des am 1. Januar 2009 in Kraft getretenen EEG 2009 betrafen vor allem die Vergütungsvorschriften: Zu den Profiteuren gehörten insbesondere die Betreiber von Windenergie- und Biomasseanlagen, zu den angeblichen Verlierern die Betreiber von Photovoltaikanlagen. Jedoch gehörten die Vergütungssätze für Strom aus Sonnenenergie weiterhin zu den höchsten (Oschmann, 2008, 11ff.) und die garantierte Vergütung wurde deutlich langsamer abgesenkt als die Kosten für Photovoltaikanlagen fielen, sodass die Profitmarge für die Betreiber von Photovoltaikanlagen weiter stieg (vgl. Kronberger Kreis, 2014). Ferner wurde durch das EEG 2009 die Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien durch die Anlagenbetreiber stärker monetär incentiviert. Anlagenbetreiber können den aus Erneuerbaren Energien erzeugten Strom selbst vermarkten und erhalten dafür neben den Vermarktungserlösen zusätzliche garantierte Vergütungen von den Netzbetreibern. Die Teilnahme an der Direktvermarktung war für die Betreiber der EEG-Anlagen fakultativ. Daran änderte auch das Inkrafttreten des EEG 2012 nichts, das die Regeln zur Direktvermarktung von Strom aus Erneuerbaren Energien modifizierte und die sog. Direktvermarktung im Marktprämienmodell implementierte mit dem Ziel, die Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren Energien voranzutreiben (Schwarz, 2014, 19f.). Obligatorisch wird die Direktvermarktung im sog. Marktprämienmodell mit dem Inkrafttreten des EEG 2014 – allerdings nur für Betreiber von Neuanlagen ab einer bestimmten Größe.<sup>8</sup> Des Weiteren ist hervorzuheben, dass laut EEG 2014 und der laufenden EEG-Novelle 2016 spätestens ab 2017 die Bestimmung der Förderhöhe zumindest für große Anlagen über Ausschreibungen erfolgen soll, um die günstigste Form der Energieerzeugung jeweils bei den vorgegebenen Technologien zu ermitteln. Das EEG 2016 soll die Umstellung auf Ausschreibungen umsetzen, d. h. die Vergütung des Stroms aus Erneuerbaren Energien wird ab 2017 nicht wie bisher vom Gesetzgeber vorgegeben, sondern durch Ausschreibungen ermittelt (BR-Drucksache 355/16). Die Regelung gilt nur für große Neuanlagen, nicht aber für Altanlagen und kleine Neuanlagen. Die Kosten der Förderung werden seit 2000 in Form der EEG-Umlage (ct/kWh) über den Stromverbrauch auf EEG-pflichtige Letztverbraucher umgelegt, soweit diese nicht durch Sonderregelungen ganz oder teilweise von der Umlage befreit sind (BMW, 2016b<sup>9</sup>).

**Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG):** Die Umsetzung der Energiewende im Bereich der Stromerzeugung fußt nicht nur auf dem EEG, sondern auch auf dem Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG), das am 1. April 2002 in Kraft trat. Das KWKG 2002 wurde mehrmals modifiziert; die letzte Novelle trat zum 1. Januar 2016 in Kraft (BMW, 2016c<sup>10</sup>). Dabei wurde die Förderung kontinuierlich ausgebaut. Zweck des KWKG ist es, die Modernisierung und den Neubau von KWK-Anlagen, seit 2009 den Neu- und Ausbau von Wärmenetzen, seit 2011 bzw. 2012 den Neu- und Ausbau von Kältenetzen sowie den Neubau von Wärme- und Kältespeichern zu fördern. Dazu werden die Netzbetreiber verpflichtet, die förderfähigen KWK-Anlagen an ihre Netze anzuschließen sowie deren

---

<sup>8</sup> Das EEG 2014 sieht für Betreiber von Neuanlagen ab einer Leistung von 500 Kilowatt seit dem 1. August 2014 und für Betreiber von Neuanlagen ab einer Leistung von 100 Kilowatt seit dem 1. Januar 2016 eine Verpflichtung zur Direktvermarktung im Marktprämienmodell vor (§ 37 EEG).

<sup>9</sup> <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Energiemarkt-und-Verbraucherinformationen/preise,did=649352.html>, zuletzt abgerufen am 30. August 2016.

<sup>10</sup> <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/moderne-kraftwerkstechnologien.html>, zuletzt abgerufen am 29. Mai 2016.

Strom vorrangig in das Netz einzuspeisen. Ferner haben die KWK-Anlagenbetreiber einen Anspruch auf Zahlung von Zuschlägen für erzeugten KWK-Strom. Die Höhe der Zuschläge ist im KWKG fixiert. Ferner können auch die Betreiber von Wärme- und Kältenetzen sowie Kälte- und Wärmespeicher Zuschüsse für jedes realisierte Projekt beantragen. Die Zahlung der Zuschläge obliegt den Übertragungsnetzbetreibern. Diese haben das Recht, ihre Aufwendungen für die Zuschusszahlungen bei der Berechnung der Netznutzungsentgelte zum Ansatz zu bringen. Folglich werden auch die KWK-Zuschüsse von den Endverbrauchern finanziert, und zwar durch das Aufbringen der sog. KWK-Umlage (ct/kWh); diese ist in der Regel ein Bestandteil des Strompreises (BMWi, 2016d<sup>11</sup>).

**Ausstieg aus der Atomenergie:** Die Umsetzung der Energiewende im Bereich der Stromerzeugung beruht nicht nur auf der Förderung Erneuerbarer Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung, sondern auch auf dem Atomausstieg, der mit dem am 14. Juni 2000 zwischen der Bundesregierung (bestehend aus SPD und Bündnis 90/Die Grünen) sowie den Energieversorgungsunternehmen ausgehandelten Abkommen zum Atomausstieg (Atomkonsens) eingeleitet (Steinsiek und Laufer, 2012, 502) und mit dem am 26. April 2002 in Kraft getretenen „Gesetz zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität“ rechtlich abgesichert wurde (BMUB, 2002<sup>12</sup>). Im Jahr 2010 erfolgte unter der Bundesregierung (bestehend aus CDU/CSU und FDP) eine Novellierung des Gesetzes, die eine Verlängerung der Restlaufzeiten von Atomkraftwerken um durchschnittlich 12 Jahre zum Gegenstand hatte. Dieser Schritt wurde 2011 unter dem Eindruck der Reaktorkatastrophe von Fukushima in Japan nicht nur wieder rückgängig gemacht – der Atomausstieg wurde sogar beschleunigt; acht Kernkraftwerke mussten umgehend vom Netz genommen, die verbleibenden neun werden sukzessive bis 2022 stillgelegt.<sup>13</sup> Die Außerbetriebnahme von acht Kernkraftwerken wurde durch das Dreizehnte Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 31. Juli 2011 (BGBl, 2011, Teil I, Nr. 43, 1704<sup>14</sup>) bestätigt.

**Ausbau des Elektrizitätsversorgungsnetzes:** Die Integration Erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem erfordert den Ausbau des Elektrizitätsnetzes (dena-Netzstudien I und II, dena-Verteilnetzstudie). Dem wurde insbesondere durch die folgenden vier Gesetze Rechnung getragen: das Energiewirtschaftsgesetz (**EnWG**), das Netzausbaubeschleunigungsgesetz (**NABEG**), das Bundesbedarfsplangesetz (**BBPlG**), das Energieleitungsausbaugesetz (**EnLAG**). Das **EnWG** soll im Rahmen seiner Bestimmungen u. a. eine transparente und koordinierte Netzausbauplanung gewährleisten. Das **NABEG** dient dem Zweck, die Planungs- und Genehmigungsverfahren von Netzausbauprojekten, die mehrere Bundesländer betreffen oder Landesgrenzen überschreiten, zu erleichtern und damit den Netzausbau zu beschleunigen. Das Ziel vom **BBPlG** ist es auf Grundlage des Netzentwicklungsplans und des Offshore-Netzentwicklungsplans, die vordringlichen Ausbauvorhaben zu identifizieren. Notwendige und ausschließlich in der Zuständigkeit der Länder verbleibende vorrangige Projekte enthält neben dem Bundesbedarfsplan nach wie vor das **EnLAG**.

---

<sup>11</sup> <http://www.foerderdatenbank.de/Foerder-DB/Navigation/Foerderrecherche/suche.html?get=views;document&doc=7954>, zuletzt abgerufen am 29. Mai 2016 sowie <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/moderne-kraftwerkstechnologien.html>, zuletzt abgerufen am 29. Mai 2016.

<sup>12</sup> <http://www.bmub.bund.de/presse/pressemitteilungen/pm/artikel/atomausstiegsgesetz-nimmt-letzte-huerde/>, zuletzt abgerufen am 12.05.2016.

<sup>13</sup> Vgl. <https://www.bundesregierung.de/Content/DE/Lexikon/StichworteAZ/M/moratorium.html>, zuletzt abgerufen am 29. Mai 2016.

<sup>14</sup>

[http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?start=%2F%2F\\*%5B%40attr\\_id%3D%27bgbl111s1704.pdf%27%5D#\\_\\_bgbl\\_\\_%2F%2F\\*%5B%40attr\\_id%3D%27bgbl111s1704.pdf%27%5D\\_\\_1470750126976](http://www.bgbl.de/xaver/bgbl/start.xav?start=%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl111s1704.pdf%27%5D#__bgbl__%2F%2F*%5B%40attr_id%3D%27bgbl111s1704.pdf%27%5D__1470750126976), zuletzt abgerufen am 29. Mai 2016.

Es zeigt konkret auf, wo ein vordringlicher Ausbaubedarf besteht. Gegenwärtig nennt es 22 Vorhaben (ursprünglich 24), die Realisierungspriorität genießen (BMW, 2016e<sup>15</sup>).

**Strommarktgesetz/Reservekapazitätsverordnung:** Mit dem 2015 vom Bundeskabinett beschlossenen Strommarktgesetz werden zentrale Maßnahmen des Weißbuches „Ein Strommarkt für die Energiewende<sup>16</sup>“ umgesetzt. Vor dem Hintergrund des Untersuchungsgegenstandes der Studie sind hier insbesondere die Verlängerung der Netzreserve sowie die Einführung der Kapazitätsreserve (außerhalb des Strommarktes) im Umfang von 4,4 GW, die durch die Kapazitätsreserveverordnung konkretisiert wird, zu nennen. Zentrales Ziel dieser Maßnahmen ist es, die Versorgungssicherheit in Deutschland trotz Ausbau der auf nicht-deterministischen Energiequellen basierenden Stromerzeugung zu gewährleisten. Darüber hinaus sieht das Strommarktgesetz vor, dass zwecks Klimaschutz zusätzlich 2,7 GW Braunkohlekraftwerke stillgelegt und in eine Sicherheitsbereitschaft überführt werden. Das Strommarktgesetz soll ab Frühjahr 2016 greifen (BMW, 2016f<sup>17</sup> und BMW, Pressemitteilung vom 4. November 2016<sup>18</sup>). Auch diese Maßnahme ist mit zusätzlichen Kosten für die Stromverbraucher verbunden.

Ein chronologischer Überblick über die dargestellten Kernelemente zur Umsetzung der Energiewende im Bereich der Stromerzeugung findet sich in Tabelle 1.

---

<sup>15</sup> <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Netze-und-Netzausbau/stromnetze-der-zukunft,did=354044.html>, zuletzt abgerufen am 20. Mai 2016.

<sup>16</sup> <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/Strommarkt-2-0/stellungnahmen-weissbuch,did=718200.html>, zuletzt abgerufen am 20. Mai 2016.

<sup>17</sup> <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/strommarkt-2-0.html>, zuletzt abgerufen am 20. Mai 2016.

<sup>18</sup> <http://bmwi.de/DE/Presse/pressemitteilungen,did=737228.html>, zuletzt abgerufen am 20. Mai 2016.

TABELLE 1: GESETZLICHE MAßNAHMEN ZUR UMSETZUNG DER ENERGIEWENDE

Jahr	Maßnahme
1991	Einführung des Stromeinspeisegesetzes
1998	Einführung der Stromsteuer
2000	Ablösung des Stromeinspeisegesetzes durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)
2000	Ausstiegsbeschluss aus der Kernenergie, Abkommen zum Atomausstieg
2002	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Einführung des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes</li> <li>▪ Einführung des Gesetzes zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität</li> </ul>
2009	Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG)
2010	Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke durch Novellierung des Gesetzes zur geordneten Beendigung der Kernenergienutzung zur gewerblichen Erzeugung von Elektrizität
2011	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Endgültige Stilllegung von acht Kernkraftwerken und Verkürzung der Restlaufzeiten für die verbleibenden Kernkraftwerke durch „Dreizehntes Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes vom 31. Juli 2011“</li> <li>▪ Netzausbaubeschleunigungsgesetz Übertragungsnetz (NABEG)</li> </ul>
2013	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG)</li> <li>▪ Reservekraftwerksverordnung (ResKV)</li> </ul>
2015	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)</li> <li>▪ Kapazitätsreserveverordnung (KapResV)</li> </ul>

Quelle: Eigene Darstellung.

### 3. KOSTEN DER ENERGIEWENDE IM BEREICH DER STROMERZEUGUNG

Im Rahmen der vorliegenden Studie unterscheiden wir zwischen i) den direkten Kosten, ii) den indirekten Kosten und iii) den weiteren Kosten der Energiewende.

- i) Zu direkten Kosten der Energiewende zählen wir die EEG-Umlage und die KWK-Zuschläge. Sie werden in Kapitel 3.1 näher betrachtet.
- ii) Unter indirekten Kosten der Energiewende sind Folgekosten der Förderung zu verstehen, die zu höheren Strompreisen für die Letztverbraucher führen. Zu nennen sind hier die Kosten für abschaltbare Lasten nach § 18 AbLaV, die Kosten der Offshore-Haftungsumlage nach § 17 F EnWG, die Redispatch-Kosten, die Kosten des Einspeisemanagements nach § 15 Abs. 1 EEG, die Kosten der Netz-, Kapazitäts- und Klimareserve sowie die Netzausbaukosten. Eine Bestimmung der indirekten Kosten findet in Kapitel 3.2 statt.
- iii) In der Kategorie der weiteren Kosten werden Kosten der Energiewende erfasst, die sich weder den direkten noch den indirekten Kosten richtig zuordnen lassen. In diesem Zusammenhang sind die Kosten öffentlicher Forschungsförderung im Bereich der Erneuerbaren Energien, Kosten der KfW-Förderprogramme, Kosten der negativen Strompreise sowie die Kosten der außerplanmäßigen Abschreibungen auf den konventionellen Kraftwerkspark der Energieversorgungsunternehmen E.ON, Vattenfall, RWE sowie EnBW zu verstehen. Die indirekten Kosten werden im Kapitel 3.3 erfasst.

#### 3.1 DIREKTE KOSTEN DER ENERGIEWENDE

Die Umsetzung der Energiewende im Bereich der Stromerzeugung fußt zum einen auf der Förderung des Stroms aus Erneuerbaren Energien, wie z. B. Wind, Sonne, Wasser und Geothermie, zum anderen auf der Förderung des Stroms aus Kraft-Wärme-Kopplung-Anlagen (KWK-Anlagen), der Wärme- und Kältenetze sowie der Wärme- und Kältespeicher. Als direkte Kosten der Energiewende werden im Folgenden die Förderkosten verstanden, die über eine Abgabe auf den Stromverbrauch in Form der EEG- und KWK-Umlage finanziert werden. Ziel der folgenden Kapitel ist es, die Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und KWK-Anlagen – auch im Hinblick auf die Zielerreichung – kurz zu skizzieren, die Entwicklung der EEG- und KWK-Umlage zu beleuchten sowie die Kosten der Förderung für die Jahre 2000-2025 zu beziffern.

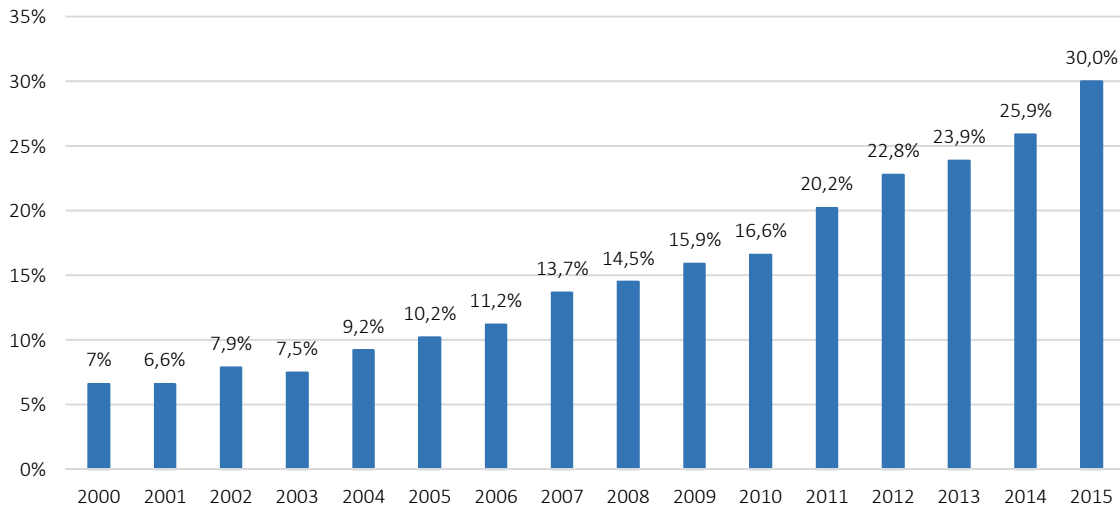
##### 3.1.1 ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN

Mit der Einführung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes im Jahr 2000 ist der Anteil Erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung kontinuierlich gewachsen, und zwar von 7 % im Jahr 2000 auf 16,6 % im Jahr 2010 und 30 % im Jahr 2015 (vgl. Abbildung 1).

Von besonderer Bedeutung ist dabei der aus Windenergie gewonnene Strom. Sein Anteil an der Bruttostromerzeugung der Erneuerbaren Energien ist mit Abstand seit Jahren der höchste und betrug 2015

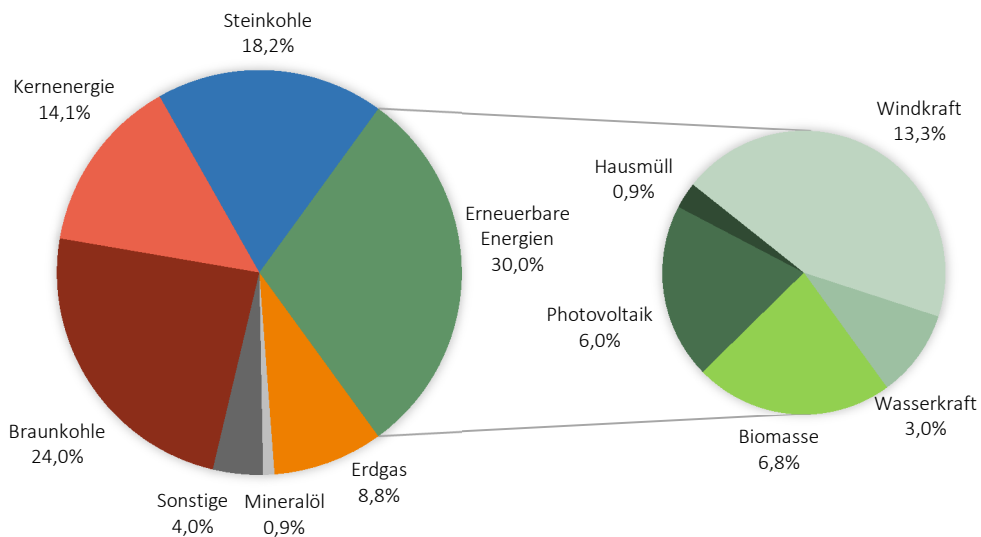
13,3 %. Der Anteil des Stroms aus Sonnenenergie bzw. Photovoltaik und Biomasse belief sich auf 6 % bzw. 6,8 %, der aus Wasser auf 3 % (vgl. Abbildung 2).

ABBILDUNG 1: ANTEIL ERNEUERBARER ENERGIEN AN DER BRUTTOSTROMERZEUGUNG IN DEUTSCHLAND IN DEN JAHREN 2000-2015



Quelle: Statista, 2016.

ABBILDUNG 2: ANTEIL ERNEUERBARER ENERGIEN AN DER BRUTTOSTROMERZEUGUNG 2015



Quelle: BMWi, 2016g<sup>19</sup>.

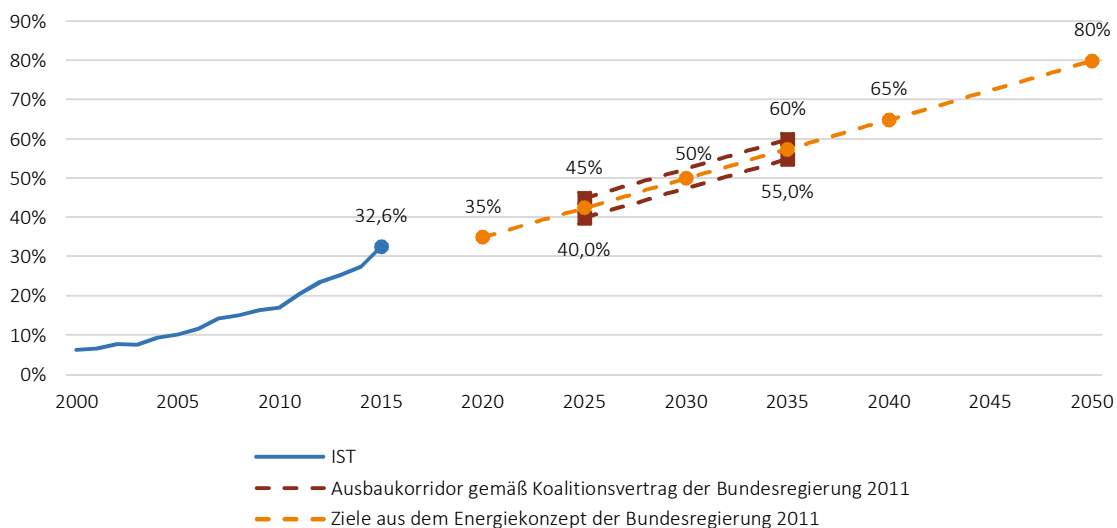
<sup>19</sup> <https://www.bmw.de/DE/Themen/Energie/Erneuerbare-Energien/erneuerbare-energien-auf-einen-blick.html>, zuletzt abgerufen am 21. Juni 2016.



Maßgeblich für die Beurteilung der Erreichung von Zielen, die von der Bundesregierung formuliert wurden, ist jedoch nicht der Anteil Erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung, sondern der Anteil Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch. Dieser betrug im Jahr 2015 32,6 %. Damit erscheinen die Zielvorgaben der Bundesregierung zwar ambitioniert, aber nicht unerreichbar (vgl. Abbildung 3), da das im Energiekonzept der Bundesregierung formulierte Zwischenziel für 2020 von mindestens 35 % fast erreicht ist (BDEW, 2016a, 17-21).

Zur Erinnerung: Im Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2011 heißt es, dass der Anteil der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch im Jahr 2020 35 %, 2030 50 %, 2040 65 % und 2050 80 % betragen soll. Im Koalitionsvertrag zwischen der CDU, CSU und SPD, also der aktuellen Bundesregierung, sind weitere Zwischenziele in Form eines Ausbaukorridors definiert: 40 % bis 45 % im Jahre 2025, 55 % bis 60 % im Jahr 2035. Diese sind auch im § 1 Abs. 2 EEG 2014 festgeschrieben. Der Ausbaukorridor rahmt die Zielformulierungen des Energiekonzepts aus dem Jahr 2011 somit ein (vgl. Abbildung 3).

