

## Konzept, Gestaltungselemente und Implikationen eines EEG- Vorleistungsfonds

Endbericht

Berlin, 31. März 2014

für den Rat für Nachhaltige Entwicklung (RNE)

**Dr. Felix Chr. Matthes**

**Dr. Markus Haller**

**Hauke Hermann**

**Charlotte Loreck**

**Vanessa Cook (Übersetzung)**

**Geschäftsstelle Freiburg**

Postfach 17 71

79017 Freiburg

**Hausadresse**

Merzhauser Straße 173

79100 Freiburg

Telefon +49 761 45295-0

**Büro Berlin**

Schicklerstraße 5-7

10179 Berlin

Telefon +49 30 405085-0

**Büro Darmstadt**

Rheinstraße 95

64295 Darmstadt

Telefon +49 6151 8191-0

[info@oeko.de](mailto:info@oeko.de)

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



## Zusammenfassung

Die sehr weitgehende Umstellung der Stromerzeugung auf erneuerbare Energien bildet ein zentrales Element der Energiewende. Der in den letzten Jahren erfolgte massive Ausbau der regenerativen Stromerzeugung ist vor allem über das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) finanziert worden, wobei neben den regenerativen Stromerzeugungsmengen auch in erheblichem Umfang komplementäre Effekte adressiert worden sind. Von Bedeutung sind hier vor allem der Ausgleich der durch die Krise des Emissionshandelssystems der Europäischen Union wegfallenden Internalisierung der Klimakosten und die Erzielung deutlicher Kostensenkungen bzw. Innovation bei wichtigen regenerativen Erzeugungsoptionen. Gleichzeitig hat die regenerative Stromerzeugung zu einer deutlichen Senkung der Preise am Großhandelsmarkt für Strom beigetragen.

Der weitere Ausbau der regenerativen Stromerzeugung wird auch in den kommenden Dekaden erhebliche Finanzmittel erfordern, die über Erträge aus dem Strommarkt im heutigen Strommarkt unter als wahrscheinlich anzusehenden Rahmenbedingungen nicht aufgebracht werden können (wie auch für konventionelle Erzeugungsanlagen). Eine zusätzliche Finanzierung der regenerativen Stromerzeugung über das EEG oder entsprechende – wie auch immer ausgestaltete – Anschlussmechanismen wird also für lange Zeiträume genauso unausweichlich bleiben wie die noch ausstehende Schaffung solcher Mechanismen für das konventionelle Segment des Stromsystems (nachfrageseitige Flexibilität, Backup-Kraftwerke, Speicher etc.).

Für die Anlagen, die bis einschließlich des Jahres 2014 in Betrieb genommen worden sind, sind insgesamt Zahlungsverpflichtungen von 456 Mrd. € (in Preisen von 2014) aufgelaufen, von denen bereits 153 Mrd. € eingelöst worden sind. Bis 2014 wurden ca. 105 Mrd. € als Differenzkosten durch die EEG-Umlagezahler erstattet, bei ungefähr konstantem Strompreisniveau werden für die Bestandsanlagen in den nächsten Dekaden noch Differenzkosten von 192 Mrd. € auszugleichen sein, wobei diese Summe fast ausschließlich auf den Zeitraum bis 2030 entfällt.

Für einen weiteren ambitionierten Ausbau der regenerativen Stromerzeugung (335 TWh in 2030 und ca. 560 TWh in 2050) werden noch Anlagen errichtet werden müssen, die Zahlungen von 865 Mrd. € erfordern und für die bis zum Jahr 2050 – je nach Strompreisentwicklung – eine Refinanzierungslücke von 220 bis 640 Mrd. € geschlossen werden muss.

Diese Summen müssen jedoch in den Kontext der Summen gestellt werden, die für ein konventionelles Stromversorgungssystem aufgebracht werden müssten. Ein Vergleich zeigt hier, dass die Systemkosten eines sehr weitgehend auf erneuerbaren Energien basierenden Stromsystems in der gleichen Größenordnung wie die eines – bis 2050 neu beschafften – konventionellen Systems liegen, wenn die Brennstoffkosten im Vergleich zu den heutigen Niveaus leicht steigen (etwa ein Drittel) und sich ein moderates CO<sub>2</sub>-Preisniveau (ca. 40 € je Tonne CO<sub>2</sub>) einstellen würde.

Dessen weitgehend ungeachtet hat sich um die Entwicklung der EEG-Umlage eine brisante Debatte entwickelt. Mit dieser Umlage werden die Differenzkosten zwischen den Garantievergütungen für die EEG-Anlagenbetreiber und dem Erlös für die im Großhandelsmarkt verkauften Strommengen ausgeglichen. Sie wird auf die Stromentnahme aus dem öffentlichen Netz umgelegt, wobei erhebliche Teile der Industrie davon sehr weitgehend ausgenommen sind. Mit Blick auf die (politische) Debatte um die EEG-Umlage und die begrenzten kurzfristigen Möglichkeiten zur signifikanten Dämpfung der Umlage sind von verschiedener Seite Vorschläge unterbreitet worden, einen Teil der Refinanzierung der Differenzkosten im EEG (bzw. der entsprechenden Anschlussmechanismen) über einen zusätzlichen Finanzierungs kanal, einen EEG-Vorleistungsfonds, zu erbringen.

Verschiedene Ausgestaltungsvarianten eines solchen Vorleistungsfonds wurden detailliert untersucht:

- die Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen für die bis 2014 errichteten EEG-Anlagen in den Fonds;
- die generelle Begrenzung der Umlage auf einen bestimmten Wert und die Finanzierung der darüber hinaus notwendigen Mittel über den Fonds;
- die Übernahme der für die Innovationsbeschleunigung und Kostenreduktion (Fotovoltaik, Offshore-Windenergie) bzw. zur Erreichung landwirtschaftlicher Ziele (Biomasse) eingesetzten Mittel in den Fonds.

**Tabelle Z- 1: Zahlungsübernahme durch den Fonds für das Referenz-Strompreisszenario (40 €/MWh), 2000-2050**

Fonds-Optionen	Fonds-Zahlungen			Jahresdurchschnittliche Fonds-Zahlungen		
	2015-2030	2031-2050	2015-2050	2015-2030	2031-2050	2015-2050
	Mrd. €(2014)			Mrd. €(2014)/a		
Komplette Bestandsübernahme	226	5	231	14.1	0.3	6.4
Generelle Umlagebegrenzung (Deckel für EEG-Umlage)	64	202	266	4.0	10.1	7.4
Umlagebegrenzung für Fotovoltaik (Übernahme Innovationskosten)	107	2	109	6.7	0.1	3.0
Umlagebegrenzung für Offshore-Windkraft (Innovationskosten)	20	17	37	1.2	0.8	1.0
Umlagebegrenzung für Biomasse (Übernahme Landwirtschaftspolitik)	49	59	108	3.1	2.9	3.0
Umlagebegrenzung für PV, Offshore & Biomasse	175	78	254	11.0	3.9	7.0

Quelle: Eigene Berechnungen

Wenn mit einem solchen Fonds signifikante Entlastungen oder Dämpfungen der EEG-Umlage (d.h. von 1 ct/kWh oder mehr) erzielt werden sollen, müssen erhebliche Finanzmittel komplementär zur EEG-Umlage aufgebracht werden (Tabelle Z- 1). Diese liegen in der Größenordnung von knapp 110 bis fast 270 Mrd. € (zu Preisen von 2014) und müssten – je nach Ausgestaltungsform des Fonds – entweder ganz überwiegend in der Periode 2015 bis 2030 oder ganz überwiegend im Zeitraum von 2031 bis 2050 aufgebracht werden. Jahresdurchschnittlich liegt der entsprechende Finanzierungsbedarf in der Größenordnung von etwa 7 bis 14 Mrd. €, wobei in einzelnen Jahren auch Spitzen von bis zu 20 Mrd. € auftreten können. Sensitivitätsanalysen für unterschiedliche Strompreis-Trajektorien (und damit erhöhte Erlöspotenziale der regenerativen Erzeugungsanlagen) zeigen aber auch, dass sich zumindest bis 2030 keine gravierenden Änderungen für den Finanzbedarf des EEG-Vorleistungsfonds ergeben. Durch die Strompreisentwicklung entstehende Unsicherheiten sind für die unteren Bandbreitenwerte generell eher gering, können aber für die obere Bandbreite für den langfristigen Zeithorizont 2050 durchaus Werte von +80 Mrd. € erreichen.

In der Bandbreite der untersuchten Fondsmodelle erscheinen insgesamt besonders die Modelle als begründbar und erreichen hinsichtlich der erzielbaren Effekte für die EEG-Umlage ein hinreichend großes Volumen, die auf die Innovationsvorleistungen der Vergangenheit (v.a. für PV) und der näheren Zukunft (Offshore-Windkraft) abzielen.

Für die Finanzierung des EEG-Vorleistungsfonds sind verschiedene Quellen vorgeschlagen worden bzw. werden diskutiert:

- Eine Finanzierung des Fonds über Mittel, die auch im Rahmen des EEG-Umlagesystems aufgebracht werden (Abbau von Industrieprivilegien, Beteiligung des Eigenverbrauchs) oder die anderweitig direkt zur Senkung des Strompreises herangezogen werden könnten (Stromsteuer), sind zur Finanzierung des Vorleistungsfonds nicht geeignet, dazu bedürfte es der Einrichtung eines Fonds letztlich nicht.
- Eine Finanzierung über eine Abschöpfung der Erträge am „Goldenen Ende“ der Betriebszeit der jeweiligen Anlagen ist grundsätzlich vorstellbar, aber mit sehr hohen Unsicherheiten beim Aufkommen verbunden. So ist einerseits nicht klar, über welchen Rest-Betriebszeitraum der Anlagen solche Abschöpfungen heute und in Zukunft möglich wären und andererseits ist die Höhe der abschöpfbaren Summen extrem von der Strommarktentwicklung abhängig. Letztlich ist kaum zu erwarten, dass durch die Abschöpfung der Erträge in der einen Zeitraum von 20 Jahren übersteigenden Betriebszeit Finanzierungsbeiträge für den Fonds von über 15 Mrd. € erzielt werden können. Unter ungünstigen Rahmenbedingungen könnte dieser Beitrag jedoch auch ganz ausfallen. In jedem Fall fallen die zeitlichen Profile von Einnahmen und Finanzierungsbedarfs deutlich auseinander, so dass eine Zwischenfinanzierung erforderlich würde.
- Eine Refinanzierung des Fonds über einen Teil der EEG-Umlage in der Zukunft führt nicht oder nur unter sehr günstigen Rahmenbedingungen (hohe zukünftige Strompreisniveaus) zu maßgeblichem Aufkommen.
- Entsprechend müsste ein EEG-Vorleistungsfonds überwiegend von den öffentlichen Haushalten getragen werden. Hinzu kämen die Kosten für die Streckung der Zahlungen.

Dass Fonds in den genannten Größenordnungen zur Finanzierung von Zielen mit hoher gesellschaftlicher Priorität bzw. Relevanz in Deutschland zumindest in der Vergangenheit eine reale Finanzierungsoption dargestellt haben, zeigen die Beispiele großer Fonds-Finanzierungen in der Nachkriegszeit der Bundesrepublik Deutschland wie auch im Zuge der deutschen Vereinigung. Ob und inwieweit solche Sonderhaushalte auch unter den Rahmenbedingungen der im Grundgesetz verankerten Schuldenbremse noch umsetzbar wären, ist und bleibt eine offene Frage.

In jedem Fall müsste über einen EEG-Vorleistungsfonds eine erhebliche Streckung der notwendigen Zahlungsverpflichtungen erreicht werden. Diese Streckung zieht Finanzierungskosten nach sich, die bei kürzeren Streckungszeiträumen (10 Jahre) und im gegenwärtig günstigen Refinanzierungsumfeld für staatlich garantierte Anleihen nur zu geringen Zusatzkosten führen würde. Bei längeren Streckungen (20 bis 30 Jahre) und ggf. höheren Finanzierungskosten könnten diese jedoch auch Werte von bis zu 100% der ursprünglichen Zahlungsverpflichtungen erreichen.

Die massive Ergänzung der bisher über eine Umlage und vollständig außerhalb der öffentlichen Haushalte aufgebrachten Differenzkosten des EEG durch Finanzströme, die direkt über die öffentlichen Haushalte aufgebracht oder zumindest zwischenfinanziert werden, wirft jedoch auch Fragen nach den Konsequenzen einer solchen Konstruktion für die Gesamtarchitektur des EEG auf. Neben rechtlichen – und hier nicht zu beantwortenden – Fragen stellt sich insgesamt auch die politische Herausforderung, ob nach der Einführung eines Vorleistungsfonds eine weitgehend unveränderte Fortführung des EEG zumindest bezüglich derjenigen Regelungen noch möglich wäre, die zur Notwendigkeit einer Sozialisierung der entsprechenden Kosten über die öffentlichen Haushalte geführt haben.



## Summary

The far-reaching transformation of electricity production to a system based on renewable energies constitutes a key element of energy transformation (*Energiewende*). The huge expansion of renewable electricity production that has taken place in Germany in recent years has above all been financed via the German Renewable Energy Sources Act (Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG). In addition to these quantities of renewable electricity, complementary effects have also been substantially financed by the act. These include in particular balancing the internalisation of climate costs that was discontinued during the crisis of the European Union Emissions Trading Scheme (EU ETS) and bringing about significant cost reductions as well as innovations for significant types of renewable electricity production. At the same time, renewable electricity production has contributed to a significant decrease in the prices on the wholesale electricity market.

In the decades ahead substantial financing volumes will be needed for the further expansion of renewable electricity production. Under probable framework conditions these financing volumes cannot be generated via revenues on the electricity market in its current form (also in the case of conventional production plants). Additional financing of renewable electricity production via the German EEG or follow-up mechanisms (irrespective of how they are designed) will thus be unavoidable over a long time frame. Equally unavoidable is the outstanding introduction of such mechanisms for the conventional segment of the electricity system (demand side flexibility, back-up power plants, storage, etc.).

In the case of installations put into operation during or before 2014, payment obligations have accumulated € 456 bn (in 2014 prices) overall, of which € 153 bn has already been utilized. By 2014 approx. € 105 bn has been remunerated by payers of the EEG surcharge as differential costs. Assuming roughly stable electricity prices, differential costs of € 192 bn will need to be balanced in the case of existing installations in the decades ahead; these costs arise almost exclusively in the period up to 2030.

For a further ambitious expansion of renewable electricity production (335 TWh in 2030 and approx. 560 TWh in 2050), installations needing investments of € 865 bn will have to be built. Up to 2050 a gap in re-financing that amounts to € 220 to 640 bn – depending on the electricity price development – has to be closed to achieve this.

It is important to note, however, that these financing volumes have to be put in the context of the financing volumes that would have to be raised for a conventional electricity supply system. A comparison was conducted for this purpose, which shows that the system costs of an electricity system largely based on renewable energies are of the same order of magnitude as those of a new conventional system in 2050, when a slight increase in fuel costs (by approx. a third) compared to current costs and a moderate CO<sub>2</sub> price (approx. € 40 per tonne of CO<sub>2</sub>) are assumed.

Largely irrespective of the above, a highly charged debate has evolved on the subject of the development of the EEG surcharge. The differential costs arising between the guarantee remunerations for EEG plant operators and the revenues for the electricity quantities sold on the wholesale market are balanced by means of this surcharge. The EEG surcharge is levied on electricity sold on the public network although substantial shares of industry are to a great extent exempted. With a view to the (political) debate on the surcharge and the limited, short-term possibility of significantly reducing the surcharge amount, different suggestions have been made by various sides to generate part of the re-financing of the differential costs in the EEG (and follow-up mechanisms) through an additional channel of financing – an EEG early innovation and investment fund.

Different options for designing a fund of this kind were analysed in detail:

- All payment obligations for EEG installations built by 2014 could be incorporated in the fund;
- The surcharge payments could be given a specific upper limit, with additionally needed financing volumes being provided via the early innovation and investment fund;
- The financial resources utilized for accelerating innovation, reducing costs (photovoltaics, offshore wind energy) and meeting agricultural targets (biomass) could be transferred to the fund.

**Table S- 2: Payments made by the fund for the reference electricity price scenario (40 €/MWh), 2000-2050**

Fund options	Payments by fund			Average yearly payments by fund		
	2015-2030	2031-2050	2015-2050	2015-2030	2031-2050	2015-2050
	€ bn(2014)			€ bn(2014)/a		
Incorporation of all existing installations	189	3	192	11.8	0.2	5.3
General upper limit for surcharge payments (EEG surcharge cap)	2	0	2	0.1	0.0	0.1
Upper limit on surcharge payments for PV (integration of innovation costs)	107	2	109	6.7	0.1	3.0
Upper limit on surcharge payments for offshore wind (innovation costs)	20	17	37	1.2	0.8	1.0
Upper limit on surcharge payments for biomass (agricultural policy)	49	59	108	3.1	2.9	3.0
Upper limit on surcharge payments for PV, offshore wind & biomass	175	78	254	11.0	3.9	7.0

Source: Authors' own calculations

If such a fund is to reduce significantly the burden on or decrease the amount of the EEG surcharge (by at least 1 ct/kWh), substantial financing volumes have to be raised in a complementary way to the surcharge (Tabelle Z- 1). These financing volumes would need to be in the range of approx. € 110 to almost € 270 bn (based on 2014 prices) and must – depending on how the fund is designed – be predominately generated either between 2015 and 2030 or between 2031 and 2050. On a yearly average the financing volumes needed amount to approx. € 7 - 14 bn; however, peaks of up to € 20 bn can occur in certain years. Sensitivity analyses for different electricity price trajectories (and thereby increased revenue potentials of renewable production installations) also show that, for the period up to 2030 at least, there are no drastic changes in the financing needs of the EEG early innovation and investment fund. There are uncertainties connected with electricity price development that generally tend to be lesser for the lower end of the range, but can reach € 80+ bn for the upper end of the range in 2050.

Within the scope of the fund models analysed in this report, those models seem in particular justifiable which are geared to the early payments for innovation made in the past (above all for PV) and in the near future (offshore wind power) and which achieve a sufficiently large financing volume in respect of the effects achievable via the EEG surcharge.

Different approaches have been proposed and are being discussed for the financing an EEG early innovation and investment fund:

- The fund could be financed by revenues also generated within the scope of the EEG surcharge scheme (cutback of industry privileges, incorporation of autoproducers) or by financing volumes that could be used directly to decrease the electricity price in a different way (electricity tax). However, this approach is not suitable since a fund would not ultimately need to be created in these cases.
- The fund could be financed by absorbing the revenues at the “golden end” of the operating lifetime of the installations concerned. This is feasible in principle, but involves very high uncertainties in terms of the volumes raised. On the one hand it is not clear on the basis of which remaining operating lifetimes of installations the absorption of revenues would be possible at present and in the future. On the other hand the volumes that could be transferred depend very heavily on the electricity market development. In the final analysis it can hardly be expected that financing contributions amounting to more than € 15 bn can be generated for the fund by absorbing the revenues in an operating lifetime exceeding 20 years. However, this contribution may also fall to zero under unfavourable framework conditions. In any case, the time programmes of revenues and financing needs diverge significantly, with the result that interim financing would nevertheless be needed.
- Re-financing the fund via a share of the EEG surcharge in the future does not lead, or leads only under very favourable framework conditions (high future electricity prices), to substantial financing volumes.
- Accordingly, an EEG early innovation and investment fund would have to be predominantly financed through governmental budgets. The costs for extending the payments would also need to be taken into account.

Examples of large governmental financing of funds in the post-war period in Germany – also in the course of re-unification – show that funds of the above-mentioned dimensions have been a real option, at least in the past, for financing goals that have a high social priority and relevance in Germany. The question of whether and to what extent special budgets of this kind can also be implemented under the framework conditions of the debt brake laid down in Germany’s Basic Law is and remains open.

In any case there would have to be a substantial extension of the necessary payment obligations within the scope of an EEG early innovation and investment fund. This extension requires financial resources, which would result in low additional costs within a short time frame (10 years) and under the currently favourable environment of re-financing for state-guaranteed bonds. However, within longer time frames (20 to 30 years) and potentially higher financing costs, these additional costs could total up to 100% of the original payment obligations.

However, the huge addition to the differential costs of the EEG (which have been raised via a surcharge and completely outside the scope of governmental budgets up to now) as a result of financial flows directly raised or at least provided with interim financing by governmental budgets also leads to questions about the consequences of such a construction for the overall architecture of the German EEG. Alongside legal questions – which cannot be answered within the scope of this report – there is also the political challenge of whether it would be possible, after an early innovation and investment fund has been introduced, for the EEG scheme to continue in a predominantly unchanged form, at least in terms of the rules that have resulted in the necessity of socializing the corresponding costs via governmental budgets.



# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>13</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>15</b>
<b>1. Einführung und Hintergrund</b>	<b>17</b>
<b>2. Zahlungsströme im Erneuerbare Energien Gesetz</b>	<b>19</b>
2.1. Struktur der Zahlungsströme	19
2.2. Aktuelle Zahlungen an EEG-Anlagenbetreiber	23
2.3. Optionen zur Beeinflussung der Zahlungen im EEG	25
<b>3. Referenzrahmen für die längerfristige Entwicklung</b>	<b>29</b>
<b>4. Begründungsmuster für eine Auslagerung von Zahlungen aus dem EEG-Mechanismus</b>	<b>38</b>
4.1. Vormerkungen	38
4.2. Kostensenkungen über die die breite Markteinführung	38
4.3. Landwirtschaftspolitische Motivationen für den Ausbau der Biomasseverstromung	40
4.4. Preissenkungen im Großhandelsmarkt durch den Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung	40
<b>5. Optionen zur Gestaltung eines EEG-Vorleistungsfonds</b>	<b>42</b>
5.1. Grundfragen ergänzender Finanzierungsmechanismen	42
5.2. Varianten für die Übernahme von Zahlungsverpflichtungen in einen Vorleistungsfonds	44
5.2.1. Vollständige Übernahme der Zahlungen für Bestandsanlagen	44
5.2.2. Übernahme der Zahlung oberhalb eines Umlagedeckels	46
5.2.3. Übernahme der Vergütungszahlungen oberhalb technologiespezifischer Einspeisevergütungen	47
5.2.3.1. Fotovoltaik	47
5.2.3.2. Offshore-Windenergie	48
5.2.3.3. Biomasse	50
5.2.3.4. Fotovoltaik, Offshore-Windkraft und Biomasse	51
5.2.4. Zwischenfazit	52
<b>6. Finanzierung des Vorleistungsfonds</b>	<b>55</b>
6.1. Finanzierungsmechanismen	55
6.2. Streckungsmechanismen	59
6.3. Zwischenfazit	61

<b>7.</b>	<b>Implikation der Sonderfinanzierungen aus dem Vorleistungsfonds</b>	<b>62</b>
<b>8.</b>	<b>Schlussfolgerungen</b>	<b>64</b>
<b>9.</b>	<b>Referenzen</b>	<b>66</b>
9.1.	Literatur	66
9.2.	Verwendete Datenbasen	68
9.3.	Rechtsvorschriften	68
	<b>Anhang 1: Methodik und Daten des Modells</b>	<b>69</b>
	<b>Anhang 2: Basisdaten für die Projektion der Gesamtkosten</b>	<b>73</b>
	<b>Anhang 3: Detailergebnisse der Modellierungen</b>	<b>74</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1:	Großhandelspreise für Strom und EEG-Umlage	17
Abbildung 2-1:	Zahlungs- und Erlösströme im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)	20
Abbildung 2-2:	Zahlungsströme aus dem EEG, 2000-2014	24
Abbildung 2-3:	Im Rahmen des EEG entstehenden Deckungslücke, 2000-2014	24
Abbildung 2-4:	Effekte verschiedener Interventionshebel auf die EEG-Umlage, 2017	25
Abbildung 3-1:	Stromerzeugungskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien, 2000-2050	30
Abbildung 3-2:	Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien, 2000-2050	30
Abbildung 3-3:	Zahlungen an erneuerbare Stromerzeugungsanlagen, 2000-2050	32
Abbildung 3-4:	Systemkostenvergleich für ein hypothetisches, rein konventionelles und ein weitgehend regeneratives Stromerzeugungssystem, 2050	33
Abbildung 3-5:	Differenzkosten zu den Erträgen aus dem Energy-only-Markt, 2000-2050 (Szenario 40 €/MWh)	36
Abbildung 3-6:	Strompreis-Sensitivität für die Differenzkosten zu den Erträgen aus dem Energy-only-Markt, 2000-2050	36
Abbildung 4-1:	Komplettkosten für PV-Anlagen kleiner 100 kW in Deutschland und weltweit installierte PV-Kapazitäten, 1995-2013	39
Abbildung 4-2:	Vergleich verschiedener Abschätzungen für die Höhe des Merit-Order-Effekts im deutschen Strommarkt, 2001-2012	41
Abbildung 5-1:	Differenzkosten zu den Erträgen aus dem im Energy-only-Markt bei einer vollständigen Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen für Bestandsanlagen in einen Vorleistungsfonds (Strompreisszenario 40 €/MWh), 2000-2050	45
Abbildung 5-2:	Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb eines Umlagedeckels in einen Vorleistungsfonds (Strompreisszenario 40 €/MWh), 2000-2050	46
Abbildung 5-3:	Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb einer spezifischen Einspeisevergütung für die Fotovoltaik (Strompreisszenario 40 €/MWh), 2000-2050	48
Abbildung 5-4:	Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb einer spezifischen Einspeisevergütung für die Offshore-Windkraft (Strompreisszenario 40 €/MWh), 2000-2050	49
Abbildung 5-5:	Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb einer spezifischen Einspeisevergütung für die Biomasse-Stromerzeugung (Strompreisszenario 40 €/MWh), 2000-2050	50
Abbildung 5-6:	Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb einer spezifischen Einspeisevergütung für die Stromerzeugung aus PV, Offshore-Windkraft und Biomasse, (Strompreisszenario 40 €/MWh), 2000-2050	51
Abbildung 5-7:	EEG-Kernumlage für die unterschiedlichen Ausgestaltungsvarianten des Vorleistungsfonds (Strompreisszenario 40 €/MWh), 2000-2050	54

Abbildung 6-1:	Jährlich erzielbare Abschöpfungsbeträge für unterschiedliche Rahmenbedingungen, 2015-2050	57
Abbildung 9-1:	Jährliche Vergütungszahlungen (nominal) für eine EEG-Anlage im Verlauf der Finanzierung über das EEG	70
Abbildung A3- 1	Differenzkosten bei einer vollständigen Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen für Bestandsanlagen in einen Vorleistungsfonds (Strompreisszenario 25 €/MWh), 2000-2050	76
Abbildung A3- 2	Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb eines Umlagedeckels in einen Vorleistungsfonds (Strompreisszenario 25 €/MWh), 2000-2050	77
Abbildung A3- 3	Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb einer spezifischen Einspeisevergütung für PV in einen Vorleistungsfonds (Strompreisszenario 25 €/MWh), 2000-2050	77
Abbildung A3- 4	Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb einer spezifischen Einspeisevergütung für Offshore-Windkraft in einen Vorleistungsfonds (Strompreisszenario 25 €/MWh), 2000-2050	78
Abbildung A3- 5	Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb einer spezifischen Einspeisevergütung für Biomasse (Strompreisszenario 25 €/MWh), 2000-2050	78
Abbildung A3- 6	Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb einer spezifischen Einspeisevergütung für PV, Offshore-Windkraft und Biomasse in einen Vorleistungsfonds (Strompreisszenario 25 €/MWh), 2000-2050	79
Abbildung A3- 7	Differenzkosten zu den Erträgen aus dem im Energy-only-Markt bei einer vollständigen Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen für Bestandsanlagen in einen Vorleistungsfonds (Strompreisszenario 105 €/MWh), 2000-2050	80
Abbildung A3- 8	Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb eines Umlagedeckels in einen Vorleistungsfonds (Strompreisszenario 105 €/MWh), 2000-2050	81
Abbildung A3- 9	Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb einer spezifischen Einspeisevergütung für PV in einen Vorleistungsfonds (Strompreisszenario 105 €/MWh), 2000-2050	81
Abbildung A3- 10	Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb einer spezifischen Einspeisevergütung für Offshore-Windkraft in einen Vorleistungsfonds (Strompreisszenario 105 €/MWh), 2000-2050	82
Abbildung A3- 11	Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb einer spezifischen Einspeisevergütung für Biomasse in einen Vorleistungsfonds (Strompreisszenario 105 €/MWh), 2000-2050	82
Abbildung A3- 12	Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb einer spezifischen Einspeisevergütung für PV, Offshore-Windkraft und Biomasse in einen Vorleistungsfonds (Strompreisszenario 105 €/MWh), 2000-2050	83