ABBILDUNG 3: BEITRAG UND ZIELE DER ERNEUERBAREN ENERGIEN



Quelle: BDEW, 2016a, 23; BMWi, 2013, 10.

### 3.1.2 ERMITTLUNG DER EEG-UMLAGE – SCHEMATISCHE DARSTELLUNG

Die Förderung des Stroms aus Erneuerbaren Energien wird mittels der EEG-Umlage finanziert. Für die Ermittlung der EEG-Umlage sind die Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich (§ 3 AusglMechV). Von zentraler Bedeutung ist in diesem Zusammenhang das sog. „EEG-Konto“, auf dem die Kosten und die Erlöse zusammengeführt werden (vgl. Abbildung 4). Die Kosten bestehen zu einem großen Teil aus der Förderung durch die EEG-Einspeisevergütung und der Förderung über die Marktprämie bzw. Managementprämie, die Erlöse resultieren aus der Vermarktung des Stroms aus Erneuerbaren Energien an der Strombörse.

ABBILDUNG 4: EEG-KONTO – KOSTEN UND ERLÖSE

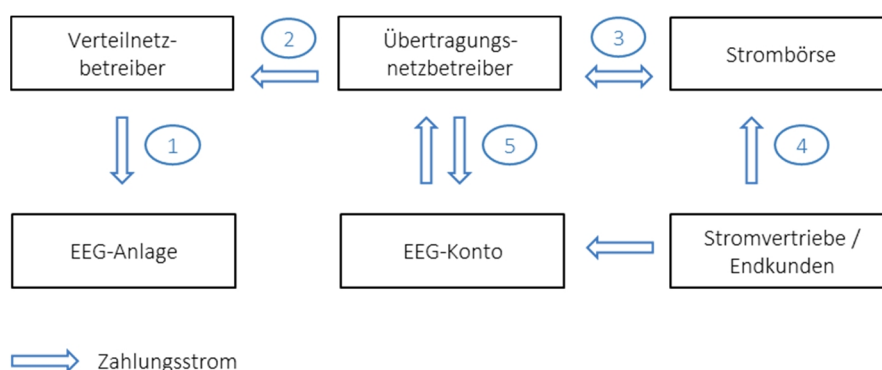
EEG-Konto	
Ausgaben	Einnahmen
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zahlung der EEG-Einspeisevergütung an EEG-Anlagenbetreiber</li> <li>• Zahlung der Markt- und Managementprämie an EEG-Anlagenbetreiber</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Einnahmen aus der Vermarktung des Stroms aus EEG-Anlagen an der Strombörse durch die Übertragungsnetzbetreiber</li> <li>• <u>Differenz</u>: EEG-Umlage</li> </ul>
	Saldo: 0

Quelle: IWR, 2015<sup>20</sup>.

**EEG-Einspeisevergütung:** Bei der Förderung via Einspeisevergütung erhalten die Betreiber der EEG-Anlagen pro eingespeiste Kilowattstunde eine vom Gesetzgeber reglementierte, meist konstante Vergütung (ct/kWh), und zwar über einen Förderzeitraum von 20 Jahren (zuzüglich des Inbetriebnahmejahres). Ausbezahlt wird sie vom zuständigen Anschlussnetzbetreiber. Die Höhe der Vergütung hängt von diversen Parametern ab, die von Energieträger zu Energieträger variieren. So wird die Höhe der Einspeisevergütung u. a. von der Anlagengröße, dem Jahr der Installation, dem Ort der Installation oder den technischen Anlagenspezifikationen determiniert (Graeber, 2014, 20f.). Die gesetzliche Grundlage hierfür bildet das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG).

Der Mechanismus zur Förderung der Stromerzeugung via Einspeisevergütung ist in Abbildung 5 veranschaulicht.

ABBILDUNG 5: FÖRDERMECHANISMUS BEI DER EINSPEISEVERGÜTUNG



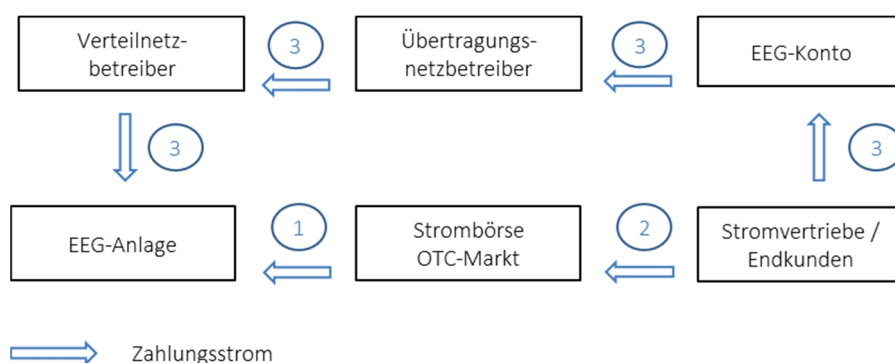
Quelle: Graeber, 2014, 21.

<sup>20</sup> <http://iwr-institut.de/de/component/content/article?id=148:erneuerbare-energien-werden-subventioniert-staat-zahl-keinen-cent>, zuletzt abgerufen am 26. April 2016.

Daran ist zu erkennen, dass der in EEG-Anlagen erzeugte Strom von den Anschlussnetzbetreibern – hierbei handelt es sich in der Regel um Verteilungsnetzbetreiber, da nur wenige EEG-Anlagen direkt an das Übertragungsnetz angeschlossen sind – abgenommen und entsprechend dem EEG vergütet wird (Schritt 1 in Abbildung 5). Die Verteilungsnetzbetreiber leiten den Strom aus EEG-Anlagen an die Übertragungsnetzbetreiber weiter. Die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) vergüten wiederum den Verteilungsnetzbetreibern den EEG-Strom (Schritt 2 in Abbildung 5). Die Vergütung entspricht in der Summe der Einspeisevergütung, die von den Verteilungsnetzbetreibern an die EEG-Anlagenbetreiber ausgeschüttet wurde. Die Übertragungsnetzbetreiber vermarkten den Strom aus EEG-Anlagen an der Strombörse zum jeweiligen Marktpreis (Schritt 3 in Abbildung 5). Von dort gelangt der Strom entweder direkt oder über Zwischenhändler an die Endkunden (Schritt 4 in Abbildung 5). Da der Marktpreis für Strom an der Strombörse in der Regel niedriger als die EEG-Einspeisevergütung ist, fällt auch der Erlös der Übertragungsnetzbetreiber aus dem Verkauf des EEG-Stroms an der Strombörse niedriger aus als die Zahlung an die Verteilungsnetzbetreiber. Die Differenz zwischen dem Erlös aus der Vermarktung des EEG-Stroms und der Ausschüttung der EEG-Einspeisevergütung an die Verteilungsnetzbetreiber entnimmt der Übertragungsnetzbetreiber aus dem EEG-Konto (Schritt 5 in Abbildung 5). Die hierfür notwendigen Mittel werden dem EEG-Konto wiederum über die sogenannte EEG-Umlage zugeführt, die bei den Strom-Endverbrauchern erhoben wird (Graeber, 2014, 21f.).

Markt- und Managementprämie: Neben der Förderung über die Einspeisevergütung haben die EEG-Anlagenbetreiber seit dem Inkrafttreten des EEG 2009 – als Alternative zur festen Einspeisevergütung – die Möglichkeit, Förderung über das Marktprämienmodell zu erhalten. Voraussetzung hierfür ist, dass die EEG-Anlagenbetreiber den in ihren Anlagen erzeugten Strom entweder selbständig oder über einen Dienstleister direkt an Dritte, wie z. B. Energieversorgungsunternehmen oder Stromhändler, veräußern. Ein Wechsel von der Einspeisevergütung zur Marktprämie und vice versa ist zum ersten Kalendertag eines Monats auf Antrag möglich (§ 17 EEG 2012). Die Vermarktung des EEG-Stroms kann „over the counter“ oder an der Strombörse erfolgen. Der Anlagenbetreiber bekommt dort den jeweiligen Marktpreis (Schritt 1 in Abbildung 6). Auch hier erfolgt die Lieferung des Stroms an die Endkunden entweder direkt oder über Zwischenhändler (Schritt 2 in Abbildung 6). Darüber hinaus erhalten die EEG-Anlagenbetreiber von den Netzbetreibern eine sogenannte Marktprämie, die über das EEG-Konto, genauer gesagt die EEG-Umlage und damit durch den Endkunden, finanziert wird (Schritt 3 in Abbildung 6).

ABBILDUNG 6: FÖRDERMECHANISMUS BEIM MÄRKTPRÄMIENMODELL



Quelle: Graeber, 2014, 23.

Die Marktprämie lässt sich in eine sogenannte gleitende Prämie, eine Profilservicekomponente und eine Handelsprämie unterteilen. Ziel der gleitenden Prämie ist es, die Differenz zwischen der EEG-Einspeisevergütung und dem Verkaufserlös auszugleichen, um eine Schlechterstellung des EEG-Anlagenbetreibers gegenüber der EEG-Einspeisevergütung zu vermeiden.<sup>21</sup> Die Profilservicekomponente bildet zusammen mit der Handelsprämie die sog. Managementprämie. Diese wird als fixe Prämie (in ct/kWh) an die EEG-Anlagenbetreiber gezahlt und variiert je nach Energieträger (Monopolkommission, 2011, 235). Zweck der Managementprämie ist es, die Kosten der Direktvermarktung der EEG-Anlagenbetreiber zu decken (Monopolkommission, 2011, 234f; Graeber, 2014, 24), zu denen z. B. Transaktionskosten, Personalkosten für eine Handelsabteilung, Kosten für Technik und Büros sowie Kosten der Einbindung der EEG-Anlagen in das IT-System gehören (Monopolkommission, 2011, 235).

An dieser Stelle ist zu ergänzen, dass es mit dem Inkrafttreten des EEG 2014 für Neuanlagen keine Managementprämie als eigene Rechnungsgröße mehr gibt. Sie wurde in die Marktprämie eingepreist und verringert (BDEW, 2016a, 45).

Die Implementierung des Marktprämienmodells soll Anreize zur Direktvermarktung von EEG-Strom schaffen. Darüber hinaus wird damit die bedarfsgerechte Stromproduktion bei steuerbaren Anlagen wie z. B. den Biogasanlagen gefördert (BDEW, 2016a, 45).

EEG-Umlage: Die Differenz zwischen den Kosten der Förderung Erneuerbarer Energien, die sich aus der Zahlung der EEG-Einspeisevergütung sowie der Markt- und Managementprämie an die EEG-Anlagenbetreiber zusammensetzt, und den Erlösen der Übertragungsnetzbetreiber aus der Vermarktung des Stroms aus Erneuerbaren Energien zum Marktpreis an der Strombörse, wird über die EEG-Umlage auf die Endverbraucher für Strom in Deutschland umgelegt.

Wie in Kapitel 2 bereits erwähnt, wird die Höhe der Vergütungszahlungen für große EE-Anlagen ab 2017 nicht mehr vom Gesetzgeber festgelegt, sondern im Rahmen von Ausschreibungsverfahren ermittelt (BR-Drucksache 366/16 vom 8. Juli 16). An der Finanzierung der EEG-Umlage durch die Endverbraucher ändert dies aber nichts.

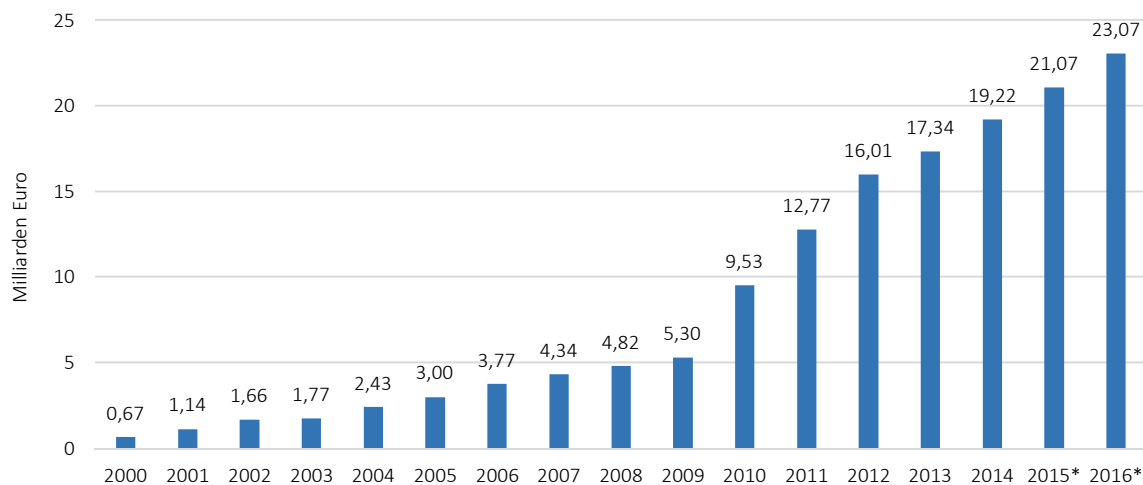
### 3.1.3 ENTWICKLUNG DER EEG-DIFFERENZKOSTEN IM ZEITRAUM 2000-2016

Mit der Zunahme des Anteils von Strom aus Erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung und dem Bruttostromverbrauch in Deutschland sind auch die EEG-Differenzkosten pro Jahr gestiegen. Anhand der Abbildung 7 ist zu erkennen, dass die EEG-Differenzkosten seit dem Jahr 2000 kontinuierlich, zum Teil sprunghaft, gestiegen sind: Im Jahr 2000 beliefen sich die EEG-Differenzkosten auf 667 Millionen Euro, 2005 stiegen sie auf fast 3 Milliarden Euro, 2010 auf fast 10 Milliarden Euro und 2015 auf mehr als 21 Milliarden Euro. Auch 2016 werden die EEG-Differenzkosten voraussichtlich weiter steigen, und zwar auf ca. 23 Milliarden Euro. Die Summe der EEG-Differenzkosten der Jahre 2000-2016 beläuft sich derzeit auf ca. 147,89 Milliarden Euro.

---

<sup>21</sup> Nähere Informationen zu den Komponenten der Marktprämie finden sich z. B. bei Sensfuss und Ragwitz (2009) sowie Monopolkommission (2011).

ABBILDUNG 7: ENTWICKLUNG DER EEG-DIFFERENZKOSTEN



\*ex ante prognostizierte EEG-Differenzkosten.

Quelle: BMWi, 2015h.

Die Höhe der EEG-Differenzkosten hängt von verschiedenen Faktoren ab. Zu nennen sind hier insbesondere die Höhe der EEG-Einspeisevergütung, die vom Gesetzgeber reglementiert ist, der Zubau von EEG-Anlagen bzw. EEG-Erzeugungskapazitäten sowie die Entwicklung der Strommenge aus Erneuerbaren Energien. Grundsätzlich gilt, je niedriger die EEG-Einspeisevergütung (ct/kWh), der Zubau an EEG-Anlagen sowie die erzeugte Strommenge aus Erneuerbaren Energien, desto niedriger sind die EEG-Differenzkosten (Öko-Institut, 2015), ceteris paribus.

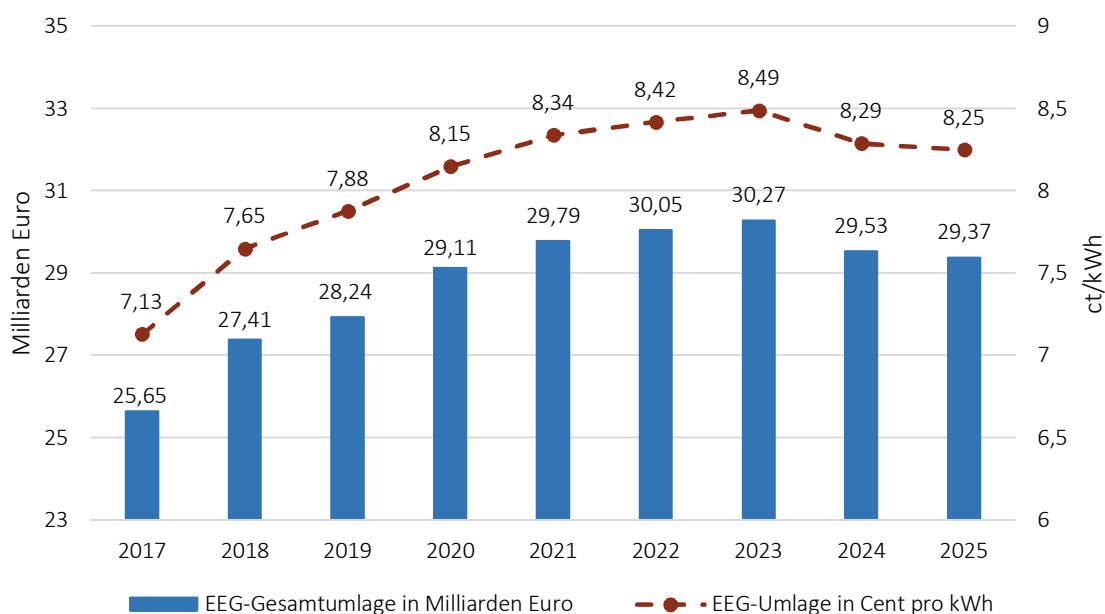
Darüber hinaus hängt die Höhe der EEG-Differenzkosten von den Einnahmen der Übertragungsnetzbetreiber aus dem Verkauf/der Vermarktung des Stroms aus Erneuerbaren Energien an der Strombörse ab. Diese sind rückläufig. Letzteres ist laut BDEW (2016a, 46) zum einen auf gesunkene Preise an der Strombörse zurückzuführen, zum anderen aber auch auf die intensivere Nutzung der Marktprämie, was die EEG-Differenzkosten bzw. die EEG-Umlage tendenziell in die Höhe treibt. Ursächlich hierfür ist das gesunkene Preisniveau an der Strombörse u. a. in Folge des Merit-Order-Effektes der Erneuerbaren Energien. Vom Merit-Order-Effekt der Erneuerbaren Energien ist die Rede, wenn die Vorrang einspeisung Erneuerbarer Energien zur Absenkung des Großhandelspreises für Strom führt, wodurch die EEG-Differenzkosten und damit die EEG-Umlage tendenziell steigen (Öko-Institut, 2015; Sensfuß et al., 2008). Eine weitere Ursache für den Rückgang der Vermarktungserlöse der Übertragungsnetzbetreiber ist die steigende Zahl der EEG-Anlagenbetreiber, die das Marktprämienmodell nutzt und ihren Strom selbständig „over the counter“ oder an der Strombörse vermarktet (BDEW, 2016a, 46).

### 3.1.4 ENTWICKLUNG DER EEG-GESAMTUMLAGE IM ZEITRAUM 2017-2025

Nach Schätzungen des Öko-Instituts wird die EEG-Umlage (in ct/kWh) weiter kontinuierlich steigen (vgl. Abbildung 8), und zwar von 6,35 Cent pro Kilowattstunde im Jahr 2016 auf 7,13 Cent pro Kilowattstunde im Jahr 2017. Der Anstieg der EEG-Umlage setzt sich bis ins Jahr 2023 fort; dort beläuft sich die EEG-Umlage voraussichtlich auf 8,49 Cent pro Kilowattstunde. Erst im Jahr 2024 ist mit einem Rückgang der

EEG-Umlage zu rechnen.<sup>22</sup> Ursächlich hierfür ist laut Öko-Institut der Umstand, dass alte EEG-Anlagen mit besonders hohen Vergütungsansprüchen sukzessive die maximale Förderdauer erreichen und aus dem EEG ausscheiden, die neueren EEG-Anlagen den Strom deutlich günstiger produzieren (Öko-Institut, 2015). Befürworter eines ungesteuerten EE-Ausbaus und der äußerst großzügigen Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien haben in der Vergangenheit jedoch immer wieder durch viel zu optimistische Fehlprognosen gegläntzt, welche systematisch viel zu niedrig waren. Im Februar 2011 haben z. B. Traber, Kemfert und Diekmann vom DIW Berlin prognostiziert, dass die EEG-Umlage nach der Erhöhung von 2,047 Cent/kWh (2010) auf 3,530 Cent/kWh (2011) im Jahr 2012 wieder deutlich abgesenkt würde (auf unter 3,0 Cent/kWh). Erst 2017 werde die EEG-Umlage wieder das Niveau von 2011 erreichen.<sup>23</sup> Im Jahr 2020 „wird die EEG-Umlage als Bestandteil des Verbraucherpreises dann real mit 3,64 Cent pro kWh nur wenig höher sein als gegenwärtig.“<sup>24</sup> Stattdessen liegt sie im Jahr 2015 bereits bei 6,35 Cent/kWh. Für 2017 wird eine Umlage von mehr als 7 Cent/kWh erwartet. Ähnlich falsche Prognosen wie die von Traber, Kemfert und Diekmann (2011) wurden von Forschern des Wuppertaler Instituts für Klima, Umwelt, Energie im Auftrag der Agentur für Erneuerbare Energien geliefert.<sup>25</sup> Die Verwendung der Prognosen des Öko-Instituts für die Entwicklung der EEG-Umlage dürften also sehr konservativ niedrig sein.

ABBILDUNG 8: PROGNOTIZIERTE ENTWICKLUNG DER EEG-UMLAGE (IN CT/KWH) UND DER EEG-GESAMTUMLAGE FÜR DEN ZEITRAUM 2017-2025



Quelle: Öko-Institut, EEG-Rechner, Version v3.2.06 vom 31. August 2016, Expertenmodus, Blatt „MOD-Berechnungen“, Zeile 354.

<sup>22</sup> Die Schätzungsergebnisse sind im EEG-Rechner (für Excel), im Blatt „MOD-Berechnungen“ des Expertenmodus (Version v3.2.06 vom 31.08.2016) hinterlegt. Dort finden sich auch nähere Informationen zur Parametrisierung. Der EEG-Rechner wurde vom Öko-Institut im Auftrag von Agora Energiewende entwickelt und kann unter <https://www.agora-energiewende.de/de/themen/-agothem-/Produkt/produkt/124/EEG-Rechner+f%C3%BCr+Excel/> eingesehen werden.

<sup>23</sup> Vgl. Traber, Kemfert und Diekmann (2011), insbesondere Abbildung 4, S. 8.

<sup>24</sup> Siehe Traber, Kemfert und Diekmann, a.a.O., S. 2.

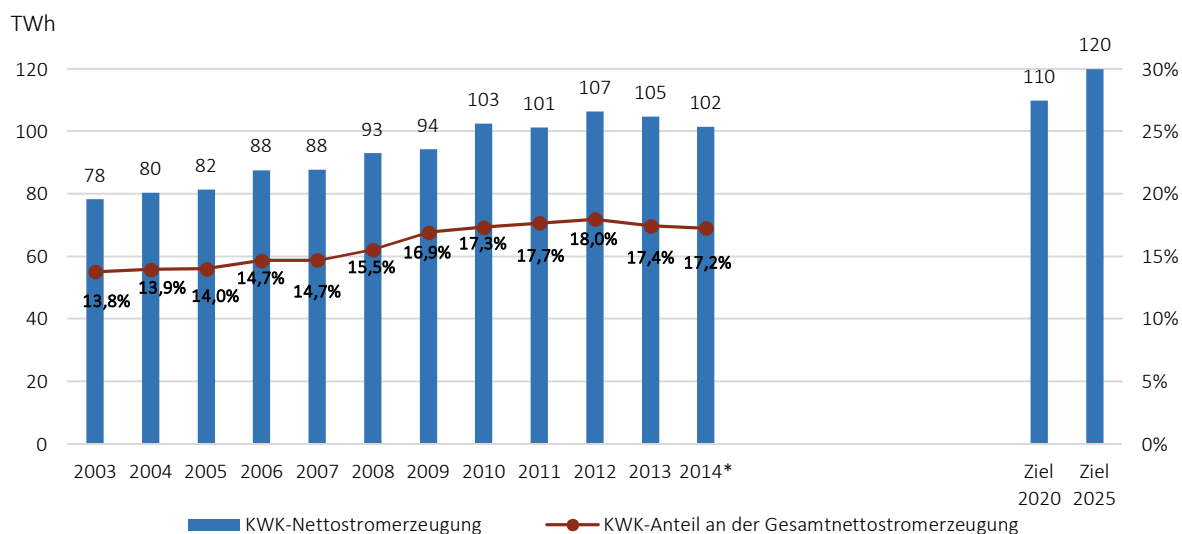
<sup>25</sup> Für eine Zusammenfassung weiterer Fehlprognosen siehe Haucap, Klein und Kühling (2013).

Äquivalent zur EEG-Umlage (in ct/kWh) wird auch die EEG-Gesamtlage (in Mrd. pro Jahr) kontinuierlich steigen, und zwar von 25,65 Milliarden Euro im Jahr 2017 auf 30,27 Milliarden Euro im Jahr 2023. Erst 2024 ist mit einem beginnenden Rückgang dieser zu rechnen. Insgesamt wird die kumulierte EEG-Gesamtlage in den Jahren 2017 bis 2025 etwa 259,6 Milliarden Euro (nominal) betragen.

### 3.1.5 ENTWICKLUNG DER STROMERZEUGUNG AUS KWK-ANLAGEN

Mit der Einführung des Gesetzes für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) im Jahr 2002 konnte die KWK-Nettostromerzeugung in Deutschland erhöht werden – sowohl absolut als auch anteilig: In dem Zeitraum 2003 bis 2010 stieg die KWK-Nettostromerzeugung um 25 Terawattstunden (TWh), von 78 TWh auf 103 TWh, der Anteil der KWK-Nettostromerzeugung an der Nettostromerzeugung in Deutschland um 3,5 %, von 13,8 % auf 17,3 %. Die höchsten Werte wurden bis dato im Jahr 2012 erreicht; die KWK-Nettostromerzeugung betrug ca. 107 TWh, der Anteil der KWK-Nettostromerzeugung an der Nettostromerzeugung in Deutschland umfasste 18 %. Seit 2013 sinken die Werte. Im Jahr 2014 wurden insgesamt 102 TWh Strom in KWK-Anlagen erzeugt; dies entspricht 17,2 % der Nettostromerzeugung in Deutschland (vgl. Abbildung 9). Ob die in § 1 Abs. 1 Satz 1 KWKG formulierten Zielvorgaben, die Nettostromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen auf 110 TWh bis zum Jahr 2020 und auf 120 TWh bis zum Jahr 2025 zu erhöhen, trotzdem erreicht werden, bleibt abzuwarten.

ABBILDUNG 9: NETTOSTROMERZEUGUNG MIT KRAFT-WÄRME-KOPPLUNG



\* vorläufige Angaben.

Ziele für 2020 und 2025 nach KWKG 2016.

Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanz, Auswertung zur Energiebilanz 1990 bis 2014, Stand 08/2015<sup>26</sup>.

In KWK-Anlagen (z. B. in einem Blockheizkraftwerk) können Primärenergieträger, wie z. B. Erdgas, Kohle und biogene Brennstoffe, gleichzeitig in Strom und Nutzwärme umgewandelt werden. Die Technik gilt als

<sup>26</sup> <https://www.umweltbundesamt.de/indikator-kraft-waerme-kopplung-kwk>, zuletzt abgerufen am 10. August 2016.

effizient, weil durch die kombinierte Erzeugung weniger Primärenergie benötigt (als bei der Erzeugung in getrennten Anlagen) und CO<sub>2</sub> emittiert wird (Umweltbundesamt, 2016<sup>27</sup>).

### 3.1.6 ENTWICKLUNG DER KWK-ZUSCHLÄGE

Im Rahmen des Gesetzes für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (KWKG) werden die Netzbetreiber verpflichtet, die förderfähigen KWK-Anlagen an ihre Netze anzuschließen und deren Strom vorrangig in das Netz einzuspeisen. Ferner haben die KWK-Anlagenbetreiber einen Anspruch auf Zahlung von Zuschlägen für erzeugten KWK-Strom. Die Höhe der Zuschläge ist im KWKG fixiert. Darüber hinaus können auch die Betreiber von Wärme- und Kältenetzen sowie Kälte- und Wärmespeichern Zuschüsse pro realisiertes Projekt beantragen. Die Zahlung der Zuschläge obliegt den Übertragungsnetzbetreibern. Diese haben das Recht, ihre Aufwendungen für die Zuschusszahlungen bei der Berechnung der Netznutzungsentgelte zum Ansatz zu bringen. Folglich werden auch die KWK-Zuschüsse von den Endverbrauchern finanziert, und zwar durch das Aufbringen der sog. KWK-Umlage (ct/kWh); diese ist in der Regel ein Bestandteil des Strompreises (BMWi, 2016d<sup>28</sup>). Die Entwicklung der ausbezahlten KWKG-Zuschüsse ist in Abbildung 10 dargestellt.

Die Abbildung zeigt, dass die Auszahlungen Schwankungen unterliegen. In dem Zeitraum 2002 bis 2005 ist die Summe der Zuschüsse tendenziell gestiegen, und zwar von 678 Millionen Euro auf 862 Millionen Euro. Danach folgte ein Rückgang; den Tiefpunkt bildete mit 220 Millionen Euro das Jahr 2011. Seit 2012 steigt die jährlich ausgezahlte Summe an Zuschüssen wieder an. Im Jahr 2016 wird mit ca. 1,14 Milliarden Euro die bis dato höchste Auszahlung an Fördergeldern gemäß KWKG erwartet. Insgesamt wurden für die Förderung seit 2002 bis 2016 ca. 8,96 Milliarden Euro ausgegeben.

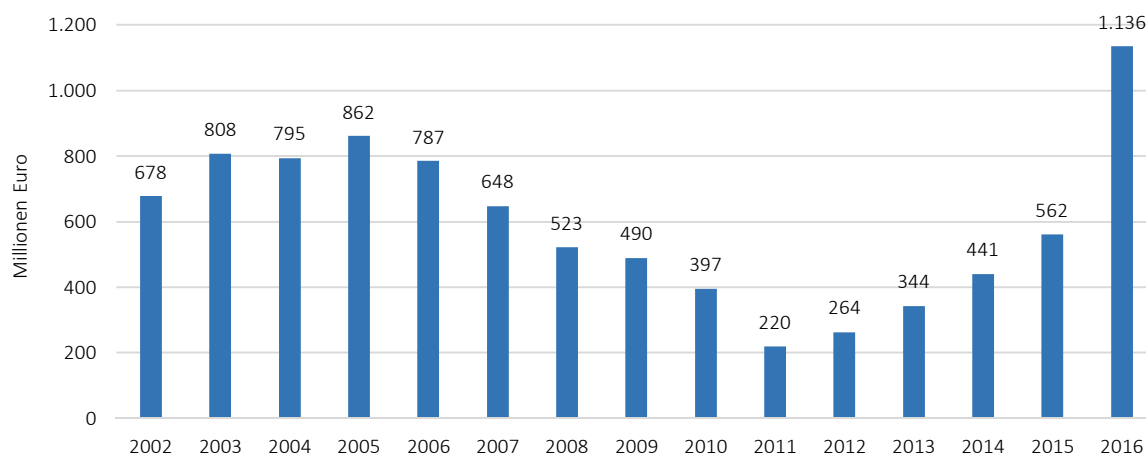
---

<sup>27</sup> <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energiebereitstellung-verbrauch/kraft-waerme-kopplung-kwk>, zuletzt abgerufen am 10. August 2016.

<sup>28</sup> <http://www.foerderdatenbank.de/Foerder-DB/Navigation/Foerderrecherche/suche.html?get=views;document&doc=7954>, zuletzt abgerufen am 30. August 2016 sowie <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/moderne-kraftwerkstechnologien.html>, zuletzt abgerufen am 29. Mai 2016.



ABBILDUNG 10: ENTWICKLUNG DER KWK-FÖRDERKOSTEN/KWK-ZUSCHLÄGE



Quelle: Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, [netztransparenz.de](http://netztransparenz.de)<sup>29</sup>.

Im Gegensatz zur Förderung Erneuerbarer Energien ist die Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung gedeckelt; die Förderkosten für KWK-Strom aus neuen und bestehenden KWK-Anlagen, für Wärme- und Kältenetze sowie für Wärme- und Kältespeicher darf seit dem Inkrafttreten der KWK-Novelle zum 1. Januar 2016 nicht mehr als 1,5 Milliarden Euro pro Jahr betragen, wobei die Summe der Zuschüsse für Wärme- und Kältenetze sowie Wärme- und Kältespeicher 150 Millionen Euro pro Jahr nicht überschreiten darf (§ 29 Abs. 1 und Abs. 2 KWKG). Ferner sieht das KWKG lediglich eine Förderung bis zum 31. Dezember 2022 vor (§ 6 Abs. 1 Nr. 1 KWKG).

Für die Schätzung der Förderkosten für den Zeitraum 2017 bis 2022 wird unterstellt, dass das Fördervolumen von 1,5 Milliarden Euro pro Jahr vollständig aufgebraucht bzw. ausgeschüttet wird. Folglich werden voraussichtlich zu den bereits seit 2002 bis 2016 ausgezahlten 8,96 Milliarden Euro weitere 9 Milliarden hinzukommen.

### 3.1.7 ZWISCHENFAZIT

Seit der Einführung des EEG im Jahr 2000 ist der Anteil des Stroms aus Erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland stetig gestiegen; 2015 lag er bei 32,6 %. Damit werden die Zielvorgaben der Bundesregierung von 40 % bis 45 % im Jahr 2025 voraussichtlich erreicht. Der Anstieg des Anteils des Stroms aus Erneuerbaren Energien ist mit einer Zunahme der EEG-Differenzkosten bzw. der EEG-Umlage verbunden. Während sie im Jahr 2000 noch 0,67 Milliarden Euro betragen, werden es im Jahr 2016 voraussichtlich 23,07 Milliarden Euro sein. Die kumulierten EEG-Differenzkosten der Jahre 2000 bis 2016 belaufen sich voraussichtlich auf 147,89 Milliarden Euro. In den Jahren 2017 bis 2025 kommen schätzungsweise weitere 259,6 Milliarden Euro hinzu. Zusammen sind es dann 407,49 Milliarden Euro in den Jahren 2000 bis 2025.

<sup>29</sup> [http://www.netztransparenz.de/de/KWK\\_Jahresabrechnungen.htm](http://www.netztransparenz.de/de/KWK_Jahresabrechnungen.htm), zuletzt abgerufen am 10. August 2016.

Zwecks Umsetzung der Energiewende wird nicht nur die Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, sondern auch die Erzeugung von Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung in Form von KWK-Zuschlägen gefördert. Die kumulierten Kosten der Förderung der Jahre 2002 bis 2016 werden sich voraussichtlich auf 8,96 Milliarden Euro belaufen; 2017 bis 2022 kommen schätzungsweise weitere 9 Milliarden Euro hinzu. Somit werden sich die Förderkosten der Kraft-Wärme-Kopplung in den Jahren 2002 bis 2022 geschätzt auf ca. 17,96 Milliarden Euro summieren.

Demzufolge können sich die direkten Kosten der Energiewende – bestehend aus den EEG-Differenzkosten und den KWK-Zuschlägen – Ende 2025 auf insgesamt ca. 425,45 Milliarden Euro (nominal) addieren.

## 3.2 INDIREKTE KOSTEN DER ENERGIEWENDE

Zusätzlich zu den direkten Kosten verursacht die Umsetzung der Energiewende auch indirekte Kosten. Damit sind Folgekosten der Förderung und Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu verstehen (DIW Berlin, 2010, 74), die zu höheren Strompreisen für Endverbraucher führen (Bardt, Niehues und Teichert, 2012, 29). Zu den indirekten Kosten der Energiewende zählen wir die

- Kosten der Umlage für abschaltbare Lasten nach § 18 Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV),
- Kosten der Offshore-Haftungsumlage nach § 17 f EnWG,
- Redispatch-Kosten,
- Kosten des Einspeisemanagements nach § 15 Abs. 1 EnWG,
- Kosten der Netzreserve gemäß § 13 d EnWG,
- Kosten der Kapazitäts- und Klimareserve nach § 13 e EnWG bzw. § 13 g EnWG sowie
- Kosten des Übertragungs- und Verteilungsausbaus.

Im Folgenden wird der Versuch unternommen, diese Kosten bis 2025 zu bestimmen.

### 3.2.1 KOSTEN DER UMLAGE FÜR ABSCHALTBARE LASTEN NACH § 18 ABLAV

Die rechtliche Grundlage der Umlage für abschaltbare Lasten bildet die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) vom 28. Dezember 2012, die zum 1. Januar 2013 in Kraft getreten ist. Ziel der Verordnung ist laut § 1 AbLaV die Verpflichtung der Übertragungsnetzbetreiber, Ausschreibungen durchzuführen zwecks Erwerb abschaltbarer Leistung bis zu einer Gesamtleistung von 3.000 MW (Döring, 2015, 33). Dies soll den Übertragungsnetzbetreibern bei Bedarf die Abschaltung von Stromverbrauchern ermöglichen. Als Gegenleistung sollen die Stromverbraucher eine Entschädigung nach § 4 AbLaV erhalten, die sich aus dem Leistungspreis und dem Arbeitspreis zusammensetzt. Der Leistungspreis ist für die zur Disposition gestellte Abschaltleistung zu entrichten. Er ist auf 2500 Euro pro Megawatt fixiert und fällt unabhängig vom Abruf der Abschaltleistung an. Der Arbeitspreis muss mindestens 100 und darf höchstens 400 Euro pro Megawattstunde betragen (§ 4 Abs. 3 AbLaV; Marquardt und Bontrup, 2014, 31). Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, ihre Aufwendungen für abschaltbare Leistung über eine finanzielle Verrechnung monatlich untereinander auszugleichen. Die daraus resultierenden Kosten können mittels der Umlage nach § 18 AbLaV auf alle Netzkunden umgelegt werden (Döring, 2015, 33; Geilhausen, Bränzel, Engelman et al., 2015, 122); Eine Privilegierung bestimmter Verbrauchergruppen sieht die Verordnung nämlich nicht vor.

Bei Implementierung der Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) wurde mit einem jährlichen Aufwand von 348 Millionen Euro gerechnet (60 Millionen für den Leistungspreis und 288 Millionen für den Arbeitspreis), die von den Übertragungsnetzbetreibern über eine Umlage an die Netzkunden hätten weitergegeben werden können (BT-Drucksache 17/11671 vom 28.11.2012; Geilhausen, Bränzel, Engelmann et al., 2015, 122). Dies hätte bei einem Stromverbrauch durch alle Endverbraucher von 500.000 GWh in Deutschland eine Umlage von 0,06 ct/kWh bedeutet (Geilhausen et al., 2015, 122). Tatsächlich betrug die AbLaV-Umlage im Jahr 2014 nur 0,009 ct/kWh. 2015 wurde sie um 33,3 % auf 0,006 ct/kWh reduziert (Döring, 2015, 33). Legt man den seitens des BDEW für die Jahre 2014 und 2015 ermittelten Nettostromverbrauch von 523,79 bzw. 530,6 Gigawattstunden zugrunde (BDEW, 2016c, 8), ergibt sich ein jährlicher Aufwand von knapp 47,14 Millionen Euro im Jahr 2014 und 31,84 Millionen Euro im Jahr 2015 für abschaltbare Lasten nach § 18 AbLaF (vgl. Tabelle 2).

**TABELLE 2: UMLAGE FÜR ABSCHALTBARE LASTEN NACH § 18 ABLAV**

Jahr	2014	2015	2016
Millionen Euro	47,14	31,84	k. A.

Quelle: Eigene Darstellung.

Da § 19 Satz 2 AbLaV vorsah, dass die Verordnung zum 1. Januar 2016 außer Kraft tritt, zum Veröffentlichungszeitpunkt der Umlage für das Jahr 2016 (am 15. Oktober 2015) weder eine Verlängerung der bestehenden Verordnung beabsichtigt noch eine neue Verordnung mit Inkrafttreten zum 1. Januar 2016 voraussehbar war, haben die Übertragungsnetzbetreiber für das Jahr 2016 keine AbLaV-Umlage veröffentlicht, weshalb bis auf Weiteres keine Erhebung einer Umlage für abschaltbare Lasten erfolgt. Daran ändert auch die am 17.12.2015 durch den Bundestag beschlossene Verlängerung der AbLaV bis zum 30. Juni 2016 zunächst nichts.<sup>30</sup> Aus diesem Grund verzichten wir darauf, die Umlage nach § 19 AbLaV in unsere Prognose einzubeziehen.

Hintergrund für die Verordnung zu abschaltbaren Lasten (AbLaV) bildet die starke wetterbedingte Fluktuation der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien, insbesondere der Photovoltaik- und Windkraftanlagen, die eine Flexibilisierung des Stromverbrauchs („Last“) zwecks Aufrechterhaltung der Netz- und Systemstabilität erforderlich macht (Monopolkommission, 2013, 187f; Marquardt und Bontrup, 2014, 31).

### 3.2.2 KOSTEN DER OFFSHORE-HAFTUNGSUMLAGE NACH § 17 F ENWG

Die Investitionen in den Ausbau von Offshore-Windparks sind für die Windparkbetreiber nicht nur mit einem Realisierungs-, sondern auch einem Finanzierungsrisiko verbunden: Wenn es zu Verzögerungen bei der Netzanbindung der Offshore-Windparks kommt, entgeht den Offshore-Windparkbetreibern z. B. die EEG-Vergütung, die sie bei rechtzeitiger Anbindung für den eingespeisten Strom erhalten würden (Klobasa und Mast, 2014, 49). Lange Zeit war die Frage des Haftungsrisikos bei Ausfall einer Stromleitung oder bei

<sup>30</sup> Es ist jedoch nicht auszuschließen, dass unter Umständen die nach AbLaV entstandenen Kosten in eine spätere Umlage eingepreist werden müssen ([https://www.netztransparenz.de/de/Umlage\\_18.htm](https://www.netztransparenz.de/de/Umlage_18.htm), zuletzt abgerufen am 17. August 2016).

Netzanbindungsproblemen ungeklärt (BT-Drucksache 17/12363 vom 19. 02. 2013, 1), was zu Verzögerungen beim Ausbau der Windenergie beigetragen hat (Marquardt und Bontrup, 2014, 30).

Mit der Verabschiedung des Dritten Gesetzes zur Neuregelung energiewirtschaftlicher Vorschriften Ende des Jahres 2012 hat die Bundesregierung erstmals einen Gesetzesrahmen geschaffen, der jedoch nicht nur Haftungsregeln definiert, sondern auch das Haftungsrisiko der Übertragungsnetzbetreiber reduziert, indem er deren Eigenanteil an der Schadenssumme begrenzt hat. Ferner hat der Gesetzgeber den Netzbetreibern die Möglichkeit eingeräumt, bestimmte Kosten für geleistete Entschädigungszahlungen als Aufschlag in Form der Offshore-Haftungsumlage mittels der Netznutzungsentgelte auf alle Letztverbraucher umzulegen (§ 17 f EnWG).

Die Offshore-Haftungsumlage ist seit 2013 ein Bestandteil des Strompreises. Bis zum Oktober 2015 wurden 1,6 Milliarden Euro für die Offshore-Haftungsumlage von den Letztverbrauchern aufgebracht (Bundesnetzagentur, Pressemitteilung vom 15. Oktober 2015<sup>31</sup>).

Laut Bundesnetzagentur werden die Kosten der Offshore-Haftungsumlage nach § 17 f EnWG in Zukunft an Bedeutung verlieren. Grund: Mit der Haftungsumlage wurden primär Entschädigungszahlungen refinanziert, die dem verspäteten Anschluss von Offshore-Windparks an das Übertragungsnetz an Land geschuldet waren. Mittlerweile sind jedoch alle relevanten Anbindungsleitungen fertiggestellt (Bundesnetzagentur, Pressemitteilung vom 15. Oktober 2015<sup>32</sup>). Aus diesem Grund verzichten wir auf eine Prognose der Kosten im Zusammenhang mit der Haftungsumlage nach § 17 f EnWG für den Zeitraum 2017 bis 2025.

### 3.2.3 ENTWICKLUNG DER REDISPATCH-KOSTEN

Unter Redispatching ist der vom Übertragungsnetzbetreiber angeordnete Eingriff in den marktbasieren, ursprünglich geplanten Fahrplan der Kraftwerke (Dispatch) zu verstehen mit dem Ziel, die Einspeisung zu verlagern, um Leitungsüberlastungen im Stromnetz (Netzengpässe) vorzubeugen (präventiver Redispatch) bzw. zu beheben (kurativer Redispatch). Dabei wird in der Region „vor“ einem Engpass die Einspeisung von Elektrizität verringert (negativer Redispatch) und in der Region „hinter“ einem Engpass im gleichen Umfang erhöht (positiver Redispatch). Folglich wird nicht die eingespeiste Menge Strom, sondern dessen örtliche Verteilung verändert, um kurzfristigen Engpässen im Netz entgegenzuwirken (Bundesnetzagentur, 2015a, 10, BDEW, 2016b, 4).

Die Kraftwerke, die der Redispatch-Anweisung der Übertragungsnetzbetreiber Folge leisten, werden von diesen vergütet. Die Kosten des Redispatch werden von den Übertragungsnetzbetreibern auf die Netznutzungsentgelte umgelegt und somit auf die Netznutzer gewälzt (Vries und Hakvoort, 2002, 349; Inderst und Wambach, 2007, 335).

Die Entwicklung der Redispatch-Gesamtarbeit, also der Summe aus positiver und negativer Redispatch-Arbeit (gemessen in Gigawattstunden) in Deutschland, ist in Abbildung 11 dargestellt. Die Abbildung zeigt, dass der Bedarf an Redispatch-Arbeit seit 2010 signifikant gestiegen ist. Während im Jahr 2010 etwa 300 Gigawattstunden benötigt wurden, waren es 2015 über 11.000 Gigawattstunden. Damit liegt der Bedarf an Redispatch-Gesamtarbeit im Jahr 2015 um das 36-fache über dem Bedarf für Redispatch-Gesamtarbeit

---

<sup>31</sup> [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2015/151015\\_EEGOffshore.html](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2015/151015_EEGOffshore.html), zuletzt abgerufen am 17. August 2016.

<sup>32</sup> [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2015/151015\\_EEGOffshore.html](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2015/151015_EEGOffshore.html), zuletzt abgerufen am 17. August 2016.