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 3-1:	(Kostenorientierte) Zahlungen an erneuerbare Stromerzeugungsanlagen, 2000-2050	31
Tabelle 5-1:	Zahlungsübernahme durch den Fonds für das Referenz-Strompreisszenario (40 €/MWh), 2000-2050	53
Tabelle 6-1:	Kumulierte Abschöpfungsbeträge für unterschiedliche Rahmenbedingungen, 2015-2050	57
Tabelle A1- 1:	Basisdaten für die Entwicklung der Vergütungssätze	72
Tabelle A2- 1:	Mengengerüst für die Projektion der Gesamtkosten	73
Tabelle A2- 2:	Basisdaten zum Vergleich mit dem hypothetischen, vollständig konventionellen Erzeugungssystem, 2050	73
Tabelle A3- 1:	Gesamt- und Differenzzahlungen für das Referenz-Strompreisszenario (40 €/MWh), 2000-2050	74
Tabelle A3- 2:	Gesamt- und Differenzzahlungen für das untere Strompreisszenario (25 €/MWh), 2000-2050	74
Tabelle A3- 3:	Gesamt- und Differenzzahlungen für das obere Strompreisszenario (105 €/MWh), 2000-2050	75
Tabelle A3- 4:	Zahlungsübernahme durch den Fonds für das untere Strompreisszenario (25 €/MWh), 2000-2050	76
Tabelle A3- 5:	Zahlungsübernahme durch den Fonds für das obere Strompreisszenario (105 €/MWh), 2000-2050	80

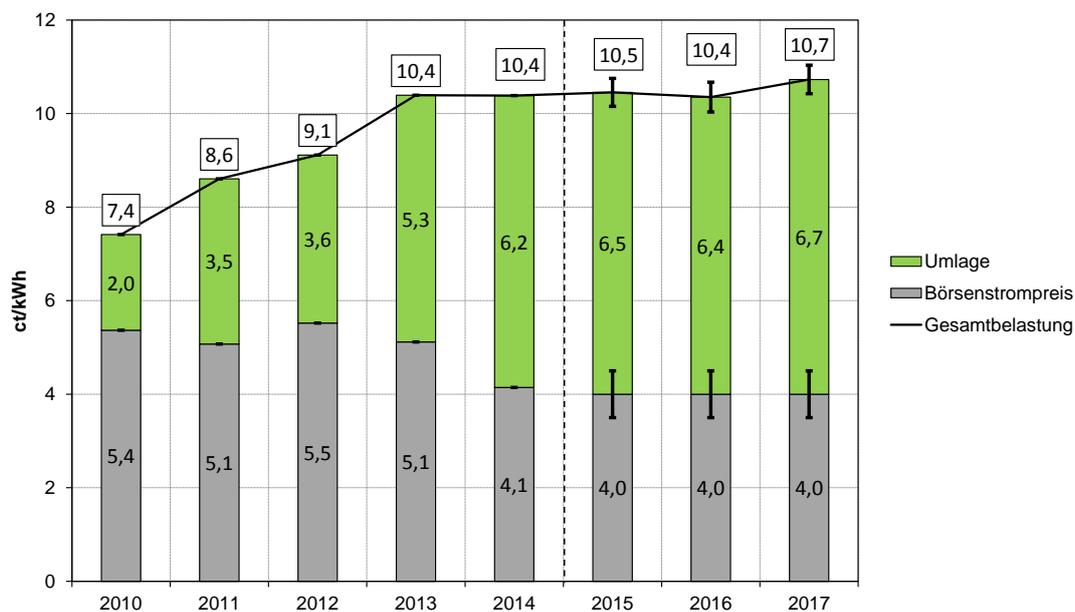


## 1. Einführung und Hintergrund

Die Umstellung des Stromversorgungssystems auf einen sehr hohen Anteil erneuerbarer Energien (größer 80% bis 2050) bildet einen entscheidenden Pfeiler der Energiewende (BMU 2011). Dies ergibt sich einerseits aus dem besonders großen Anteil des Stromsektors an den Treibhausgasemissionen in Deutschland (knapp 40%), der eine sehr weitgehende Emissionsreduktion in diesem Sektor erforderlich macht, wenn die Ziele des deutschen Energiekonzepts für die Treibhausgas-Emissionsminderung insgesamt (80 bis 95% im Vergleich zu 1990) erreicht werden sollen. Andererseits wird die Elektrizität im Kontext ambitionierter Klimaschutzstrategien auch für die Sektoren eine besondere Rolle spielen müssen, in denen Strom bisher nur wenig eingesetzt wird, aber zukünftig in erheblichem Maße fossile Energieträger ersetzen soll (Elektromobilität etc.).

Für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hat bisher das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) bzw. dessen Vorgängerregelung (StrEG – Stromeinspeisungsgesetz) eine zentrale Rolle gespielt. Dieses Gesetz regelt die Anschlusspflicht für regenerative Stromerzeugungsanlagen und vergütet die entsprechende Stromerzeugung mit längerfristig garantierten Einspeisevergütungen. Die Differenz zwischen den Zahlungen an die Anlagenbetreiber und dem Erlös des erzeugten Stroms am heutigen Strommarkt wird durch eine Umlage auf die Verbraucher ausgeglichen, die für den Letztverbrauch Strom aus dem Netz entnehmen.

Abbildung 1-1: Großhandelspreise für Strom und EEG-Umlage



Quelle: Eigene Berechnungen mit dem EEG-Rechner des Öko-Instituts

Diese EEG-Umlage ist in den letzten Jahren massiv gestiegen (Abbildung 1-1). Grund dafür ist teilweise der massive Ausbau der regenerativen Stromerzeugung, teils der zwischenzeitlich sehr hohe Anteil von Erzeugungsoptionen mit zunächst sehr hohen Kosten (v.a. der Fotovoltaik), teilweise der aus verschiedenen Gründen zurückgehende Großhandelspreis für Strom sowie auch die immer stärkere Ausweitung der Ausnahmen für bestimmte Letztverbraucher (v.a. aus der Industrie), die nur noch mit sehr geringen Beträgen zur Deckung der Differenzkosten des Systems her-

angezogen werden. Obwohl insbesondere die Wechselwirkungen zwischen der EEG-Umlage und dem Großhandelspreis für Strom von erheblicher Bedeutung sind, hat sich im politischen Diskurs die Höhe und Dynamik der EEG-Umlage als Bewertungsindikator für das EEG entwickelt. Dass eine solche kostenseitige Bewertung des Ausbaus der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien an der realen Situation vorbeigeht, verdeutlicht die Abbildung 1-1. Hier wird deutlich, dass auch die Summe aus Großhandelspreisen und EEG-Umlage sich zwar bis 2013 deutlich erhöht hat, von 2013 auf 2014 sich aber erstmals eine Stabilisierung ergeben hat und für die nächsten Jahre eine Fortsetzung dieses Trends erwartet werden kann, bzw. die massive Steigerungsdynamik der Vergangenheit gebrochen scheint.

Im Kontext einer sich trotzdem im Wesentlichen auf die Entwicklung der EEG-Umlage fokussierten Debatte um das EEG sind verschiedene Vorschläge in die energiepolitische Debatte eingebracht worden, die die Ergänzung der EEG-Finanzierung um einen zusätzlichen Mechanismus vorsehen (Töpfer/Bachmann 2013, Aigner 2013). Über einen EEG-Fonds soll dabei der Finanzierungsbedarf des EEG über die Umlage reduziert und diese damit sinken bzw. gedämpft werden.

Das Grundkonzept eines zusätzlichen Finanzierungsmechanismus für das EEG wirft aber eine Reihe von Fragen auf:

- Wie könnte ein solcher Fonds begründet bzw. wie die in diesen Fonds zu übernehmenden Finanzierungsvolumina abgegrenzt werden?
- Welche Zahlungsverpflichtungen in welcher Höhe könnten oder sollten in einen solchen Fonds übernommen werden?
- Welche Folgen hätte dies für die Entwicklung der EEG-Umlage?
- Wie könnten die notwendigen Mittel aufgebracht bzw. gestreckt werden?

Davon unbenommen sind weitergehende Fragestellungen zur praktischen Umsetzung, zu den Folgen eines neuen Finanzierungsmechanismus für das EEG insgesamt etc. Neben solchen politischen und ökonomischen Grundsatzfragen erfordert aber auch die Beantwortung der oben genannten (Umsetzungs-) Fragen eine Klärung der wesentlichen Rahmenparameter eines solchen Fonds.

Vor diesem Hintergrund hat die Geschäftsstelle des Rats für Nachhaltige Entwicklung das Öko-Institut beauftragt, wichtige Optionen für einen EEG-Fonds zu identifizieren und die möglichen Mengengerüste für den Finanzierungsbedarf über den Fonds sowie dessen Refinanzierung abzustechen. Das Ziel der hier vorgelegten Analysen besteht damit nicht darin, die Idee eines EEG-Fonds zu legitimieren oder zu verwerfen, sondern vor allem die strukturellen und numerischen Grundlagen für eine fundierte politische Diskussion eines EEG-Fonds zu schaffen.

Der Untersuchungsgang startet mit einer Analyse der Zahlungsströme im EEG und der Möglichkeit, diese bzw. die EEG-Umlage im Rahmen der bisherigen EEG-Architektur zu beeinflussen (Kapitel 2). Mit Blick auf den weiteren Ausbau der regenerativen Stromerzeugung und die Folgen für den Finanzierungsbedarf im Rahmen des EEG oder möglicher Anschlusslösungen wird eine Projektion für die zukünftige Entwicklung gezeigt, die als Referenzrahmen für die nachfolgenden Untersuchungen dient (Kapitel 3). Eine qualitative Übersicht der verschiedenen Ausgestaltungsansätze für einen EEG-Fonds (Kapitel 4) wird dann mit einer umfangreichen quantitativen Analyse unterlegt (Kapitel 5). Auf dieser Grundlage wird den Fragen der Finanzierungsoptionen für einen solchen Fonds nachgegangen (Kapitel 6), eine Reihe von Implikationen bei der Schaffung eines EEG-Fonds diskutiert (Kapitel 7) und einige Schlussfolgerungen gezogen (Kapitel 8).

## 2. Zahlungsströme im Erneuerbare Energien Gesetz

### 2.1. Struktur der Zahlungsströme

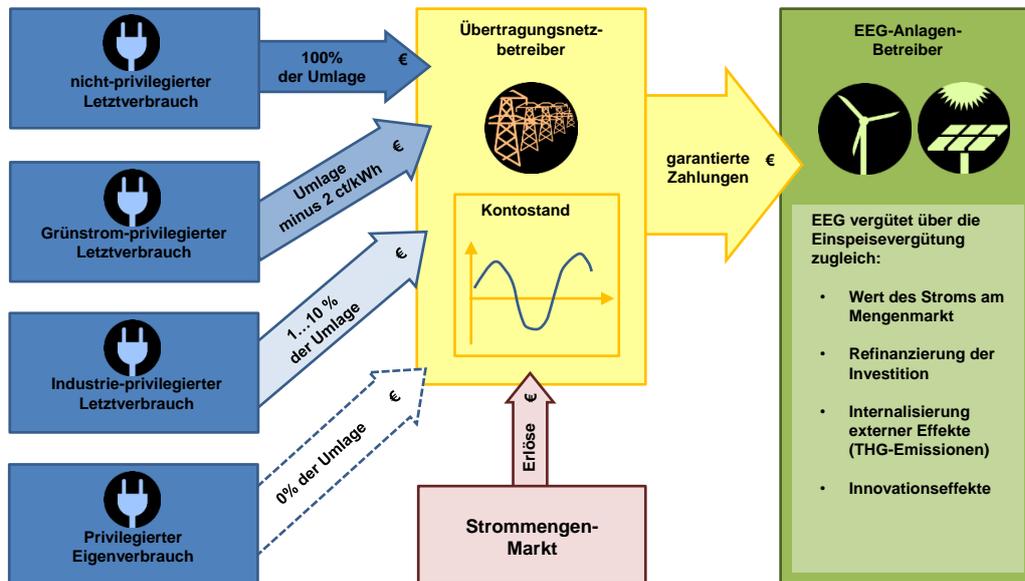
Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) in seiner derzeitigen Ausgestaltung flankiert die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien im Wesentlichen mit sechs Regelungen:

- einer Anschlusspflicht der Netzbetreiber für regenerative Stromerzeugungsanlagen im Geltungsbereich des EEG;
- einer Abnahmegarantie für die in diesen Anlagen erzeugten Strommengen;
- einer Vergütungspflicht für die eingespeisten Strommengen auf Basis kostenorientierter, administrativ festgelegter Einspeisetarife über einen langen Zeitraum (im Regelfall 20 Jahre, in einigen Fällen auch für einen kürzeren Zeitraum);
- einer zentralen Vermarktung der aufgenommenen Strommengen durch die Netzbetreiber über die Strombörse (wobei dieser klassische Festvergütungsmechanismus seit 2012 durch eine Direktvermarktungsoption ergänzt wird, in deren Rahmen die Anlagenbetreiber den Strom selbst vermarkten und keine Festvergütung, sondern die Differenz zum durchschnittlichen Vermarktungserlös zuzüglich einer Managementprämie für Vermarktungskosten erstattet bekommen);
- einem Ausgleich der als Differenz zwischen Kosten (v.a. Zahlung der Einspeisetarife an die Anlagenbetreiber) und Erlösen (v.a. Erlöse aus der Vermarktung) entstehenden Deckungslücke über eine Umlage auf die Letztverbraucher (EEG-Umlage);
- einer Privilegierung verschiedener Letztverbrauchergruppen sowie des für den Eigenverbrauch erzeugten Stroms bezüglich der EEG-Umlage.

Für eine sinnvolle Bewertung des EEG bzw. der Vorschläge für eine Reform bzw. Ergänzung bedarf es zunächst einer differenzierten Betrachtung der verschiedenen Zahlungsströme (Abbildung 2-1). Hierbei sind zu unterscheiden

- die Zahlungsströme an die Betreiber der EEG-Anlagen (unter Berücksichtigung der Höhe, der Anreizwirkungen für die Auslegung und für den Betrieb von EEG-Anlagen aber auch der Risikoimplikationen für Investoren und Betreiber);
- die am Strommarkt erzielbaren Erlöse für die eingespeisten EEG-Strommengen (unter Berücksichtigung der Strukturen des heutigen Strommarktes, in dem sich die Preise im Wesentlichen auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten eines unter spezifischen historischen (Monopol-) Bedingungen geschaffenen Kraftwerksparks bilden, und wobei zweifelhaft bzw. umstritten ist, ob über diese Preise Investitionen, selbst in konventionelle Kraftwerke, finanziert werden können);
- die Aufbringung der Differenzkosten, die als Deckungslücke zwischen den Zahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber (zuzüglich den Kosten für die Umsetzung des Systems) einerseits und den Erlösen am Strommarkt andererseits verbleiben (unter Berücksichtigung der sehr unterschiedlichen Einbeziehung verschiedener Stromverbrauchergruppen).

Abbildung 2-1: Zahlungs- und Erlösströme im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)



Quelle: Eigene Darstellung

Bei einer genaueren Betrachtung werden mit der Zahlung einer Einspeisevergütung an die EEG-Anlagenbetreiber für die an das Netz abgegebenen Strommengen vier unterschiedliche Leistungen vergütet:

- der Wert der aus EEG-Anlagen eingespeisten Elektrizität im derzeitigen Strommarkt mit einem Preisbildungsmechanismus auf Basis kurzfristiger Grenzkosten (bei hohen Aufkommensanteilen tendenziell sinkend, zumindest für EEG-Anlagen mit sehr niedrigen kurzfristigen Grenzkosten wie Solar- und Windenergie);
- die Internalisierung externer Effekte vor allem mit Blick auf die Treibhausgasemissionen (die angesichts der derzeitigen Krise des Emissionshandelssystems der Europäischen Union wieder notwendig wird, aber mit Blick auf die spezifischen Eigenschaften der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energien durchaus auch darüber hinaus notwendig sein kann);
- die Finanzierung von Investitionen in EEG-Anlagen bzw. der entsprechenden Refinanzierungslücke zwischen dem Einkommen aus dem (heutigen) Strommarkt und den fixen Kosten der Anlagen (diese Refinanzierungsfunktion fehlt derzeit für das konventionelle Segment des Stromsystems sowie die nachfrageseitige Flexibilität und Speicher und wird dort im Kontext noch zu schaffender Kapazitätsmechanismen adressiert);
- die Finanzierung der Innovationseffekte für regenerative Stromerzeugungstechnologien, die vor allem durch Industrialisierungs- bzw. Skaleneffekte erschlossen werden können (wobei dieser Finanzierungsbedarf tendenziell abnehmend ist, d.h. für Solar- und Onshore-Windenergie weitgehend ausläuft, vor allem für die Offshore-Windkraftherzeugung noch weiter besteht).

Dabei ist jedoch auch darauf hinzuweisen, dass die beiden letztgenannten (impliziten) Vergütungskomponenten eine reine Finanzierungsfunktion haben, während den beiden erstgenannten Elemente zumindest zukünftig auch eine wichtige Rolle für die Optimierung des Anlagenbetriebes, also eine Koordinationsfunktion für das Gesamtsystem zukommen kann. Im Rahmen des derzeitigen Festvergütungsmodells wird diese preisbasierte Koordinationsfunktion nicht erschlossen, der hieraus resultierende Reformbedarf des EEG ist evident und Gegenstand vielfältiger Diskussionen (Agora 2013, Matthes 2014a), wird aber in der hier vorgelegten Analyse nicht weiter behandelt.

Den erforderlichen Mitteln für die in der Einspeisevergütung zusammengefassten, d.h. nicht klar getrennten vier Vergütungselemente steht im EEG-System ein Einkommen aus den beiden Segmenten des heutigen Strommarkts gegenüber:

- die Vermarktungserlöse der aus EEG-Anlagen eingespeisten Elektrizität im Strommen- (Energy-only-) Markt, d.h. im Wesentlichen an der Strombörse;
- ggf. die Erlöse aus den Systemdienstleistungs- (Regelenergie-) Märkten, für die eine schrittweise Öffnung für regenerative Stromerzeugungsanlagen vollzogen wird bzw. erwartbar ist.

Dieses Einkommen wird jedoch nur unter sehr spezifischen – und aus heutiger Sicht eher unwahrscheinlichen – Rahmenbedingungen (sehr hohe Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise, niedrige Aufkommensanteile aus Sonnenenergie und Wind- bzw. Wasserkraft) ausreichend sein, um die fixen Kosten, also vor allem die Investitionskosten regenerativer Stromerzeugungsanlagen zu refinanzieren. Letztlich ergibt sich bezüglich der Investitionsrefinanzierung für Regenerativkraftwerke eine ähnliche – bzw. durchaus noch verschärfte – Lücke wie für Investitionen im konventionellen Segment des Stromsystems. Im Gegensatz zur Situation im konventionellen Segment des Stromsystems existiert für das regenerative Segment mit dem EEG bereits ein Mechanismus zur Schließung zur Finanzierungslücke, wie diskussionswürdig bzw. reformbedürftig dieser auch immer sei.

Als Differenz zwischen den Zahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber sowie den Umsetzungskosten des EEG-Systems<sup>1</sup> einerseits und dem o.g. Einkommen andererseits entsteht heute und auf absehbare Zukunft eine Deckungslücke. Diese wird über ein budgetunabhängiges, d.h. vollständig außerhalb staatlicher Budgets organisiertes Umlagesystem geschlossen, in dem unterschiedliche Verbrauchergruppen in unterschiedlichem Maße zur Schließung der Deckungslücke beitragen müssen:

- Etwa 20% des gesamten Verbrauchs (derzeit ca. 105 TWh) fallen unter die Privilegierungen für Industrie- und Schienenbahnen. Die entsprechenden Unternehmen zahlen einen stark reduzierten Beitrag, der sich für den größten Teil (ca. 90 TWh) auf etwa 1% und für einen geringeren Anteil (ca. 15 TWh) auf etwa 10% des Regelsatzes beläuft. Damit wird derzeit ein Finanzierungsbeitrag von etwas weniger als 140 Mio. € erbracht.
- Etwa 10% des gesamten Verbrauchs (ca. 50 TWh) werden als Eigenerzeugung komplett von der EEG-Umlage befreit (die Erzeugung von Strom, der zum eigenen Endverbrauch bestimmt ist und der nicht in das öffentliche Netz eingespeist wird, ist durch die Ausnahme von der EEG-Umlage stark angereizt und zeigt derzeit stark steigende Tendenzen).

---

<sup>1</sup> Hierzu gehören die Kosten für den untätigen Ausgleich sowie die Abrechnung des EEG-Bilanzkreises, für Bösenzulassung und Handelsanbindung, für Ist-Daten-Erfassung und Abrechnung, für IT, Dienstleistungen und Prognosen sowie zur Zwischenfinanzierung von Prognosefehlern der Vergangenheit (Defizite des EEG-Kontos) bzw. zukünftig erwarteten Prognosefehlern (Liquiditätsreserve). Diese Kosten fallen weitgehend unabhängig davon an, ob die Vermarktung zentral durch die Übertragungsnetzbetreiber (an der Strombörse) oder dezentral durch Direktvermarkter vorgenommen wird.

- Etwa 1% des gesamten Verbrauchs werden als im Rahmen des Grünstromhandels privilegierte Verbraucher (ca. 3 TWh) mit einem kleineren Sockelbeitrag (derzeit 2 Cent je Kilowattstunde) von der EEG-Umlage befreit, diese Privilegierungen fallen jedoch derzeit mengenmäßig kaum ins Gewicht.
- Etwa 70% des gesamten Verbrauchs (380 TWh) müssen mit dem sogenannten Regelsatz beitragen, der die nach den Beiträgen der privilegierten Verbraucher verbleibenden Finanzierungslücke des EEG komplett schließt (derzeit jährlich ca. 20 Mrd. €).

Neben den aus den Zahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber entstehenden Gesamtkosten bilden die verschiedenen Privilegierungstatbestände eine wesentliche Bestimmungsgröße – und in den letzten Jahren auch einen wesentlichen Treiber – für den von der Mehrheit der Letztverbraucher aufzubringenden Regelsatz der EEG-Umlage (Öko-Institut 2013).

Auch vor diesem Hintergrund wird in den aktuellen Diskussionen zur Reform des EEG eine Reihe von Veränderungen des Umlagesystems diskutiert. Vorstellbar sind hier (Öko-Institut 2014):

- die Einengung der Industrieprivilegierungen auf die Größenordnung von 60 bis 70 TWh (dies entspricht etwa der Privilegierungssituation im Jahr 2009);
- die Einbeziehung des Eigenverbrauchs in der Größenordnung von bis zu 30 TWh (wobei erhebliche Eigenverbrauchsmengen im Rahmen der auch zukünftig privilegierten Branchen erzeugt und geeignete Regelungen gefunden werden müssen, um in der Vergangenheit unternommene Investitionen nicht in einer Größenordnung zu entwerten, dass Vertrauensschutz nicht mehr gewahrt bleibt);
- die Erhöhung des Umlagesatzes für privilegierte Verbraucher von 1 auf etwa 10% des Regelsatzes für die EEG-Umlage, so dass der reduzierte Umlagesatz etwa die Größenordnung der Strompreissenkung durch den Ausbau der regenerativen Stromerzeugung erreicht.

Mit diesen Maßnahmen kann in begrenzten Umfang eine Dämpfung der EEG-Umlage erreicht werden (vgl. Abschnitt 2.2), wobei darauf hingewiesen werden muss, dass es sich hierbei aus der Gesamtsicht nicht um Kostensenkungs-, sondern um Umverteilungseffekte handelt.

Für die anstehenden Reformen des EEG ist damit neben der Frage, ob und wie die o.g. vier Finanzierungsfunktionen des EEG zukünftig entflochten und anders ausgestaltet werden könnten, auch die im Folgenden behandelte Frage relevant, ob und auf welchem Wege weitere Einkommensquellen für das EEG-System erschlossen und damit die EEG-Umlage entlastet werden könnte oder sollte.

## 2.2. Aktuelle Zahlungen an EEG-Anlagenbetreiber

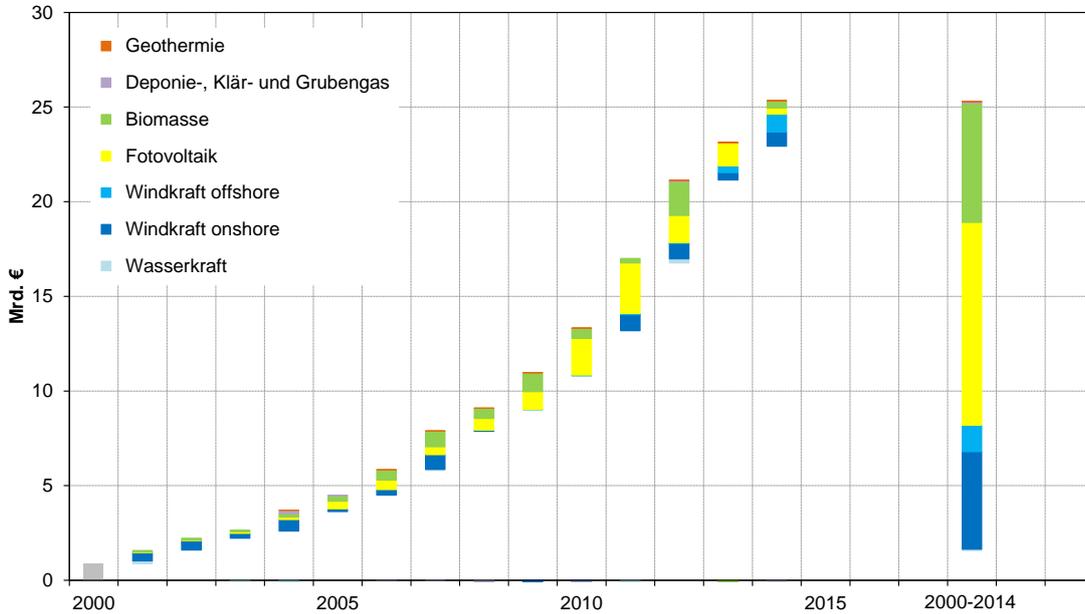
Das Volumen der Zahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber, d.h. ohne Berücksichtigung der Erlöse aus der Vermarktung, wird nach aktuellen Projektionen im Jahr 2014 die Größenordnung von 25 Mrd. € erreichen (Abbildung 2-2). Im Zeitraum seit 2000 wird damit das Volumen der Garantiepreis-Vergütungen um über 24 Mrd. € gestiegen sein, wobei etwa die Hälfte dieses Anstieges auf den Zeitraum von 2010 bis 2014 entfällt. Ein ähnliches Muster ergibt sich für die im Rahmen des EEG entstandene Deckungslücke, in der die Erlöse aus der Vermarktung der eingespeisten EEG-Strommengen berücksichtigt sind. Hier wird für 2014 ein Gesamtvolumen von knapp 20 Mrd. € erwartet, und der Anteil der ab 2010 entstandenen Kosten beläuft sich sogar auf etwa drei Viertel des Gesamtzuwachses seit dem Jahr 2000 (Abbildung 2-3).