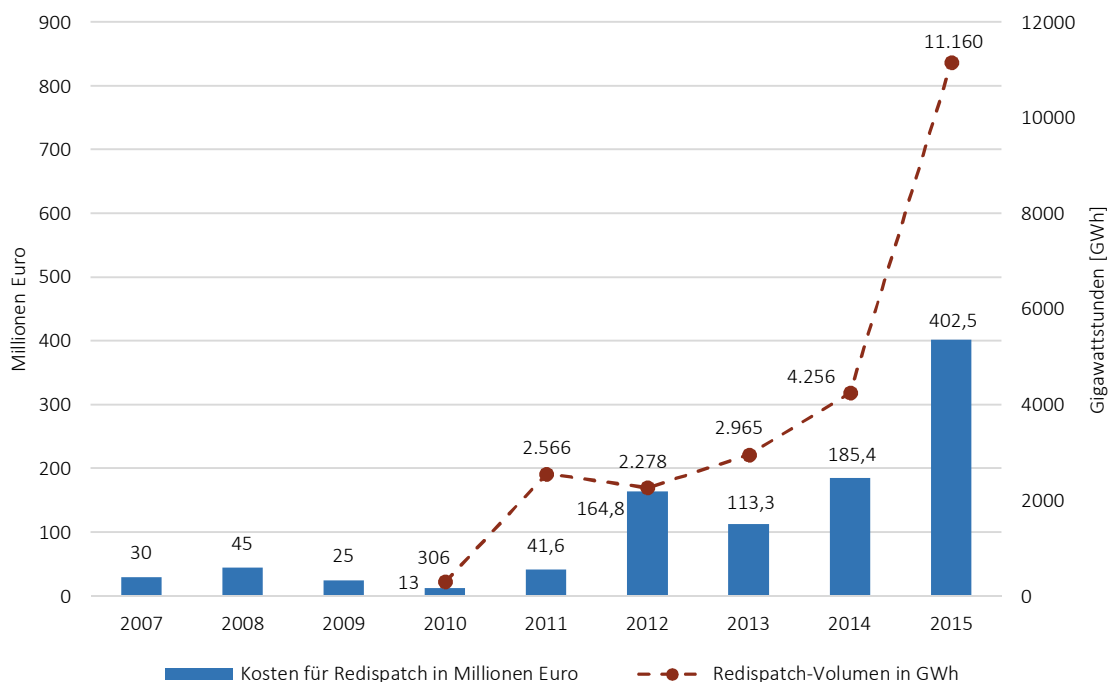
im Jahr 2010. Der Anstieg des Bedarfs an Redispatch-Arbeit ist mit einem Anstieg der Redispatch-Kosten verbunden (vgl. Abbildung 11); von 2010 bis 2011 um 28,6 Millionen Euro, von 2011 bis 2012 um 123,2 Millionen Euro. Der höchste Anstieg erfolgte jedoch im Jahr 2015, und zwar um 217,1 Millionen Euro von 185,4 Millionen Euro auf 402,5 Millionen Euro. Insgesamt fielen in dem Zeitraum 2007 bis 2015 Redispatch-Kosten im Umfang von ca. 1,02 Milliarden Euro an.

Ursächlich für Netzengpässe sowie den Anstieg der Redispatch-Gesamtarbeit und -Kosten ist primär die Energiewende bzw. die unzureichende Koordination der Energiewendemaßnahmen. Insbesondere zu erwähnen sind in diesem Zusammenhang die Außerbetriebnahme von acht Kernkraftwerken mit einer Gesamtleistung von 8.400 MW im Jahr 2011 als Reaktion auf die Reaktorkatastrophe in Fukushima (Bundesnetzagentur, 2011; Bundesnetzagentur, 2012, BK6-11-098 vom 30. Oktober 2012, 10f.<sup>33</sup>) sowie der rasante Zubau von Erzeugungskapazitäten zur Nutzung von Windenergie (BDEW, 2016b, 14f.) in Kombination mit dem vergleichsweise langsam voranschreitenden Ausbau des Übertragungsnetzes. Auch das aktuelle Marktdesign begünstigt die Ausbildung von Engpässen, da auf dem Großhandelsmarkt für Strom mögliche Übertragungsnetzengpässe vernachlässigt werden. Alle Stromerzeuger können an der Strombörse Gebote abgeben, ohne dabei Rücksicht auf bestehende Netzengpässe nehmen zu müssen, weshalb die Stromflüsse aus den daraus resultierenden Einsatzplänen der Kraftwerke Leitungskapazitäten des Höchst- und Hochspannungsnetzes überschreiten können (Gerbaulet, Kunz, Hirschhausen und Zerrahn, 2013, 6). Das Marktdesign ist jedoch nicht die Ursache, da es unproblematisch wäre, wenn die Maßnahmen der Energiewende – damit ist vor allem der Zubau an Erzeugungskapazitäten, das Stilllegen von Kraftwerken sowie der Ausbau des Elektrizitätsnetzes gemeint – besser aufeinander abgestimmt wären.

---

<sup>33</sup> Vgl. [https://www.clearingstelle-eeg.de/files/BK6-11-098\\_Beschluss\\_2012\\_10\\_30.pdf](https://www.clearingstelle-eeg.de/files/BK6-11-098_Beschluss_2012_10_30.pdf), zuletzt abgerufen am 30. August 2016.

ABBILDUNG 11: ENTWICKLUNG DES REDISPATCH-VOLUMENS UND DER REDISPATCH-KOSTEN



Quelle: BDEW (2016b), 6 und 9.

Da es nicht möglich war, belastbare öffentlich zugängliche Schätzungen der Redispatch-Kosten für die Jahre 2016 bis 2025 zu recherchieren, werden die Redispatch-Kosten aus dem Jahr 2015 im Umfang von 402,5 Millionen Euro pro Jahr für den Zeitraum 2016 bis 2025 fortgeschrieben. Das bedeutet, dass zusätzlich zu den bis 2015 aufgebrauchten 1,02 Milliarden Euro weitere 4,025 Milliarden Euro an Redispatch-Kosten bis 2025 hinzukommen. Damit würden sich die Redispatch-Kosten für den Zeitraum 2007 bis 2025 auf 5,046 Milliarden Euro summieren.

Wir gehen davon aus, dass wir die Redispatch-Kosten auf diese Weise unterschätzen. Sowohl die Übertragungsnetzbetreiber als auch die Bundesnetzagentur nehmen an, dass sich das Volumen für Redispatch bis 2023 signifikant gegenüber 2015 erhöhen wird (BT-Drucksache 18/8766 vom 10. Juni 2016, 5).

Ferner hat das Oberlandesgericht Düsseldorf am 28. April 2015 den Beschluss der Bundesnetzagentur zur Regelung der Kostenerstattung für stromnetzstabilisierende Kraftwerkseinsätze aufgehoben. Das Gericht ist der Auffassung, dass eine Beschränkung der Vergütung auf einen bloßen Aufwendersatz zu restriktiv ist. Vielmehr sind den am Redispatch teilnehmenden Kraftwerken weitere im Zusammenhang mit der Redispatch-Anweisung entstehende Kosten, wie z. B. Gemeinkosten sowie entgangene Gewinne, zu erstatten (OLG Düsseldorf, Beschluss Az. VI-3 Kart 332/12 (V) vom 28. April 2015<sup>34</sup>). Dem Urteil sind 25

<sup>34</sup> Vgl. [http://www.olg-duesseldorf.nrw.de/behoerde/presse/archiv/Pressemitteilungen\\_aus\\_2015/20150428\\_PM\\_Redispatch1/index.php](http://www.olg-duesseldorf.nrw.de/behoerde/presse/archiv/Pressemitteilungen_aus_2015/20150428_PM_Redispatch1/index.php), zuletzt abgerufen am 22. August 2016.

Beschwerden von Kraftwerken vorausgegangen.<sup>35</sup> Die Entscheidung des Oberlandesgerichts Düsseldorf kann einen Anstieg der Redispatch-Kosten nach sich ziehen. Das deuten auch die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt im Monitoringbericht 2015 an. Dort heißt es: „Die OLG-Beschlüsse können zu nachträglichen Veränderungen der in den letzten Jahren angefallenen Redispatch-Kosten führen“ (Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, 2015, 22<sup>36</sup>).

### 3.2.4 ENTWICKLUNG DER KOSTEN DES EINSPEISEMANAGEMENTS NACH § 15 ABS. 1 EEG

Gemäß § 14 Abs. 1 EEG sind Netzbetreiber berechtigt im Falle von Netzengpässen Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien, KWK- und Grubengasanlagen temporär abzuregeln, sofern alle anderen zur Verfügung stehenden Maßnahmen zur Beseitigung von Netzengpässen ausgeschöpft wurden. Konkret bedeutet das Abregeln von Erzeugungskapazitäten, dass z. B. Windkraftanlagen aus dem Wind gedreht oder Wechselrichter bei Solaranlagen ausgeschaltet werden. Das vorübergehende Herunterregeln von Erneuerbaren Energien, KWK- und Grubengasanlagen wird auch als Einspeisemanagement bezeichnet.

Die Betreiber der abgeregelten Anlagen sind gemäß § 15 Abs. 1 EEG für die ihnen entgangene Einspeisevergütung von den Netzbetreibern zu entschädigen. Laut § 15 Abs. 2 darf der Netzbetreiber die Entschädigungs- bzw. Kompensationszahlungen bei den Kosten zur Ermittlung der Netzentgelte zum Ansatz bringen, soweit die Maßnahme erforderlich war und er sie nicht zu vertreten hat. Folglich werden auch die Kosten des Einspeisemanagements von den Stromverbrauchern getragen. Das Einspeisemanagement steht den Netzbetreibern seit dem 1. Januar 2009 zur Verfügung (Bundesnetzagentur, 2010, 29).

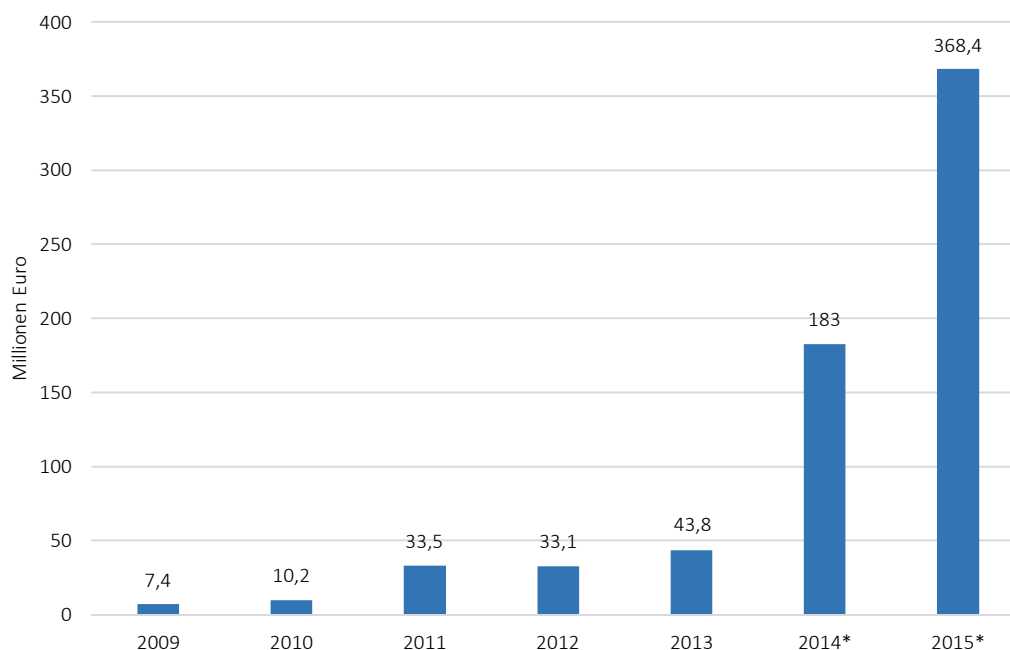
Die Entwicklung der Kosten des Einspeisemanagements ist in Abbildung 12 dargestellt. Die Abbildung veranschaulicht, dass die Entschädigungszahlungen seit 2009 kontinuierlich gestiegen sind – seit 2013 gar sprunghaft von 43,8 Millionen Euro auf 183 Millionen Euro im Jahr 2014 und schätzungsweise 368,4 Millionen Euro im Jahr 2015. Insgesamt wurden seit 2009 bis 2015 geschätzt 679,4 Millionen Euro an Entschädigungs- bzw. Kompensationszahlungen an Betreiber von Erneuerbaren Energien, KWK- und Grubengasanlagen ausgezahlt (Bundesnetzagentur, 2016, 15f.). Ein Großteil der Entschädigungszahlungen ging dabei an Betreiber von Windenergieanlagen (Ecofys, 2015, 11).

---

<sup>35</sup> Hintergrund: „Die Bundesnetzagentur hatte 2012 angesichts unterschiedlicher, nur auf freiwilliger Basis abgeschlossener Vereinbarungen zwischen Kraftwerks- und Übertragungsnetzbetreibern (Netzbetreiber des Höchstspannungsnetzes) sowie einem zunehmenden Redispatch-Volumen eine bundesweit einheitliche Regelung für notwendig erachtet [...] und Vergütungskriterien vorgegeben. Nach Auffassung der Bundesnetzagentur sollten Kraftwerksbetreiber für einen Redispatch-Einsatz lediglich einen Aufwendungsersatz, insbesondere Ersatz der variablen Kosten wie Brennstoffkosten, erhalten. Bei einem nur geringfügigen Kraftwerkseinsatz sollte sich die Vergütung auf der Basis des niedrigsten stündlichen Strom-Börsenpreises des Vormonats (EPEX-Spot-Preis), zu dem ein Kraftwerk Strom eingespeist hatte, berechnen. Werde eine Anlage heruntergefahren, sollten entsprechend die ersparten Aufwendungen an den Übertragungsnetzbetreiber zu erstatten sein. Fixkosten und der Ersatz entgangener Gewinnchancen sollten hingegen nicht erstattungsfähig sein. Erst sofern Redispatch-Maßnahmen eines Kraftwerks mehr als 10 % der Stromspeisemengen des Vorjahres betreffen, sollte ein über einen bloßen Aufwendungsersatz hinausgehender Leistungsanteil gewährt werden. Die Kraftwerksbetreiber haben gegen die Vorgaben der Bundesnetzagentur eingewandt, dass die vorgesehene Vergütung nicht ausreichend und nicht kostendeckend sei.“ ([http://www.olg-duesseldorf.nrw.de/behoerde/presse/archiv/Pressemitteilungen\\_aus\\_2015/20150428\\_PM\\_Redispatch1/index.php](http://www.olg-duesseldorf.nrw.de/behoerde/presse/archiv/Pressemitteilungen_aus_2015/20150428_PM_Redispatch1/index.php), zuletzt abgerufen am 22. August 2016).

<sup>36</sup> [http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2015.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=3](http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Berichte/Energie-Monitoring-2015.pdf?__blob=publicationFile&v=3), zuletzt abgerufen am 22. August 2016.

ABBILDUNG 12: KOSTEN DES EINSPEISEMANAGEMENTS



Quelle: Bundesnetzagentur, 2016, 15f.

2015\*: Die Bundesnetzagentur schätzt die Entschädigungszahlungen in den ersten drei Quartalen des Jahres 2015 auf 276,3 Millionen Euro. Das sind im Durchschnitt 92,1 Millionen Euro pro Quartal. Auf das Jahr 2015 hochgerechnet ergibt sich der Betrag von 368,4 Millionen Euro.

2014\*: Bei den Entschädigungszahlungen 2014 handelt es sich ebenfalls um geschätzte Kosten (vgl. hierzu Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt, 2015, 12).

Da es auch hier nicht möglich war, belastbare öffentlich zugängliche Schätzungen der Kosten für Einspeisemanagement für die Jahre 2016 bis 2025 zu recherchieren, werden die Kosten für das Einspeisemanagement aus dem Jahr 2015 im Umfang von 368,4 Millionen Euro pro Jahr für den Zeitraum 2016 bis 2025 fortgeschrieben. Das bedeutet, dass zu den 679,4 Millionen Euro, die in dem Zeitraum 2009 bis 2015 aufgebracht wurden, weitere 3,68 Milliarden Euro in dem Folgezeitraum 2016 bis 2025 hinzukommen werden, so dass insgesamt 4,36 Milliarden Euro für das Einspeisemanagement nach § 15 Abs. 1 EEG zusammenkommen können.

Mit dem Fortschreiben des Wertes aus dem Jahr 2015 werden wir die zukünftigen Einspeisemanagementkosten sehr wahrscheinlich unterschätzen, da z. B. sowohl die Übertragungsnetzbetreiber als auch die Bundesnetzagentur davon ausgehen, dass sich das Volumen nicht nur für Redispatch, sondern auch für Einspeisemanagement bis 2023 signifikant gegenüber 2015 erhöhen wird (BT-Drucksache 18/8766 vom 10. Juni 2016, 5).

### 3.2.5 ENTWICKLUNG DER NETZRESERVEKOSTEN

Im Zuge der Energiewende hat sich die regionale Erzeugungsstruktur verändert, so dass in einigen Teilen Deutschlands – vor allem in Süddeutschland – die vor Ort verfügbaren Erzeugungskapazitäten nicht ausreichen, die dortige Nachfrage nach Strom zu decken. Angesichts der Tatsache, dass der Ausbau des Über-



tragungsnetzes nur langsam voranschreitet, kann der in Norddeutschland mittels On- und Offshore-Windkraftanlagen erzeugte Strom nur bedingt zum Ausgleich der Kapazitätsunterdeckung herangezogen werden, wodurch bei hoher Stromnachfrage Netzungleichgewichte drohen, die das Potenzial haben, die Funktionsfähigkeit des Stromversorgungssystems signifikant zu beeinträchtigen, so dass es zu Blackouts kommen kann (Monopolkommission, 2013, Tz. 366-369; Bundesnetzagentur, 2015; Bundesnetzagentur, 2016).

Um dem entgegenzuwirken, hat die Bundesnetzagentur erstmals zum Winterhalbjahr 2011/2012 die Übertragungsnetzbetreiber beauftragt, die sog. Kalt- bzw. Netzreserve zu beschaffen mit dem Ziel, die Redispatch-Kapazität zu erhöhen (Consentec, 2012, 1). Daraufhin schlossen die Übertragungsnetzbetreiber Verträge über Reserveleistungsvorhaltung mit Kraftwerksbetreibern in Deutschland und Österreich ab (Kunz, Gerbaulet und Hirschhausen, 2013, 26).

Im Jahr 2013 wurde das Instrument der Netzreserve durch die Einführung der Reservekraftwerksverordnung (ResKV) institutionalisiert (Kunz, Gerbaulet und Hirschhausen, 2013, 26). Die ResKV legt fest, dass Übertragungsnetzbetreiber Reservekraftwerke zwecks Gewährleistung der Sicherheit und Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems vorhalten müssen. Hierfür können sowohl Kapazitäten aus bestehenden Anlagen als auch – jedoch nur in begründeten Ausnahmefällen – aus neu zu errichtenden Anlagen unter Vertrag genommen werden. Der Einsatz dieser Reservekraftwerke darf nur in Notfällen, d. h. außerhalb des Energiemarktes erfolgen (§ 7 ResKV; Kunz, Gerbaulet und Hirschhausen, 2013, 26). Die Erstellung einer Systemanalyse zur Ermittlung der Erzeugungskapazitäten für die Netzreserve obliegt den Übertragungsnetzbetreibern; die Bundesnetzagentur überprüft die Systemanalyse und stellt eventuell einen Bedarf an Netzreserve fest (Bundesnetzagentur, 2016, 10, Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2016/2017 sowie das Jahr 2018/2019).

Den Reservekraftwerksbetreibern der Netzreserve werden sowohl die Kosten der Kapazitätsvorhaltung als auch die Einsatzkosten erstattet (Bundesnetzagentur, 2013, 41; Geilhausen, Bränzel, Engelmann et al., 2015, 119). Die Kosten der Netzreserve sind Teil der Netznutzungsentgelte, d. h. sie werden auf die Stromverbraucher umgelegt.

Die Entwicklung der Netzreservekosten (bestehend aus Kapazitätsvorhalte- und Einsatzkosten) ist in der Tabelle 3 dargestellt. Darin ist zu sehen, dass die Kosten für Reservekraftwerke in dem Zeitraum 2011 bis 2015 stetig gestiegen sind, genauer gesagt sich verzehnfacht haben; 2011 betragen sie noch 16,8 Millionen Euro, 2015 schon 168 Millionen Euro, wobei an dieser Stelle anzumerken ist, dass es sich bei den erfassten Einsatzkosten der Reservekraftwerke im In- und Ausland lediglich um die Einsatzkosten des ersten Halbjahres 2015 handelt; die Einsatzkosten der Reservekraftwerke im zweiten Halbjahr 2015 sind in der Tabelle 3 hingegen nicht erfasst. Folglich dürften die im Jahr 2015 tatsächlich angefallenen Netzreservekosten etwas höher liegen. Insgesamt summieren sich die erfassten Vorhalte- und Einsatzkosten der Reservekraftwerke im In- und Ausland in dem Zeitraum 2011 bis 2015 auf 333,6 Millionen Euro. In den Jahren 2016 bis 2018 kommen mindestens weitere 263,3 Millionen hinzu. Die Betonung liegt auf „mindestens“, weil laut Bundesnetzagentur (2016, 17) noch nicht alle Verträge mit Reservekraftwerken im Inland abgeschlossen wurden. Die in der Tabelle 3 ausgewiesenen Kosten für die Jahre 2017 bis 2025 sind somit unvollständig.

Abschließend bleibt zu erwähnen, dass bis Ende 2018 voraussichtlich mindestens 597 Millionen Euro für die Netzreserve angefallen sein werden.<sup>37</sup>

TABELLE 3: KOSTEN FÜR RESERVEKRAFTWERKE

Jahr	Vorhaltekosten Reservekraftwerke Inland	Einsatzkosten Reservekraftwerke Inland	Vorhaltekosten Reservekraftwerke Ausland	Einsatzkosten Reservekraftwerke Ausland	Summe
2011	0,8	0,0	16,0	0,0	16,8
2012	7,1	0,8	17,8	0,0	25,7
2013	43,0	0,8	11,2	1,3	56,3
2014	44,3	3,0	18,0	1,5	66,8
2015	89,0	28,6	41,4	9,0	168,0
2016	61,4	noch unbekannt	65,1	noch unbekannt	126,6
2017	50,7	noch unbekannt	54,2	noch unbekannt	104,9
2018	11,0	noch unbekannt	20,8	noch unbekannt	31,8
Summe	307,4	33,2	244,5	11,9	597,0

Quelle: Bundesnetzagentur, 2016, Bericht: Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2016/2017 sowie das Jahr 2018/2019, 18.

### 3.2.6 KOSTEN DER KAPAZITÄTS- UND KLIMARESERVE

Am 14. September 2015 hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) einen Entwurf des Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) vorgelegt. Dieser sieht u. a. die Einführung weiterer von den Übertragungsnetzbetreibern vorzuhaltenden Kraftwerksreserven, nämlich einer i) Kapazitäts- und ii) Klimareserve vor.

i) Die im Rahmen der Kapazitätsreserve vorgehaltenen Erzeugungsanlagen sollen nur zum Einsatz kommen, um bei einer „Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems, Leistungsbilanzdefizite infolge des nicht vollständigen Ausgleichs von Angebot- und Nachfrage an den Strommärkten auszugleichen“. Die Kapazitätsreserve ist technologieneutral, d. h. es können verschiedene Kraftwerkstypen kontrahiert werden. Die Betreiber der Kraftwerke sind von den

<sup>37</sup> „Die in der **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** aufgeführten Kosten für die Reservekraftwerke im In- und Ausland beinhalten für die Jahre 2011 bis 2014 sowie das erste Halbjahr 2015 (nicht getrennt ausgewiesen) alle relevanten Kostenkomponenten. Neben den Leistungskosten für die Vorhaltung der Kapazitäten sind die entstandenen Arbeitskosten (Vorwärmung und Beheizung, Probe-starts und Einsätze) enthalten. Der Leistungspreis der ausländischen Reservekraftwerke fällt jeweils für das Winterhalbjahr an. Der Leistungspreis für die inländischen Reservekraftwerke fällt grundsätzlich für das gesamte Jahr an. Zusätzlich sind bei den nationalen Reservekraftwerken im Zeitraum 2011 bis einschließlich des ersten Halbjahres 2015 die angefallenen Kosten für die Wiederherstellung der Betriebsbereitschaft enthalten.“

(Bundesnetzagentur, 2016, Bericht Feststellung des Bedarfs an Netzreserve für den Winter 2016/2017 sowie das Jahr 2018/2019, 15).