Die Übersichten zu Zahlungsströmen und Differenzkosten verdeutlichen auch die wesentlichen Treiber dieser Entwicklungen:

- **Fotovoltaik:** Mit weitem Abstand verursachte der massive Ausbau der Solarstromerzeugung den größten Beitrag zur Erhöhung der Vergütungszahlungen und Differenzkosten. Fast die Hälfte des Zuwachses für den Zeitraum 2000 bis 2014 entfällt auf die PV-Stromerzeugung, während diese nur etwa ein Viertel des zusätzlichen Stromaufkommens aus EEG-Anlagen realisiert haben. Der Zuwachs entfällt dabei vor allem auf die Jahre 2009 bis 2012, wobei die ab 2012 massiv sinkenden Großhandelspreise für Strom den Differenzkostenzuwachs noch deutlich verstärkt haben. Angesichts zurückgehender Neuinstallationen und massiv gesunkenen Kosten bzw. Einspeisevergütungen kann hier für die kommenden Jahre mit einem deutlich geringeren Kostenzuwachs gerechnet werden (nach den Rekord-Installationen von jeweils über 7 GW jährlich in den Jahren 2010 bis 2012 wird für 2013 und die Folgejahre ein Zubau von ca. 2,5 GW erwartet).
- **Biomasse:** Der zweitgrößte Anteil ist der Ausweitung der Biomasseverstromung zuzurechnen. Etwa ein Viertel des Zuwachses an Vergütungszahlungen und Differenzkosten im Zeitraum 2000 bis 2014 entfällt auf Biomasseanlagen, dies entspricht auch etwa dem Anteil an der zusätzlichen EEG-Stromerzeugung für diesen Zeitraum. Der Zuwachs konzentrierte sich hier auf die Jahre 2005 bis 2010 und das Jahr 2012. Die zukünftige Entwicklung ist hier vor allem von der Ausbaudynamik abhängig, weitere signifikante Erhöhungen der spezifischen Kosten durch die Veränderung des Ausbauportfolios in Richtung höher vergüteter Erzeugungsoptionen sind eher nicht zu erwarten.
- **Windenergie (Onshore):** Auf die Ausweitung der Onshore-Windkrafterzeugung entfällt für den Zeitraum 2010 bis 2014 mit einem Anteil von jeweils etwa 20% nur ein vergleichsweise geringer Zuwachs der Vergütungszahlungen bzw. Differenzkosten, aber der größte Anteil (40%) an der zusätzlichen EEG-Stromeinspeisung in diesem Zeitraum. Die zukünftige Entwicklung hängt auch hier vor allem von der Ausbaudynamik ab.
- **Windenergie (Offshore):** Erst in den letzten beiden Jahren hat die Dynamik der Stromerzeugung aus Offshore-Windanlagen deutlich zugenommen, der Anteil am Gesamtvolumen der Vergütungszahlungen und Differenzkosten liegt mit 5% etwa in der Größenordnung des Beitrags zur zusätzlichen Stromerzeugung im Zeitraum 2000 bis 2014. Durch das Stauchungsmodell und den zunehmenden Beitrag der Offshore-Windkrafterzeugung sind hier wachsende Kosten zu erwarten, die erst mittelfristig durch Senkungen der spezifischen Kosten überlagert werden.
- **Sonstige Technologien:** Alle anderen Stromerzeugungsoptionen auf Basis erneuerbarer Energien spielten und spielen nur eine untergeordnete Rolle.

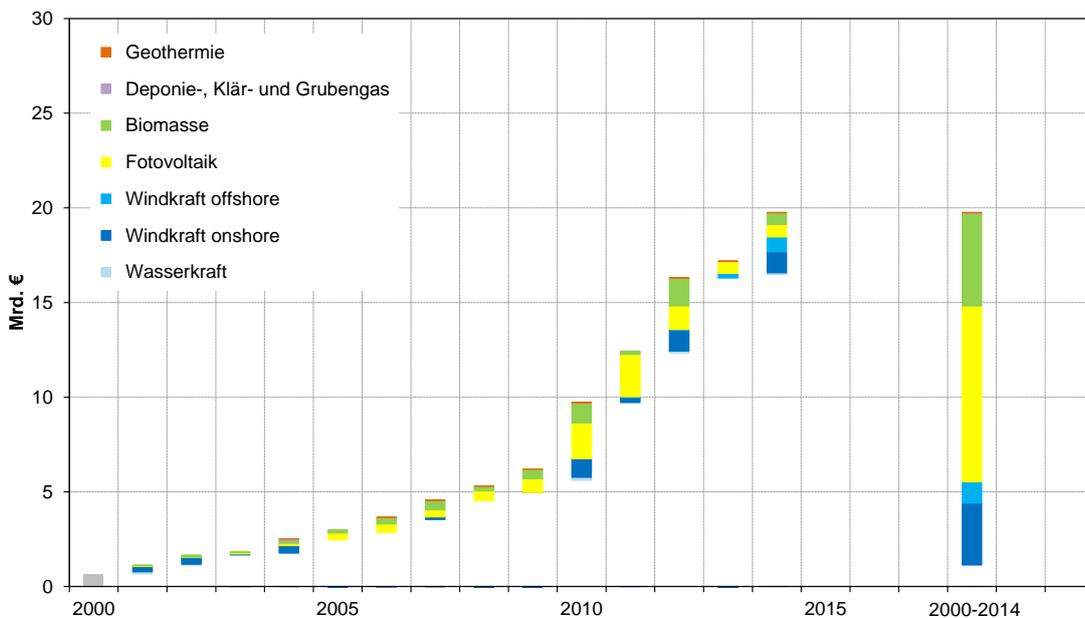
Die zukünftig erwartbaren Entwicklungen werden im Kapitel 3 näher beschrieben und eingegrenzt.

**Abbildung 2-2: Zahlungsströme aus dem EEG, 2000-2014**



Quelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, eigene Berechnungen

**Abbildung 2-3: Im Rahmen des EEG entstehende Deckungslücke, 2000-2014**

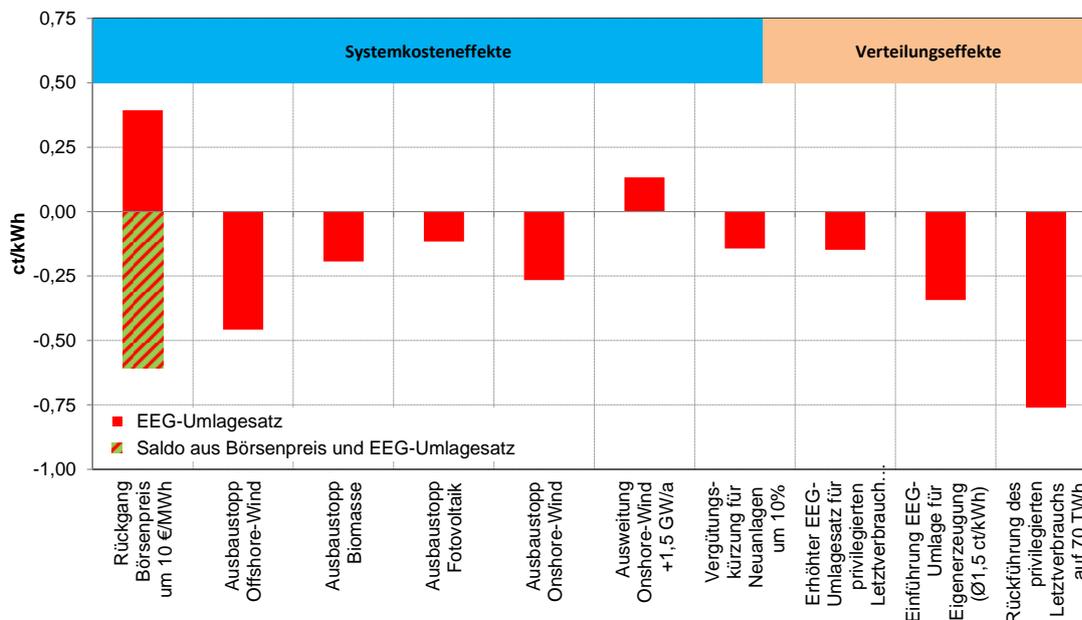


Quelle: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, eigene Berechnungen

### 2.3. Optionen zur Beeinflussung der Zahlungen im EEG

Abbildung 2-4 zeigt die Ergebnisse einer Reihe von Modellrechnungen mit dem EEG-Rechner des Öko-Instituts für unterschiedliche Variationen der Rahmenannahmen und deren Wirkungen für die EEG-Umlage 2017.

**Abbildung 2-4: Effekte verschiedener Interventionshebel auf die EEG-Umlage, 2017**



Quelle: Eigene Berechnungen mit dem EEG-Rechner des Öko-Instituts

Zunächst wurden dabei Maßnahmen betrachtet, die die über das EEG entstehenden Systemkosten betreffen:

- Ein maßgeblicher Hebel für die EEG-Deckungslücke besteht in der Entwicklung der Vermarktungserlöse für den eingespeisten EEG-Strom, also der Großhandelspreise für Strom. Diese bilden sich als Resultat einer Vielzahl von Einflussgrößen. Eine besondere Rolle spielen dabei aber die Entwicklung der Brennstoffpreise in den internationalen Steinkohle- und Erdgasmärkten, das Niveau der Preise für Emissionsberechtigungen im Emissionshandelssystem der Europäischen Union sowie die preissenkenden Effekte des Ausbaus der erneuerbaren Energien (Merit-Order-Effekt). Für die Modellrechnung wurde unterstellt, dass der mittlere (Base-) Großhandelspreis für Strom nochmals um 10 €/MWh zurückgeht, die spezifischen Erlöse für die EEG-Stromvermarktung in Abhängigkeit vom jeweiligen Angebotsprofil (also unter Berücksichtigung der sog. Profilmfaktoren) entsprechend sinken und die Differenzkosten steigen. Bei sonst unveränderten Rahmenbedingungen würde die EEG-Umlage im Regelsatz dadurch um etwa 0,4 ct/kWh steigen.
- Den umgekehrten Effekt hätten dagegen steigende Preisniveaus im Großhandelsmarkt für Strom, beispielsweise durch das Wiederentstehen von realen Knappheitspreisen im EU-Emissionshandelssystem und der entsprechenden Einpreisung der CO<sub>2</sub>-Kosten im Strommarkt. Eine Veränderung des Preisniveaus um 10 € je Tonne Kohlendioxid (t CO<sub>2</sub>) lässt die EEG-Umlage in den nächsten Jahren um etwa 0,4 ct/kWh sinken bzw. steigen.

Würden im Zeitraum 2020 bis 2025 wieder knappheitsbedingte Preise von 30 €/t CO<sub>2</sub> entstehen, würde das die EEG-Umlage (bei sonst unveränderten Rahmenbedingungen) um etwa 1 ct/kWh sinken lassen. Kurzfristig, d.h. für die Perspektive bis 2020, sind Effekte in dieser Größenordnung jedoch kaum zu erwarten.

- Die Modellrechnung verdeutlicht aber auch die begrenzte Aussagekraft der EEG-Umlage als politischer Bewertungs- und Steuerungsindikator mit Blick auf die Entwicklung der Kostensituation. Werden Großhandelspreis und EEG-Umlage zusammen betrachtet, dann resultiert aus einer Senkung des Großhandelspreises um 1 ct/kWh und einem Anstieg der EEG-Umlage um 0,4 ct/kWh für das Gesamtsystem immer noch eine Kostensenkung um 0,6 ct/kWh.
- Als weitere Sensitivitätsanalyse wurde für Offshore-Windenergie, Fotovoltaik, Biomasse und Onshore-Windkraft ein Ausbau- bzw. Vergütungsstopp (für neue Anlagen) modelliert. Hier zeigt sich, dass sich der größte Effekt für die EEG-Umlage bei einem Ausbaustopp für die Offshore-Windkraft ergibt (knapp 0,5 ct/kWh). Eine Dämpfung der EEG-Umlage um ca. 0,25 ct/kWh ergäbe sich für einen Vergütungsstopp bei neuen Onshore-Windanlagen, für die Biomasseverstromung ergäbe sich ein Effekt von etwa 0,2 ct/kWh und für die Solarstromerzeugung von etwas über 0,1 ct/kWh. Wenn der Ausbau- bzw. Vergütungsstopp jedoch nicht zur Zielverfehlung führen soll, müsste die jeweils ausfallende Stromeinspeisung durch einen stärkeren Ausbau anderer – kostengünstigerer - regenerativer Erzeugungsoptionen kompensiert werden. Für den Fall eines Ausbaustopps für die Offshore-Windenergie oder PV-Stromerzeugung müssten jahresdurchschnittlich etwa 1,5 GW Onshore-Windkraftanlagen zusätzlich errichtet werden, für den Fall eines Ausbaustopps im Bereich der Biomasse-Verstromung etwa die Hälfte dieses Wertes. Damit würde wiederum ein Zuwachs der EEG-Umlage von etwa 0,13 ct/kWh entstehen, so dass die Netto-Dämpfungseffekte für die EEG-Umlage entsprechend geringer ausfallen würden (Offshore-Windenergie 0,3 ct/kWh, Biomasse 0,13 ct/kWh) oder voll kompensiert würden (Fotovoltaik). Der Ersatz des Onshore-Windkraftausbaus durch andere regenerative Erzeugungsoptionen hätte entsprechend keine Effekte (Fotovoltaik) oder würde zu einer Erhöhung der EEG-Umlage führen.
- Als weitere Variante wurde für alle regenerativen Neubaukraftwerke eine Kürzung der Vergütungssätze um 10% unterstellt. Im Ergebnis würde damit eine Dämpfung der EEG-Umlage für das Jahr 2017 von 0,14 ct/kWh erreicht.

Diese Übersicht zeigt, dass die über eine strukturelle Veränderung des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung oder moderate Vergütungskürzungen erzielbaren Dämpfungseffekte für die EEG-Umlage des Jahres 2017 im niedrigen Zehntel-Cent-Bereich oder nahe Null liegen. Gleichzeitig liegen die Effekte veränderter Großhandels-Strompreise in deutlich größeren Dimensionen, wenn sie auch die Eignung der EEG-Umlage als Bewertungs- und Steuerungsindikator klar in Frage stellen.

Neben den beschriebenen Maßnahmen zur Kostensenkung im Rahmen des EEG ist eine Reihe von Anpassungen im Bereich der Privilegierungen bei der EEG-Umlage vorstellbar. Durch diese Maßnahmen werden jedoch keine Kostensenkungs-, sondern letztlich Umverteilungseffekte im Bereich der Kostentragung erzielt:

- Zunächst wurde untersucht, welchen Effekt die Erhöhung der EEG-Umlage für die privilegierten Industrieverbraucher auf ein Niveau hat, das in etwa der durch die regenerative Stromerzeugung bewirkten Senkung der Großhandelspreise für Strom entspricht (mindestens 0,5 ct/kWh). Die Reduktion des Regelsatzes für die EEG-Umlage für privilegierte In-

dustrieverbraucher würde damit von ca. 99 auf etwa 90% zurückgeführt. Die EEG-Umlage für nicht privilegierte Letztverbraucher würde damit um etwa 0,15 ct/kWh sinken.

- Wenn auch die Eigenstromerzeugung mit einem reduzierten Satz in die EEG-Umlage einbezogen würde (soweit sie nicht im Bereich der weiterhin privilegierten Industrieverbrauchs betrieben wird), so könnte der Regelsatz der Umlage um ca. 0,34 ct/kWh zurückgehen.
- Wenn schließlich der privilegierte Letztverbrauch im Bereich der Industrie auf den Umfang von 2010 zurückgeführt würde, könnte der Regelsatz der EEG-Umlage um etwa 0,75 ct/kWh gedämpft werden.

Die im Bereich der Umverteilungseffekte realisierbaren Dämpfungen für die EEG-Umlage erreichen damit vor allem für die Eingrenzung des privilegierten Letztverbrauchs sowie die Einbeziehung des eigenerzeugten Stroms eine signifikante, wenn auch hier begrenzte Größenordnung. Es muss aber gleichzeitig darauf hingewiesen werden, dass eine Veränderung des Privilegierungsregimes nicht notwendigerweise Entlastungen der EEG-Umlage mit sich bringt, sondern wegen einer (nicht intendierten) Ausweitung der Privilegierungstatbestände durchaus auch zu entsprechenden Mehrbelastungen für die EEG-Umlage führen kann (Matthes 2014b).

Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass die jeweils isoliert (also unter der Maßgabe, dass alle anderen Einflussfaktoren unverändert bleiben) ermittelten Dämpfungseffekte wegen diverser Überlagerungseffekte nicht ohne weiteres aufaddiert werden können, ergibt sich aus den vorgestellten Analysen, dass

- signifikante Dämpfungseffekte für den Regelsatz der EEG-Umlage nur über eine Verengung der Privilegierungstatbestände für industrielle Letztverbraucher und den Eigenverbrauch sowie in eingeschränktem Maße durch die Begrenzung des Ausbaus der Offshore-Windkraft (mit allen Folgen für die Innovationsentwicklung in diesem Bereich) erzielt werden können;
- dass eine (deutliche) Veränderung der Großhandels-Strompreise wegen ihrer Auswirkungen auf den gesamten Anlagenpark einen sehr großen Teil der beschriebenen Dämpfungsoptionen kompensieren oder übersteigen kann.

Als Fazit dieser Analysen ergibt sich, dass eine deutliche Dämpfung oder Senkung der EEG-Regelumlage nur dann erreicht werden kann,

- wenn eine weitgehende Überarbeitung der Privilegierungsregelungen gelingt;
- wenn die Preisentwicklungen auf dem Großhandelsmarkt für Strom – zum Beispiel durch eine Stabilisierung des EU ETS und entsprechend höhere CO<sub>2</sub>-Preise – umgekehrt werden können (wobei die Summe aus steigenden Großhandelspreisen und verringerter EEG-Umlage höher wäre als die Summe aus niedrigerem Großhandelspreis und daher höherer EEG-Umlage);
- wenn die die EEG-Umlage erheblich prägenden Vergangenheitskosten reduziert werden können, also Vergütungszahlungen bzw. Differenzkosten für Anlagenkohorten mit vergleichsweise hohen Vergütungssätzen und gleichzeitig signifikanten Erzeugungskapazitäten außerhalb des EEG aufgebracht werden.

Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass ein weitergehender Ausbau der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die EEG-Umlage bei allen o.g. Möglichkeiten zur Dämpfung tendenziell

weiter erhöhen wird, können durch Maßnahmen innerhalb des bestehenden EEG Dämpfungseffekte in der Größenordnung von etwa 1 ct/kWh erzielt werden.

Vor diesem Hintergrund konzentrieren sich die folgenden Überlegungen auf die Erschließung grundsätzlich neuer Finanzierungsquellen für die Schließung der im EEG entstehenden Deckungslücke. Dabei sollte eine solche Strategie in jedem Fall ein komplementäres Handlungsfeld für die notwendigen Veränderungen der Finanzierungsmechanismen für die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien bilden, kann also die anderen Handlungsbereiche keinesfalls ersetzen, sondern diese allenfalls ergänzen.

Davon unbenommen ist die Notwendigkeit, dass das Vergütungssystem des EEG aus elektrizitätswirtschaftlichen Gründen überarbeitet werden muss, um Preissignale für die systemdienliche Auslegung und den systemdienlichen Betrieb von Regenerativkraftwerken zu erzeugen bzw. wirksam werden zu lassen. Die daraus entstehenden (System-) Kostensenkungen werden jedoch eher langfristig signifikante Größenordnungen erreichen und sich wahrscheinlich nicht in der EEG-Umlage sondern in anderen Systemkostenelementen des Stromsystems (Kapazitätsmechanismen, Infrastrukturen etc.) niederschlagen. Diese grundlegenden Veränderungen des EEG (Agora 2013, Matthes 2013) sind wie die Überarbeitung des Privilegierungsregimes des EEG (Neuhoff et al. 2013, Öko-Institut 2014) sowie die strukturelle Reform des EU ETS (EC 2014) Gegenstand breiter Debatten, die hier nicht weiter vertieft werden sollen.

### 3. Referenzrahmen für die längerfristige Entwicklung

Voraussetzung für die Untersuchung einer Diversifizierung des über das EEG abzudeckenden Aufkommens bildet ein differenziertes Mengengerüst für die Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die entsprechenden Zahlungen an die Anlagenbetreiber sowie die Differenzkosten zum Einkommen aus dem Energy-only-Markt.

Für die historischen Daten wurde dabei der Datenbestand so aufgearbeitet, dass für die Inbetriebnahme-Kohorte eines jeden Jahres seit 1990 die installierte Leistung, die durchschnittliche Jahresstromproduktion sowie die jeweiligen durchschnittlichen Vergütungssätze des EEG bzw. seiner Vorgängerregelungen spezifiziert wurde. Dieser Datenbestand für die bestehenden Anlagen wurde in der genannten Detaillierung für die Jahre bis 2050 exemplarisch fortgeschrieben. Dafür wurden folgende Annahmen getroffen:

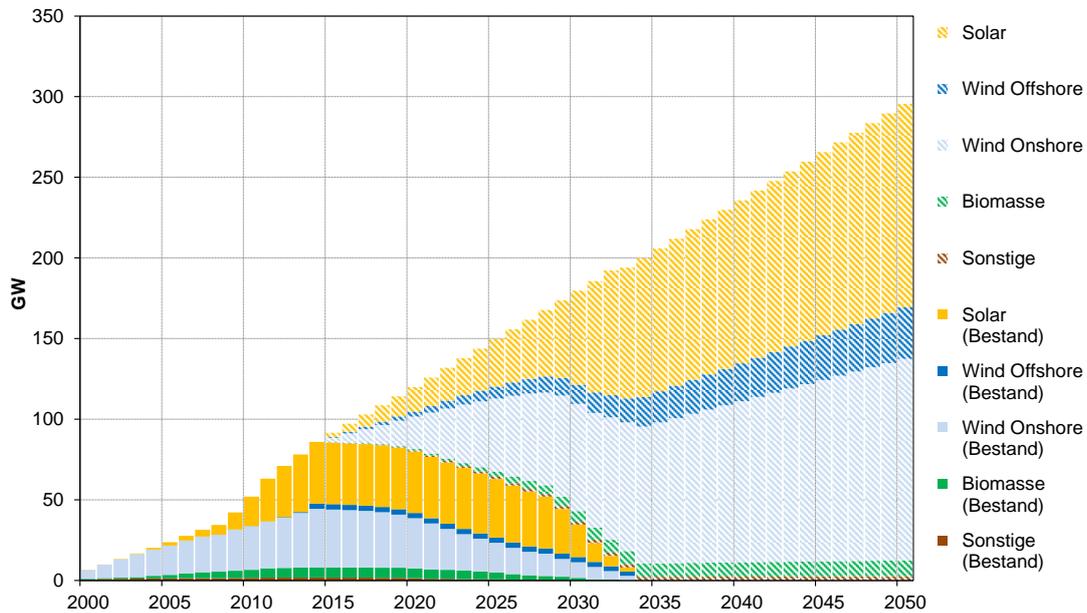
- Für den jährlichen Kapazitätsausbau wurden die Größenordnungen zugrunde gelegt, die in den Eckpunkten für die EG-Reform 2014 niedergelegt sind. Diesbezüglich ist jedoch darauf hinzuweisen, dass die entsprechenden Ausbautzahlen als Netto-Zubau interpretiert wurden, also den gesamten Zubau, vermindert um die altersbedingten Außerbetriebnahmen. Ein Vergleich der aktuellen Außerbetriebnahme- mit den historischen Zubau-Zahlen zeigt, dass die Annahme einer Außerbetriebnahme nach 20 Jahren als vergleichsweise robuste Annahme angesehen werden kann. Die konkreten Annahmen sind im Anhang 1 detailliert zusammengestellt.
- Die Kapazitätsauslastung wurde technologiespezifisch auf der Grundlage aktueller Projektionen fortgeschrieben (vgl. Anhang 1).
- Die Einspeisevergütungen (die auch als Vollkosten der regenerativen Stromerzeugung interpretiert werden können) wurden zunächst auf Grundlage der aktuellen Planungen für das EEG 2014 fortgeschrieben. Für jede Erzeugungsoption wurde jedoch ein Kostenniveau definiert, ab dem die Kostenreduktionskurve flacher verläuft, also die wesentlichen Lernkurveneffekte ausgeschöpft worden sind. Auch hier sind die Details im Anhang 1 dargestellt.

Die Abbildung 3-1 verdeutlicht, dass auf der Grundlage dieser Annahmen der Ausbau der Erzeugungskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien ab 2015 leicht abflacht und dann – definitionsgemäß – über die nächsten 35 Jahre stetig bleibt. Im Jahr 2025 wird eine installierte Leistung von 150 GW regenerativer Erzeugungsleistung erreicht, 2035 werden 200 GW überschritten und im Jahr 2050 eine installierte Leistung von fast 300 GW erreicht.

Die in Abbildung 3-1 dargestellte Entwicklung verdeutlicht auch die enorme Bedeutung der Unterscheidung zwischen Brutto- und Netto-Zubau regenerativer Kraftwerksleistung. So wird zur Gewährleistung eines Netto-Kapazitätszubaues von 2,5 GW Onshore-Windkraftwerken im Jahr 2020 bereits die Errichtung von etwa 4,3 GW neuer Windkraftwerksleistung notwendig, da davon ausgegangen werden muss, dass Onshore-Windkraftwerke mit einer Gesamtleistung von ca. 1,8 GW altersbedingt außer Betrieb genommen werden. In der Dekade von 2020 bis 2030 wäre also ein Brutto-Zubau von 4 bis 5 GW Erzeugungsleistung in Onshore-Windkraftwerken erforderlich, um den Netto-Zubau von 2,5 GW zu sichern. In den Jahren nach 2030 liegt der entsprechend notwendige Bruttozubau in der Bandbreite von 5 bis 8 GW jährlich.