Übertragungsnetzbetreibern für die Vorhaltung der Erzeugungskapazitäten zu vergüten. Die Vorhaltekosten der Kapazitätsreserve sollen auf Basis wettbewerblicher Ausschreibungsverfahren ermittelt werden (BMWi, 2015<sup>38</sup>; § 13 e Strommarktgesetz). Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geht davon aus, dass die Gesamtkosten für die Vorhaltung der Reservekapazität im Umfang von fünf Prozent der Jahreshöchstlast 130 bis 260 Millionen Euro pro Jahr betragen werden (KapResV, Abschnitt E, 3). Die erste Ausschreibung ist für April 2017 anberaumt (§ 8 KapResV). Da der im Rahmen der Studie gewählte Prognosezeitraum das Jahr 2025 einschließt, würden sich die Kosten der Kapazitätsreserve auf 1,76 Milliarden Euro belaufen, wenn das arithmetische Mittel im Umfang von  $(130 \text{ Milliarden} + 260 \text{ Milliarden})/2 = 195$  Milliarden Euro zugrunde gelegt wird. Auch die Kosten der Kapazitätsreserve können von den Netzbetreibern bei den Netzentgelten zum Ansatz gebracht werden (KapResV, Abschnitt E, 3).

ii) Um Kohlendioxid-Emissionen in der Elektrizitätserzeugung zu reduzieren, werden alte Braunkohlekraftwerke mit einer Gesamtleistung von 2,7 Gigawatt ab 2016 sukzessiv aus dem Strommarkt genommen (dies entspricht ca. 12,6 Prozent der installierten Nettoleistung der Braunkohlekraftwerke der Bundesrepublik Deutschland<sup>39</sup>) und in die Klimareserve überführt (§ 13 g EnWG). Dort dienen sie vier Jahre als Sicherung der Stromversorgung, jedoch nur als allerletztes Mittel, z. B. im Fall von länger andauernden, extremen Wetterphänomenen (BMWi, 2015<sup>40</sup>; Abschnitt B sowie § 13 g Strommarktgesetz). Folglich sollen den Netzbetreibern in Zukunft nicht nur Kraftwerke der Kapazitätsreserve, sondern auch der Klimareserve zur Stabilisierung des Stromversorgungssystems zur Verfügung stehen.

In dieser Zeit ist den Anlagen eine Produktion von Strom außerhalb der Klimareserve untersagt. Nach Ablauf der vier Jahre werden die Braunkohlekraftwerke endgültig stillgelegt, d. h. sie können nicht mehr in den Strommarkt zurückkehren. Die für die Klimareserve vorgesehenen Kraftwerksblöcke sind im Strommarktgesetz geregelt und in Tabelle 4 veranschaulicht (BMWi, 2015<sup>41</sup>; § 13 g EnWG, § 13 e Strommarktgesetz).

---

<sup>38</sup> BMWi (2015), Informationen zum Energiekabinett am 4. November 2015, <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/F/fact-sheet-zum-energiekabinett,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt abgerufen am 30. August 2016.

<sup>39</sup> Vgl. [https://www.energy-charts.de/power\\_inst\\_de.htm](https://www.energy-charts.de/power_inst_de.htm), zuletzt abgerufen am 20. August 2016.

<sup>40</sup> BMWi (2015), Informationen zum Energiekabinett am 4. November 2015, <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/F/fact-sheet-zum-energiekabinett,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt abgerufen am 30. August 2016.

<sup>41</sup> BMWi (2015), Informationen zum Energiekabinett am 4. November 2015, <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/F/fact-sheet-zum-energiekabinett,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt abgerufen am 30. August 2016.

TABELLE 4: BRAUNKOHLEKRAFTWERKE DER KLIMARESERVE

Stilllegungszeitraum	Kraftwerk
bis zum 1. Oktober 2016	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Kraftwerk Buschhaus</li> </ul>
bis zum 1. Oktober 2017	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Block P des Kraftwerks Frimmersdorf</li> <li>▪ Block Q des Kraftwerks Frimmersdorf</li> </ul>
bis zum 1. Oktober 2018	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Block E des Kraftwerks Niederaußem</li> <li>▪ Block F des Kraftwerks Niederaußem</li> <li>▪ Block F des Kraftwerks Jänschwalde</li> </ul>
bis zum 1. Oktober 2019	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Block C des Kraftwerks Neurath</li> <li>▪ Block E des Kraftwerks Jänschwalde</li> </ul>

Quelle: § 13 g EnWG.

Die Betreiber der betroffenen Braunkohlekraftwerke werden für die Sicherheitsbereitstellung und für die Stilllegung einer Anlage von den Übertragungsnetzbetreibern vergütet.<sup>42</sup> Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie geht davon aus, dass die Gesamtkosten der Klimareserve im Schnitt 230 Millionen Euro pro Jahr betragen werden. Da das letzte im Rahmen der Klimareserve gebundene Braunkohlekraftwerk 2023 endgültig stillgelegt wird, die Klimareserve also sieben Jahre Bestand haben soll, ist mit Gesamtkosten von 1,61 Milliarden Euro zu rechnen.<sup>43</sup>

Die Klimareserve ist umstritten. BUND und Greenpeace stellen den Klimaeffekt der Reserve in Frage, da mindestens vier der acht Braunkohlekraftwerke bis spätestens 2019 sowieso hätten stillgelegt werden sollen. Ferner beabsichtigt RWE den Bau eines neuen Braunkohlekraftwerks am Standort Niederaußem.<sup>44</sup> Ähnlicher Auffassung wie BUND und Greenpeace ist auch Christoph Bahls, Politischer Geschäftsführer von Germanwatch (Germanwatch, Pressemitteilung vom 24. Oktober 2015<sup>45</sup>). Auch der DIHK zweifelt an der Eignung der Braunkohlekraftwerke als Sicherheitsreserve, da sie aufgrund ihres Standortes und ihrer Anfahrsgeschwindigkeit technisch ungeeignet sind, kurzfristig auftretende Erzeugungslücken auszugleichen (DIHK, 2015)<sup>46</sup>. Diese Bedenken hegt Medienberichten zufolge auch die Bundesnetzagentur (tagesschau.de, Fragen und Antworten: Was bringt die Klimareserve, 4. November 2015<sup>47</sup>). Zudem merkt der DIHK an, dass die Klimareserve für den Klimaschutz keinen signifikanten Beitrag leisten kann, da die im Rahmen des europäischen Emissionshandels nicht genutzten bzw. freigewordenen Zertifikate an anderer Stelle eingesetzt werden (DIHK, 2015).

<sup>42</sup> <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/F/fact-sheet-zum-energiekabinett,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, [https://www.gesetze-im-internet.de/reskv/\\_11.html](https://www.gesetze-im-internet.de/reskv/_11.html).

<sup>43</sup> <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/F/fact-sheet-zum-energiekabinett,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>.

<sup>44</sup> Vgl. <https://www.tagesschau.de/inland/klimareserve-fragen-und-antworten-101.html>, zuletzt abgerufen am 22. August 2016 und <http://www.rwe.com/web/cms/de/1101758/boaplus/fragen-und-antworten/>, zuletzt abgerufen am 22. August 2016.

<sup>45</sup> <https://germanwatch.org/de/11097>, zuletzt abgerufen am 22. August 2016.

<sup>46</sup> Vgl. <http://www.dihk.de/themenfelder/recht-steuern/rechtspolitik/nationale-stellungnahmen/dihk-positionen-zu-nationalen-gesetzesvorhaben> zuletzt abgerufen am 22. August 2016.

<sup>47</sup> Vgl. <https://www.tagesschau.de/inland/klimareserve-fragen-und-antworten-101.html>, zuletzt abgerufen am 22. August 2016.

Vor diesem Informationshintergrund liegt die Schlussfolgerung nahe, dass mit der Klimareserve primär die Stilllegung der Braunkohlekraftwerke subventioniert werden soll, um Überkapazitäten, die im Zuge der Energiewende entstanden sind, abzubauen.

### 3.2.7 KOSTEN DES ÜBERTRAGUNGS- UND VERTEILUNGSNETZAUSBAUS

**Übertragungsnetzausbau:** Die Integration Erneuerbarer Energien in das Stromversorgungssystem erfordert den Ausbau des Übertragungsnetzes. Der Ausbau- und Investitionsbedarf sind erheblich, wie z. B. die dena-Netzstudie-I (2005)<sup>48</sup>, die dena-Netzstudie-II (2010)<sup>49</sup> sowie Beckers et al. (2014) zeigen.

Im Rahmen unserer Studie legen wir jedoch den ermittelten Investitionsbedarf des Netzentwicklungsplans 2023 (NEP 2023) bzw. des Offshore-Netzentwicklungsplans 2023 (O-NEP 2023) für das Leitzszenario B 2023 zugrunde.<sup>50</sup> Danach belaufen sich die Netzausbaukosten auf der Ebene des Übertragungsnetzes

---

<sup>48</sup> Die dena-Netzstudie-I (2005) ermittelt den Investitionsbedarf beim Übertragungsnetz für die Jahre 2007, 2010 und 2015. Dabei wurde für das Jahr 2015 der Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung von 20 % unterstellt, was einer Gesamtkapazität von 47,3 Gigawatt entspricht. Der erforderliche Netzausbaubedarf stellt sich laut dena-Netzstudie-I (2005) wie folgt dar. Bis 2007 sind drei Netzabschnitte in Thüringen und Franken mit einer Gesamtlänge von 269 km zu verstärken. Darüber hinaus müssen zwei Netzabschnitte von insgesamt 5 km neu gebaut werden. Bis 2010 ist der Neubau weiterer 380-kV-Doppelleitungen im Umfang von 455 km erforderlich. Ferner müssen 97 km Trassen verstärkt werden. Bis 2015 sind noch einmal 390 km 380-kV-Doppelleitungen neu zu bauen. Zusätzlich müssen Trassen auf einer Länge von 26 km verstärkt werden. Der mit dem Netzausbaubedarf verbundene Investitionsbedarf beläuft sich gemäß dena-Netzstudie-I (2005) auf 0,28 Milliarden Euro bis 2007. Zwischen 2007 und 2010 sind weitere 0,49 Milliarden Euro erforderlich. Der Netzausbau in den Jahren 2010 bis 2015 kostet noch einmal 0,35 Milliarden. Folglich beläuft sich der prognostizierte Gesamtinvestitionsbedarf auf 1,1 Milliarden Euro bis 2015.

<sup>49</sup> In der dena-Netzstudie-II (2010) wird der Investitionsbedarf bis 2020 prognostiziert. Dabei wird angenommen, dass die im Rahmen der dena-Netzstudie-I (2005) empfohlenen Ausbaumaßnahmen bis 2007 im zugrunde gelegten Untersuchungszeitraum der dena-Netzstudie-II (2010) abgeschlossen sind. Ferner wird unterstellt, dass die installierte Leistung der Onshore-Windenergieanlagen 37 Gigawatt, die der Offshore-Anlagen 14 Gigawatt und die der Photovoltaik 18 Gigawatt beträgt. Für das Basisszenario eines Netzausbaus, d. h. unter Verwendung von Standardtechnologien und ohne Speichereinsatz, wurde ein Neubaubedarf im Umfang von 3.600 Kilometer Trassenlänge geschätzt. Die Gesamtkosten hierfür betragen 0,946 Milliarden Euro pro Jahr. Die Kosten umfassen neben den Kosten für den Netzausbau (Investitionskosten) auch die Kosten zur Blindleistungskompensation, die Betriebs- und Netzverlustkosten sowie die Anschlusskosten für die Offshore Windparks.

<sup>50</sup> Hintergrundwissen zu Netzentwicklungsplänen: Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet regelmäßig einen Szenariorahmen zu erarbeiten, in dem verschiedene Szenarien für die Entwicklung des Strombedarfs, des Kraftwerksparks sowie des Stromaustausches mit anderen Ländern vor dem Hintergrund der energiepolitischen Ziele der Bundesregierung definiert werden (§ 12 a Abs. 1 EnWG). Die Szenarien müssen die wahrscheinliche Entwicklung für die kommenden zehn bzw. 20 Jahre abbilden (§ 12 a Abs. 1 EnWG). Die Übertragungsnetzbetreiber legen den Entwurf des Szenariorahmens der Bundesnetzagentur vor (§ 12 a Abs. 2 EnWG). Diese muss den Entwurf veröffentlichten, um mit der Allgemeinheit in Konsultation zu treten. Der Szenariorahmen bedarf der Genehmigung durch die Bundesnetzagentur. Diese genehmigt ihn unter Berücksichtigung der Öffentlichkeitsbeteiligung (§ 12 a Abs. 3 EnWG).

Der Netzentwicklungsplan (NEP) baut auf dem Szenariorahmen auf. Er muss ebenfalls von den Übertragungsnetzbetreibern erarbeitet werden. Der Netzentwicklungsplan enthält alle wirksamen Maßnahmen zur bedarfsgerechten Optimierung, Verstärkung und zum Ausbau des Netzes an Land, die in den nächsten zehn Jahren für einen sicheren und zuverlässigen Netzbetrieb erforderlich sind (§ 12 b Abs. 1 EnWG). Bei der Bestimmung der Maßnahmen folgen die Netzbetreiber dem sogenannten NOVA-Prinzip (Netz-Optimierung vor Verstärkung vor Ausbau) (Bundesnetzagentur). Ferner muss für alle Netzausbaumaßnahmen ein Zeitplan im Netzentwicklungsplan enthalten sein (§ 12 b Abs. 1, Nr. 2 EnWG).

Die Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, ihren Entwurf des Netzentwicklungsplans der Öffentlichkeit zwecks Diskussion (Konsultation) zur Verfügung zu stellen und ihn bei Bedarf anzupassen (§ 12 b Abs. 3 EnWG). Der Netzentwicklungsplan ist um eine Erklärung zu ergänzen, die Aufschluss darüber gibt, auf welche Art und Weise die Ergebnisse der Konsultation berücksichtigt wurden (§ 12 b Abs. 2 EnWG). Anschließend ist der Netzentwicklungsplan der Bundesnetzagentur zur Prüfung zu übermitteln (§ 12 b Abs. 5 EnWG). Diese kann bei Bedarf die Übertragungsnetzbetreiber zur Korrektur des Entwurfs verpflichten. Nach der Prüfung muss auch die Bundesnetzagentur den Netzentwicklungsplan der Öffentlichkeit zugänglich machen und mit ihr in eine Konsultation treten (§ 12 c Abs. 3 EnWG). Ebenso wie der Szenariorahmen bedarf auch der Netzentwicklungsplan der Genehmigung durch die Bundesnetzagentur. Die Bundesnetzagentur erteilt die Genehmigung unter Berücksichtigung der Konsultationsergebnisse (§ 12 c Abs. 1 EnWG). Dieser Prozess wurde erstmals für den Netzentwicklungsplan 2012 durchgeführt. An dieser Stelle ist zu ergänzen, dass laut einer Pressemitteilung der Bundesnetzagentur vom 14. Juni

bis 2023 auf insgesamt 32,28 Milliarden Euro (vgl. hierzu auch Beckers et al., 2014); die Kosten des Start- und Zubaunetzes sind darin berücksichtigt. Von den 32,28 Milliarden Euro werden 15 Milliarden Euro an Land für die Finanzierung von rund 2.650 Kilometer Neubautrassen sowie Optimierungs- und Verstärkungsmaßnahmen bei bestehenden Leitungen auf einer Länge von 2.800 Kilometern benötigt. Die restlichen 17,28 Milliarden Euro sind für die Errichtung von acht Anbindungsleitungen für Windenergieanlagen auf See erforderlich. An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass in den angegebenen Summen die Mehrkosten für eine mögliche Erdverkabelung an Land nicht berücksichtigt sind. Je nachdem, wie die Trassen konkret verlaufen, können die tatsächlichen Kosten mehr oder weniger stark steigen.<sup>51</sup>

**Verteilungsnetzausbau:** Neben dem Ausbau des Übertragungsnetzes ist auch der Ausbau des Verteilungsnetzes für das Gelingen der Energiewende essentiell, da bereits heute ca. 61 GW Windkraft- und Photovoltaikleistung an die Verteilungsnetze angeschlossen ist. Das entspricht ca. 90 % der installierten Leistung aller Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien in Deutschland (E-Bridge; IAEW; OFFIS, 2014, 6). Auch der Ausbau- und Investitionsbedarf im Verteilungsnetz ist enorm, wie die dena-Verteilnetzstudie (2012) und die Studie von E-Bridge/IAEW/OFFIS (2014) zeigen.

Die Prognose des Ausbau- und Investitionsbedarfs der dena-Verteilnetzstudie (2012) basiert auf zwei Szenarien, dem Szenario „NEP B 2012“ und dem „Bundesländerszenario“. Das Szenario „NEP B 2012“ baut auf den im Szenario B (Leitszenario) des Netzentwicklungsplans Strom 2012 unterstellten Ausbauzahlen für die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien auf, das „Bundesländerszenario“ auf den jeweiligen Zielsetzungen der Bundesländer. Die Ausbauziele für Stromerzeugung aus Erneuerbare Energien der beiden Szenarien sind in Tabelle 5 veranschaulicht.

TABELLE 5: AUSBAUPFADE FÜR ERNEUERBARE ENERGIEN UND KWK BIS 2030

Installierte Leistung [GW]	Szenario NEP B 2012			Bundesländerszenario		
	2015	2020	2030	2015	2020	2030
Windenergie	35,6	44,1	61,1	53,0	77,0	107,9
Photovoltaik	38,4	48,0	62,8	37,8	52,0	71,7
Biomasse	6,4	7,8	9,2	5,6	6,9	8,7
KWK (konventionell)	19,6	20,7	21,4	19,6	20,7	21,4
<b>Summe</b>	100	120,6	154,5	116	157,4	209,7

Quelle: dena-Verteilnetzstudie (2012, 6).

In der Tabelle 5 ist zu sehen, dass im Rahmen der dena-Verteilnetzstudie (2012) davon ausgegangen wird, dass die installierte elektrische Leistung Erneuerbarer Energien im Jahr 2020 120,6 Gigawatt und 2030 154,5 Gigawatt betragen wird.

2016 das Verfahren zum landseitigen Netzentwicklungsplan Strom für das Zieljahr 2025 (NEP 2025) nicht fortgesetzt wird. Dies sieht der vom Bundeskabinett am 8. Juni 2016 getroffene Beschluss zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) vor.

<sup>51</sup> Vgl. <http://www.netzausbau.de/wissenswertes/faq/de.html>, zuletzt abgerufen am 21. September 2016.

154,5 Gigawatt beträgt. Beim Bundesländerszenario wird hingegen unterstellt, dass die installierte elektrische Leistung Erneuerbarer Energien im Jahr 2020 157,4 Gigawatt und 2030 209,7 Gigawatt entspricht. Der damit einhergehende Netzausbaubedarf ist in der Tabelle 6 dargestellt.

Diese zeigt, dass im Szenario „NEP B 2012“ der Neubau von 93.800 Leitungskilometer bis 2020 erforderlich ist. Bis 2030 müssen weitere 41.000 Kilometer Leitungen verlegt werden. Somit besteht bis 2030 ein Netzausbaubedarf von insgesamt 134.800 Kilometern. Das Gros des Netzausbaubedarfs betrifft dabei sowohl 2020 als auch 2030 das Nieder- und Mittelspannungsnetz. Gemessen an bestehenden Stromkreiskilometern 2012 entspricht dieser 2020 8,9 % bzw. 4,3 % und 2030 5 % bzw. 15 %.

**TABELLE 6: NETZAUSBAUBEDARF JE SPANNUNGSEBENE**

Netzausbaubedarf in Stromkreiskilometern	Szenario NEP B 2012			Bundesländerszenario		
	2015	2020	2030	2015	2020	2030
Niederspannung	38.700 km	44.700 km	51.600 km	41.200 km	47.600 km	57.300 km
Mittelspannung	19.800 km	42.900 km	72.100 km	29.700 km	71.000 km	117.200 km
Hochspannung	2.700 km	6.200 km	11.100 km	3.000 km	10.300 km	18.400 km
<b>Summe</b>	<b>61.200 km</b>	<b>93.800 km</b>	<b>134.800 km</b>	<b>71.200 km</b>	<b>128.900 km</b>	<b>192.900 km</b>
Umrüstung (Um- und Zubeisilung) bestehender Hochspannungsleitungen	12.900 km	19.200 km	24.500 km	8.100 km	14.600 km	21.100 km

Quelle: dena-Verteilnetzstudie (2012, 7).

Deutlich höher stellt sich der prognostizierte Ausbaubedarf im „Bundesländerszenario“ dar. Danach müssen bis 2020 128.900 Kilometer neue Leitungen verlegt werden, bis 2030 sind weitere 64.000 Kilometer vonnöten. Folglich beläuft sich der Netzausbaubedarf bis 2030 auf insgesamt 192.000 Kilometer. Auch hier besteht sowohl 2020 als auch 2030 der höchste Ausbaubedarf beim Nieder- und Mittelspannungsnetz. Gemessen an bestehenden Stromkreiskilometern 2012 entspricht dieser 2020 4,6 % bzw. 14,5 % und 2030 5,6 % bzw. 24 %.

Der mit dem Netzausbaubedarf verbundene Investitionsbedarf ist in der Tabelle 7 veranschaulicht. Dieser beläuft sich auf 18,4 Milliarden Euro bis 2020 bzw. 27,5 Milliarden Euro bis 2030 im Szenario „NEP B 2012“ und 26,7 Milliarden Euro bis 2020 bzw. 42,5 Milliarden Euro bis 2030 im „Bundesländerszenario“. Das könnte heißen, dass im Jahr 2025 mit einem Investitionsbedarf von ca. 22,95 Milliarden Euro im Szenario „NEP B 2012“ und ca. 34,6 Milliarden Euro im „Bundesländerszenario“ gerechnet werden kann.<sup>52</sup>

<sup>52</sup> Der Investitionsbedarf im Szenario „NEP B 2012“ im Jahr 2025 wurde wie folgt errechnet:  $18,4 \text{ Mrd. Euro} + 5 \text{ Jahre} \cdot (27,5 \text{ Mrd. Euro} - 18,4 \text{ Mrd. Euro}) / 10 \text{ Jahre} = 22,95 \text{ Mrd. Euro}$ . Der Investitionsbedarf im „Bundesländerszenario“ im Jahr 2025 wurde wie folgt bestimmt:  $26,7 \text{ Mrd. Euro} + 5 \text{ Jahre} \cdot (42,5 \text{ Mrd. Euro} - 26,7 \text{ Mrd. Euro}) / 10 \text{ Jahre} = 34,6 \text{ Mrd. Euro}$ .

TABELLE 7: INVESTITIONSBEDARF DURCH NETZAUSBAU

Investitionsbedarf [Mrd. Euro]	Szenario NEP B 2012				Bundesländerszenario			
	2015	2020	2025*	2030	2015	2020	2025*	2030
Niederspannung	2,6	3,0		3,6	2,8	3,2		4,2
Mittelspannung	3,2	5,2		7,8	4,1	7,7		12,0
Hochspannung	5,6	10,2		16,1	6,5	15,8		26,3
<b>Summe</b>	<b>11,4</b>	<b>18,4</b>	<b><u>22,95</u></b>	<b>27,5</b>	<b>13,4</b>	<b>26,7</b>	<b><u>34,6</u></b>	<b>42,5</b>

Quelle: dena-Verteilnetzstudie (2012, 8).

\* Eigene Berechnungen auf dem im Rahmen der dena-Verteilnetzstudie (2012) bereitgestellten Zahlenmaterial.