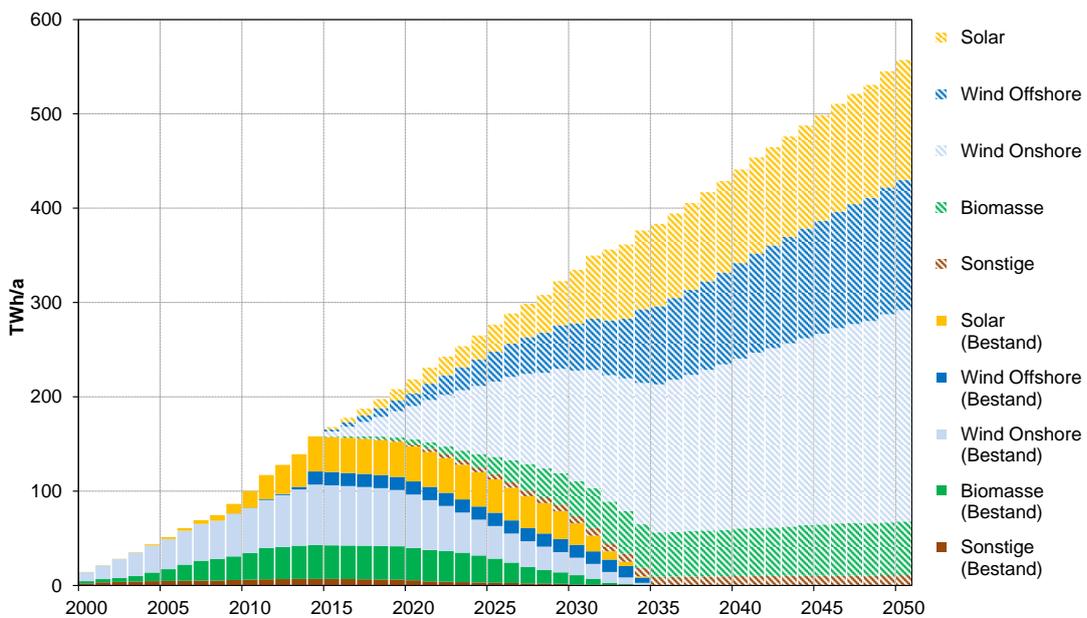
Für Fotovoltaik-Anlagen gewinnt die Frage des Brutto-/Netto-Zubaues erst um das Jahr 2025 an Bedeutung, in den Folgejahren wird jedoch auch hier ein jährlicher Brutto-Zubau von im Mittel 6 GW Erzeugungsleistung notwendig. Für Offshore-Windenergie müsste durch den Abgang von Bestandsanlagen ab 2030 der Brutto-Zubau auf im Mittel 2 GW jährlich ausgeweitet werden.

**Abbildung 3-1: Stromerzeugungskapazitäten auf Basis erneuerbarer Energien, 2000-2050**



Quelle: Eigene Berechnungen

**Abbildung 3-2: Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien, 2000-2050**



Quelle: Eigene Berechnungen

Auch wenn die Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie niemals zur gleichen Zeit ihre Spitzen-Einspeiseleistung erreicht<sup>2</sup>, kann ab 2020 in einer zunehmenden Zahl von Stunden der Strombedarf voll regenerativ bereitgestellt werden. Kurz vor 2020 wird dann auch das Niveau von 200 TWh regenerativer Stromerzeugung überschritten, im weiteren Verlauf steigt die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien auf ein Niveau von ca. 550 TWh im Jahr 2050 und damit auf ein Aufkommensanteil von etwa 90% des Gesamtbedarfs (Abbildung 3-2).<sup>3</sup>

Dominiert wird die Struktur der Stromerzeugung klar durch die Windenergie. Im Jahr 2020 repräsentieren Onshore-Windkraftanlagen ca. 42% der regenerativen Stromerzeugung und die Offshore-Windkraftproduktion knapp 13%. Fotovoltaik-Anlagen erzeugen etwa 24% und Biomasse-Kraftwerke etwa 18% des regenerativen Stroms. Im Zeitverlauf nimmt die Rolle der Biomasseverstromung ab und erreicht 2050 einen Anteil von etwa 10%. Onshore-Windkraft repräsentiert mit einem Anteil von ca. 40% weiterhin den größten Aufkommensanteil, die Offshore-Windkraft steht für etwa ein Viertel und die Solarstromerzeugung etwa für 23% der gesamten regenerativen Stromerzeugung.

Auf der Basis dieses Mengengerüsts für die regenerative Stromerzeugung können die (notwendigen) Zahlungen an die Anlagenbetreiber ermittelt werden. Diese müssen in der längeren Frist nicht notwendigerweise als EEG-Zahlungen erfolgen, repräsentieren aber in jedem Fall die Vollkosten der verschiedenen Stromerzeugungsoptionen.

**Tabelle 3-1: (Kostenorientierte) Zahlungen an erneuerbare Stromerzeugungsanlagen, 2000-2050**

	2014	2020	2030	2040	2050
	ct(2014)/kWh				
Wind Onshore	9,3	8,0	7,6	7,2	6,8
Wind Offshore	19,0	14,1	11,8	11,2	10,6
Biomasse	17,8	16,0	16,0	16,0	16,0
Solar	12,8	8,8	8,4	8,0	7,6
Gase	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Geothermie	23,8	15,9	14,3	13,6	12,9
Wasser	9,2	9,0	9,0	9,0	9,0

Anmerkung: Für Windenergie sind die Anfangsvergütungen dargestellt, für Offshore Windenergie ergeben sich wegen der vergleichsweise kurzen Zahlungszeiträume für die Anfangsvergütung deutlich geringere Durchschnittskosten

Quellen: EEG 2012, BMWi (2014), Schätzungen und Berechnungen des Öko-Instituts

Die Entwicklung der spezifischen Kosten wird über eine Fortschreibung der Einspeisevergütungen des EEG modelliert, die in Tabelle 3-1 dargestellt ist. Grundlage bildet zunächst die Fortschreibung

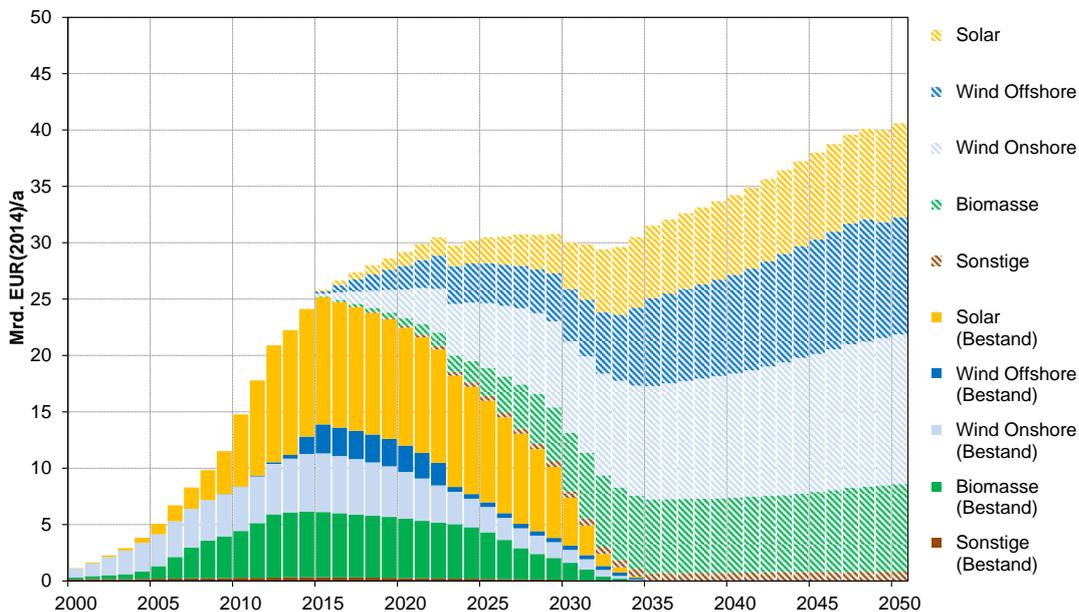
<sup>2</sup> Auf Grundlage der bisherigen Ist-Erzeugung lässt sich für Wind- und Solarstromerzeugung ein leistungsseitiger Gleichzeitigkeitsfaktor von etwa 0,5 errechnen. Dies bedeutet, dass maximal die Hälfte der installierten Solar- und Windkapazität gleichzeitig produziert. Mit einem stärkeren Aufkommensanteil von Offshore-Windenergie- oder Schwachwindanlagen wird sich dieser Gleichzeitigkeitsfaktor jedoch über die Zeit erhöhen.

<sup>3</sup> Grundlage dieses Anteils ist die Annahme, dass die zusätzlichen Stromanwendungen im Verkehrssektor sowie im Wärmemarkt nicht zu einem höheren Strombedarf führen als in den traditionellen Anwendungsbereichen durch erhöhte Stromeffizienz eingespart werden kann. Entwicklungspfade, in denen die massive Durchdringung des Wärmemarktes und/oder des Verkehrssektors durch strombasierte Energieträger (Power-to-Gas oder Power-to-Liquids) verfolgt wird, würden deutlich höhere Stromerzeugungsniveaus auf Basis erneuerbarer Energieträger erforderlich machen, wenn auch nicht notwendigerweise im Inland. Die detaillierte Untersuchung bzw. Berücksichtigung solcher Entwicklungstrajektorien ist nicht Gegenstand der hier vorgelegten Untersuchung.

der Degressionssätze des EEG, die jedoch inflationsbereinigt werden und damit entsprechend ambitionierter ausfallen. Für jede Technologie wird jedoch ein Kostenniveau definiert, ab dem ggf. der Kostenreduktionsverlauf abflacht. Details zu den entsprechenden Annahmen sind im Anhang 2 dargestellt. Obwohl die zukünftigen Kosten der regenerativen Stromerzeugung in der Metrik von Einspeisevergütungen dargestellt sind bedeutet dies nicht notwendigerweise, dass die nachfolgenden Analysen sich ausschließlich auf ein Umfeld beziehen, in dem erneuerbare Energien durch das EEG flankiert werden. Die Einspeisevergütungen können auch als Vollkosten der regenerativen Stromerzeugung interpretiert werden, die im Ergebnis aufgebracht werden müssen. Dies kann über das EEG, aber auch diverse Anschlusslösungen umgesetzt werden, bei denen die Refinanzierung möglicherweise über mehrere unterschiedliche Einkommensströme erfolgt.

Für die Erzeugungsoptionen mit den größten Aufkommensanteilen ergeben sich für die nächsten Jahre und Jahrzehnte noch erhebliche Kostensenkungspotenziale. Diese liegen für Onshore-Windenergie immer noch bei etwa 25%, für Offshore-Windkraft bei über 30%<sup>4</sup> und für die photovoltaische Stromerzeugung in der Größenordnung von 40%. Erhebliche Kostensenkungen werden auch für die Geothermie erwartet, jedoch bleiben die Kosten hier auf vergleichsweise hohem Niveau. Für Biomasse und die sonstigen regenerativen Stromerzeugungsoptionen können keine bzw. allenfalls geringe Kostensenkungen mehr erwartet werden.

**Abbildung 3-3: Zahlungen an erneuerbare Stromerzeugungsanlagen, 2000-2050**



Quelle: Eigene Berechnungen

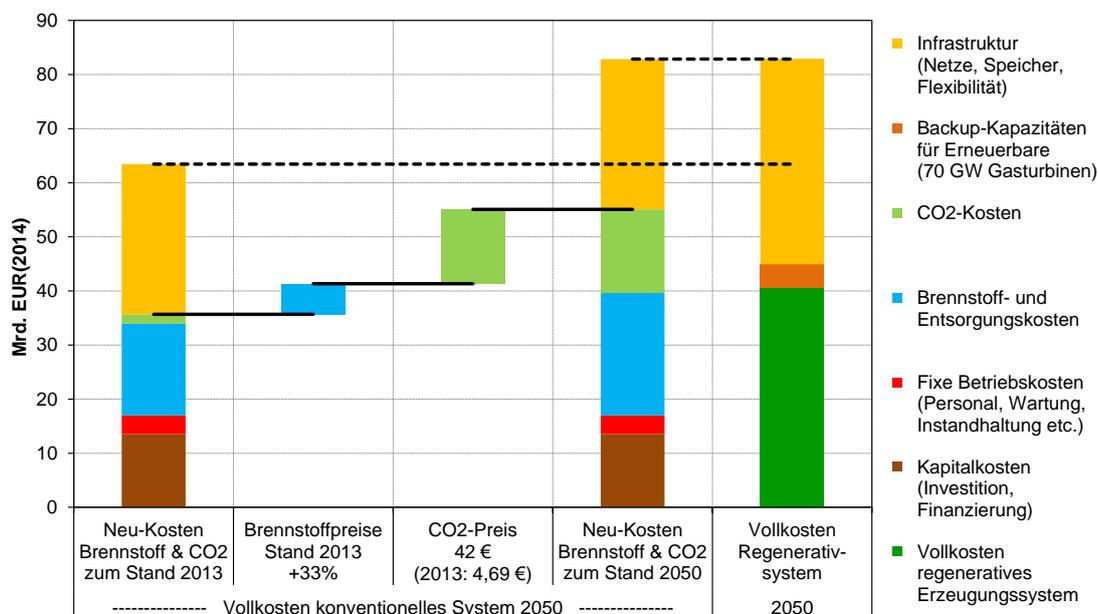
<sup>4</sup> Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die in Tabelle 3-1 gezeigten Anfangsvergütungen ab dem Jahr 2020 über etwa 14 und nicht mehr über 8 Jahre wie in den Jahren bis 2019 gezahlt werden. Die Vollkosten reduzieren sich damit in geringerem Maße als die Anfangsvergütungen.

Die Abbildung 3-3 zeigt die auf Grundlage der Stromerzeugung und jahresscharf differenzierten Kosten bzw. Vergütungsdaten ermittelten Gesamt-Zahlungen. Deutlich wird, dass die in den letzten Jahren massiv reduzierten Vergütungszahlungen für die Fotovoltaik, aber auch die Einführung von Mengenkorridoren und die entsprechenden Strukturveränderungen im Ausbau der erneuerbaren Stromerzeugung zu einem Abflachen des Gesamtkostenanstiegs führen. Im Zusammenspiel mit der ersten Tranche von Außerbetriebnahmen alter Erzeugungsanlagen (mit hohen Vergütungszahlungen) und dem Zubau vergleichsweise kostengünstiger Erzeugungsoptionen wird nach einer Phase gedämpfter Kostensteigerungen von 25 auf 30 Mrd. € im Zeitraum von 2020 bis 2035 ein Plateau mit Gesamtkosten von ca. 30 Mrd. € erreicht. Ab 2035 erhöhen sich die gesamten (System-) Kosten der regenerativen Stromerzeugung mengenbedingt auf etwa 40 Mrd. € jährlich.

Der zeitliche Verlauf der Zahlungen zeigt deutlich den enormen Beitrag des Ausbaus der Fotovoltaik in den Jahren von 2009 bis 2014, aber auch das signifikante Kostenwachstum, das der Ausweitung der Biomasseverstromung von 2005 bis 2010 zuzurechnen ist. Beide Erzeugungsoptionen repräsentieren den größten Anteil des (inflationsbereinigten) Kostenwachstums von 5 Mrd. € in 2005 auf fast 25 Mrd. € in 2015. Für den Zeitraum bis 2023 zeigt sich ebenfalls deutlich die signifikante Rolle des Stauchungsmodells für die Offshore-Windenergie, bei der bis 2019 für einen vergleichsweise kurzen Zeitraum von 8 Jahren deutlich erhöhte Einspeisevergütungen gezahlt werden.

In der längeren Frist zeigt sich jedoch eine deutliche Dämpfung bzw. eine Verstetigung des Kostenzuwachses, die vor allem aus den erreichten Reduzierungen der spezifischen Erzeugungskosten resultieren.

**Abbildung 3-4: Systemkostenvergleich für ein hypothetisches, rein konventionelles und ein weitgehend regeneratives Stromerzeugungssystem, 2050**



Quelle: Eigene Berechnungen

Um eine Einordnung des langfristigen Kostenniveaus zu ermöglichen, zeigt Abbildung 3-5 die Ergebnisse eines Gedankenexperimentes. Verglichen wird dabei das o.g. Gesamtkostenniveau des sehr weitgehend auf regenerativen Erzeugungsoptionen beruhenden Stromsystems mit einer (hypothetischen) Entwicklungsvariante, in der das 2013 bestehende konventionelle Erzeugungssystem bis zum Jahr 2050 neu beschafft würde.<sup>5</sup> Die 2013 von regenerativen Kraftwerken bereitgestellte Stromerzeugung würde danach jeweils hälftig durch Steinkohle- und Erdgaskraftwerke übernommen, darüber hinaus würde der gesamte konventionelle Kraftwerkspark (fossile, Wasser- und Kernkraftwerke) bis zum Jahr 2050 – mit den entsprechenden Energieeffizienzgewinnen – einmal neu beschafft.

Die konventionelle Kraftwerksflotte mit installierten Kapazitäten wie im Jahr 2013 würde den entsprechenden Lastbedarf hinreichend robust decken. Würden die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise bis zum Jahr 2050 auf dem Niveau von 2013 verbleiben, entstünden für das Erzeugungssystem Kosten in der Größenordnung von etwa 36 Mrd. € (in Preisen von 2014). Die Kosten des konventionellen Erzeugungssystem würden damit unter den genannten Annahmen um etwa 4 Mrd. € unter denen des Regenerativsystems liegen.

Einschließlich der für das regenerative System höheren Infrastrukturkosten (Netze, Speicher, Flexibilitätsoptionen zur durchgängigen Sicherung der Versorgung) würden die Kosten des regenerativen Systems die – durchgehend optimistisch veranschlagten – Kosten des konventionellen Systems um etwas weniger als 20 Mrd. € (oder etwa 30%) übersteigen. Wenn jedoch die Kosten für Brennstoffe (inflationbereinigt) bis 2050 nur um ein Drittel steigen und die CO<sub>2</sub>-Kosten sich auf einem in der langen Frist eher moderaten Niveau von 40 €/t CO<sub>2</sub> einstellen würden, wären die Kosten beider Systeme wieder vergleichbar. Falls keine Kostensteigerungen für die fossilen Energieträger in Ansatz gebracht werden, müssten die CO<sub>2</sub>-Kosten von derzeit knapp 5 €/t CO<sub>2</sub> bis zum Jahr 2050 auf etwa 60 €/t CO<sub>2</sub> steigen, damit die Gesamtkosten beider Systeme auf vergleichbaren Niveaus liegen würden. Auch dieses CO<sub>2</sub>-Preisniveau ist in der langen Frist als eher moderat einzuordnen. Wenn etwas weniger optimistische Kosten für die Kosten der Reinvestitionen in konventionelle Kraftwerke in Ansatz gebracht werden, würde sich die Situation weiter zu Gunsten des regenerativen Systems verschieben.<sup>6</sup>

Schließlich zeigt diese grobe Orientierungsrechnung, dass sich die Kostenstrukturen maßgeblich verändern werden. Während im konventionellen Erzeugungssystem die variablen (Brennstoff-) Kosten überwiegen, ist das regenerative System durch einen ganz überwiegenden Anteil der Kapitalkosten geprägt.<sup>7</sup>

Für die Finanzierung des Systems bildet die Differenz zwischen den Gesamtkosten und den Erträgen im Strommengen- (Energy-only-) Markt die entscheidende Größe. Für diesen Deckungsbeitrag sind vor allem zwei Faktoren von besonderer Bedeutung:

- das mittlere Strompreisniveau, das sich einerseits aus der Entwicklung von Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen ergibt;

<sup>5</sup> Die Basisannahmen dieser groben Überschlagsrechnung sind im Anhang 2 zusammengestellt.

<sup>6</sup> Würden für die Investitionskosten konventioneller Kraftwerke die Annahmen von Prognos/IAEW (2014) und für die Investitionskosten von Kernkraftwerken die den aktuellen Garantipreisen für das Kernkraftwerk Hinkley Point C in Großbritannien zugrunde gelegt, würde ein gleiches Niveau der Systemkosten bei sonst unveränderten Rahmenparametern bereits bei CO<sub>2</sub>-Preisen von 33 € erreicht.

<sup>7</sup> Die Kosten für On- und Offshore-Windenergie und PV-Stromerzeugung bestehenden fast vollständig aus Kapitalkosten, wenn für die Biomasse ein Kapitalkostenanteil von einem Viertel veranschlagt wird, dann ergibt sich für das Zielsystem des Jahres 2050 ein Kapitalkostenanteil von etwa 80%.

- der Anteil von (regenerativen) Stromerzeugungsoptionen mit kurzfristigen Grenzkosten nahe Null (d.h. v.a. Wind- und Solarenergie), der andererseits das mittlere Strompreisniveau maßgeblich beeinflusst.

Dabei ist das mittlere Strompreisniveau insbesondere für Stromversorgungssysteme mit hohen Anteilen von Wind- und Solarstromerzeugung wenig aussagekräftig, ergibt sich doch die ökonomische Basis der regenerativen Stromerzeugung aus den Erträgen, die zum Zeitpunkt der Produktion der entsprechenden Anlagen erzielt werden können und die wegen der hohen Gleichzeitigkeit der Wind- bzw. Solarstromerzeugung mit zunehmendem Aufkommensanteil massiv unter den mittleren Strompreis sinkt.<sup>8</sup>

Angesichts der erheblichen Unsicherheiten bezüglich der zukünftigen Strompreisentwicklung werden für die im Folgenden angestellten Analysen drei Strompreisszenarien in Ansatz gebracht:

- Für das Referenzszenario wird ein (inflationsbereinigt) konstanter mittlerer Strompreis von 40 €/MWh unterstellt.
- In einem unteren Strompreisszenario geht der (inflationsbereinigte) Strompreis stetig auf einen Wert von 25 €/MWh im Jahr 2050 zurück.
- In einem oberen Strompreisszenario steigt der (inflationsbereinigte) Strompreis bis 2025 auf etwa 80 €/MWh an (dies wäre im Rahmen eines zügig revitalisierten EU-Emissionshandelssystem erwartbar) und steigt dann um 10 €/MWh je Dekade bis zum Jahr 2050 auf 105 €/MWh.

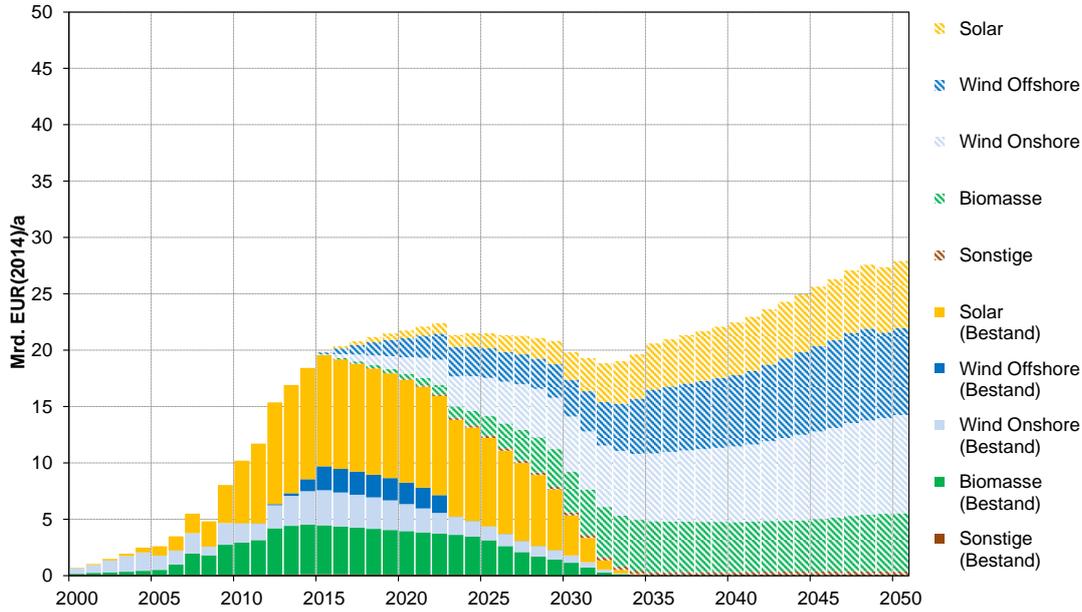
Die Abbildung 3-5 zeigt die so ermittelten Differenzkosten für das Referenzszenario (40 €/MWh). Die Struktur der Differenzkosten folgt weitgehend der Dynamik bei den Gesamtkosten. In den zwei Dekaden bis 2035 wird in etwa ein Plateau erreicht, bei dem die jährlichen Differenzkosten um einen Wert von etwa 20 Mrd. € schwanken. Ab etwa 2035 steigen die Differenzkosten dann mengenbedingt wieder leicht an und erreichen 2050 einen Wert von etwa 28 Mrd. €. Zwischen 2025 und 2030 wird eine Situation erreicht, in der die Zahlungen an ab 2015 errichtete Anlagen größer werden als die Differenzzahlungen an den bis 2014 errichteten Anlagenbestand.

Werden dagegen andere Strompreisszenarien in Ansatz gebracht, ergeben sich teilweise signifikant andere Trajektorien (Abbildung 3-6). Blicke der (reale) Strompreis nicht längerfristig auf einem Niveau von 40 €/MWh, sondern ginge stetig auf 25 €/MWh zurück, dann würde längerfristig ein um etwa 5 Mrd. € höheres Niveau für die Differenzkosten entstehen. Der Effekt der sinkenden mittleren Strompreise würde dabei durch die noch stärker sinkenden Erlöse für die zunehmend Aufkommensanteile gewinnenden Regenerativkraftwerke noch verstärkt. Angesichts des langsamen Preisrückgangs wären die Unterschiede für die Differenzzahlungen an Bestandsanlagen im Zeitraum bis 2035 jedoch nur gering. Ein grundsätzlich anderer Verlauf ergibt sich für das hohe Strompreisszenario. Wegen des starken Strompreisanstiegs bis 2025 gingen bereits die Differenzkosten für die Bestandsanlagen bis 2035 deutlich zurück, aber auch die gesamten Differenzkosten würden bis 2035 massiv sinken und sich dann auf einem Niveau von etwa 10 Mrd. € (zu Preisen von 2014) einpendeln. Die Effekte durch die zunehmenden Stromerzeugungsmengen würden in diesem Szenario durch die stetig steigenden Strompreise weitgehend kompensiert.

---

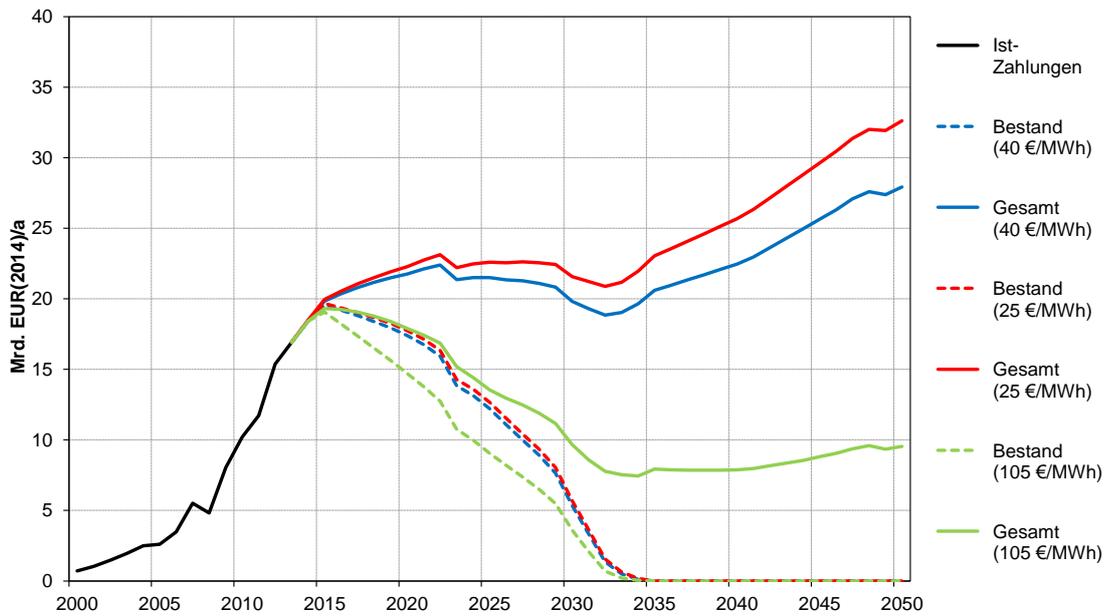
<sup>8</sup> Diesem Sachverhalt wird in den Modellierungen durch die sogenannten Profilkosten Rechnung getragen, die das Verhältnis der erzielbaren Erträge für die Flotte einer bestimmte Erzeugungsoption (Wind, PV etc.) zum mittleren Strompreisniveau ausdrücken (vgl. Anhang 1). In der langen Frist (2050) liegen bei hohen Regenerativ-Anteilen diese Profilkosten bei 50% für On- und Offshore-Windenergie sowie bei 45% für Solarenergie. Einlastbare Erzeugungsoptionen wie z.B. die Biomasse können dagegen bei Strommarkt-orientierter Betriebsweise durchaus Profilkosten von größer 100% realisieren.