Für die Schätzung der Energiewendekosten legen wir den Investitionsbedarf in Höhe von 22,96 Mrd. Euro für das Jahr 2025 zugrunde, den wir mittels der Kostenschätzungen der dena-Verteilnetzstudie (2012) für das Szenario „NEP B 2012“ ermittelt haben. Begründung: Die im Rahmen des Szenarios „NEP B 2012“ geschätzte Zubaukapazität für 2015 liegt am dichtesten an der tatsächlich installierten elektrischen Leistung Erneuerbarer Energien im Umfang von 97,4 Gigawatt im Jahr 2015 (BMW, 2016a). Daher gehen wir davon aus, dass auch die von der dena-Verteilnetzstudie (2012) prognostizierten Werte für 2020 und 2030 am wenigsten die tatsächliche zukünftige Entwicklung über- oder unterschätzen. Ferner werden die Kostenschätzungen der dena-Verteilnetzstudie (2012) für das Szenario „NEP B 2012“ im Wesentlichen durch die Studie von E-Bridge/IAEW/OFFIS (2014) im Szenario „Netzentwicklungsplan (NEP)“ bestätigt, welches das Szenario B des Netzentwicklungsplans der deutschen Übertragungsnetzbetreiber aus dem Jahr 2013 widerspiegelt.<sup>53</sup>

<sup>53</sup> E-Bridge/IAEW/OFFIS (2014): Um den Investitionsbedarf im Verteilungsnetz abschätzen zu können, werden im Rahmen der Studie die drei folgenden Szenarien untersucht: Szenario „EEG 2014“, Szenario „Netzentwicklungsplan (NEP)“ und Szenario „Bundesländer“. Szenario „EEG 2014“: Dieses Szenario orientiert sich an den Zielen der Bundesregierung, die dem vom Bundeskabinett beschlossenen Entwurf für ein EEG 2014 im April 2014 zugrunde lagen. Darin wird ein Anstieg der installierten Leistung von Erneuerbare Energien-Anlagen auf 128 GW im Jahr 2032 unterstellt, wobei die installierte Leistung von Windkraftanlagen, die an das Verteilungsnetz angeschlossen sind, mit 60 Gigawatt und die der Photovoltaikanlagen mit 59 Gigawatt ausgewiesen wurden. Den Berechnungen von E-Bridge/IAEW/OFFIS (2014) zu Folge, müssen im Szenario „EEG 2014“ bis 2032 in der Niederspannungsebene 50.000 Kilometer Leitungslänge, in der Mittelspannungsebene mehr als 70.000 Kilometer Leitungslänge und in der Hochspannungsebene fast 11.000 Kilometer Leitungslänge gegenüber dem Referenzjahr 2013 ausgebaut werden. Dies entspricht einer Vergrößerung der Netze um ca. 5 % in der Niederspannungs-, 14 % in der Mittelspannungs- und 11 % in der Hochspannungsebene. Insgesamt müssen somit 131.000 Kilometer Leitungen verlegt werden. Zusätzlich müssen Transformatoren mit einer Kapazität von 47.949 MVA installiert werden. Die bis 2032 kumulierten Investitionskosten des Szenarios „EEG 2014“ werden mit 23,2 Milliarden Euro beziffert, wo-bei in den Jahren 2013 bis 2022 mit 15,4 Milliarden Euro der größte Investitionsbedarf besteht. Folglich ist 2025 mit einem Investitionsbedarf von ca. 17,74 Milliarden Euro zu rechnen. Im Rahmen der zuletzt durchgeführten Rechnung wird unterstellt, dass die durchschnittlichen zusätzlichen Investitionskosten ca. 1,1 Milliarden Euro betragen (15, 4 Milliarden + 3 Jahre (23,2 Milliarden Euro – 15,4 Milliarden Euro)\10 Jahre = 17,74 Milliarden Euro). Szenario „Netzentwicklungsplan (NEP)“: Dieses Szenario spiegelt das Szenario B des Netzentwicklungsplans der deutschen Übertragungsnetzbetreiber aus dem Jahr 2013 wider. Darin wird angenommen, dass im Jahr 2032 die installierte Leistung von Erneuerbare Energien-Anlagen 139 Gigawatt beträgt; das sind 12 Gigawatt mehr als im Szenario „EEG 2014“. Davon entfallen 65 Gigawatt auf Windkraftanlagen, 65 Gigawatt auf Photovoltaik und 9 Gigawatt auf sonstige Erneuerbare Energien-Anlagen. Zur Erreichung der Ausbauziele des Szenarios „NEP“ müssen bis zum Jahr 2032 insgesamt 165.885 Kilometer Kabel verlegt werden. Das sind 21 % mehr als im „Szenario EEG 2014“.



Abschließend ist zu erwähnen, dass im Rahmen der Studie von E-Bridge/IAEW/OFFIS (2014) erstmalig der Versuch unternommen wurde, den Netzausbau- und den damit einhergehenden Investitionsbedarf unter Berücksichtigung innovativer Planungskonzepte in Verbindung mit intelligenten Technologien abzuschätzen. Dabei wurden signifikante Kosteneinsparpotenziale identifiziert. Diese werden im Rahmen unserer Studie jedoch nicht berücksichtigt, da unklar ist, in welchem Umfang sie beim Netzausbau tatsächlich berücksichtigt werden.

### 3.2.8 ZWISCHENFAZIT

Neben den direkten Kosten zieht die Umsetzung der Energiewende auch indirekte Kosten nach sich, die in höheren Strompreisen für die Endverbraucher münden. Zu den indirekten Kosten der Energiewende gehören die Kosten der Offshore-Haftungsumlage nach § 17 EnWG, die Engpassmanagementkosten sowie die Netzausbaukosten.

Die Kosten der Offshore-Haftungsumlage nach § 17 EnWG belaufen sich bis dato auf 1,6 Milliarden Euro. Laut der Bundesnetzagentur verlieren sie in Zukunft an Bedeutung, da nahezu alle Offshore-Windkraftanlagen angeschlossen sind.

Die Engpassmanagementkosten, zu denen im Folgenden die Kosten der Umlage für abschaltbare Lasten nach § 18 AbLaV, die Redispatch-Kosten, die Kosten des Einspeisemanagements nach § 15 Abs. 1 EEG sowie die Kosten der Netz-, Kapazitäts- und Klimareserve gezählt werden, summieren sich in den Jahren 2000-2015 auf etwa 2,1 Milliarden Euro. Davon sind ca. 1,02 Milliarden Euro Redispatch-Kosten, 679,4 Millionen Euro Einspeisemanagementkosten, 333,6 Millionen Euro Netzreservekosten und 79 Millionen Euro Kosten der Umlage für abschaltbare Lasten nach § 18 AbLaV; diese wurde lediglich für die Jahre 2014 und 2015 erhoben.

Die Engpassmanagementkosten werden in dem Zeitraum 2016-2025 weiter an Bedeutung gewinnen. Die Redispatch-Kosten steigen schätzungsweise um 4,03 Milliarden Euro, die Einspeisemanagementkosten

---

Davon entfallen ca. 74.000 Kilometer auf Leitungslänge auf die Niederspannungs-, 79.000 Kilometer Leitungslänge auf die Mittelspannungs- und ca. 12.800 Kilometer Leitungslänge auf die Hochspannungsebene. Auch in diesem Szenario ist zusätzliche Transformatorkapazität erforderlich, und zwar im Umfang von 62.396 MVA. Das sind 30 % mehr als im Szenario „EEG 2014“. Insgesamt beläuft sich der kumulierte Investitionsbedarf des Szenarios „NEP“ in den Jahren 2013-2032 auf 28,1 Milliarden Euro. Auch im Szenario „NEP“ ist der Anteil des Netzausbaubedarfs in den Jahren 2013-2022 am höchsten, weshalb hier ein Investitionsbedarf im Umfang von 17,3 Milliarden Euro besteht, also ca. 61 % der Investitionssumme aufzubringen ist. Somit ist 2025 mit einem Investitionsbedarf von ca. 20,54 Milliarden Euro zu rechnen. Im Rahmen der zuletzt durchgeführten Rechnung wird unterstellt, dass die durchschnittlichen zusätzlichen Investitionskosten 1,08 Milliarden Euro betragen (17,3 Mrd. Euro + 3 Jahre (28,1 Mrd. Euro - 17,3 Mrd. Euro) \ 10 Jahre = 20,54). Damit bestätigt die Studie von E-Bridge/IAEW/OFFIS (2014) in diesem Szenario im Wesentlichen die Kostenschätzungen der dena-Verteilnetzstudie (2012) für das Szenario „NEP B 2012“. Dies ist wenig verwunderlich, da die Analysen des NEP 2013 die Ergebnisse des NEP 2012 zu einem Großteil bestätigt; nur wenige Anpassungen sind erforderlich.

Szenario „Bundesländer“: Dieses Szenario baut auf den kumulierten Zielen und Prognosen der jeweiligen Bundesländer auf; es geht von einer installierten Leistung von Erneuerbare Energien-Anlagen im Umfang von 206 Gigawatt im Jahr 2032 aus, wobei die Windkraftanlagen 111 Gigawatt, die Photovoltaikanlagen 85 Gigawatt und sonstige Erneuerbare Energien-Anlagen 10 Gigawatt auf sich vereinen. Damit übersteigt die Prognose des Szenarios „Bundesländer“ die Prognose des Szenarios „EEG 2014“ um 63 %, die des Netzentwicklungsplans um 48 %. Zur Erreichung der Ausbauziele des Szenarios „Bundesländer“ müssen ca. 231.635 Kilometer Leitungen neu gezogen werden; 118.490 Kilometer in der Niederspannungsebene, 90.754 Kilometer in der Mittelspannungsebene und 22.391 in der Hochspannungsebene. Das ist mit einem kumulierten Investitionsbedarf in den Jahren 2013-2032 im Umfang von 48,9 Milliarden Euro verbunden, wobei 29,6 Milliarden Euro, also 61 %, in den Jahren 2013-2022 aufgebracht werden müssen. Folglich ist 2025 mit einem Investitionsbedarf von ca. 35,39 Milliarden Euro zu rechnen. Im Rahmen der zuletzt durchgeführten Rechnung wird unterstellt, dass die durchschnittlichen zusätzlichen Investitionskosten 1,93 Milliarden Euro betragen (29,6 Milliarden Euro + 3 Jahre (48,9 Milliarden Euro - 29,6 Milliarden Euro) \ 10 Jahre = 35,39 Milliarden Euro).

um 3,68 Milliarden Euro. Die zukünftigen Kosten der Netzreserve werden in der vorliegenden Studie nur für den Zeitraum 2016-2018 berücksichtigt; sie werden sich auf mindestens 263,2 Millionen Euro belaufen. Zusätzlich zur Netzreserve werden ab 2017 die Kapazitäts- und Klimareserve zum Tragen kommen. Die Kosten der Kapazitätsreserve werden sich in dem Zeitraum 2017 bis 2025 voraussichtlich auf 1,76 Milliarden Euro addieren, die der Klimareserve auf 1,61 Milliarden Euro.<sup>54</sup> Somit ist in den Jahren 2016 bis 2025 mit weiteren 11,3 Milliarden Euro zu rechnen, so dass die Engpassmanagementkosten Ende 2025 einen Umfang von insgesamt 13,45 Milliarden Euro erreichen.

Folglich werden sich die indirekten Kosten der Energiewende (ohne die Netzausbaukosten) in dem Zeitraum 2000-2025 auf insgesamt 15,05 Milliarden Euro kumulieren.

Die Netzausbaukosten – bestehend aus den Kosten des Übertragungsnetzausbaus an Land, der Kosten für die Anbindung der Windenergieanlagen auf See sowie den Kosten des Verteilungsnetzausbaus – dürften Ende 2025 mit 55,23 Milliarden Euro zum Tragen kommen.

Somit summieren sich die indirekten Kosten der Energiewende in dem Zeitraum 2000 bis 2025 auf insgesamt 70,3 Milliarden Euro.

### **3.3 WEITERE KOSTEN DER ENERGIEWENDE**

Unter weiteren Kosten der Energiewende, werden im Rahmen der Studie alle Kosten subsummiert, die sich weder den direkten noch indirekten Kosten der Energiewende zuordnen lassen; sie schlagen sich also nicht im Strompreis nieder. Zu weiteren Kosten der Energiewende zählen wir Kosten der öffentlichen Forschungsförderung im Bereich der Erneuerbaren Energien, die seit 2000 aufgewendet wurden sowie die Kosten für andere Förderprogramme, die über die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) abgewickelt werden. Ferner haben wir den Umfang der außerplanmäßigen Abschreibungen auf den konventionellen Kraftwerkspark bei EnBW, RWE, E.ON und Vattenfall analysiert, die von den Energieversorgungsunternehmen primär mit den veränderten Marktbedingungen aufgrund der Energiewende erklärt wurden. Schließlich haben wir auch die Kosten der negativen Strompreise für Betreiber konventioneller Kraftwerke erfasst.

#### **3.3.1 KOSTEN ÖFFENTLICHER FORSCHUNGSFÖRDERUNG IM BEREICH DER ERNEUERBAREN ENERGIEN**

Eine wichtige Rolle im Prozess der Energiewende spielen Wissenschaft und Forschung. Als Reaktion auf die erste Ölpreiskrise wurden 1974 die sog. Energieforschungsprogramme der Bundesregierung eingeführt. Ziel des Programms war es damals, die Energieversorgung Deutschlands sicherzustellen. Zudem wurde die Thematik der Erneuerbaren Energien als ein wesentlicher Forschungsbaustein formuliert mit dem Ziel, einer höheren Unabhängigkeit von Energieimporten. Während Anfang der 1980er Jahre der Anteil der Förderung für Erneuerbare Energien am Gesamtbudget lediglich bei etwa 6 % lag, stieg er in den 1990er Jahren, wohl auch flankiert durch Vorläufer des Erneuerbare-Energien-Gesetzes – dem Stromeinspeisungsgesetz vom Dezember 1990 – auf etwa 30 % an.

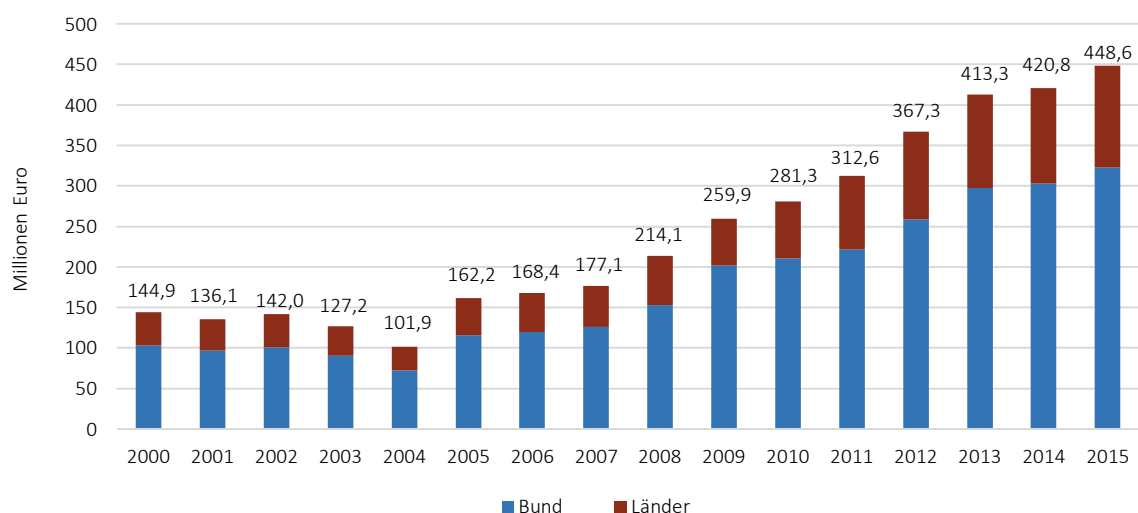
---

<sup>54</sup> An dieser Stelle sei darauf verwiesen, dass im Kapitel 4 „Geschätzte Gesamtkosten“ bei den Kosten der Kapazitätsreserve mit dem arithmetischen Mittel gerechnet wird.

Inzwischen beträgt der Mittelabfluss für Forschung zu Erneuerbaren Energien an dem Fördervolumen des mittlerweile 6. Energieforschungsprogramms der Bundesregierung gut 323 Millionen Euro (2015) bzw. mehr als 35 % und ist damit höher als die aufgewendete Summe für nukleare Energieforschung. Auch in den Bundesländern gibt es eine öffentliche Förderung im Bereich der Energieforschung bzw. zum Thema Erneuerbare Energien. Diese betragen im Jahr 2014 knapp 118 Millionen Euro.<sup>55</sup>

Für die Kalkulation der in Abbildung 13 dargestellten Kosten werden daher zum einen die vom Bund bereitgestellten Forschungsgelder im Rahmen des Energieforschungsprogramms für Erneuerbare Energien und zum anderen die Aufwendungen der Bundesländer für nichtnukleare Energieforschung berücksichtigt. Basierend auf den der Abbildung zugrunde liegenden Zahlen sind seit dem Jahr 2000 insgesamt fast 3,88 Milliarden Euro für die Forschungsförderung von Bund und Ländern im Bereich der Erneuerbaren Energien zur Verfügung gestellt worden.

**ABBILDUNG 13: FORSCHUNGSFÖRDERUNG IM BEREICH ERNEUERBARE ENERGIEN VON BUND UND LÄNDERN\***



Quelle: BMWi, IEA, eigene Berechnungen. Nominale Werte. \*Länder-Fördermittel von 2000-2008 sowie 2015 geschätzt.

Für die Entwicklung der Forschungsförderung im Bereich der Erneuerbaren Energien liegen für die nächsten Jahre keine verlässlichen Quellen vor. Auf Basis der durchschnittlichen Wachstumsrate der jährlichen Forschungsaufwendungen der letzten zehn Jahre werden daher die künftigen Ausgaben bis 2025 geschätzt. Legt man eine durchschnittliche Wachstumsrate von 11 % zugrunde ergibt sich bis 2025 ein weiterer Mehrbetrag von gut 8,33 Milliarden Euro, welcher in die Forschungstätigkeiten im Bereich Erneuerbare Energien voraussichtlich investiert wird. Somit werden sich die Fördermittel in dem Zeitraum 2000-2025 voraussichtlich auf insgesamt 12,2 Milliarden Euro addieren.

<sup>55</sup> Hierbei werden Fördermittel zu folgenden Themen berücksichtigt: Biomasse, Erneuerbare allgemein, Photovoltaik, Windenergie, Geothermie, Energiespeicher und Netze.

### 3.3.2 KOSTEN FÜR ANDERE FÖRDERPROGRAMME

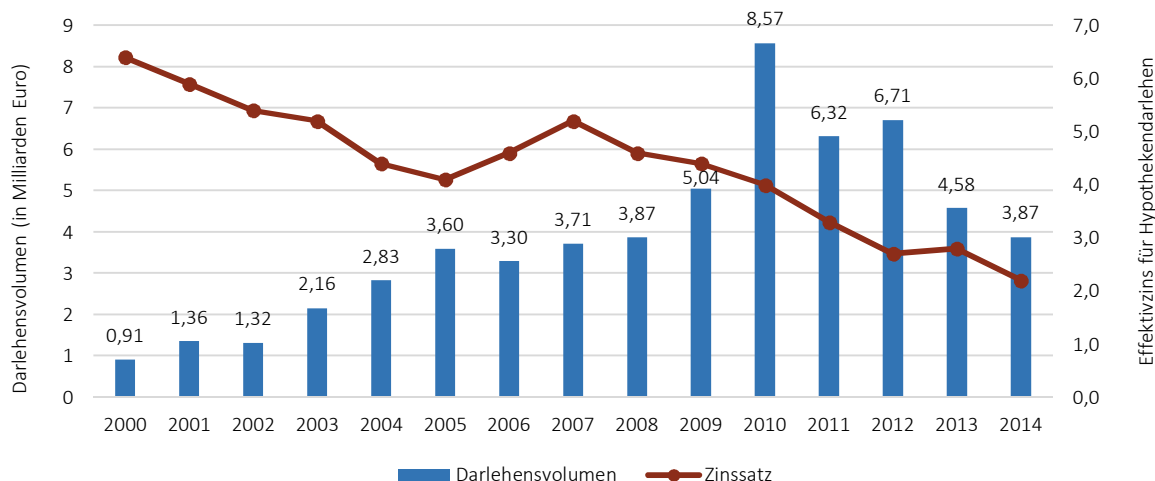
Mit dem Ziel die Ausbauziele der Bundesregierung hinsichtlich des Anteils Erneuerbarer Energien zu fördern, bietet die nationale Förderbank der Bundesrepublik Deutschland, die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) bzw. die KfW Bankengruppe, Förderprogramme in Form zinsgünstiger Darlehen für Investitionen in die Nutzung erneuerbarer Energiequellen an.

So werden bspw. im KfW-Programm „Erneuerbare Energien Standard“ neben Unternehmen auch Privatpersonen, Freiberufler und Landwirte bei der Errichtung, Erweiterung und dem Erwerb von Anlagen zur Stromerzeugung sowie Anlagen zur Strom- und Wärmeerzeugung in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) aus Erneuerbaren Energien in Deutschland und im Ausland gefördert. Hierbei können die Antragssteller die KfW-Förderung in Form zinsvergünstigter Darlehen in Anspruch nehmen.

Das jährlich gewährte Darlehensvolumen für die inländischen KfW Förderprogramme im Bereich Erneuerbare Energien stieg im Zeitraum von 2000 bis 2010 kontinuierlich an, hat seitdem jedoch einen Rückgang zu verzeichnen (vgl. Abbildung 14). Zudem wird deutlich, dass der Effektivzins für Hypothekendarlehen ebenfalls von 6,4 % im Jahr 2000 auf 2,2 % im Jahr 2014 bzw. 1,7 % im Jahr 2015 gesunken ist.

Bei Annahme einer Zinsvergünstigung von 1,0 % bzw. 0,5 % p. a. bei einer Tilgungslaufzeit von zehn Jahren ergibt sich im Zeitraum von 2000 bis 2015<sup>56</sup> ein Kostenparameter von 3,74 Milliarden Euro bzw. 1,88 Milliarden Euro.

ABBILDUNG 14: DARLEHENSUMME FÜR EE-FÖRDERPROGRAMME DER KfW



Quelle: KfW<sup>57</sup>, Statista.

<sup>56</sup> Informationen über die Darlehenssumme in 2015 lagen zum Bearbeitungszeitpunkt noch nicht vor. Daher wurde der Jahresvorwert fortgeschrieben.

<sup>57</sup> Von 2009 bis 2014: Darlehensvolumina der Förderprogramme EE Standard, EE Speicher und Offshore (inkl. Ergänzung 2009); 2007 und 2008: ERP-Umwelt, KfW-Umwelt, Solar und KfW-EE, 2000 bis 2006: ERP-Umwelt- und -Energieeinsparprogramm, KfW-100.000-Dächer-Solarstrom-Programm und KfW-Programm zur Förderung erneuerbarer Energien.

Bei Fortschreibung einer Zinersparnis von 1 % p. a. kann somit bis ins Jahr 2025 mit weiteren 2,24 Milliarden Euro kalkuliert werden, welche sich durch die Gewährung zinsvergünstigter Darlehen generieren..

### 3.3.3 AUßERPLANMÄßIGE ABSCHREIBUNGEN DER EVU AUF DIE KONVENTIONELLEN KRAFTWERKE IN DEUTSCHLAND

Die Förderung Erneuerbarer Energien hat die Erlösmöglichkeiten der konventionellen Kraftwerke verändert: Der Großhandelspreis für Strom ist u. a. aufgrund des Merit-Order-Effektes der Erneuerbaren Energien gesunken, so dass konventionelle Kraftwerke oft nur noch geringe oder gar keine Deckungsbeiträge erzielen können; die Anzahl der Stunden mit negativen Strompreisen steigt kontinuierlich an (vgl. Kap. 3.3.4). Darüber hinaus ist für viele konventionelle Kraftwerke die Anzahl der Einsatzstunden mit dem Anstieg des EEG-Stromanteils am Stromverbrauch zurückgegangen, wodurch die Rentabilität der konventionellen Kraftwerke zusätzlich beeinträchtigt wird. Die veränderten Marktbedingungen schlagen sich u. a. in außerplanmäßigen Abschreibung bei den konventionellen Kraftwerken nieder, die ebenfalls als Kosten der Energiewende zu klassifizieren sind, da bestehende Werte vernichtet werden. Ferner führt auch der von der Bundesregierung beschlossene Ausstieg aus der Atomenergie zu außerplanmäßigen Abschreibungen bei den Betreibern der Atomkraftwerke.