**Abbildung 3-5: Differenzkosten zu den Erträgen aus dem Energy-only-Markt, 2000-2050 (Szenario 40 €/MWh)**



Quelle: Eigene Berechnungen

**Abbildung 3-6: Strompreis-Sensitivität für die Differenzkosten zu den Erträgen aus dem Energy-only-Markt, 2000-2050**



Quelle: Eigene Berechnungen

Diese Sensitivitätsrechnung zeigt aber auch, dass unter anderem durch die bei hohen und steigenden Anteilen der Wind- und Solarstromerzeugung stetig aufgehende Schere zwischen mittleren Strompreisniveaus und realisierbaren Erlösen der Wind- und Solaranlagen diese Regenerativkraftwerke selbst bei hohen Niveaus der mittleren Strompreise nicht vollständig über den Energy-only-Markt refinanziert werden können. Die Differenzkosten würden erst bei Strompreisszenarien gegen Null gehen, in denen bis 2035 mittlere Preisniveaus von ca. 125 €/MWh erreicht und die Preise langfristig bis auf 150 €/MWh ansteigen würden. Solche Entwicklungen liegen aus der heutigen Sicht wohl am unwahrscheinlichen Rand der vorstellbaren Entwicklungen.

Auch langfristig bleibt also mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit die Notwendigkeit eines zusätzlichen Finanzierungsmechanismus bestehen, mit dem die Deckungslücke für die Refinanzierung der Anlagen geschlossen werden kann. Dies muss nicht notwendigerweise das EEG in seiner heutigen Ausgestaltung sein, fest steht aber die Notwendigkeit eines entsprechenden Mechanismus als integraler Bestandteil eines zukünftigen Strommarktdesigns (Matthes 2014a).

## 4. Begründungsmuster für eine Auslagerung von Zahlungen aus dem EEG-Mechanismus

### 4.1. Vormerkungen

Für die Schaffung eines zusätzlichen Finanzierungsmechanismus zur Schließung der über das EEG oder anderer, zukünftiger Finanzierungsmechanismen entstehenden Finanzierungslücke werden sehr unterschiedliche Begründungen vorgebracht:

- Eher undifferenzierte Vorschläge zielen darauf, die gesamten aufgelaufenen Zahlungsverpflichtungen komplementär zu finanzieren oder die EEG-Umlage auf bestimmte Höchstwerte zu begrenzen und die darüber hinausgehenden Zahlungsverpflichtungen über einen ergänzenden Mechanismus zu refinanzieren. Im Vordergrund steht hier das Interesse zur Senkung der – politisch sensitiven – EEG-Umlage.
- Einige Vorschläge zielen auf sehr spezifische Sachverhalte ab, die aktuell über das EEG finanziert werden, für die aber eine komplementäre Finanzierung spezifisch begründet werden könnte. Im Vordergrund steht hier die Separierung der elektrizitätswirtschaftlichen Finanzierungsfunktion des EEG (oder seiner Nachfolgeregelungen) und der anderweitig motivierten Leistungen, die derzeit über das EEG erbracht werden.

In den nachfolgenden Abschnitten werden einige Begründungsmuster näher betrachtet, die im Kontext des letztgenannten Punktes als Begründung für ergänzende Refinanzierungselemente für das EEG herangezogen werden könnten.

### 4.2. Kostensenkungen über die die breite Markteinführung

Mit dem EEG sind vor allem im Bereich der Fotovoltaik ganz erhebliche Teile der Kostensenkungseffekte durch die im deutschen Markt generierte Nachfrage entstanden. Seit 2005 repräsentiert die in Deutschland installierte Kapazität an PV-Anlagen einen Anteil von 30 bis 40% der global verfügbaren PV-Leistung.<sup>9</sup> Hervorzuheben ist dabei, dass der deutsche Markt durch eine vergleichsweise stetige Nachfrage über einen längeren Zeitraum charakterisiert ist. Staaten wie Italien und Spanien haben in ausgewählten Jahren zwar höhere Zubauraten erzielt, insgesamt ist die Nachfrage hier aber deutlich weniger stetig. Eine ähnlich stetige Nachfrage, wenn auch in deutlich geringerer Größenordnung ist unter den OECD-Staaten nur für die USA und Japan festzustellen, in China hat sich die PV-Nachfrage erst in den letzten drei Jahren deutlich ausgeweitet.

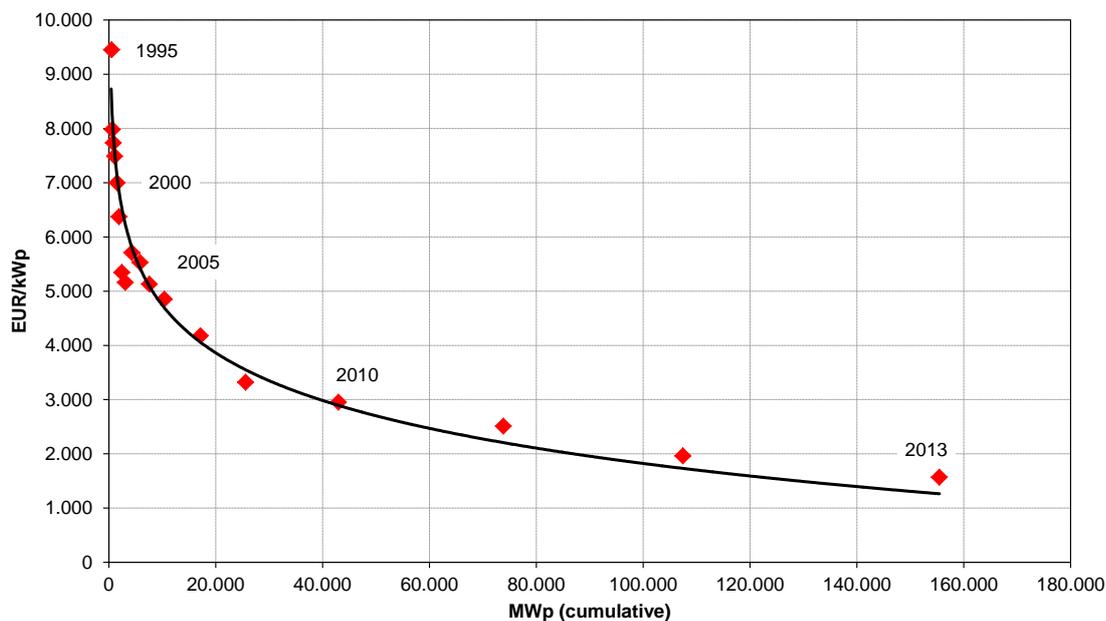
Der Vergleich zwischen der global installierten PV-Kapazität und den Komplettkosten für PV-Systeme (in Deutschland) zeigt eine nahezu idealtypische (logarithmische) Lernkurve nach der sich die Kosten mit jeder Verdoppelung der insgesamt installierten Kapazität um einen bestimmten Satz (in der Größenordnung von 20%) reduzieren (Abbildung 4-1). Die vornehmlich durch das EEG induzierte Nachfrage nach PV-Anlagen hat damit einen sehr deutlichen Beitrag zur globalen Kostensenkung erbracht. Eine Orientierungsrechnung verdeutlicht die Größenordnung dieses Effekts: Wenn die PV-Installationen außerhalb Deutschlands – hypothetisch – im gleichen Umfang erfolgt wären, die Nachfrage aus Deutschland jedoch gefehlt hätte, wären die erforderlichen Investitionskosten außerhalb Deutschlands bis zum Jahr 2013 um etwa 50 Mrd. € bzw. um etwa 20% höher ausgefallen als in der realen Entwicklung, also einschließlich der Nachfrage aus Deutschland.

---

<sup>9</sup> Die global installierte Fotovoltaik-Kapazität wurde auf der Basis des BP Statistical Review of World Energy ermittelt.

Die Treiber für die stetigen Kostensenkungen im Bereich der Fotovoltaik sind vielfältig. Hervorzuheben ist jedoch, dass neben Produktinnovationen wie der stetigen Verbesserung der Wirkungsgrade insbesondere der Übergang zu immer größeren und immer kostengünstigeren Produktionsanlagen (über die gesamte Wertschöpfungskette und mit einem Schwerpunkt in China) einen ganz überragenden Beitrag zur Kostenreduktion bei Solarzellen erbracht hat (Nemet 2005, Pillai/Cruz 2013). Neben technologischen Innovationen kommt damit den industrialisierungsbedingten Innovationen mit Blick auf die Kostensenkungen eine besondere Rolle zu.

**Abbildung 4-1: Komplettkosten für PV-Anlagen kleiner 100 kW in Deutschland und weltweit installierte PV-Kapazitäten, 1995-2013**



Quellen: Eigene Berechnungen auf der Basis des BP Statistical Review of World Energy, BMU (2013b) sowie eigenen Zusammenstellungen der PV-Investitionskosten

Die Abbildung 4-1 verdeutlicht aber auch, dass die Lernkurve für die fotovoltaische Stromerzeugung sich abflacht und zwar auch weiterhin mit Kostenreduktionen zu rechnen ist, diese sich aber nicht mehr in der Geschwindigkeit materialisieren werden, wie dies insbesondere in den letzten Jahren der Fall war.

Erhebliche Kostensenkungseffekte, wenn auch nicht ganz in der Größenordnung der PV sowie mit anderen Treibern werden von der Einführungsphase für die Offshore-Windkraft erwartet (Prognos/Fichtner 2013). Ein signifikanter Ausbau der Offshore-Windkraft wird danach neben technischen Verbesserungen zu erheblichen Kostensenkungen im Bereich der Logistikinfrastruktur sowie der risikobedingten Finanzierungskosten führen. In Summe könnte hier eine Kostensenkung um bis zu 39% erzielt werden.

Die implizit für die Erzielung der genannten Innovationen und Kostensenkungen eingesetzten Mittel werden derzeit über das EEG refinanziert, hier könnte eine Ausgliederung in einen externen Refinanzierungsmechanismus innovationspolitisch begründet werden.

Es muss aber auch darauf hingewiesen werden, dass entsprechende Lernkurveneffekte nicht für alle regenerative Erzeugungsoptionen nachgewiesen werden. Für den Bereich der Biomasseverstromung haben sich Kostensenkungen nicht im erwarteten Umfang eingestellt, ob sie sich für die geothermische Stromerzeugung einstellen werden, ist völlig offen.

### **4.3. Landwirtschaftspolitische Motivationen für den Ausbau der Biomasseverstromung**

Die relativ hohen und langfristig gewährten Einspeisevergütungen für die Stromerzeugung aus Biomasse schaffen vor allem für die Landwirtschaft einen erhebliche Absatz- und Erlössicherheiten. Explizite oder implizite Absatzgarantien über Einspeisevergütungen mit Laufzeiten von 20 Jahren können letztlich auch als die Ausweitung der sonst weit weniger langfristigen Absicherungsmechanismen (z.B. im Rahmen von Vertragslandwirtschaft oder durch Warentermingeschäfte) interpretiert werden. Auch zeigt gerade die Ausnahme der Biomasseerzeugung auf Güllebasis von den signifikanten Vergütungskürzungen im Entwurf des EEG 2014 (BMWi 2014), dass aus landwirtschafts- oder anderen umweltpolitischen Gründen vergleichsweise hohe Einspeisevergütungen weitergeführt werden sollen.

Wenn bei einer solchen Interpretation die energiewirtschaftliche Funktion des EEG und die Unterstützungsfunktion für die Landwirtschaft auch durch unterschiedliche Finanzierungsansätze getrennt werden sollen, könnte eine komplementäre Finanzierung wirtschafts- bzw. umweltpolitisch verfolgt werden. Die Erschließung der Energiewirtschaft als neuer Nachfragesektor für die Landwirtschaft würde damit als gesondertes Ziel definiert und diese Kosten wären für die damit entstehenden Zusatzkosten entsprechend gesondert zu finanzieren.

### **4.4. Preissenkungen im Großhandelsmarkt durch den Ausbau erneuerbarer Stromerzeugung**

Der am Großhandelsmarkt preissenkende Effekt zusätzlicher Stromerzeugungsoptionen mit niedrigen kurzfristigen Grenzkosten (Wind-, Solar- und Wasserkraft) bzw. mit Betriebskosten, die außerhalb des Energy-only-Marktes refinanziert werden (Biomasse-Verstromung) sind zunächst sachlogisch zwingend und im Grundsatz auch nicht umstritten (BMU 2007, IEA 2011, Würzburg et al. 2013).

Abbildung 4-2 zeigt die Ergebnisse einiger (statischer) Analysen zum Merit-Order-Effekt für Deutschland bzw. den nordwesteuropäischen Regionalmarkt. Diese Analysen basieren auf unterschiedlichen methodischen Ansätzen (Simulationsrechnungen, ökonometrische Analysen etc.), verdeutlichen aber, dass der Merit-Order-Effekt im Zeitverlauf – wegen des Ausbaus der erneuerbaren Stromerzeugung – zu nimmt, gleichzeitig aber auch stark von den energiewirtschaftlichen Rahmenbedingungen (Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisniveaus, mit deutlichen Spitzen z.B. im Jahr 2008) abhängt.

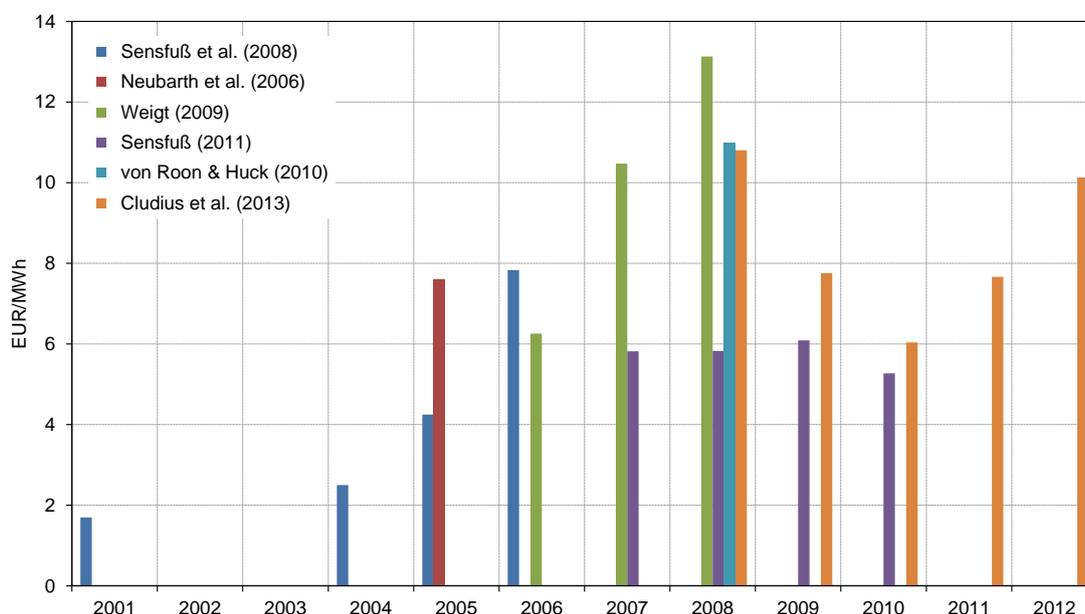
Unter Berücksichtigung der Sondersituation im Jahr 2008 (deutliche Preisspitzen bei den fossilen Brennstoffen) lässt sich der Merit-Order-Effekt im aktuellen energiewirtschaftlichen Umfeld auf die Größenordnung von mindestens 6 bis 10 €/MWh beziffern.

Bei einer prinzipiell über die Großhandelsmärkte bepreisten Strommenge in der Größenordnung von etwa 485 TWh resultiert aus dieser Größenordnung in grober Näherung ein kostensenkender Effekt in der Bandbreite von 2,9 bis 4,85 Mrd. € jährlich. Wenn diese Summe zur Schließung der Deckungslücke im EEG herangezogen werden könnte, würde im derzeitigen Rahmen des EEG

und im derzeitigen energiewirtschaftlichen Umfeld (mit eher niedrigen Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisen) der Regelsatz der EEG-Umlage um bis zu 0,8 ct/kWh sinken.

Gleichwohl muss darauf hingewiesen werden, dass ein Teil dieser Kostenentlastung zumindest für die nicht privilegierten Letztverbraucher auch ohne Rückverteilung der über den Merit-Order-Effekt entstehenden Strompreiseffekte automatisch zum Tragen käme, wenn die Veränderungen auf den Großhandelsmärkten an die Endkunden weitergereicht würden. Die über eine Abschöpfung bzw. Umverteilung des Merit-Order-Effektes bei einer Gesamtsicht auf die Veränderungen bei Großhandelspreisen und EEG-Umlage entstehenden Netto-Kostenentlastungen lägen also nur bei etwa der Hälfte der o.g. Werte.

**Abbildung 4-2: Vergleich verschiedener Abschätzungen für die Höhe des Merit-Order-Effekts im deutschen Strommarkt, 2001-2012**



Quellen: Neubarth et al. (2006), Sensfuß et al. (2008), Weigt (2009), von Roon/Huck (2010), Sensfuß (2011), Cludius et al. (2013)

Die zukünftige Entwicklung der über eine etwaige Abschöpfung des Merit-Order-Effekts möglichen Erlöse ist abhängig von einer Vielzahl von Annahmen zur Entwicklung der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise sowie zur Entwicklung der Strom-Großhandelspreise generell, aber auch zur Größenordnung und zur Struktur der über das (zukünftige) EEG finanzierten regenerativen Stromerzeugung sowie der zukünftigen Privilegierungsregelungen und muss deswegen in höchstem Maße spekulativ bleiben. Festzuhalten ist aber auch, dass etwa die Hälfte der Großhandelspreiseffekte sich mittelfristig – und unter Maßgabe, dass Veränderungen der Großhandelspreise an die Endkunden weitergeleitet werden – sich bereits im heutigen EEG-Mechanismus für die nicht privilegierten Umlagezahler des EEG materialisieren dürften. Vor diesem Hintergrund bilden die Strompreissenkenden Effekte der erneuerbaren Energien im Großhandelsmarkt für Strom keinen sinnvollen Ausgangspunkt für die Einführung oder Ausgestaltung eines ergänzenden Finanzierungsmechanismus für das EEG.

## 5. Optionen zur Gestaltung eines EEG-Vorleistungsfonds

### 5.1. Grundfragen ergänzender Finanzierungsmechanismen

Mit dem Finanzierungsmechanismus des Erneuerbare Energien Gesetzes (EEG) wurden bereits in einer frühen Phase entscheidende Impulse für eine Entwicklung gesetzt, die heute als zentrales, wenn nicht als das zentrale Element der Energiewende angesehen werden muss. Die Ausweitung der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien auf derzeit fast ein Viertel des Stromaufkommens bildet einen wichtigen Beitrag zum Ausstieg aus der Kernenergienutzung bis 2022, zur nahezu vollständigen Reduktion (80 bis 95%) der Treibhausgasemissionen sowie zur sehr weitgehenden Umstellung (mindestens 80%) der Stromversorgung auf erneuerbare Energien bis zur Mitte des Jahrhunderts.

Mit dem EEG werden die zunächst primär energiewirtschaftlichen Effekte bzw. Entwicklungen ökonomisch abgebildet:

- der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung und die entsprechende Verdrängung konventioneller Erzeugung – durch die Finanzierung neuer Kapazitäten bzw. die Finanzierung des Anlagenbetriebs;
- die Substitution von fossilem und nuklearem Brennstoffverbrauch und der entsprechenden Energieimporte – durch die Vermarktung des Stroms an der Börse, wodurch u.a. die eingesparten Brennstoffkosten ökonomisch bewertet werden;
- die Senkung der Großhandels-Strompreise über die zunehmende Durchdringung des Strommarktes mit Erzeugungsangeboten zu sehr niedrigen kurzfristigen Grenzkosten.

Dabei soll nochmals darauf hingewiesen werden, dass diese Effekte sich im Energiesystem ohne jeden Zweifel materialisieren, sich aber teilweise in der EEG-Umlage nicht oder sogar mit umgekehrter Wirkungsrichtung widerspiegeln. Für eine angemessene Kostenbewertung ist neben der EEG-Umlage auch die Berücksichtigung anderer Systemkostenelemente unverzichtbar.

Über das EEG werden jedoch weitere Effekte erzielt, die nicht oder eher mittelbar energiewirtschaftlich bewertet werden können:

- Mit dem in Deutschland über das EEG geschaffenen Leitmarkt sind vor allem für die Fotovoltaik erhebliche Kostensenkungen bewirkt („erkaufte“) worden, die nunmehr im globalen Kontext wirksam sind.
- Über die langfristigen Abnahme- und Vergütungsgarantien sind für spezielle Wirtschaftsbereiche erhebliche Wertschöpfungspotenziale bzw. Wertschöpfungsgarantien verfügbar gemacht worden. Dies betrifft unter anderem bzw. vor allem die Landwirtschaft, hier ist mit dem EEG ein mengen- und preisseitiger Absicherungsmechanismus geschaffen worden, der weit über die originär landwirtschaftlichen Absicherungsmechanismen hinausgeht.

Vor diesem Hintergrund kann erwogen werden, bestimmte Vorleistungen durch andere Optionen als den klassischen Umlagemechanismus des EEG zu finanzieren. Grundsätzlich lassen sich bezüglich der Ausgabenseite eines neuen Mechanismus folgende Varianten unterscheiden:

- Eine komplette Übernahme der in der Vergangenheit eingegangenen Zahlungsverpflichtung in einen ergänzenden Refinanzierungsmechanismus („vertikaler Kostenschnitt“): Alle in der Vergangenheit eingegangenen Zahlungsverpflichtungen werden durch einen neuen Finanzierungsmechanismus aufgebracht, über das EEG würden nur die Kosten für die ab einem bestimmten Zeitpunkt neu errichteten Anlagen bzw. deren Produktion abgewickelt.

- Eine generelle Umlagebegrenzung („horizontaler Kostendeckel“): Alle Kosten des EEG, die eine bestimmte Größenordnung übersteigen, werden durch einen neuen Mechanismus finanziert. Dieser Ansatz müsste konsequenterweise auch neu hinzukommende Anlagen und deren Produktion mit erfassen, zumindest solange diese Anlagen über ein ggf. fortgeschriebenes EEG mit einem dem heutigen vergleichbaren Umlagemechanismus finanziert werden.
- Eine Umlagebegrenzung für spezifische Erzeugungsoptionen („horizontaler Vergütungsdeckel“): Hier würden diejenigen Finanzierungsvolumina, die zur Erzielung komplementärer Ziele (Innovationsfinanzierung, Finanzierung landwirtschafts- und anderer umweltpolitischer Ziele) über die Zahlungsverpflichtungen an die Anlagenbetreiber anfallen in den komplementären Finanzierungsmechanismus überführt werden. Hier könnten bestimmte, z.B. einer inzwischen weitgehend fortgeschrittenen Technologieentwicklung zuzurechnende Kosten außerhalb des klassischen EEG-Mechanismus aufgebracht werden. Auch hier wären zunächst in der Vergangenheit eingegangene Zahlungsverpflichtungen betroffen, relevant wäre dies vor allem für die in den letzten Jahren errichteten PV-Anlagen. Auch für zukünftige Innovationsförderung (z.B. im Bereich der Offshore-Windkraft) wäre ein solcher Ansatz möglich. Gleiches gilt für die im Zeitverlauf fortbestehenden landwirtschaftspolitischen Ziele wie die Biomasseverstromung.

In den folgenden Abschnitten wird eine Reihe entsprechender Beispielfälle exemplarisch spezifiziert und näher analysiert, um eine Grundlage für die wirtschaftliche, rechtliche und politische Bewertung entsprechender Mechanismen zu legen.

Die Auswahl, aber auch die Bewertung der in den folgenden Kapiteln behandelten Modelle berücksichtigt eine Reihe von Anforderungen:

- die Mechanismen müssen strukturell gut begründbar sein, so dass sie politisch legitimiert werden können;
- die Mechanismen sollen ein hinreichend großes Entlastungsvolumen für die EEG-Umlage erreichen können;
- die Modelle sollen keine Mechanismen duplizieren, die auch im Rahmen einer Reform des EEG, also innerhalb des EEG (letztlich mit dem gleichen politischen Kapital) umsetzbar wären;
- die Mechanismen sollen so weit wie möglich unabhängig von den anstehenden Reformschritten für das EEG sein bzw. nicht unauflösbar damit verknüpft sein (z.B. durch die ggf. nicht abwendbare Überführung in den Bereich der Beihilfeprüfung durch die Europäische Kommission).

Der mit dem letztgenannten Aspekt einhergehende Ausschluss bestimmter Finanzierungsmechanismen beruht auf der Überlegung, dass für das EEG mit hoher Wahrscheinlichkeit ein länger andauernder, schrittweiser Reformprozess bevor steht. Letztlich wird dieser in der Überführung in ein umfassend neugestaltetes Marktdesign für ein regenerativ dominiertes Stromsystem enden. Damit verbunden ist aber auch die Annahme, dass bei den anstehenden Reformen des EEG nicht in existierende Besitzstände, d.h. in die Vergütungsregelungen für Bestandsanlagen eingegriffen wird. Gleichwohl wird zu berücksichtigen sein, dass eine strikte Abkopplung der Diskussion um komplementäre Finanzierungsmechanismen von der EEG-Reform politisch kaum möglich sein dürfte.

Die im Folgenden präsentierten Analysen konzentrieren sich zunächst auf die quantitative Eingrenzung der jeweils relevanten Finanzmittel. Den Referenzpunkt für die quantitativen Abschätzungen bildet das Jahr 2015, also die Annahme, dass die Regelungen Anfang 2015 in Kraft treten bzw. die vor 2015 errichteten Anlagen betreffen. Alle Berechnungen werden sowohl auf der Basis nominaler wie auch konstanter Preise (für das Basisjahr 2014) durchgeführt, die Ergebnisse werden zur besseren Einordnung durchweg auf der Preisbasis von 2014 ausgewiesen.

Schließlich wird im Folgenden der Begriff „Vorleistungsfonds“ genutzt, dieser steht zunächst als Synonym für Finanzierungsoptionen außerhalb des klassischen EEG-Umlagemechanismus, ohne dass damit notwendigerweise in jedem Fall ein Fonds oder Vorleistungen im engeren Sinne gemeint sein müssen.

## 5.2. Varianten für die Übernahme von Zahlungsverpflichtungen in einen Vorleistungsfonds

### 5.2.1. Vollständige Übernahme der Zahlungen für Bestandsanlagen

In einem solchen Modell würden alle in der Vergangenheit eingegangenen Zahlungsverpflichtungen im Rahmen des EEG in einen neuen Finanzierungsmechanismus, den Vorleistungsfonds, überführt (Abbildung 5-1).<sup>10</sup>

Bei im Regelfall über einen Zeitraum von 20 Jahren eingegangenen Zahlungsverpflichtungen würden die Zahlungen für alle ab 1995 in Betrieb genommenen EEG-Anlagen über den Vorleistungsfonds abgewickelt. Über das EEG oder entsprechende Anschlussinstrumente würden damit ausschließlich die ab 2015 in Betrieb gehenden Anlagen finanziert. Diese Option stellt zweifelsohne das radikalste Alternativmodell für die genannten Anlagenkohorten dar:

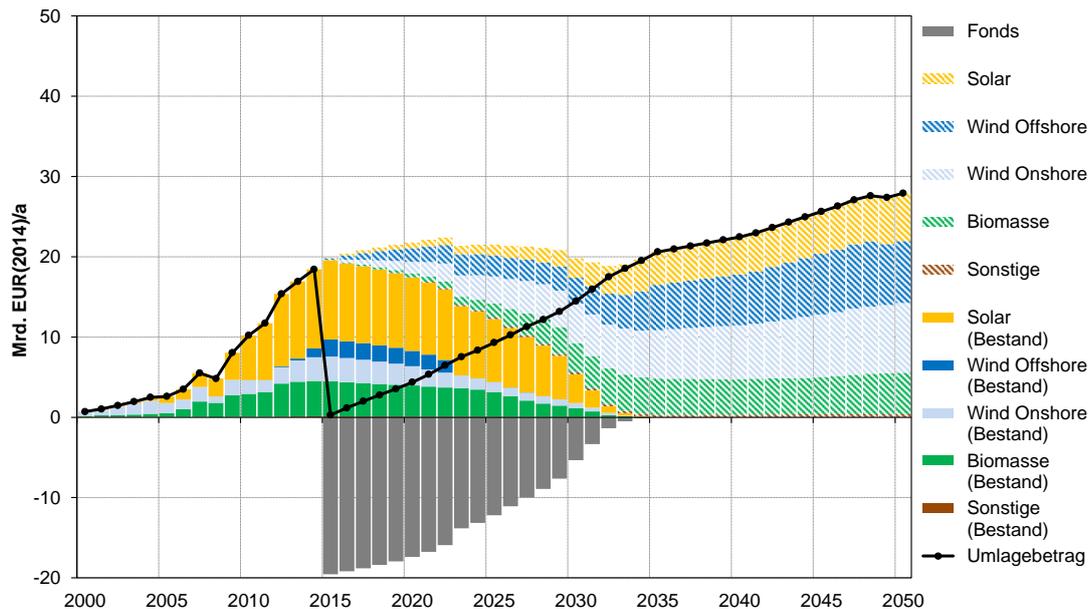
- Die insgesamt eingegangenen Zahlungsverpflichtungen für bis 2014 in Betrieb genommene Anlagen belaufen sich inflationsbereinigt auf etwa 456 Mrd. €, davon entfallen etwa 212 Mrd. € auf PV-Anlagen, ca. 111 Mrd. € auf Biomasse-Anlagen, ca. 100 Mrd. € auf Onshore- sowie etwa 26 Mrd. € auf Offshore-Windkraftanlagen. Die verbleibenden 7 Mrd. € entfallen die übrigen regenerativen Erzeugungsoptionen.
- Davon dürften bis 2015 bereits etwa 153 Mrd. € über die Vermarktung sowie die EEG-Umlage aufgebracht worden sein. Im Zeitraum 2015 bis 2030 werden Zahlungen von 294 Mrd. € fällig, im Zeitraum nach 2030 müssen noch Zahlungsverpflichtungen von ca. 9 Mrd. € eingelöst werden.
- Unter der Annahme eines langfristig auf heutigem Niveau (40 €/MWh) verbleibenden Strompreises müssten zum Ausgleich der in den nächsten Jahren zu schließenden Deckungslücke insgesamt etwa 336 Mrd. € aufgebracht werden, für den Zeitraum bis 2030 würde ein jährlicher Finanzierungsbedarf von durchschnittlich 15 Mrd. € entstehen, wobei der höchste Finanzierungsbedarf mit etwa 20 Mrd. € im Jahr 2015 entsteht.
- Weiter sinkende Strompreise würden für dieses Modell nur geringe Veränderungen bei den Fondsvolumina bewirken, da sich in den nächsten Jahren die Preise nur allmählich vom Verlauf des Referenzszenarios unterscheiden würden. Insgesamt ergäbe sich ein Fondsvolumen von 239 Mrd. €, also nur etwa 8 Mrd. € mehr als für das Strompreis-

---

<sup>10</sup> Im Anhang 3 sind detailliertere Ergebnisdaten der verschiedenen quantitativen Analysen zusammengestellt.

Referenzszenario. Deutlich steigende Strompreise würden das notwendige Volumen des Fonds auf 192 Mrd. € reduzieren. Dies ist im Wesentlichen auf schon bis 2025 signifikant steigende Strompreisniveaus zurückzuführen.

**Abbildung 5-1: Differenzkosten zu den Erträgen aus dem im Energy-only-Markt bei einer vollständigen Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen für Bestandsanlagen in einen Vorleistungsfonds (Strompreisszenario 40 €/MWh), 2000-2050**



Quelle: Eigene Berechnungen

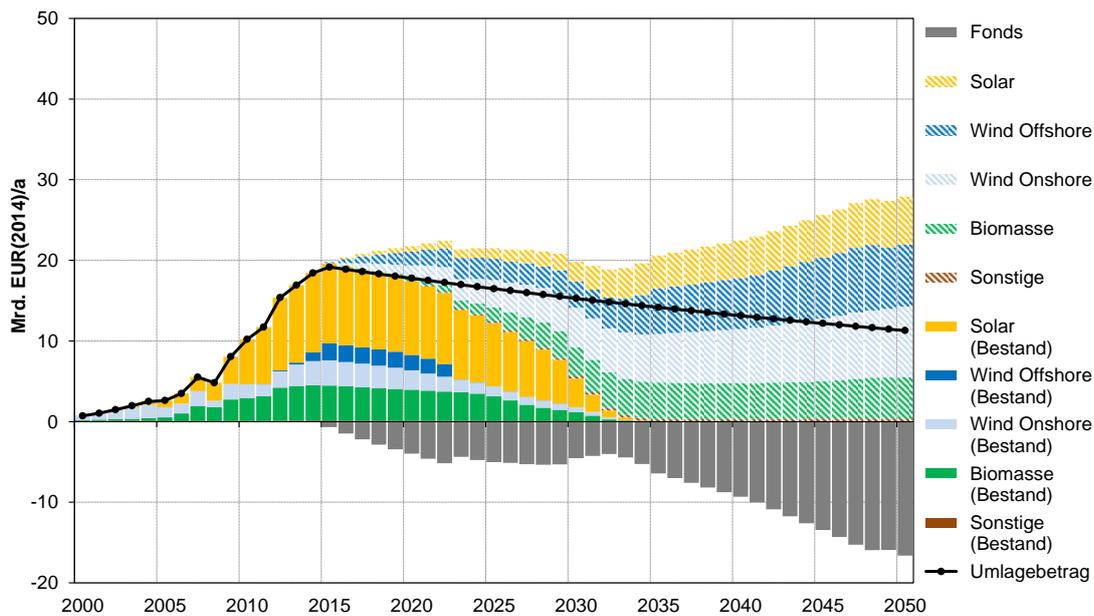
Die EEG-Kern-Umlage würde mit einem solchen Modell für das Jahr 2015 von etwa 5 ct/kWh auf Null gesetzt und sich in den Folgejahren in Abhängigkeit vom Ausbaupfad wieder aufbauen. Für das Strompreis-Referenzszenario ergäbe sich aus dem weithin stetigen Zuwachs der EEG-Umlage für das Jahr 2030 ein (inflationsbereinigtes) Niveau von etwa 4 ct/kWh, im Jahr 2050 würde ein Niveau von knapp 7 ct/kWh erreicht. Für das untere Strompreisszenario würde die EEG-Umlage geringfügig (etwa 0,2 ct/kWh) über den o.g. Werten liegen, für das obere Strompreisszenario läge sie bei ca. 1,7 ct/kWh im Jahr 2030 sowie 2,4 ct/kWh im Jahr 2050.

Die Überführung eines Finanzierungsvolumens in einer Größenordnung von 230 Mrd. € würden einen Sonderfonds mit einer Ausstattung erforderlich machen, für den es bisher kaum einen Präzedenzfall geben dürfte.

### 5.2.2. Übernahme der Zahlung oberhalb eines Umlagedeckels

In diesem Modell würde die EEG-Umlage für die nicht privilegierten Umlagezahler auf einen bestimmten, ex ante definierten Höchstbetrag gedeckelt und die verbleibende Deckungslücke über den Vorleistungsfonds geschlossen.

**Abbildung 5-2: Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb eines Umlagedeckels in einen Vorleistungsfonds (Strompreisszenario 40 €/MWh), 2000-2050**



Quelle: Eigene Berechnungen

Ein entsprechender Vorschlag wurde 2013 von der Bayerischen Wirtschaftsministerin (Aigner 2013) vorgelegt. Auch wenn dieser Vorschlag inzwischen nicht weiter verfolgt wird, kann er als Referenz für die Parametrisierung des Modells herangezogen werden. Der Regelsatz für die EEG-Umlage wird nach diesem Vorschlag auf (nominal) 4,9 ct/kWh begrenzt. Soweit die EEG-Umlage über diesem Wert liegt, sollte die entsprechende Fehlsumme aus dem Fonds ausgeglichen werden, wenn die EEG-Umlage unter 4,9 ct/kWh fallen würde, sollte aus der Differenz der Fonds refinanziert werden. Für ein solches Modell ergibt sich das folgende Mengengerüst (Abbildung 5-2):

- Bei sonst unveränderten Rahmenbedingungen (Ausbaupfad, Entwicklung der spezifischen Kosten, Privilegierungsumfang, Strompreinsniveau) würde sich in einem solchen Modell bis 2030 ein Finanzierungsbedarf von ca. 64 Mrd. € (zu Preisen von 2014) kumulieren, das bei unveränderten Strompreisniveaus danach deutlich steigen würde. Bis 2050 würde sich ein Sonderfinanzierungsbedarf von insgesamt 266 Mrd. € ergeben, der jahresdurchschnittliche Finanzierungsbedarf würde bis 2030 bei etwa 4 Mrd. € liegen, in den folgenden Jahren bis 2050 dann bei etwa 10 Mrd. €. In keinem Fall würde es unter den hier unterstellten Rahmenbedingungen zur Rückzahlungen an den Fonds kommen.
- Für den Fall niedrigerer Strompreise würde sich das notwendige Fondsvolumen massiv erhöhen. Bis 2050 müsste eine Summe von insgesamt 346 Mrd. € über den Fonds aus-

geglichen werden, davon entfallen 268 Mrd. € auf den Zeitraum nach 2030, in dem die Strompreisschere zum Referenzszenario signifikant wird. Bei deutlich steigenden Großhandelspreisniveaus für Strom würde eine Sonderfinanzierung aus dem Fonds nur in marginaler Größenordnung (etwa 2 Mrd. €) notwendig.

Definitionsgemäß würde die EEG-Umlage in diesem Modell auf nominal 4,9 ct/kWh fixiert, inflationsbereinigt würde sie bis 2030 auf etwa 4 ct/kWh und bis 2050 auf etwa 3 ct/kWh sinken.

Letztlich stellt das hier beschriebene Deckelungsmodell auf die Erwartung ab, dass sich unter der Maßgabe eines weiteren Ausbaus der erneuerbaren Energien für regenerative Stromerzeugungsanlagen in den nächsten ein bis zwei Dekaden massiv steigende Erlöse auf den Strommärkten einstellen oder sich alternativ bzw. zusätzlich nochmals sehr massive Kostensenkungen für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien einstellen. Beides ist zwar unter bestimmten Bedingungen durchaus vorstellbar, ob diese Annahmen jedoch eine belastbare Grundlage für einen auf Zeit angelegten Sonderfinanzierungsmechanismus bilden, kann jedoch durchaus hinterfragt werden.

Letztlich bildet das Konzept des Kostendeckels einen Sozialisierungsmechanismus mit der Option auf eine längerfristige Refinanzierung, die jedoch nur unter sehr günstigen Rahmenbedingungen zum Tragen kommt.

### **5.2.3. Übernahme der Vergütungszahlungen oberhalb technologiespezifischer Einspeisevergütungen**

#### **5.2.3.1. Fotovoltaik**

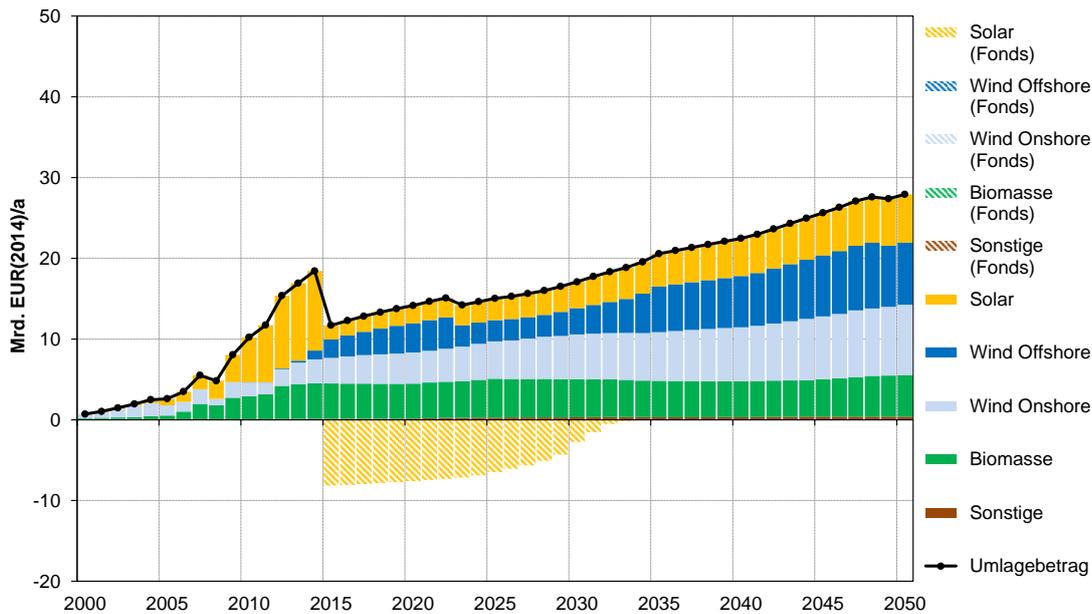
In einem Modell zur Auslagerung der Innovationskosten für die Fotovoltaik würden alle in der Vergangenheit eingegangenen Zahlungsverpflichtungen im Rahmen des EEG in einen neuen Finanzierungsmechanismus, den Vorleistungsfonds überführt, die den in der Vergangenheit erzielten, besonders starken Kostensenkungen zuzurechnen wären. Bei den über einen Zeitraum von jeweils 20 Jahren eingegangenen Zahlungsverpflichtungen für PV-Anlagen würde für alle ab 1995 in Betrieb genommenen PV-Anlagen der Teil der Einspeisungsvergütung über den Vorleistungsfonds abgewickelt, der einen Wert von beispielsweise 9 ct/kWh überschreitet.

Für eine solche Option der Ausgliederung technologiespezifischer Innovationskosten ergibt sich das Mengengerüst wie folgt (Abbildung 5-3):

- Die insgesamt eingegangenen Zahlungsverpflichtungen für PV-Anlagen belaufen sich (inflationsbereinigt) auf etwa 212 Mrd. €, davon dürften bis 2015 etwa 59 Mrd. € über die Vermarktung sowie die EEG-Umlage aufgebracht worden sein. Für den Zeitraum ab 2015 bestehen damit für die bestehenden PV-Anlagen noch Zahlungsverpflichtungen von etwa 152 Mrd. €. Ab 2015 entstehen weitere Zahlungsverpflichtungen für neue PV-Anlagen, die die ausstehenden Zahlungsverpflichtungen bis 2050 auf 322 Mrd. € ansteigen lassen.
- Von dieser Gesamtsumme würde ein Betrag von 109 Mrd. € in den Fonds übernommen, so dass nur noch etwa zwei Drittel des o.g. Betrags über die Vermarktung im Stromengenenmarkt bzw. über den Refinanzierungsmechanismus des EEG übernommen werden müssten. Für neue PV-Anlagen würden nur noch vernachlässigbare Finanzierungsnotwendigkeiten aus dem Fonds entstehen. Für den Zeitraum bis 2030 würde damit ein jahresdurchschnittlicher Finanzierungsbedarf von etwa 7 Mrd. € für den Fonds entstehen, danach wäre dieser vernachlässigbar.

- Unterschiedliche Strompreisentwicklungen würden die genannten Zahlungsübernahmen in den Fonds nicht verändern, da ein fester Anteil der Zahlungsverpflichtungen (und nicht der Differenzkosten) in den komplementären Refinanzierungsmechanismus übernommen würde, der durch die Ertragssituation im Energy-only-Markt nicht beeinflusst wird.

**Abbildung 5-3: Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb einer spezifischen Einspeisevergütung für die Fotovoltaik (Strompreisszenario 40 €/MWh), 2000-2050**



Quelle: Eigene Berechnungen

Letztlich würde sich die EEG-Umlage für die nicht privilegierten Letztverbraucher durch ein solches Modell bei sonst unveränderten Umlageregulungen des EEG in der Spitze (d.h. im Jahr 2015) um bis zu 2 ct/kWh dämpfen lassen, für das Jahr 2030 ergäbe sich eine Reduktion der EEG-Umlage in der Größenordnung etwas unter 1 ct/kWh.

### 5.2.3.2. Offshore-Windenergie

So wie für die Fotovoltaik die vorrangig in der Vergangenheit angefallenen Innovationskosten über den Vorleistungsfonds refinanziert werden könnten, können natürlich auch noch ausstehende Innovationskosten über einen solchen Fonds refinanziert werden.

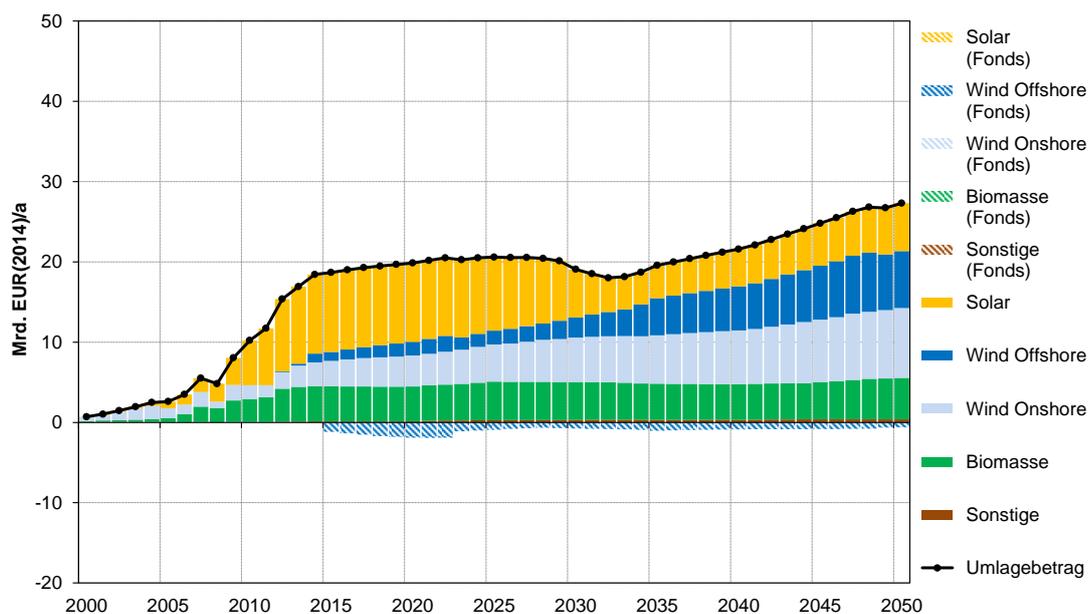
Hier wird unterstellt, dass alle Zahlungen für Offshore-Windkraftwerke, die bei den Anfangsvergütungen einen inflationsbereinigten Wert von 10,3 ct/kWh übersteigen (dies ist äquivalent zu einer Zahlung von 9 ct/kWh über 20 Jahre) vom Fonds übernommen werden (Abbildung 5-4).

- Die insgesamt eingegangenen Zahlungsverpflichtungen für PV-Anlagen belaufen sich (inflationbereinigt) bisher auf etwa 26 Mrd. €, davon dürften bis 2015 etwa 2 Mrd. € über die Vermarktung sowie die EEG-Umlage aufgebracht worden sein. Für den Zeitraum ab 2015

bestehen damit für die bestehenden Offshore-Windkraftanlagen noch Zahlungsverpflichtungen von etwa 23 Mrd. €. Ab 2015 entstehen weitere Zahlungsverpflichtungen für neue Anlagen, die die ausstehenden Zahlungsverpflichtungen bis 2030 auf 173 Mrd. € und bis 2050 auf 241 Mrd. € ansteigen lassen.

- Von dieser Gesamtsumme würde ein Betrag von 37 Mrd. € in den Fonds übernommen, so dass dieser etwa 15% der gesamten Zahlungsverpflichtungen übernehmen würde, vor allem von ab 2015 errichteten Anlagen. Für den Zeitraum bis 2050 würde damit ein jahresdurchschnittlicher Finanzierungsbedarf von etwa 1 Mrd. € für den Fonds entstehen.
- Unterschiedliche Strompreisentwicklungen würden auch hier die genannten Zahlungsverpflichtungen in den Fonds nicht verändern, da ein fester Anteil der Zahlungsverpflichtungen (und nicht der Differenzkosten) in den ergänzenden Refinanzierungsmechanismus übernommen würde, der durch die Ertragsituation im Energy-only-Markt nicht beeinflusst wird.

**Abbildung 5-4: Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb einer spezifischen Einspeisevergütung für die Offshore-Windkraft (Strompreisszenario 40 €/MWh), 2000-2050**



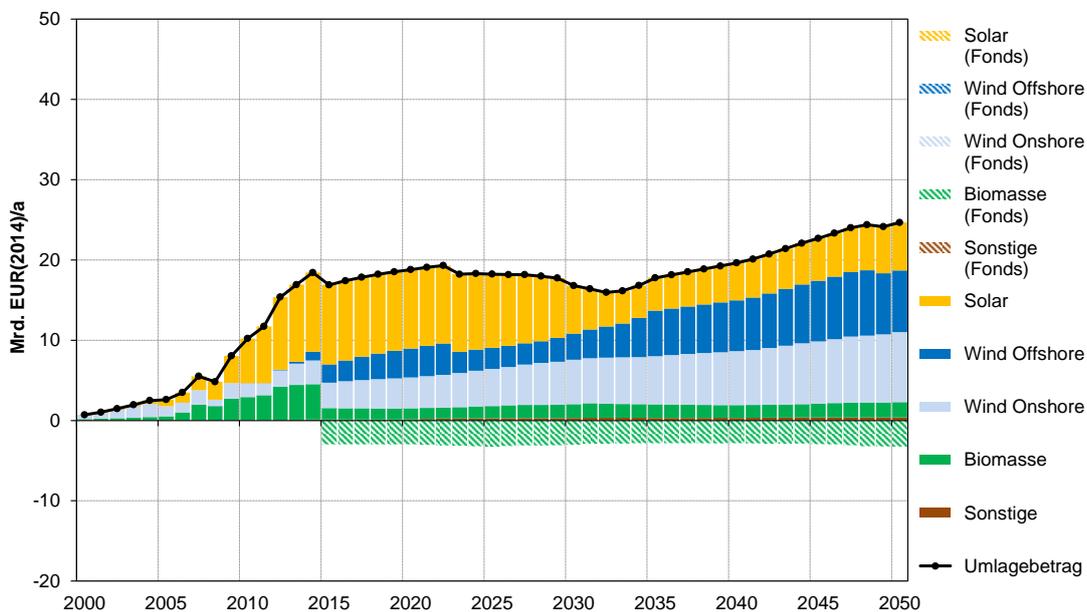
Quelle: Eigene Berechnungen

Die Übernahme der Innovationskosten in den Vorleistungsfonds würde damit zwar auch für die Offshore-Windenergie systematisch Sinn machen, die Effekte auf das Umlagevolumen (ca. 1 Mrd. € pro Jahr) und die EEG-Umlage (ca. 0,3 ct/kWh) wären jedoch eher gering.

### 5.2.3.3. Biomasse

Bei den über einen Zeitraum von jeweils 20 Jahren eingegangenen Zahlungsverpflichtungen für Biomasse-Anlagen würde für alle ab 1995 in Betrieb genommenen Biomasse-Anlagen der Teil der Einspeisungsvergütung über den Vorleistungsfonds abgewickelt, der einen (inflationsbereinigten) Wert von 9 ct/kWh überschreitet. Über das EEG oder entsprechende Anschlussinstrumente würden damit der Vergütungsteil bis 9 ct/kWh finanziert, die verbleibenden Zahlungsverpflichtungen würden über den Vorleistungsfonds refinanziert. Da im Bereich der Biomasse-Verstromung nach den geltenden Regelungen auch weiterhin deutlich höhere Vergütungen gewährt werden, würde ein solcher Finanzierungsmechanismus weit in die Zukunft reichen müssen.

**Abbildung 5-5: Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb einer spezifischen Einspeisevergütung für die Biomasse-Stromerzeugung (Strompreisszenario 40 €/MWh), 2000-2050**



Quelle: Eigene Berechnungen

Für diese Option ergibt sich das folgende Mengengerüst, wobei aus Vereinfachungsgründen jeweils das Gesamtvolumen der Biomasseverstromung in Ansatz gebracht wird, die genannten Zahlen also tendenziell zu hoch angesetzt werden und eher die Obergrenzen der vorstellbaren Entwicklungen darstellen (Abbildung 5-5):

- Die bisher eingegangenen Zahlungsverpflichtungen für Biomasse-Anlagen belaufen sich (inflationsbereinigt) bisher auf etwa 111 Mrd. €, davon dürften bis 2015 etwa 41 Mrd. € über die Vermarktung sowie die EEG-Umlage aufgebracht worden sein. Für den Zeitraum ab 2015 bestehen damit für die bestehenden Biomasse-Anlagen noch Zahlungsverpflichtungen von etwa 71 Mrd. €. Ab 2015 entstehen weitere Zahlungsverpflichtungen für neue Anlagen, die die ausstehenden Zahlungsverpflichtungen bis 2030 auf 238 Mrd. € ansteigen lassen.

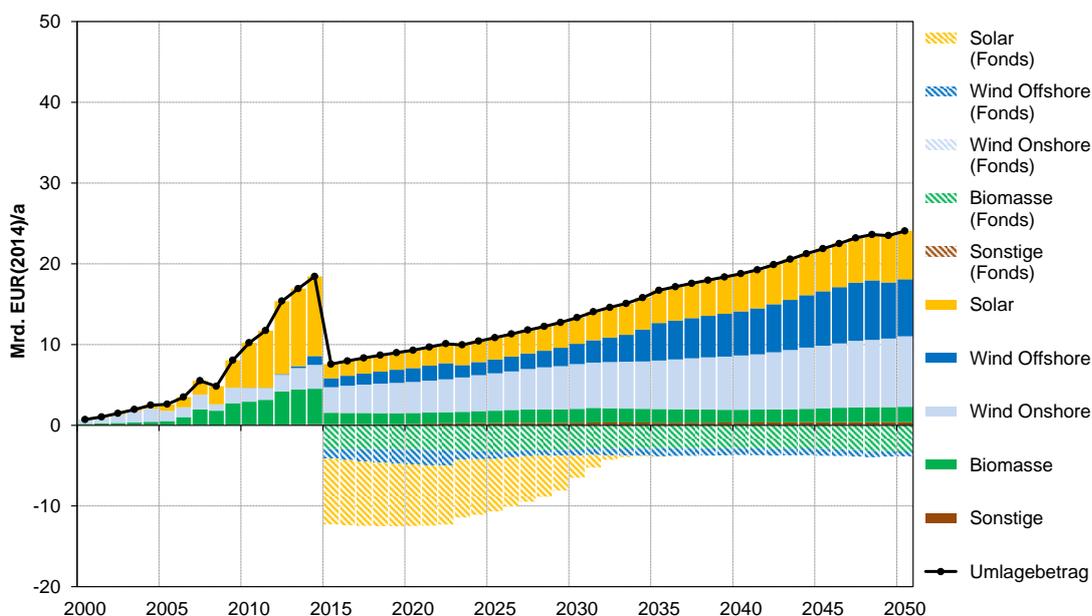
- Von dieser Gesamtsumme würde ein Betrag von 108 Mrd. € in den Fonds übernommen, so dass dieser etwa 45% der gesamten Zahlungsverpflichtungen übernehmen würde. Für den Zeitraum bis 2050 würde damit ein jahresdurchschnittlicher Finanzierungsbedarf von etwa 3 Mrd. € für den Fonds entstehen.
- Unterschiedliche Strompreisentwicklungen würden auch hier die genannten Zahlungsübernahmen in den Fonds nicht verändern, da ein fester Anteil der Zahlungsverpflichtungen (und nicht der Differenzkosten) in den komplementären Refinanzierungsmechanismus übernommen würde, der durch die Ertragsituation im Energy-only-Markt nicht beeinflusst wird.