Um diese zu quantifizieren, wurden die Geschäftsberichte von RWE, EON, Vattenfall und EnBW für die Jahre 2000-2015 ausgewertet. Diese verfügten nach Berechnungen der Monopolkommission (2015, 34, Tz. 53) über rund 62 Prozent der konventionellen Stromerzeugungskapazitäten in Deutschland. Dabei wurden alle Wertberichtigungen bzw. außerplanmäßigen Abschreibungen der Unternehmen erfasst, die das Segment der konventionellen Stromerzeugung in Deutschland betreffen und von den Unternehmen explizit auf die veränderten Rahmenbedingungen zurückgeführt werden. Diese summieren sich bis dato auf gut sechs Milliarden Euro.

Der **RWE-Konzern** musste 2015 außerplanmäßige Abschreibungen in Höhe von 1,51 Milliarden Euro auf das Segment der konventionellen Stromerzeugung in Deutschland vornehmen. Als wesentliche Ursachen nennt der Konzern die Einschätzung der kurz-, mittel- und langfristigen Strompreisentwicklung, die regulatorischen Rahmenbedingungen sowie die geringe Auslastung des Kraftwerksparks (RWE-Geschäftsbericht, 2015, 112).

Der **EnBW-Konzern** nahm 2010 außerplanmäßige Abschreibungen im Umfang von 0,2225 Milliarden Euro auf sonstige immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagevermögen und Investment Properties vor. Das Gros dieser Abschreibungen entfiel auf Erzeugungsanlagen der Stadtwerke Düsseldorf AG. Als Ursache nennt der Konzern den Profitabilitätsrückgang aufgrund gesunkener Erwartungen bezüglich der Strompreisentwicklung (EnBW-Geschäftsbericht, 2010, 152).

Im Jahr 2011 schrieb EnBW 0,2829 Milliarden Euro außerplanmäßig ab. Als Grund nennt das Unternehmen die dauerhafte Stilllegung zweier Kernkraftwerke sowie Abschreibungen auf die Gasnetze. Die Stilllegung der Kraftwerke ist das Ergebnis der Atomgesetznovelle (EnBW-Geschäftsbericht, 2011, 62 und 143).

Im Jahr 2014 betragen die außerplanmäßigen Abschreibungen des EnBW-Konzerns auf sonstige immaterielle Vermögenswerte, Sachanlagen und Finanzinvestitionen 1,2603 Milliarden Euro. Sie beinhalten im

Wesentlichen Wertberichtigungen auf die Erzeugungsanlagen, welche infolge der deutlich verschlechterten Erwartungen bezüglich der langfristigen Strompreisentwicklung erforderlich waren (EnBW, Halbjahresfinanzbericht Januar bis Juni 2014, 2014, 16; EnBW, Jahresabschlussbericht, 2014, 28).

Insgesamt nahm EnBW außerplanmäßige Abschreibungen im Wert von 1,7657 Milliarden Euro vor.

**E.ON musste** 2011 außerplanmäßige Abschreibungen im Umfang von 0,219 Milliarden Euro vornehmen. Grund: Ungeplante Stilllegung von Atomkraftwerken in Folge des Dreizehnten Gesetzes zur Änderung des Atomgesetzes am 1. August 2011 (E.ON, Geschäftsbericht, 2011, 28).

Auch bei **Vattenfall** führte das Dreizehnte Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes im Jahr 2011 zu außerplanmäßigen Abschreibungen auf die Kernkraftwerke Brunsbüttel und Krümmel. Gemäß des Lageberichtes umfassten die Wertminderungen im Sachanlagevermögen sowie die Zuführung von Rückstellungen für die beiden Kernkraftwerke 1,2 Milliarden Euro (Vattenfall Europe AG, 2011, 17).

Im Jahr 2013 nahm Vattenfall Wertberichtigungen im Umfang von 4.137 Millionen SEK (ca. 0,468 Milliarden Euro) auf ein Steinkohlekraftwerk – hierbei handelt es sich sehr wahrscheinlich um das Kohlekraftwerk Moorburg in Hamburg – in Deutschland vor. Vattenfall begründet diese mit der Verschlechterung der wirtschaftlichen Bedingungen (Vattenfall, Geschäfts- und Nachhaltigkeitsbericht, 2013, 78).

Im Jahr 2014 nahm Vattenfall erneut Wertberichtigung im Umfang von 5.688 Millionen SEK (ca. 0,602 Milliarden Euro) auf das Steinkohlekraftwerk Moorburg in Hamburg vor. Als Ursache führt Vattenfall den fallenden Großhandelspreis für Strom an, der zu noch engeren Gewinnspannen in der Stromerzeugung führt. Insgesamt belaufen sich die Wertminderungen auf Buchwerte von Vermögensgegenständen aufgrund des sinkenden Großhandelsstrompreises auf 6.900 Millionen SEK (0,731 Milliarden Euro) (Vattenfall, Geschäfts- und Nachhaltigkeitsbericht, 2014, 45 und 97).

Im Jahr 2015 weist Vattenfall 1.930,2 Millionen SEK (ca. 0,201 Milliarden Euro) Wertberichtigungen auf den konventionellen Kraftwerkspark in Deutschland vor. Davon entfallen 1.528,5 Millionen SEK (ca. 0,162 Milliarden Euro) auf Braunkohlekraftwerke und 4.017 Millionen SEK (ca. 0,421 Milliarden Euro) auf das Steinkohlekraftwerk Moorburg (Vattenfall, Annual and Sustainability Report, 2015, 101).

Somit hat Vattenfall insgesamt Wertberichtigungen im Umfang von etwa 2,6 Milliarden Euro auf den konventionellen Kraftwerkspark in Deutschland im Zuge der Energiewende vorgenommen. Ein Überblick über die Zusammensetzung dieser findet sich in der Tabelle 8.

TABELLE 8: ABSCHREIBUNGEN DER VIER GRÖßTEN ENERGIEVERSORGUNGSUNTERNEHMEN (IN MILLI-ONEN EURO)

	2010	2011	2013	2014	2015	Summe
RWE					1.510	1.510
EnBW	222,5	282,9		1.260,3		1.765,7
E.ON		219				219
Vattenfall		1.200	467,5	730,73	203,77	2.602
Summe	222,5	1701,9	467,5	1991,03	1.713,7	6.096

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf den Geschäftsberichten von RWE, EnBW, E.ON und Vattenfall.

Auf eine Prognose der außerplanmäßigen Abschreibungen bzw. Wertberichtigungen in den Jahren 2016-2025 wird verzichtet, da dies kaum möglich ist.

### 3.3.4 KOSTEN DURCH NEGATIVE STROMPREISE

Seit Gründung der europäischen Strombörse European Power Exchange (EPEX SPOT SE) im Jahr 2008 lässt sich am Day-Ahead-Stromgroßhandelsmarkt das Auftreten negativer Preise beobachten, die ebenfalls ein Ausdruck veränderter Marktbedingungen im Zuge der Energiewende sind. Die Existenz negativer Strompreise bedeutet, dass die Stromanbieter zu einzelnen Zeitpunkten Nachfragern für die Abnahme elektrischer Energie Geld bezahlen. Negative Preise treten dann auf, wenn in Zeiten hoher Wind- und Solarstromproduktion bei gleichzeitig geringer Nachfrage (besonders an Sonn- und Feiertagen sowie in den Nachtstunden) ein Überangebot an elektrischer Energie besteht. Die konventionellen Kraftwerksbetreiber können allerdings aufgrund technischer und regulatorischer Restriktionen der Kraftwerke die Erzeugung von einem Produktzeitraum zum nächsten nicht beliebig verändern. Zudem verursachen die An- und Abfahrtsvorgänge der Kraftwerke Kosten für die Betreiber, so dass es für sie nach wie vor günstiger ist, den Strom zu negativen Preisen anzubieten.

TABELLE 9: ANZAHL DER STUNDEN MIT NEGATIVEN STROMPREISEN SEIT 2008

2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
15	71	12	15	56	64	64	126

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von EPEX Spot.

Um die Kosten, welche den Stromerzeugern durch die negativen Strompreise entstehen, zu ermitteln, werden daher die in den jeweiligen Stunden auftretenden negativen Preise mit der in der jeweiligen Stunden gehandelten Menge (MWh) multipliziert und abschließend über die gesamte Zeitperiode aufaddiert.

Allerdings wird die gehandelte Menge zuvor wie folgt korrigiert: Zum einen wird die Menge, welche auf Österreich entfällt von der gehandelten Menge in der jeweiligen Stunde subtrahiert.<sup>58</sup> Zum anderen wird der Anteil der Erneuerbaren Energien von der gehandelten Strommenge abgezogen<sup>59</sup>. Grund: Die negativen Strompreise schmälern die Erlöse der Übertragungsnetzbetreiber aus der Vermarktung Erneuerbarer Energien und verteuern so die EEG-Umlage, weshalb die Kosten der negativem Strompreise, die auf den Anteil der Erneuerbarer Energien entfallen, bereits bei den EEG-Differenzkosten bzw. der EEG-Umlage zum Tragen kommen.

Wie in Tabelle 10 deutlich wird, sind die durch die negativen Preise entstanden Kosten in den einzelnen Jahren seit 2008 nicht durchgängig gestiegen, sondern erreichen den größten Wert in 2012. So war der Median der negativen Strompreise in diesem Jahr mit -10,04 Euro deutlich geringer als mit -5,02 Euro im Jahr 2015. Insgesamt ergibt sich als Summe aus allen entstanden Kosten seit 2008 ein Betrag von knapp 199 Millionen Euro.

**TABELLE 10: DURCH NEGATIVE STROMPREISE ENTSTANDENE KOSTEN IN MILLIONEN EURO**

	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
Anzahl negativer Preisstunden	15	71	12	15	56	64	64	126
Kosten	5,2	39,4	1,3	3,6	74,0	19,9	27,2	28,6

Quelle: Eigene Berechnungen basierend auf Daten von EPEX Spot, Netztransparenz.de und des BDEW.

In einer Studie im Auftrag des Bundesverbandes WindEnergie e.V. geht das Beratungsunternehmen Energy Brainpool (2014) davon aus, dass bis zum Jahr 2040 etwa 18 % der Jahresstunden negative Strompreise aufweisen werden. Dieser Anstieg zeichnet sich allerdings erst nach 2020 ab, bis dahin bewegt sich laut der Prognose von Energy Brainpool die Anzahl der negativen Preisstunden auf dem in den letzten Jahren beobachteten Niveau. Als Begründung für den rasanten Anstieg der Stunden mit negativen Strompreisen wird die ansteigende Höhe der Windenergieeinspeisung genannt, welche einen großen Einfluss auf die Entstehung negativer Preise ausübt. Allerdings muss ein Anstieg der Anzahl der negativen Preisstunden nicht gleichzeitig bedeuten, dass auch die daraus resultierenden Kosten ansteigen. Wie Tabelle 10 zeigt, waren die durch die negativen Preise entstandenen Kosten im Jahr 2012 weitaus höher als in den darauffolgenden Jahren, obwohl die Anzahl der negativen Preisstunden (deutlich) geringer war als im Zeitraum 2013 bis 2015. Daher wird für die jährliche Prognose bis 2025 der Durchschnitt der in den letzten fünf Jahren entstandenen Kosten berechnet. D. h. zu den etwa 199 Millionen Euro kommen bis 2025 weitere 306 Millionen Euro hinzu.

<sup>58</sup> Es liegen keine genauen Informationen für die nach Ländern getrennt gehandelten Mengen auf Stundenbasis vor. Allerdings liegen Werte für die monatlichen bzw. jährlichen Produktionsmengen für Deutschland und Österreich beim Verband Europäischer Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) vor. Im Durchschnitt entspricht der Anteil der österreichischen Produktionsmenge an der gesamten Produktionsmenge gut 10 %. Daher werden bei den an der EPEX Spot gehandelten Kilowattstunden pauschal 10 % abgezogen.

<sup>59</sup> Schätzung basierend auf Informationen von ENTSO-E (produzierte Strommenge), netztransparenz.de (Solar- und Windenergieprognose) sowie BDEW (Anteil erneuerbarer Energien an der produzierten Strommenge in Deutschland).



### 3.3.5 ZWISCHENFAZIT

Um die Ausbauziele für den Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zu erreichen, setzt die Bundesregierung nicht nur auf die Förderung Erneuerbarer Energien durch die Verpflichtung der Netzbetreiber, die EE-Erzeugungskapazitäten an ihre Netze anzuschließen, deren Strom vorrangig in das Netz einzuspeisen und zu im EEG fixierten Sätzen zu vergüten, sondern sie bietet über die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) bzw. die KfW Bankengruppe, auch zinsgünstiger Darlehen für Investitionen in die Nutzung erneuerbarer Energiequellen an. Bei einer Zinsvergünstigung von 1,0 % bzw. 0,5 % p. a. und einer Tilgungslaufzeit von zehn Jahren ergibt sich im Zeitraum 2000 bis 2015 ein Kostenparameter von 3,74 Milliarden Euro bzw. 1,88 Milliarden Euro. Bei Fortschreibung einer Zinsersparnis von 1 % p. a. kann somit bis ins Jahr 2025 mit weiteren 2,24 Milliarden Euro, welche sich durch die Gewährung zinsvergünstigter Darlehen generieren, kalkuliert werden.

Darüber hinaus unterstützt die Bundesregierung die Energiewende durch die Förderung der Forschung im Bereich der Erneuerbaren Energien. Die Forschungsförderung des Bundes und der Länder im Bereich Erneuerbare Energien summiert sich in den Jahren 2000-2015 auf fast vier Milliarden Euro, 2016-2025 werden voraussichtlich weitere acht Milliarden Euro hinzukommen; das sind 12 Milliarden bis Ende 2025.

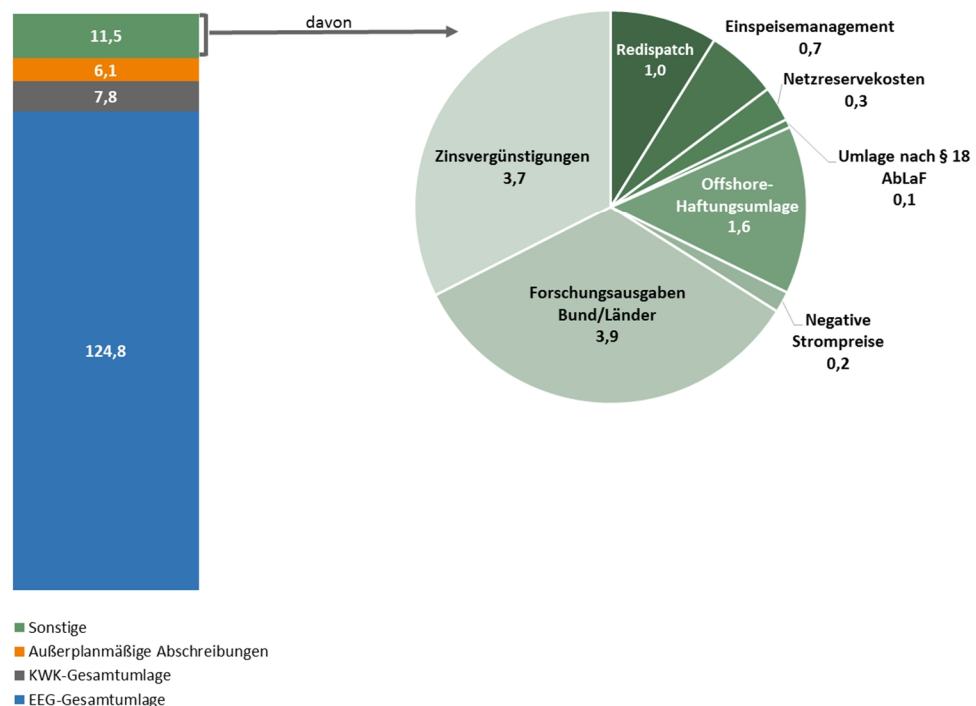
Die Förderung Erneuerbarer Energien hat die Marktbedingungen für konventionelle Kraftwerke signifikant verändert; außerplanmäßige Abschreibungen bzw. Wertberichtigungen auf den konventionellen Kraftwerkspark und negative Strompreise belasten das Betriebsergebnis der betroffenen Energieversorgungsunternehmen. So haben E.ON, Vattenfall, RWE und EnBW in den Jahren 2010 bis 2015 außerplanmäßige Abschreibungen bzw. Wertberichtigungen im Umfang von fast sechs Milliarden Euro vorgenommen. Die Aufwendungen der Energieversorgungsunternehmen für negative Strompreise summieren sich bis 2015 auf ca. 199 Millionen Euro; in den Jahren 2016-2025 ist schätzungsweise mit weiteren 306 Milliarden Euro zu rechnen.

Insgesamt werden sich die weiteren mit der Energiewende verbundenen Kosten in dem Zeitraum 2000-2025 auf 24,8 Milliarden Euro summieren.

#### 4. GESCHÄTZTE GESAMTKOSTEN

Zusammengerechnet belaufen sich die Gesamtkosten der Energiewende bis zum Jahr 2015 auf insgesamt etwa **150 Milliarden Euro**, wobei die Kosten für den Übertragungs- und Verteilungsnetzausbau hier nicht berücksichtigt sind. Anhand der Abbildung 15 wird deutlich, dass ein Großteil dieser Kosten mit etwa 125 Milliarden Euro, was einem Anteil an den Gesamtkosten von ca. 83 % entspricht, auf die EEG-Differenzkosten entfällt. Fast acht Milliarden Euro sind Aufwendungen für die KWK-Förderung. Gut sechs Milliarden Euro entfallen auf die außerplanmäßigen Abschreibungen, welche den vier großen Energieversorgungsunternehmen durch die Energiewende entstanden sind. 11,5 Milliarden Euro verteilen sich auf diverse in den vorangegangenen Kapiteln diskutierte Posten, wie beispielsweise die Forschungsausgaben von Bund und Ländern für Erneuerbare Energien, die durch die KfW-Förderkredite entstandenen Zinsvergünstigungen, die Offshore-Haftungsumlage oder die Redispatch-Kosten. In der Gesamtschau entfällt hingegen nur ein sehr geringer Anteil auf Kosten für Einspeisemanagement, Umlage nach § 18 AbLaV, Netzreserve und negative Strompreise.

ABBILDUNG 15: BISHERIGE KOSTEN DER ENERGIEWENDE (BIS 2015) IN MILLIARDEN EURO



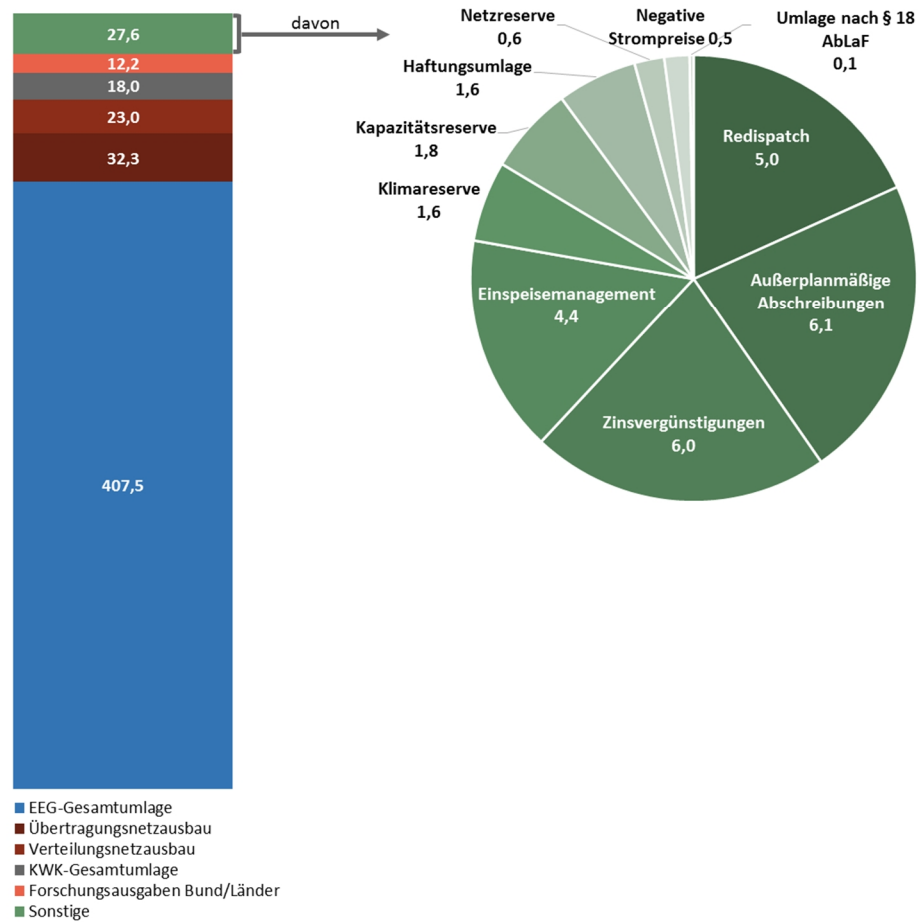
Quelle: Eigene Berechnungen.

Rechnet man diese Kosten auf die in Deutschland lebende Bevölkerung um, so ergibt sich für jeden Einwohner eine Gesamtbelastung von insgesamt ca. 1.830 Euro im untersuchten Zeitraum von 2000 bis

2015.<sup>60</sup> Umgerechnet auf jeden einzelnen Monat seit Beginn des Jahres 2000 resultiert dies in einer monatlichen Belastung von etwa 10 Euro pro Person.

Bis zum Jahr 2025 werden sich die Kosten der Energiewende voraussichtlich auf 520,5 Milliarden Euro (nominal) summieren. Die Zusammensetzung dieser ist in Abbildung 16 veranschaulicht.

ABBILDUNG 16: PROGNOSE DER GESAMTKOSTEN DER ENERGIEWENDE (BIS 2025) IN MILLIARDEN EURO



Quelle: Eigene Berechnungen.

Auch hier ist der größte Kostentreiber mit rund 408 Milliarden Euro nach wie vor die EEG-Umlage (vgl. Abbildung 16). Der Investitionsbedarf für den Übertragungs- und Verteilnetzausbau lässt sich 2025 mit über 55 Milliarden Euro beziffern. 18 Milliarden Euro entfallen schätzungsweise auf die KWK-Umlage und 12 Milliarden auf die Forschungsförderung durch Bund und Länder. Weitere fast 28 Milliarden Euro generieren sich aus der Summe von Redispatch-Kosten, Außerplanmäßigen Abschreibungen, Zinsvergünstigungen durch KfW-Förderkredite, Einspeisemanagementkosten u. a. (vgl. Abbildung 16). Es wird deutlich, dass

<sup>60</sup> Bei Annahme einer Bevölkerungszahl von 82 Millionen Einwohnern (vgl. [http://www.statistikportal.de/Statistik-Portal/de\\_jb01\\_jahrtab1.asp](http://www.statistikportal.de/Statistik-Portal/de_jb01_jahrtab1.asp), abgerufen am 29. August 2016).

in der Gesamtschau die Kosten für Klima-, Kapazitäts- und Netzreserve, (Haftungs)umlage(n) und negative Strompreise eher eine untergeordnete Rolle spielen.