Letztlich würde sich die EEG-Umlage für die nicht privilegierten Letztverbraucher durch ein solches Modell um etwa 0,8 ct/kWh dämpfen lassen, wobei angesichts der o.g. Abgrenzungsprobleme mit der nicht aus landwirtschaftlichen Quellen stammenden Biomasse diese Werte eher die absoluten Obergrenzen darstellen und sich in der Realität deutlich niedriger einstellen dürften. Hier wären ggf. weitere Untersuchungen sinnvoll und notwendig.

### 5.2.3.4. Fotovoltaik, Offshore-Windkraft und Biomasse

Würden die in den vorstehenden Abschnitten beschriebenen technologiespezifischen Verlagerungsmodelle für die Finanzierung kombiniert, so ergibt sich das in Abbildung 5-6 gezeigte Bild.

**Abbildung 5-6: Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb einer spezifischen Einspeisevergütung für die Stromerzeugung aus PV, Offshore-Windkraft und Biomasse, (Strompreisszenario 40 €/MWh), 2000-2050**



Quelle: Eigene Berechnungen

Wenn nur die (inflationsbereinigten) Zahlungsverpflichtungen (bzw. die Kosten) bis zu einer spezifischen Vergütung von 9 ct/kWh (bei Offshore der entsprechenden äquivalenten Anfangsvergütung) über das EEG oder die entsprechenden Nachfolgemechanismen finanziert werden müssten, ergibt sich das folgenden Mengengerüst:

- Der Vorleistungsfonds müsste bis 2050 ein Finanzierungsvolumen von etwa 254 Mrd. € übernehmen, davon entfallen ca. 175 Mrd. € auf den Zeitraum von 2015 bis 2030. Für den Zeitraum bis 2030 müsste jahresdurchschnittlich eine Finanzierung von etwa 11 Mrd. € sichergestellt werden, nach 2030 sinkt dieser Wert dann auf jahresdurchschnittlich etwa 4 Mrd. €.
- Die EEG-Umlage würde kurzfristig um bis zu 3 ct/kWh reduziert, diese Dämpfung der EEG-Umlage würde dann bis 2030 auf etwa 1,6 ct/kWh und bis 2050 auf etwa 1 ct/kWh abschmelzen.

Dieses Kombinationsmodell würde einerseits die kurzfristigen Effekte durch die Übernahme der Innovationskosten für die PV integrieren, aber durchaus auch langfristige Sonderkosten übernehmen. Bei der Offshore-Windkraft würden sich die Innovations-Vorleistungen ab 2023 deutlich reduzieren, die Zusatzkosten für die Biomasse-Verstromung würden auch langfristig bestehen bleiben.

#### 5.2.4. Zwischenfazit

In einer Gesamtschau der in den vorstehenden Abschnitten skizzierten Modelle für die Ergänzung der mit dem im bisherigen EEG umgesetzten Finanzierungsmechanismen durch zusätzliche Refinanzierungsmechanismen ergibt sich bezüglich des notwendigen Volumens für einen EEG-Vorleistungsfonds das in Tabelle 5-1 gezeigte Bild.

- Neben dem Radikalmodell eines vollständigen Kostenschnitts könnten signifikante Zahlungsverpflichtungen – mit einer entsprechend signifikanten Dämpfung der EEG-Umlage – nur über das Modell einer generellen Umlagebegrenzung (in der hier unterstellten Parametrisierung) sowie einer Kombination der technologiespezifischen Vergütungsgrenzen für Fotovoltaik, Offshore-Windkraft sowie der Biomasseverstromung erzielt werden. Das zeitliche Profil dieser Fondsfinanzierungen unterscheidet sich für die verschiedenen Varianten maßgeblich. Für eine komplette Übernahme der Zahlungsverpflichtungen an Bestandsanlagen sowie vor allem die Übernahme der Innovationskosten für die PV können sehr kurzfristige Entlastungen für die Refinanzierung über das EEG erzielt werden. Der allgemeine Vergütungsdeckel würde dagegen erst für den Zeitraum nach 2030 zu signifikanten Entlastungseffekten führen.
- Die komplette Übernahme der Bestandsanlagen in den Vorleistungsfonds würde für den Zeitraum bis 2030 jahresdurchschnittlich eine Finanzierung von etwa 14 Mrd. € (zu Preisen von 2014) erforderlich machen, wobei der Spitzenbedarf mit etwa 20 Mrd. € bereits im Jahr 2015 auftreten würde. Ein mit jahresdurchschnittlich 11 Mrd. € etwas geringerer Finanzierungsbedarf bis 2030 ergibt sich aus der Ausgliederung von technologiespezifischen Zahlungen für Sonderziele, wobei hier allein auf die Fotovoltaik knapp 7 Mrd. € entfallen. Für den Zeitraum nach 2030 gehen die entsprechenden Finanzierungsnotwendigkeiten dann auf deutlich geringere Werte bzw. auf Null zurück.

**Tabelle 5-1: Zahlungsübernahme durch den Fonds für das Referenz-Strompreisszenario (40 €/MWh), 2000-2050**

Fonds-Optionen	Fonds-Zahlungen				Anteil der Differenzzahlungen			
	2000-2014	2015-2030	2031-2050	2000-2050	2000-2014	2015-2030	2031-2050	2000-2050
	Mio. € (2014)							
Komplette Bestandsübernahme	0	226	5	231	0%	25%	1%	26%
Generelle Umlagebegrenzung	0	64	202	266	0%	7%	22%	29%
Umlagebegrenzung für Fotovoltaik (PV)	0	107	2	109	0%	12%	0%	12%
Umlagebegrenzung für Offshore-Windkraft	0	20	17	37	0%	2%	2%	4%
Umlagebegrenzung für Biomasse	0	49	59	108	0%	5%	6%	12%
Umlagebegrenzung für PV, Offshore & Biomasse	0	175	78	254	0%	19%	9%	28%

Quelle: Eigene Berechnungen

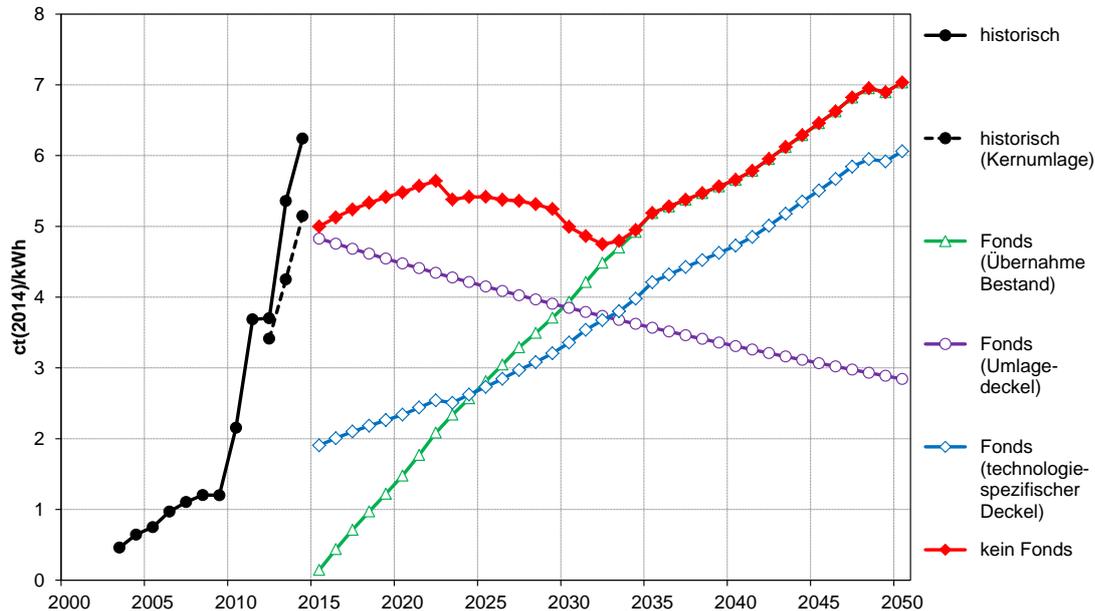
Für die EEG-Umlage hätten die verschiedenen Ausgestaltungsoptionen für den Vorleistungsfonds die in Abbildung 5-7 gezeigten Auswirkungen.<sup>11</sup>

Wenn die verschiedenen Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien ihre Erlöse in einem Energy-only-Markt realisieren müssen, der durch ein mittleres Preisniveau von etwa 40 €/MWh charakterisiert wird, so ergeben sich die folgenden Entwicklungsvarianten:

- Ohne Vorleistungsfonds würde die EEG-Kernumlage (bzw. der Umlagemechanismus eines Anschlussinstruments) bis 2020 von derzeit 5 ct/kWh auf etwa 5,5 ct/kWh steigen, dann durch die altersbedingte Außerbetriebnahme von Anlagen mit besonders hohen Vergütungssätzen bis etwa 2035 leicht sinken bzw. stabilisiert und danach – dem Ausbauszenario folgend – relativ stetig ansteigen und im Jahr 2050 einen Wert von etwa 7 ct/kWh (in Preisen von 2014) erreichen.
- Das Modell einer Gesamtübernahme des bis 2014 errichteten Anlagenbestandes in die Finanzierung über den Vorleistungsfonds würde die EEG-Umlage im Jahr 2015 auf Null zurücksetzen, sie würde dann relativ stetig und im Zeitverlauf etwas abgedämpft wieder ansteigen und zwischen 2030 und 2035 wieder ein Niveau erreichen, dass sich ohne Berücksichtigung eines Vorleistungsfonds einstellen würde.
- Beim Modell eines Umlagedeckels würde die EEG-Umlage im Jahr 2015 geringfügig zurückgehen und dann – inflationsbedingt – im Zeitverlauf stetig absinken und im Jahr 2050 einen Wert von 3 ct/kWh (in Preisen von 2014) erreichen.
- Werden die Vergütungszahlungen technologiespezifisch oberhalb bestimmter Niveaus in den Refinanzierungsmechanismus des Vorleistungsfonds überführt (dargestellt ist in Abbildung 5-7 die Variante für PV, Offshore-Windkraft und Biomasse), so würde die EEG-Kernumlage 2015 auf einen Wert von etwa 2 ct/kWh zurückgesetzt und würde im Zeitverlauf relativ stetig auf 6 ct/kWh im Jahre 2050 ansteigen.

<sup>11</sup> Dargestellt ist dabei die EEG-Kernumlage, also die Umlage, die sich für nicht privilegierte Letztverbraucher ergibt, ohne dass Prognosefehler für die Vergangenheit (Kontostandsausgleich) bzw. die Zukunft (Liquiditätsreserve) berücksichtigt werden.

**Abbildung 5-7: EEG-Kernumlage für die unterschiedlichen Ausgestaltungsvarianten des Vorleistungsfonds (Strompreisszenario 40 €/MWh), 2000-2050**



Quelle: Eigene Berechnungen

Andere Strompreisentwicklungen würden die absoluten Niveaus der EEG-Umlage entsprechend verändern, die genannten Strukturen bleiben jedoch unverändert.

Vor allem mit Blick auf die Dynamik im zeitlichen Verlauf und vor dem Hintergrund des aktuellen Problemdrucks (der überhaupt erst zur Diskussion komplementärer Refinanzierungsmechanismen geführt hat) kommen unter den genannten Modellen vor allem die Verlagerung aller Zahlungsverpflichtungen an Bestandsanlagen oder die Übernahme der Innovationskosten für PV und Offshore-Windkraft in den Vorleistungsfonds in Betracht. Mit beiden Optionen würden auch kurzfristig spürbare Entlastungen bei der EEG-Umlage erzielt, beide würden aber für die nächsten Jahre zur Notwendigkeit einer Finanzierungsübernahme im Bereich von jahresdurchschnittlich 10 bis 15 Mrd. € (mit Spitzenwerten von bis zu 20 Mrd. €) führen.

Weiter sinkende Strompreise im Großhandelsmarkt könnten diese Summen noch leicht erhöhen, steigende Strompreise würden den Finanzierungsbedarf über den Vorleistungsfonds für den Fall einer Gesamtübernahme der Zahlungsverpflichtungen an Bestandsanlagen bis 2030 um jahresdurchschnittlich etwa 2 Mrd. € reduzieren. Für den Fall einer Übernahme der Innovationskosten für PV bzw. Offshore-Windenergie bliebe der Finanzierungsbedarf über den Vorleistungsfonds jedoch – definitionsgemäß – unverändert, hier würde dann entsprechend die EEG-Kernumlage deutlich stärker zurückgehen und auch längerfristig im Bereich von 1 bis 2 ct/kWh verbleiben.

Mit Blick auf die erzielbaren Effekte sowie der Stringenz der Begründbarkeit für einen Vorleistungsfonds kommt damit vor allem ein Modell in Betracht, in dem der Vorleistungsfonds die Innovationskosten für die Solarstromerzeugung sowie die Offshore-Windkraft übernimmt.

## 6. Finanzierung des Vorleistungsfonds

### 6.1. Finanzierungsmechanismen

Neben der Verwendungsseite ist für eine Neustrukturierung des Aufkommens für die Vergütungs- bzw. Differenzkostenzahlungen über das EEG die Aufkommenseite für die neuen (Teil-) Finanzierungsansätze von besonderer Bedeutung. Neben die Finanzierung durch die gedämpfte oder gedeckelte EEG-Umlage müssten in jedem Fall neue Finanzierungsmechanismen treten. Grundsätzlich sind hier unterschiedliche Optionen diskutiert worden:

- die zusätzlichen Mittel könnten über Zahlungen aufgebracht werden, die im Prinzip auch über das System der EEG-Umlagen aufgebracht werden könnten, dazu gehören Veränderungen bei den Privilegierungstatbeständen im Bereich der Industrie oder der Eigenerzeugung;
- die zusätzlichen Mittel könnten über zusätzliche Steuern und Abgaben aufgebracht werden, die einen stromwirtschaftlichen bzw. sachlichen Bezug zum entsprechenden Kostenschnitt haben, hierzu wären Mittel aus dem Stromsteuer-Aufkommen, Abschöpfungsinstrumente für die Merit-Order-Effekte, spezifische Produktionssteuer- oder -abgaben für den Stromsektor etc. denkbar;
- grundsätzlich könnte die neu entstandene Deckungslücke durch einen Zuschuss aus dem Bundeshaushalt erfolgen, ohne dass die Herkunft dieser Mittel näher spezifiziert werden müsste.

Hinsichtlich der erstgenannten Gruppe von Maßnahmen zur Erhöhung des Einkommens für das EEG stellt sich grundsätzlich die Frage, ob es sinnvoll ist, mehr oder weniger komplexe Finanzierungsmechanismen außerhalb des EEG zu schaffen, die auch durch vergleichsweise einfache Änderungen im EEG umsetzbar wären:

- die Abschöpfung der Privilegierung bzw. eines Teils der Privilegierung für den Eigenverbrauch im Rahmen des EEG;
- die Abschöpfung der Privilegierungserträge für die Industrie (z.B. in der Größenordnung des durch die regenerative Stromerzeugung bewirkten Merit-Order-Effekts);
- die Abschöpfung des Merit-Order-Effekts über eine Verteuerung der preissetzenden Kraftwerksblöcke über einen Bepreisungsmechanismus und die Rückführung des erzielten Aufkommens als neuen Finanzierungsstrom in das EEG.

Die Effekte dieser, wie auch immer praktisch umgesetzten Anpassungen könnten mit gleicher Wirkung – zumindest bei einer integrierten Betrachtung von EEG-Umlage und Großhandelspreisen – auch im Rahmen des existierenden EEG-Regelwerks vollzogen werden. Teilweise werden sie als Folge der Intervention der Europäischen Kommission bezüglich der Industrieprivilegierungen im EEG sogar umgesetzt werden müssen. Es erscheint jedoch als grundsätzlich nicht sinnvoll, Finanzströme aus dem klassischen Umlagemechanismus des EEG auszugliedern, um sie dann mit wirkungsähnlichen Mechanismen außerhalb des Systems aufzubringen.

Die genannten Mechanismen entfallen daher als sinnvolle Optionen für ergänzende Finanzierungsquellen für einen Vorleistungsfonds.

Eine weitere, mit dem EEG bzw. seinem Regelungsgegenstand eng verbundene Option besteht in einer Abschöpfung der nach Ende der Vergütung über das EEG realisierbaren Erträge („Goldenes Ende“), vor allem bei Erzeugungsoptionen mit sehr niedrigen Betriebskosten. Mit dieser Abschöp-

fung könnte ein zusätzliches Aufkommen erzielt werden, dass zur Finanzierung eines Vorleistungsfonds herangezogen werden könnte. Für eine orientierende Abschätzung der entsprechenden Finanzmittel sind folgende Aspekte zu berücksichtigen bzw. wurden folgende Annahmen getroffen:

- Die empirische Evidenz über die technische Lebensdauer moderner regenerativer Stromerzeugungsanlagen ist gering. Die Schätzungen über die jenseits des Förderzeitraums von im Regelfall 20 Jahren hinausgehende Betriebszeit liegen in der Bandbreite von null bis zehn Jahren und sind letztlich auch technologiespezifisch zu bewerten. In jedem Fall wird zu berücksichtigen sein, dass die Standorte der jeweilige Regenerativkraftwerke einen hohen Wert darstellen, wodurch im Zeitverlauf ein dynamischer Anreiz besteht, diese Standorte mit im Zeitverlauf produktiverer Technik auszubeuten.<sup>12</sup> Es kann sich also daher durchaus auch die Situation ergeben, dass es für viele erneuerbare Stromerzeugungsanlagen gar kein „Goldenes Ende“ gibt. Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden mit drei Varianten gerechnet, d.h. einer Abschöpfung eines Teils der über 5 oder 10 Jahre nach Förderende entstehenden Erlöse.
- Die Höhe der Abschöpfung ist entscheidend von den im Energy-only-Markt erzielbaren Erlösen abhängig. Wenn die Summe aus Betriebskosten (d.h. der gesamten Betriebskosten und nicht nur der kurzfristigen Grenzkosten!) und Abschöpfungsbetrag die erzielbaren Erlöse übersteigt, wird die Anlage stillgelegt. Daher wird für die Modellrechnungen davon ausgegangen, dass 50% der für die Solarstromerzeugung im Großhandelsmarkt erzielbaren Erlöse abgeschöpft werden können.<sup>13</sup> In Variantenrechnungen wurden hier die Auswirkungen unterschiedlicher Strompreisniveaus (für die Szenarien mit 40, 80 und 105 €/MWh – vgl. Kapitel 3) analysiert.

Auf der Grundlage dieser Annahmen ergeben die Berechnungen mit einem stark vereinfachten Modell die folgenden Orientierungsgrößen für die Erträge einer möglichen Abschöpfung im Nachförderzeitraum (Abbildung 6-1 sowie Tabelle 6-1):

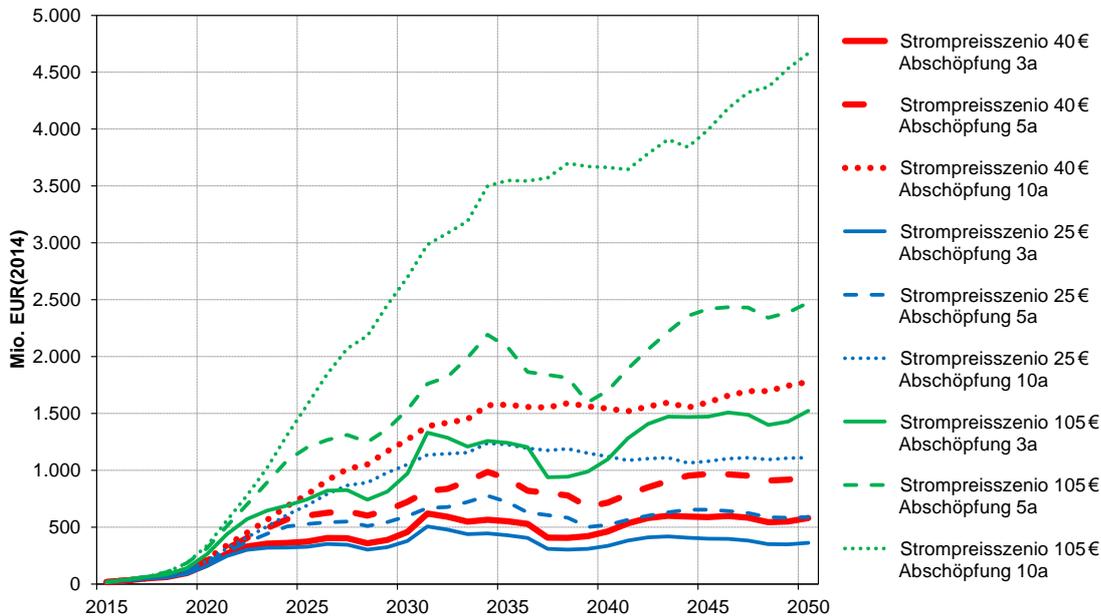
- Wird davon ausgegangen, dass für die aus der Förderung gehende Flotte jeweils noch für 3 Jahre Abschöpfungserträge realisiert werden können und der Strompreis in der Größenordnung von 40 €/MWh verbleibt, so könnten im Zeitraum 2015 bis 2030 kumulierte Erträge von etwa 4,1 Mrd. € abgeschöpft werden und von 2031 bis 2050 nochmals etwa 10,9 Mrd. €. Insgesamt ergäbe sich ein Abschöpfungsvolumen von knapp 15 Mrd. €.
- Bei einem Abschöpfungszeitraum von 5 Jahren würden sich die genannten Werte um 50 bis 60% erhöhen, bei einer (hoch spekulativen) Abschöpfung über 10 Jahre würden sie sich für den Zeitraum 2015 bis 2030 mehr als verdoppeln und im Zeitraum 2031 bis 2050 fast verdreifachen.
- Bei einer Strompreisentwicklung nach dem 25 €-Szenario würden sich die entsprechenden Werte um etwa 10 bis fast 30% verringern. Im 105 €-Szenario würden sich die ab-

<sup>12</sup> Zumindest bisher kann dieser Trend vorallem im Bereich der Onshore-Windkraftwerzeugung eindeutig beobachtet werden. Auf Grundlage der verfügbaren statistischen Daten scheinen Anlagen spätestens nach Ablauf der Vergütungsfrist im Rahmen des EEG erneuert zu werden. Ob und inwieweit sich dieser Prozess in der Zukunft fortsetzen wird, ist und bleibt spekulativ. In jedem Fall wird diese Situation jedoch zumindest als Option zu beachten sein.

<sup>13</sup> Für die Solarstromerzeugung fallen die – über Profilkfaktoren berücksichtigten – Mindererlöse im Vergleich zum mittleren Börsenstrompreis am größten aus. Gegen des Ende des Betrachtungszeitraums können durch die hohe Gleichzeitigkeit der Solarstromerzeugung im Mittel nur noch 45% des mittleren Preises Erlöst werden. Für Windenergie liegen diese Werte bei etwa 50%. Da für die Biomasseverstromung als Erzeugungsoption mit dem drittgrößten Beitrag auch noch die (erheblichen) Brennstoffkosten berücksichtigt werden müssen, stellt die getroffene Annahme eine robuste Näherung dar.

erschöpfbaren Summen für den Zeitraum 2015 bis 2030 fast verdoppeln und im Zeitraum 2031 bis 2050 um etwa 140% steigen.

**Abbildung 6-1: Jährlich erzielbare Abschöpfungsbeträge für unterschiedliche Rahmenbedingungen, 2015-2050**



Quelle: Eigene Berechnungen

**Tabelle 6-1: Kumulierte Abschöpfungsbeträge für unterschiedliche Rahmenbedingungen, 2015-2050**

Strompreis-Szenario	Abschöpfungsdauer	Abschöpfungsvolumina				
		2015-2030	2031-2050	2000-2050	2015-2030	2031-2050
		Mio. €(2014)			Mio. €(2014)/a	
40 €/MWh	3 Jahre	4.124	10.854	14.978	258	543
	5 Jahre	6.122	17.417	23.539	383	871
	10 Jahre	8.763	31.605	40.368	548	1.580
25 €/MWh	3 Jahre	3.620	7.816	11.436	226	391
	5 Jahre	5.350	12.525	17.875	334	626
	10 Jahre	7.603	22.697	30.300	475	1.135
105 €/MWh	3 Jahre	7.869	25.945	33.814	492	1.297
	5 Jahre	11.838	41.676	53.514	740	2.084
	10 Jahre	17.245	75.700	92.945	1.078	3.785

Quelle: Eigene Berechnungen

Insbesondere die längeren Abschöpfungszeiträume sind jedoch als eher unwahrscheinlich anzusehen, wird doch nach dem aktuellen Wissensstand ein zehnjähriger Weiterbetrieb nach dem Ende der Förderphase nicht durchgängig unterstellt werden können. Darüber hinaus muss berücksichtigt werden, dass im Jahresmittel höhere Strompreisniveaus im Zeitverlauf nur noch einge-

schränkt höhere Abschöpfungserlöse für die dominierenden Erzeugungsoptionen Sonnen- und Windenergie nach sich ziehen.

Insgesamt lässt sich aus den präsentierten Orientierungsrechnungen eine Reihe wichtiger Schlussfolgerungen ziehen:

- Über den gesamten Zeitraum bis 2050 lassen sich über eine Abschöpfung des „Goldenen Endes“ Finanzierungsbeiträge von 10 bis 30 Mrd. € erzielen, sofern die eher als Extremszenarien einzustufenden Konstellationen nicht berücksichtigt werden.
- Der jeweils größte Teil des potenziellen Aufkommens ist erst für den Zeitraum nach 2030 zu erwarten, es würde angesichts der meist besonders hohen Zahlungen aus dem Fonds in dem Zeitraum bis 2030 in jedem Fall eine Zwischenfinanzierung in erheblichem Umfang notwendig werden.

Technisch wäre eine solche Abschöpfung vor allem über eine Produktionsabgabe oder -steuer zu realisieren, für die die rechtlichen Rahmenbedingungen zu klären wären.