Umgerechnet auf jeden einzelnen Einwohner<sup>61</sup> ergibt sich somit ein Gesamtbetrag von insgesamt über 6.000 Euro, welcher im Zeitraum 2000 bis Ende des Jahres 2025 anfällt. Das Gros der Kosten fällt dabei erst in den kommenden Jahren an. Betragen die Kosten im Zeitraum 2000-2015 noch rund 1830 Euro pro Einwohner, so werden es im Zeitraum 2016-2025 pro Einwohner über 4.500 Euro sein. Eine vierköpfige Familie zahlt von 2000 bis 2025 direkt und indirekt über 25.000 Euro für die Energiewende. In den kommenden zehn Jahren werden davon durchschnittlich 18.000 Euro für eine vierköpfige Familie anfallen.

Verteilt man diesen Betrag auf die einzelnen Monate, so kostet die Energiewende jeden einzelnen in Deutschland lebenden Einwohner monatlich über 20 Euro. Auch hier gilt jedoch: Bis 2015 waren dies noch weniger als 10 Euro pro Monat. Im Zeitraum 2016-2025 werden dies jedoch rund 37,50 Euro pro Monat und Einwohner sein. Der Großteil der Kosten der Energiewende wird also noch zu zahlen sein.

---

<sup>61</sup> Unter Annahme gleichbleibender Bevölkerungszahl.

## 5. REFORMOPTIONEN

Eine wesentliche Voraussetzung für das Gelingen der Energiewende ist, dass die Kosten der Transformation des Energiesystems bezahlbar bleiben, sie also nicht nur effektiv, sondern auch effizient von statten gehen muss. Die bisherige Förderung nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat hier kläglich versagt und die Kosten für den Ausbau der Stromerzeugung in dramatischer, aber unnötiger Weise nach oben getrieben (vgl. auch Kronberger Kreis, 2014). Ziel des vorliegenden Kapitels ist es daher, mögliche Neugestaltungsoptionen der Förderung Erneuerbarer Energien zu thematisieren.

**Erstbeste Option:** Stärkung des EU-Emissionshandels (European Union Emissions Trading System, EU ETS) als wesentlichem Instrument für den Klimaschutz

Der Grund für das klimapolitische Versagen des EEG liegt im konzeptlosen Nebeneinander von EEG und dem Europäischen Emissionshandelssystem (EU ETS). Im Rahmen des EU ETS gibt die Europäische Kommission (seit 2013) EU-weite Gesamtobergrenze für CO<sub>2</sub>-Emissionen vor (zuvor gab es nationale Pläne, die mit der Europäischen Kommission abgestimmt wurden).

Das EU ETS ist ein sogenanntes Cap and Trade-System, d. h. die Höhe der erlaubten CO<sub>2</sub>-Emissionen wird absolut gedeckelt (der Cap), die Berechtigung CO<sub>2</sub>- auszustößen kann jedoch gehandelt werden (Trade). Von diesem System sind jedoch nicht alle CO<sub>2</sub>-Emissionen erfasst, sondern aktuell nur etwa 50 %. Während Privathaushalte (vor allem Wärme), Verkehr (mit Ausnahme der Bahn, da diese mit Strom betrieben wird) und Landwirtschaft nicht erfasst sind, unterliegen die folgenden sechs Branchen dem EU ETS:

- 1) Stromerzeugung (in Kraftwerken ab 20 MW installierter Leistung),
- 2) Eisen- und Stahlverhüttung,
- 3) Kokereien und Raffinerien,
- 4) Zement- und Kalkproduktion,
- 5) Glas- Keramik- und Ziegelherstellung sowie
- 6) Papier- und Zellstoffproduktion.

Erfasst sind in diesen sechs Branchen EU-weit heute etwa 11.000 Kraftwerke und Produktionsanlagen. Produziert werden darf dort nur, wenn eine Berechtigung zum damit verbundenen Ausstoß an Treibhausgasen vorliegt. Liegt eine solche Berechtigung, die sog. „European Union Allowance (EUA)“, bis zum 30. April des Folgejahres nicht vor, so müssen die Anlagenbetreiber ein Bußgeld von 100 Euro pro fehlender EUA zahlen sowie die fehlenden EUAs nachreichen. Hat ein Anlagenbetreiber hingegen mehr EUAs als er benötigt, so kann er diese entweder zu einem späteren Zeitpunkt verwenden oder aber verkaufen.

Die Idee des EU ETS liegt darin, den Markt als Entdeckungsprozess zu nutzen, um herauszufinden, wie der CO<sub>2</sub>-Ausstoß möglichst günstig reduziert werden kann. Dazu ein simples Beispiel: Stellen wir uns vor, ein Kraftwerksbetreiber A mit einem alten Kraftwerkspark könne durch die Modernisierung eines Kraftwerksblocks 1000t CO<sub>2</sub> vermeiden, hätte aber jährliche Zusatzkosten (aus der Investition) von 15.000 Euro. Es ließen sich sogar 2000t CO<sub>2</sub> vermeiden. Dies wäre aber mit jährlichen Kosten von 35.000 Euro verbunden. Kraftwerksbetreiber B hingegen habe Kosten von 25.000 Euro, um 1.000 Tonnen CO<sub>2</sub> zu vermeiden und 60.000 Euro, um 2000t CO<sub>2</sub> zu vermeiden. Wenn das politische Ziel darin liegt, insgesamt 2.000 Tonnen

CO<sub>2</sub> zu vermeiden, ist dies am günstigsten wenn allein Betreiber A den CO<sub>2</sub>-Ausstoß vermeidet, da dies nur Kosten von 35.000 Euro aufwirft. Werden hingegen beide verpflichtet, den CO<sub>2</sub>-Ausstoß um 1.000 Tonnen zu drosseln, betragen die Gesamtkosten 40.000 Euro. Hier setzt die Idee des Emissionshandels an: Wenn Emissionszertifikate handelbar sind, wird Kraftwerksbetreiber A über die 1000t hinaus weitere 1000t CO<sub>2</sub> vermeiden, solange er einen Zertifikatspreis von mehr als 20 Euro erwartet. Es lohnt sich dann für ihn, die zusätzlichen Kosten in Höhe von 20.000 Euro (= 35.000-15.000) auf sich zu nehmen. Umgekehrt wird Betreiber B kein CO<sub>2</sub> vermeiden solange der Zertifikatspreis unter 25 Euro/Zertifikat liegt. Durch die Handelbarkeit der Zertifikate kommt es also dazu, dass dort CO<sub>2</sub> vermieden wird, wo dies am günstigsten möglich ist, ohne dass Ingenieure, Bürokraten und Politiker zentrale Vorstellungen und Vorgaben entwickeln müssen, wo genau CO<sub>2</sub> einzusparen ist. Der Markt führt dazu, dass die Einsparungen genau dort erfolgen, wo es am günstigsten möglich ist – ohne jede zentrale Feinsteuerung.

In den vom EU ETS erfassten Branchen lag die Deckelung im Jahr 2013 EU-weit bei 1,97 Milliarden Tonnen CO<sub>2</sub>, nach 2,12 Milliarden Tonnen in 2005 und 2,08 Milliarden Tonnen in 2008. Die Menge von 1,97 Milliarden Tonnen CO<sub>2</sub> wird seit 2013 jährlich um 1,74 % gesenkt, um sie schließlich im Jahr 2020 auf 1,72 Milliarden Tonnen oder 79 % der Emissionen des Jahres 2005 zu begrenzen.

Wenn nun also aufgrund des Booms der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen in Deutschland in der Stromerzeugung weniger CO<sub>2</sub> ausgestoßen werden sollte, so sinkt zunächst die Nachfrage nach Emissionsrechten und damit ihr Preis. Zum anderen können die konventionellen Stromerzeuger ihre nicht mehr benötigten Emissionsrechte nun anderweitig einsetzen (z. B. bei der Braunkohleverstromung) oder aber die Rechte verkaufen, sei es an einen spanischen Papierhersteller, ein französisches Stahlwerk oder wen auch immer. Der gedeckelte Gesamtausstoß an Treibhausgasen in der EU bleibt davon völlig unberührt. Sofern also das EEG zu einer Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes in Deutschland führt, werden hier nicht länger genutzte Emissionsrechte an anderer Stelle eingesetzt. Der Gesamtausstoß an Treibhausgasen verändert sich nicht.

Das EU ETS wäre das Instrument für eine rationale Klimapolitik und auch zur aktuell viel diskutierten Sektorenkopplung von Strom, Wärme, Verkehr und anderen CO<sub>2</sub> emittierenden Branchen. Es wäre am besten, das EEG komplett abzuschaffen und stattdessen das EU ETS als Leitinstrument der europäischen Klimapolitik weiter auszubauen und konsequent auf den Wärmemarkt und den Verkehrssektor auszudehnen.

Da diese Option jedoch politisch in weite Ferne gerückt ist, muss nach zweitbesten Optionen gesucht werden. Eine solche bestünde in einem Zertifikatmodell (Quote) nach schwedischem Vorbild, das nachstehend näher erläutert wird:

**Zweite Option:** Das Zertifikatmodell nach schwedischem Vorbild funktioniert wie folgt:

- Gesetzgeber macht (a) Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) und (b) Letztverbrauchern in dem Ausmaß, in dem sie Strom selbst erzeugt, importiert oder an der Börse bezogen haben, Vorgaben über den Anteil an EE-Strom, welche sie im Jahresdurchschnitt zu beziehen haben (Vorbild: Schweden).
- Die Erzeuger von EE-Strom erhalten pro 100 kWh erzeugtem grünen Strom ein Grünstromzertifikat, das handelbar ist.

- Die Pflicht des Nachweises der Grünstromzertifikate liegt vor allem bei denjenigen, die auf dem Markt für den erstmaligen Absatz von elektrischer Energie (nicht Endkundenmarkt!) als Nachfrager auftreten.
- Um die vorgegebene Quote zu erfüllen, können Energieversorgungsunternehmen (z. B. Stadtwerke) selbst EE-Strom erzeugen, diesen von dritten beziehen oder die Grünstromzertifikate kaufen. Die Vertragsgestaltung zwischen Grünstromerzeugern und Energieversorgungsunternehmen bleibt allein diesen überlassen. Energieversorgungsunternehmen können Grünstromzertifikate am Markt erwerben oder auch selbst Ausschreibungen für Grünstromerzeugung vornehmen und dort auch garantierte Einspeisevergütungen anbieten oder diese aushandeln.
- Erreichen die als (a) und (b) genannten die vorgegebene Quote nicht, so ist eine Pönale in Höhe des 1,5-fachen vom durchschnittlichen Zertifikatspreis zu entrichten.
- Wird die Quote übertroffen, so ist ein Übertrag in das nächste Jahr und darüber hinaus möglich. Im umgekehrten Fall eines „Defizits“, also bei Nicht-Erreichen der Quote ist hingegen stets die Pönale fällig, eine „Nacherfüllung“ im nächsten Jahr ist nicht möglich.

Das Zertifikatmodell (Quote) bietet verschiedene Vorteile:

Vorteil 1: Da die Energieversorgungsunternehmen zunehmen im Wettbewerb um Kunden stehen, haben sie starke Anreize a) die günstigsten Formen der Produktion von EE-Strom zu kontrahieren (Technologien, Standorte, Anlagengrößen, b) effiziente Verträge zu entwickeln, um möglichst kostengünstig EE-strom zu beziehen.

Vorteil 2: Ein Nachteil der öffentlichen Ausschreibungen, wie sie heute praktiziert werden ist, dass der Vertrag weitestgehend vorher spezifiziert werden muss. Ein Wettbewerb um den effizientesten Beschaffungsvertrag ist somit nicht möglich. Ob etwa Investitionszuschüsse, Einspeisevergütungen oder prozentuale Preisaufschläge am besten geeignet sind, EE-Strom zu beziehen, kann jedoch nur der Vertragswettbewerb zeigen, wie er im Rahmen des Zertifikatmodells praktiziert wird.

Vorteil 3 Im Gegensatz zu Ausschreibungsverfahren, wie sie das EEG 2014 und die laufende EEG-Novelle vorsehen, müssen bei einem zertifikatebasierten Modell Losgrößen nicht ex ante festgelegt werden. Damit können auch kleine Erzeuger sich wesentlich einfacher am Markt betätigen als dies bei transaktionskostenintensiven öffentlichen Ausschreibungen der Fall ist. Damit ist ein zertifikatebasiertes Modell besser geeignet, die Akteursvielfalt und Wettbewerb zu erhalten als ein Ausschreibungsmodell, das leicht konzentrationsfördernd wirken kann. Während die aktuellen Ausschreibungen noch immer sowohl Vertragsform (Art der Vergütung, Laufzeit, Anlagengröße) als auch technologiespezifische Ausbauziele staatlich geplant werden, würde ein zertifikatebasiertes System dafür Sorge tragen, dass sich effiziente Vertragsformen, Anlagengrößen und Technologien durchsetzen könnten.

Vorteil 4: Das Zertifikatmodell ermöglicht eine passgenaue Steuerung des Zubaus an EE-Erzeugungskapazitäten, wodurch die Entwicklung der Strukturen im Bereich des konventionellen Kraftwerksparks sowie der Übertragungs- und Verteilungsnetze besser planbar wären.

Vorteil 5: Der Fördermechanismus weist eine hohe Binnenmarktfähigkeit auf, d. h. er ist problemlos auf andere Mitgliedstaaten ausdehnbar.<sup>62</sup>

---

<sup>62</sup> Nähere Ausführungen zum „Zertifikatmodell (Synonym: Quotenmodell)“ finden sich in Haucap und Kühling (2013) sowie Haucap, Klein und Kühling (2013).

Das heutige Ausschreibungsmodell zur Festsetzung der Förderhöhe stellt zwar eine Verbesserung gegenüber der vom Gesetzgeber festgelegten Einspeisevergütung, da Ausschreibungen oder Auktionen in der Regel ein effizientes Instrument zur Bestimmung von Preisen sind, allerdings sollte die Direktvermarktung für alle Erzeuger verpflichtend werden. Nur so, ließen sich die EEG-Differenzkosten bzw. die EEG-Umlage, die einen Großteil der Energiewendekosten determinieren, gegebenenfalls signifikant reduzieren.

Eine einfache Umschichtung der Finanzierung vom Stromkunden auf den Steuerzahler, wie teilweise vorgeschlagen, wird nicht zu einer Kostensenkung führen, sondern allein zu einer Kostenverlagerung. Zudem ist davon auszugehen, dass eine Steuerfinanzierung auf beihilferechtliche Probleme stoßen würde.



## LITERATURVERZEICHNIS

- BDEW (2016a), Energie-Info: Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2016)- Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Auszahlungen, Marktintegration der Erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-Anlagen, Berlin.
- BDEW (2016b), Redispatch in Deutschland: Auswertung der Transparenzdaten von. April 2013 bis Juli 2016, Stand: 9. August 2016, Berlin.
- BDEW (2016c), Fakten und Argumente: Entwicklung der Energieversorgung 2015, Berlin.
- Beckers, T., N. Bieschke, A.-K. Lenz, J. Heurich, J. Kühling, W. Hertel, A. Nelle, D. Schubert, C. von Hammerstein, A. von Bremen und D. Schäfer (2014), Alternative Modelle für die Organisation und die Finanzierung des Ausbaus der Stromübertragungsnetze in Deutschland: Eine (institutionen-)ökonomische Analyse unter Einbezug juristischer und technisch-systemischer Expertise, Gutachten im Auftrag des Ministerium für Finanzen und Wirtschaft (MFW) des Landes Baden-Württemberg, des Ministeriums für Wirtschaft, Energie, Industrie, Mittelstand und Handwerk (MWEIMH) des Landes Nordrhein-Westfalen sowie des Thüringer Ministeriums für Wirtschaft, Arbeit und Technologie (TMWAT), Berlin / Regensburg.
- BMWi (2013), Erneuerbare Energien in Zahlen: Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2013, Berlin.
- BMWi (2015h), EEG in Zahlen: Vergütungen, Differenzkosten und EEG-Umlage 2000 bis 2016, Stand: 15. Oktober 2015.
- BMWi (2016a), Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand: Februar 2016.
- BMWi (2016b), EEG-Novelle 2016: Fortgeschriebenes Eckpunktepapier zum Vorschlag des BMWi für das neue EEG, Stand: 15. Februar 2016.
- Marquardt, R.-M. und H. J. Bontrup (2014), Verteilungskonflikte infolge der Energiewende: Branchenbetroffenheit, Lüdinghausen/Hannover.
- Bundesnetzagentur (2010), Monitoringbericht 2010: Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG, Bonn.
- Bundesnetzagentur (2011), Auswirkungen des Kernkraftwerk-Moratoriums auf die Übertragungsnetze- und die Versorgungssicherheit, Aktualisierung, Bonn.
- Bundesnetzagentur (2015), Feststellung des Reservekraftwerksbedarfs für den Winter 2015/2016 sowie die Jahre 2016/2017 und 2019/2020, Bonn.
- Bundesnetzagentur (2015a), Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen Erstes und zweites Quartal 2015, Bonn.
- Bundesnetzagentur (2016), Bericht: Feststellungsbedarf an Netzreserve für den Winter 2016/2017 sowie das Jahr 2018/2019, Bonn.
- Bundesnetzagentur (2013), Bestätigung: Netzentwicklungsplan Strom 2013, Bonn.
- Bundesnetzagentur (2013), Bestätigung: Offshore-Netzentwicklungsplan 2013, Bonn.
- Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (2013), Monitoringbericht 2013, Monitoringbericht gemäß § 63 Abs. 3 i. V. m. § 35 EnWG und § 48 Abs. 3 i. V. m. § 53 Abs. 3 GWB, Bonn.
- Consentec (2012), Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve: Gutachten im Auftrag des BDEW, Aachen.

- Consentec und r2b Energy Consulting (2010), Endbericht: Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Köln/Aachen.
- dena-Netzstudie-I (2005), Endbericht: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Konzept für eine stufenweise Entwicklung des Stromnetzes in Deutschland zur Anbindung und Integration von Windkraftanlagen Onshore und Offshore unter Berücksichtigung der Erzeugungs- und Kraftwerksentwicklungen sowie der erforderlichen Regelleistung, Köln.
- dena-Netzstudie-II (2010), Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 - 2020 mit Ausblick 2025, Berlin.
- dena-Verteilnetzstudie (2012), Ausbau- und Innovationsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, Berlin.
- DIHK (2015), DIHK-Stellungnahme zum Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz) vom 29. September 2015, Berlin.
- Döring, S. (2015), Energieerzeugung nach Novellierung des EEG: Konsequenzen für regenerative und nicht regenerative Energieerzeugungsanlagen, Springer/Vieweg, Berlin, Heidelberg.
- E.ON (2011), Geschäftsbericht (2011), Düsseldorf.
- E-Bridge/IAEW/OFFIS (2014), Abschlussbericht: „Moderne Verteilernetze für Deutschland“, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.
- Ecofys (2015), Weiterentwicklung des Einspeise-Managements: Bewertung von Ansätzen, Studie im Auftrag des Bundesverbandes Windenergie e.V, Berlin.
- EnBW (2010), Geschäftsbericht: Energie ist Vielfalt, Karlsruhe.
- EnBW (2011), Geschäftsbericht: Die Energiewende aktiv mitgestalten, Karlsruhe.
- EnBW (2014), Halbjahresfinanzbericht Januar bis Juni 2014, Karlsruhe.
- EnBW (2014), Jahresabschluss des EnBW-Konzerns: Fassung ohne Lagebericht, Karlsruhe.
- Energy Brainpool (2014), Zukünftige Auswirkungen der Sechs-Stunden-Regelung gemäß § 24 EEG 2014, Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbandes Windenergie e.V.
- Erdmann, G. (2011), Kosten des Ausbaus der erneuerbaren Energien: Studie der Technischen Universität Berlin im Auftrag der Vereinigung der Bayerischen Wirtschaft (vbw), der Bayrischen Chemieverbände, dem Verband der Bayerischen Papierfabriken und dem Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft, Juli 2011.
- Fronde, M. (2012), Die Kosten und Risiken der Energiewende, in: H. Bruhns (Hrsg.): Energiewende: Aspekte, Optionen, Herausforderungen, Vorträge auf der DPG Frühjahrstagung in Berlin 2012, 112-123.
- Geilhausen, M., J. Bränzel, D. Engelmann und O. Schulze (2015), Energiemanagement für Fachkräfte, Beauftragte und Manager, Springer Vieweg, Wiesbaden.
- Gerbaulet, C., F. Kunz, C. von Hirschhausen und A. Zerrahn (2013), Netzsituation in Deutschland bleibt stabil, DIW Wochenbericht Nr. 20+21, 3-12, Berlin.
- Graeber, R. (2014), Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien: Kombination von Prognosen, Springer Gabler, Wiesbaden.
- Haucap, J., C. Klein und J. Kühling (2013), Die Marktintegration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien: Eine ökonomische und juristische Analyse, Nomos Verlag: Baden-Baden.
- Haucap, J. und J. Kühling (2013), Zeit für eine grundlegende Reform der EEG-Förderung: Das Quotenmodell, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63 (3), 41-49.

- Inderst, R. und A. Wambach (2007), Engpassmanagement im deutschen Stromübertragungsnetz, Zeitschrift für Energiewirtschaft, 31(4), 333-342.
- Klobasa, M. und Mast, D. (2014), Analyse der Netzausbaukosten und der Kostenverteilungswirkung: Untersuchung im Rahmen des Projekts „Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien (ImpRES)“, gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Karlsruhe.
- Kronberger Kreis (2014), Neustart in der Energiepolitik jetzt!, Nr. 58, Berlin.
- Kunz, F., C. Gerbaulet und C. von Hirschhausen (2013), Mittelfristige Strombedarfsdeckung durch Kraftwerke und Netze nicht gefährdet, DIW Wochenbericht Nr. 48.2013, Berlin.
- Monopolkommission (2011), Sondergutachten 59: Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, Bonn.
- Monopolkommission (2013), Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende: Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, Bonn.
- Monopolkommission (2015), Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende, Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 EnWG, Bonn.
- Öko-Institut (2015), Die Umlage des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG). Hintergründe, Trends, Treiber und Perspektiven: Kurzstudie für das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg, Berlin.
- Oschmann, V. (2008), Das neue EEG – Ein Überblick, Berlin.
- RWE (2015), Geschäftsbericht, Essen.
- Schwarz, A. (2014), Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, in: Deutschland: Hintergründe und Entwicklungen, Wissenschaftliche Dienste, Infobrief WD 5 - 3010- 109/13, Deutscher Bundestag.
- Sensfuß, F. und M. Ragwitz (2009), Entwicklung eines Fördersystems für die Vermarktung von erneuerbarer Stromerzeugung, Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien. Online: [http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/de/publikationen/Sensfuss\\_Ragwitz\\_2009.pdf](http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/de/publikationen/Sensfuss_Ragwitz_2009.pdf).
- Sensfuß, F., M. Ragwitz und M. Genoese (2008), The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany, Energy Policy, 36 (8), S. 3086-3094.
- Steinsiek, P.-H. und J. Laufer (2012), Quellen zur Umweltgeschichte in Niedersachsen vom 18. bis zum 20. Jahrhundert: Ein thematischer Wegweiser durch die Bestände des Niedersächsischen Landesarchivs, Vandenhoeck und Ruprecht, Göttingen.
- Traber, T., C. Kemfert und J. Diekmann (2011), Strompreise: Künftig nur noch geringe Erhöhung durch erneuerbare Energien, DIW Wochenbericht Nr. 6.
- Vattenfall (2013), Geschäfts- und Nachhaltigkeitsbericht: Fortgesetzte Positionierung für den Energiemarkt von morgen, Stockholm.
- Vattenfall (2014), Geschäfts- und Nachhaltigkeitsbericht 2014: Auf dem Weg zu einem nachhaltigeren Energieportfolio, Stockholm.
- Vattenfall (2015), Annual and Sustainability Report: Energy You Want, Stockholm.
- Vattenfall Europe AG (2011), Das Jahr 2011 in Zahlen und Fakten, Berlin.
- Vries, L. J. und R. A. Hakvoort (2002), An economic assessment of congestion management methods for electricity, Journal of network industries, 3(4), 425-466.