Außerdem kommt für eine Finanzierung eines Teils der Differenzkosten die Stromsteuer infrage, die mit dem Stromsektor (wenn auch lose) verbundenen ist. Im Gegensatz zur oben beschriebenen Abschöpfung der in der Nachförderphase entstehenden Erträge handelt es sich hier jedoch nicht um die Erschließung einer neuen Einkommensquelle, sondern um die geänderte Verwendung eines existierenden Steueraufkommens. Die dem Bund zustehende Stromsteuer realisiert derzeit ein Jahresaufkommen von etwa 7 Mrd. € und wird wegen einer Vielzahl von Ausnahmeregelungen im Wesentlichen von Letztverbrauchern außerhalb des Produzierenden Gewerbes und des Verkehrssektors (Schienenverkehr und Oberleitungsbusse) getragen (BMF 2013). Für eine deutliche Dämpfung der EEG-Umlage müsste so ein sehr hoher Anteil des Stromsteueraufkommens zur Finanzierung des Vorleistungsfonds herangezogen werden. Zur Entlastung der Haushalts- und Kleinverbraucher könnte der Regelsatz der Stromsteuer (2,05 ct/kWh) auch direkt gesenkt werden, wenn in diesem Fall auch eine asymmetrische Entlastung entstehen würde: Im Rahmen des EEG privilegierte Industrieunternehmen sowie Haushaltskunden und nicht-industrielle Kleinverbraucher blieben bzw. würden entlastet, die nicht von den EEG-Privilegierungen erfassten Industrieunternehmen würden von Stromsteuer-Senkungen nicht profitieren, da sie diese nur mit erheblichen Abschlägen abführen müssen bzw. entsprechend kompensiert werden. Schließlich müssten die (partiellen) Aufkommensausfälle aus der Stromsteuer an anderen Stellen des Bundeshaushalts kompensiert werden.

In der Gesamtsicht wird damit der Vorleistungsfonds vor allem aus dem allgemeinen Staatshaushalt finanziert werden müssen, da die über eine Abschöpfung des „Goldenen Endes“ des Anlagenbetriebs erzielbaren Erlöse im Vergleich zum notwendigen Gesamtvolumen des Fonds wahrscheinlich gering bzw. mit sehr hohen Unsicherheiten verbunden sind und eine entsprechende Verwendung der Stromsteuer in Konkurrenz zu deren Abschaffung steht, mit der eine Minderung der Kostenbelastungen für die im Sinne des EEG nicht privilegierten Letztverbraucher einfacher und zielsicherer umgesetzt werden könnte.

## 6.2. Streckungsmechanismen

Die in den bisherigen Analysen skizzierten Größenordnungen für den Vorleistungsfonds, mit dem die klassische EEG-Umlage ergänzt werden soll, machen deutlich, dass ein unmittelbarer Ausgleich der mit der angestrebten Absenkung der EEG-Umlage entstehenden Finanzierungslücke kaum vorstellbar ist. Wenn eine über geringfügige Werte hinausgehende, also merkbare Senkung der EEG-Umlage angestrebt wird, muss nach den gezeigten Überschlagsrechnungen mit einem jährlichen Finanzierungsvolumen in der Größenordnung von 10 bis 15 Mrd. €, in der Spitze sogar 20 Mrd. € gerechnet werden. Diese Größenordnungen übertreffen – insbesondere hinsichtlich des zeitlichen Profils – sowohl das Aufkommen aus dem diskutierten Abschöpfungsmechanismus für die Erträge erneuerbarer Erzeugungsanlagen nach dem Ablauf der Vergütungsdauer als auch die vorstellbare Finanzierung aus dem allgemeinen Steueraufkommen.

Ein wichtiger ergänzender Baustein eines neuen (Teil-) Finanzierungskonzepts für das EEG wäre damit ein Streckungsmechanismus für die entstehenden Belastungen. Das Grundkonzept solcher Streckungsmechanismen besteht darin, dass für gewisse Zeiträume ergänzende Finanzierungsbeiträge für das EEG auf Defizitbasis erbracht werden, die dann im Zeitverlauf und inklusive Verzinsung aufgebracht werden. Die quantitativen Abschätzungen zeigen zunächst, dass selbst der Abschöpfungsmechanismus für das „Goldene Ende“ des Betriebs von Regenerativkraftwerke nur unter extrem günstigen Annahmen ein langfristiges Finanzaufkommen generieren könnte, dass in die Größenordnung der oben diskutierten Mechanismen mit erheblichen Senkungseffekten für die EEG-Umlage kommen könnte. Zumindest ein Teil der ergänzenden Finanzierung für das EEG müsste damit in jedem Fall bzw. mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit aus dem allgemeinen Steueraufkommen getragen werden.

Entsprechende Streckungs- oder Verlagerungsmodelle über Sonderfonds sind in der Geschichte der Bundesrepublik Deutschland für ganz unterschiedliche Tatbestände genutzt worden. Diese sind in der Vergangenheit als Sondervermögen des Bundes errichtet und wurden über die Kapitalmärkte bzw. Sonderzuflüsse ausgestattet (Hauser 2011, Zinsmeister 2009):

- Einen ersten vergleichbaren Fonds bildete der 1952 als Sondervermögen des Bundes geschaffene **Lastenausgleichsfonds**, über den kriegs- und nachkriegsbedingter Härten insbesondere gegenüber Vertriebenen, Aussiedlern, Kriegssach- und Währungsgeschädigten ausgeglichen wurden. Sein Vorläufer, der von 1949 bis 1952 wirksame Soforthilfefonds hatte ein Volumen von 6,3 Mrd. DM und repräsentierte damit zwischen 2,4 und 2,7% des westdeutschen Sozialeinkommens. Insgesamt wurden aus dem Lastenausgleichsfonds von 1949 bis 2001 115 Mrd. DM (in jeweiligen Preisen) gezahlt. Finanziert wurde der Fonds mit 52,5 Mrd. DM über Sonderabgaben (Vermögensabgabe, Hypothekengewinnabgabe, Kreditgewinnabgabe), mit 61 Mrd. DM über Haushaltszuschüsse des Bundes und der Länder bzw. durch von der Deutschen Ausgleichsbank aufgelegte Anleihen.
- Der **Kreditabwicklungsfonds**, in dem die zum 3. Oktober 1990 aufgelaufenen Staats- und Auslandschulden der DDR sowie (über das Zwischenmodell Ausgleichsfonds Währungsumstellung) die mit der Einführung der DM zum 1. Juli 1990 entstandenen Verbindlichkeiten zusammengeführt wurden. Bis Ende 1994 betragen die im Kreditabwicklungsfonds zusammengeführten Verbindlichkeiten 52,4 Mrd. €, diese wurden in den Erblastentilgungsfonds überführt (s.u.).
- Im Jahr 1995 wurde der **Erblastentilgungsfonds** geschaffen, in dem die Schulden des Kreditabwicklungsfonds, der Treuhandanstalt und ein Teil der bei der kommunalen Wohnungswirtschaft aufgelaufenen Schulden zusammengefasst wurden. Die Anfangshypo-

thek des Erblastentilgungsfonds betrug 171 Mrd. €. Getilgt werden sollte der Fonds durch einen Teil der Bundesbankgewinne sowie durch Zuweisungen des Bundes, die zunächst auf einen Zeitraum von 30 Jahren angelegt waren. Nach der Übernahme weiterer Alt-schulden (von gesellschaftlichen Einrichtungen der ehemaligen DDR) in Höhe von 4,3 Mrd. € im Jahr 1997 wurden die Restschulden des Fonds von 156 Mrd. € im Juli 1999 in den regulären Bundeshaushalt überführt. Formal wurden Schulden des Erblastentilgungsfonds auch durch die Erlöse aus der Versteigerung der UMTS-Lizenzen im Jahr 2000 abgelöst, die ein Einkommen von fast 51 Mrd. € erbrachten, das jedoch gleichzeitig als Deckung für die sonstigen Bundesschulden ausfiel.

- Bereits im Jahr 1990 wurde auch der **Fonds Deutsche Einheit** geschaffen, über den die Strukturanpassung in den neuen Bundesländern gefördert werden sollte. Das Fondsvolumen betrug 1993 etwa 83 Mrd. €, wovon etwa 34 Mrd. € durch den Bund und die Länder und knapp 49 Mrd. € über direkte Kreditaufnahme am Kapitalmarkt finanziert wurden. 2005 gingen die Restschulden von 38 Mrd. € auf den Bundeshaushalt über.

In der deutschen Nachkriegsgeschichte sind damit durchaus Fonds-Lösungen bekannt, mit denen dreistellige Milliardenbeträge für Zwecke von besonderer nationaler Bedeutung außerhalb der regulären öffentlichen Haushalte bewegt worden sind und die vom Volumen her durchaus mit den in den vorstehenden Kapiteln ermittelten Größenordnungen vergleichbar sind.

Ob andere Trägerschaften für die Fonds (z.B. über die KfW) angesichts der Größenordnungen des Finanzierungsbedarfs und der Refinanzierungsbedingungen am Kapitalmarkt in Frage kommen, bedarf einer eingehenderen Analyse, die hier nicht geleistet werden kann und soll. Explizit muss jedoch darauf hingewiesen werden, für neu zu schaffende Sondervermögen des Bundes bzw. zusätzliche Schuldenaufnahme generell die im Jahr 2009 grundgesetzlich geregelte Schuldenbremse für die öffentlichen Haushalte zu beachten ist.

Für die Refinanzierung über den Kapitalmarkt kämen längerfristige Staatsanleihen des Bundes in Frage, verfügbar sind hier derzeit Produkte von 10 bis 30 Jahren mit Nominal-Verzinsungen im Bereich von 1,5 bis 2,5%. Für die Zwischenfinanzierung über den Kapitalmarkt ergeben sich damit folgende Finanzierungskosten:

- Bei einer Zwischenfinanzierung über 10 Jahre (dies wäre das Minimum) liegen die Kosten bei einer Nominalverzinsung von 1,5% und einer Inflationsrate von 1,5% bei Null.
- Bei einer Finanzierung über 20 Jahre würden die inflationsbereinigten Zusatzkosten bei einer Verzinsung von nominal 2,5% bzw. real 1,0% auf etwa 11% steigen.
- Bei einer Zwischenfinanzierung über 30 Jahre mit einer Realverzinsung von 1,0% würden die inflationsbereinigten Finanzierungskosten auf über 65% steigen.
- Bei einer Zwischenfinanzierung über 20 Jahre mit einer Realverzinsung von 3% (nominal 4,5%) würden die Finanzierungskosten bei ca. 34% liegen.
- Bei einer sehr stark gestreckten Finanzierung über 30 Jahre und bei hohen Refinanzierungskosten von inflationsbereinigt 3% (nominal 4,5%) würden sich die Finanzierungskosten auf etwa 100% der Netto-Zahlungsverpflichtungen belaufen.

Diese Größenordnung dieser Finanzierungskosten macht deutlich, dass die Streckung von Finanzierungskosten mit akzeptablen Finanzierungskosten maximal über 20 Jahre in Frage kommen dürfte und auch dabei das Risiko steigender Zinskosten für den erst im Zeitverlauf entstehenden Finanzierungsbedarf aus dem Vorleistungsfonds berücksichtigt werden muss.

### 6.3. Zwischenfazit

Die Überblicksanalyse der hier betrachteten Aufkommensoptionen zur Generierung zusätzlichen Aufkommens für die (Teil-) Finanzierung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien über einen Vorleistungsfonds zeigt einerseits, dass aus dem Stromsystem in begrenztem Umfang zusätzliche Mittel für die Refinanzierung des Fonds aufgebracht werden können. Die Größenordnung dieser Beiträge ist jedoch mit weitgehenden Unsicherheiten verbunden. Viele der entscheidenden Einflussgrößen wie Ertragsniveaus im Energy-only-Markt oder effektive Betriebsdauer der einschlägigen Anlagen sind ex ante letztlich nicht robust bestimmbar. Dessen ungeachtet würden diese Zusatzeinnahmen in nennenswertem Umfang erst im Verlauf und insbesondere gegen Ende der zweiten Dekade dieses Jahrhunderts realisiert werden, wogegen der Fonds wahrscheinlich schon kurzfristig besonders hohe Finanzierungsmittel benötigen wird.

Dessen ungeachtet wird in jedem Fall – direkt oder indirekt (mit Blick auf die Stromsteuerverwendung für das EEG) – auf Mittel aus dem allgemeinen Steueraufkommen zurückgegriffen werden müssen, zumindest für den Fall, dass ein neuer Finanzierungsmechanismus bzw. Fonds in den nächsten Jahren zu merklichen Senkungen der EEG-Umlage beitragen soll. Angesichts der im Grundgesetz verankerten Schuldenbremse würden also an anderer Stelle des Bundeshaushalts Einsparungen realisiert oder zusätzliches Steueraufkommen erschlossen werden.

Die asynchronen zeitlichen Profile für den Finanzierungsbedarf und mögliche zusätzliche Finanzierungsquellen lassen sich teilweise über Streckungsmechanismen ausgleichen. Die entsprechenden Instrumente stehen mit langlaufenden Staatsanleihen (bis zu 30 Jahren) grundsätzlich zur Verfügung, erfordern aber vergleichsweise hohe Finanzierungskosten. Ob solche Modelle verfolgt werden sollen, ist letztlich eine gesellschaftliche bzw. politische Entscheidung.

## 7. Implikation der Sonderfinanzierungen aus dem Vorleistungsfonds

Die vorstehenden Analysen haben gezeigt, dass eine Ergänzung des budgetunabhängigen Umlagemechanismus im EEG bzw. der entsprechenden Anschlussmechanismen durch die Finanzierung über einen Vorleistungsfonds und damit die Senkung bzw. Dämpfung der EEG-Umlage eine Reihe von Implikationen hat:

- Wenn die komplementäre Finanzierung einen signifikanten Einfluss auf die EEG-Umlage haben soll (d.h. von 1 ct/kWh oder mehr), müssen signifikante Finanzvolumina komplementär zum EEG-Umlagemechanismus aufgebracht werden. Je nach Modell liegen diese für den Zeitraum von 2015 bis 2050 in der Bandbreite 110 bis 270 Mrd. € (in Preisen von 2014). Bei ungünstigeren Strompreisentwicklungen ergeben sich um bis zu 75 Mrd. höhere Werte, bei starken Strompreissteigerungen reduzieren sich die Höchstwerte auf etwa 190 Mrd. €.
- Es erscheint keine Lösung absehbar, wie diese Summen ohne (Zwischen-) Finanzierung über den Staatshaushalt aufgebracht werden können.
- In jedem Fall wird über den Vorleistungsfonds eine Streckung der komplementär finanzierten Umlagekosten notwendig werden. Bei den aktuell geltenden Refinanzierungsbedingungen für die öffentliche Hand wären die inflationsbereinigten Finanzierungskosten für solche Streckungsmodelle über 10 Jahre sehr niedrig, würden über 20 Jahre bei etwa 10% und über 30 Jahre bei über 65% liegen. Das (erhebliche) Risiko im Zeitverlauf steigender Finanzierungskosten bleibt in jedem Fall bestehen. Für langfristige Streckungen mit (zukünftig) deutlich ungünstigeren Finanzierungsbedingungen könnten Finanzierungskosten von bis zu 100% auflaufen.

Vor diesem Hintergrund ergibt sich mit Blick auf die Verwendungsseite einer ergänzenden Finanzierung eine Reihe von Umsetzungsfragen:

- Würde die (teilweise) Finanzierung der EEG-Einspeisevergütungen über Finanzmittel oder Finanzierungsmechanismen, die unter bestimmten Bedingungen direkt oder indirekt einer Budgetfinanzierung zuzurechnen wären, zu neuen Anforderungen für die Gestaltung des EEG-Vergütungssystems (z.B. im Rahmen der EH-Beihilferegelungen) für bestehende Anlagen führen? Dies wäre ggf. für die Modelle relevant, in denen die komplementäre Finanzierung auf Bestandsanlagen beschränkt werden kann, wie z.B. im Modell der vollständigen Übernahme der entsprechenden Zahlungsverpflichtungen oder für die Übernahme der Innovationskosten für die Fotovoltaik in den Fonds.
- Verändern sich diese Anforderungen an die Zahlungen an die Anlagenbetreiber nach Höhe oder Struktur, wenn die Sonderfinanzierung über den Fonds nicht nur auf die in der Vergangenheit entstandenen Zahlungsverpflichtungen relevant wäre, sondern auch zukünftig entstehende Zahlungsverpflichtungen für Neuanlagen über den Fonds abgewickelt werden sollen? Dies wäre für das Modell der absoluten Umlagebegrenzung, die Übernahme zukünftig entstehender Innovationskosten (z.B. für die Offshore-Windenergie) bzw. die dauerhafte Übernahme der landwirtschaftspolitisch motivierten Sonderkosten der Biomasseverstromung relevant.
- Hat die Legitimation der Sonderfinanzierungen generell einen Einfluss auf die Anforderungen an diese Sonderfinanzierungen bzw. die Vergütungsseite des EEG?

- Würden direkt oder indirekt budgetfinanzierte Finanzierungsanteile für das EEG eine Beihilfe-problematik hinsichtlich der preissenkenden Effekte des EEG (die dann zumindest teilweise budgetfinanziert wären) nach sich ziehen?

Diese Fragen sind überwiegend rechtlicher, aber durchaus auch politischer Natur und bedürfen einer gesonderten Klärung.

Darüber hinaus wäre für die notwendigen Abwägungsfragen eine Reihe von konkreten Umsetzungsfragen für die Aufkommenseite des Vorleistungsfonds zu klären:

- Über welchen konkreten Bepreisungs- bzw. Abschöpfungsansatz könnte das beschriebene Abschöpfungsmodell rechtlich umgesetzt werden?
- Ist die Einführung einer Betriebsabgabe oder –steuer zur Abschöpfung der Zusatzerträge während des „Goldenen Endes“ des Anlagenbetriebes bzw. ggf. auch davor steuersystematisch zulässig (Zweifachbesteuerung bei vorhandener Strombesteuerung etc.), welche Anforderungen wären zu erfüllen bzw. welche Ausgestaltungsvarianten zulässig und sinnvoll?
- Welche rechtlichen Rahmenbedingungen müssten für die verschiedenen Ausgestaltungsmodelle einer Fondslösung grundsätzlich beachtet werden?
- Ergeben sich mit Blick auf die ermittelten Volumina der komplementären Finanzierung über einen Vorleistungsfonds quantitative oder qualitative Restriktionen?

Auch hier bleibt eine Reihe (haushalts-) rechtlicher und politischer Fragen weiteren Analysen vorbehalten.

Schließlich bleibt darauf hinzuweisen, dass die Übernahme sehr beträchtlicher Finanzierungsvolumina in einen komplementären und zumindest in einer Zwischenphase im Wesentlichen budgetfinanzierten Vorleistungsfonds einen starken verteilungspolitischen Eingriff mit hohem Legitimationsbedarf darstellt. Unabhängig davon, wie der teilweise Ersatz eines bestimmten Sozialisierungsmechanismus (der EEG-Umlage) durch einen anderen (den budgetfinanzierten Vorleistungsfonds) im Detail bewertet wird, wird die Einführung eines Vorleistungsfonds es sehr schwer bzw. unmöglich machen, das bestehende EEG weitgehend unverändert weiter zu betreiben. Zumindest gilt dies für den Fall, wenn einige Finanzierungstatbestände, die über den Vorleistungsfonds abgelöst werden sollen (Innovations- oder Landwirtschaftsfinanzierung) zukünftig wieder bzw. weiter über das EEG adressiert werden sollten.

## 8. Schlussfolgerungen

Die massive Einführung von Stromerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien in Deutschland hat über die letzten Jahre erhebliche Finanzmittel erfordert, die im Wesentlichen über das EEG aufgebracht worden sind. Der weitere Ausbau der regenerativen Stromerzeugung wird auch in den kommenden Dekaden erhebliche Finanzmittel erfordern, die über Erträge aus dem Strommarkt im heutigen Strommarkt unter als wahrscheinlich anzusehenden Rahmenbedingungen nicht aufgebracht werden können (wie auch für konventionelle Erzeugungsanlagen). Eine zusätzliche Finanzierung der regenerativen Stromerzeugung über das EEG oder entsprechende – wie auch immer ausgestaltete – Anschlussmechanismen wird also für lange Zeiträume genauso unabweichlich bleiben wie die noch ausstehende Schaffung solcher Mechanismen für das konventionelle Segment des Stromsystems (nachfrageseitige Flexibilität, Backup-Kraftwerke, Speicher etc.).

Die genauere Analyse einer Fortschreibung des Ausbau der regenerativen Stromerzeugung zeigt aber auch, dass

- in den letzten Jahren über das EEG eine Reihe von Entwicklungen finanziert worden ist, die sich in der Zukunft nicht so fortsetzen werden bzw. deren Resultate den zukünftigen Ausbau der regenerativen Stromerzeugung einfacher machen;
- der um diese Faktoren bereinigte Finanzierungsbedarf in der Zukunft (inklusive der Kosten für Netze, Backup, Flexibilitäten etc.) durchaus in einer vergleichbaren Größenordnung liegt, wie die Wiederbeschaffung eines konventionellen Systems ohne erneuerbare Energien unter der Maßgabe leicht erhöhter Preise für fossile Brennstoffe und moderater CO<sub>2</sub>-Preise.

Vor diesem Hintergrund bildet die Übernahme vor allem der in der Vergangenheit erbrachten und für die Offshore-Windkraft noch ausstehenden Vorleistungen in einen Fonds (EEG-Vorleistungsfonds) als ergänzenden Finanzierungsmechanismus zur EEG-Umlage eine Option zur Senkung dieser Umlage. Wenn allerdings mit einem solchen Fonds signifikante Entlastungen oder Dämpfungen der EEG-Umlage erzielt werden sollen (größer 1 ct/kWh) werden erhebliche Finanzmittel komplementär zur EEG-Umlage aufgebracht werden müssen. Diese liegen in der Größenordnung von knapp 110 bis fast 270 Mrd. € (zu Preisen von 2014) und müssten – je nach Ausgestaltungsform des Fonds – entweder ganz überwiegend in der Periode 2015 bis 2030 oder ganz überwiegend im Zeitraum von 2031 bis 2050 aufgebracht werden. Jahresdurchschnittlich liegt der entsprechende Finanzierungsbedarf in der Größenordnung von etwa 7 bis 14 Mrd. €, wobei in einzelnen Jahren auch Spitzen von bis zu 20 Mrd. € auftreten können.

Naturgemäß verbleiben erhebliche Unsicherheiten, die vor allem aus der Entwicklung der Strompreise am Großhandelsmarkt resultieren. Eine Sensitivitätsanalyse für unterschiedliche Strompreis-Trajektorien zeigt aber auch, dass sich zumindest für den Zeitraum bis 2030 keine gravierenden Änderungen für den Finanzbedarf des EEG-Vorleistungsfonds ergeben. Durch die Strompreisentwicklung entstehende Unsicherheiten sind für die unteren Bandbreitenwerte generell eher gering, können aber für die obere Bandbreite für den langfristigen Zeithorizont 2050 durchaus Werte von +80 Mrd. € erreichen.

In der Bandbreite der untersuchten Fondsmodelle erscheinen insgesamt besonders die Modelle als begründbar, die auf die Innovationsvorleistungen der Vergangenheit (v.a. für PV) und der näheren Zukunft (Offshore-Windkraft) abzielen. Diese auf Innovationsvorleistungen der Vergangenheit abzielenden Modelle erreichen auch hinsichtlich der erzielbaren Effekte für die EEG-Umlage ein hinreichend großes Volumen.

Für die Finanzierung des EEG-Vorleistungsfonds sind verschiedene Quellen vorgeschlagen worden, bzw. werden diskutiert:

- Eine Finanzierung des Fonds über Mittel, die auch im Rahmen des EEG-Umlagesystems aufgebracht werden (Abbau von Industrieprivilegien, Beteiligung des Eigenverbrauchs) oder die anderweitig direkt zur Senkung des Strompreises herangezogen werden könnten (Stromsteuer) sind zur Finanzierung des Vorleistungsfonds nicht geeignet, dazu bedürfte es der Einrichtung eines Fonds letztlich nicht.
- Eine Finanzierung über eine Abschöpfung der Erträge am „Goldenen Ende“ der Betriebszeit der jeweiligen Anlagen ist möglich, aber mit sehr hohen Unsicherheiten beim Aufkommen verbunden. So ist einerseits nicht klar, über welchen Rest-Betriebszeitraum der Anlagen solche Abschöpfungen heute und in Zukunft möglich wären und andererseits ist die Höhe der abschöpfbaren Summen extrem von der Strommarktentwicklung abhängig. Bei hohen Unsicherheiten könnte ein Drittel, bei sehr günstigen Rahmenbedingungen vielleicht die Hälfte des Netto-Finanzbedarfs eines Vorleistungsfonds aus einer Ertragsabschöpfung am „Goldenen Ende“ des EEG-Anlagenbetriebs refinanziert werden. Unter eher ungünstigen Rahmenbedingungen könnte der entsprechende Refinanzierungsbeitrag jedoch auch ganz ausfallen. In jedem Fall fallen die entsprechenden Einnahmeprofile und die zeitlichen Profile des Finanzierungsbedarfs deutlich auseinander, so dass in jedem Fall eine Zwischenfinanzierung erforderlich würde.
- Eine Refinanzierung des Fonds über einen Teil der EEG-Umlage in der Zukunft führt nicht oder nur unter sehr günstigen Rahmenbedingungen (hohe zukünftige Strompreisniveaus) zu maßgeblichem Aufkommen.
- Entsprechend müsste der überwiegende Teil eines Vorleistungsfonds von öffentlichen Haushalten getragen werden. Hinzu kämen die Kosten für die Streckung der Zahlungen.

Dass Fonds in den genannten Größenordnungen zur Finanzierung von Zielen mit hoher gesellschaftlicher Priorität bzw. Relevanz in Deutschland zumindest in der Vergangenheit eine reale Finanzierungsoption dargestellt haben, zeigen die Beispiele großer Fonds-Finanzierungen in der Nachkriegszeit der Bundesrepublik Deutschland wie auch im Zuge der deutschen Vereinigung. Ob und inwieweit solche Sonderhaushalte auch unter den Rahmenbedingungen der im Grundgesetz verankerten Schuldenbremse noch umsetzbar wären, ist und bleibt eine offene Frage.

In jedem Fall müsste über einen EEG-Vorleistungsfonds eine erhebliche Streckung der notwendigen Zahlungsverpflichtungen erreicht werden. Diese Streckung zieht Finanzierungskosten nach sich, die bei kürzeren Streckungszeiträumen (10 Jahre) und im gegenwärtig günstigen Refinanzierungsumfeld für staatlich garantierte Anleihen nur zu geringen Zusatzkosten führen würde. Bei längeren Streckungen (20 bis 30 Jahre) und ggf. höheren Finanzierungskosten könnten diese jedoch auch Werte von bis zu 100% der ursprünglichen Zahlungsverpflichtungen erreichen.

Die massive Ergänzung der bisher über eine Umlage und vollständig außerhalb der öffentlichen Haushalte aufbrachten Differenzkosten des EEG durch Finanzströme, die direkt über die öffentlichen Haushalte aufgebracht oder zumindest zwischenfinanziert werden, wirft jedoch auch Fragen nach den Konsequenzen einer solchen Konstruktion für die Gesamtarchitektur des EEG auf. Neben rechtlichen – und hier nicht zu beantwortenden Fragen – stellt sich insgesamt auch die politische Herausforderung, ob nach der Einführung eines Vorleistungsfonds eine weitgehend unveränderte Fortführung des EEG noch möglich wäre. Zumindest gilt dies bezüglich derjenigen Regelungen, die zur Notwendigkeit einer Sozialisierung der entsprechenden Kosten über die öffentlichen Haushalte geführt haben.

## 9. Referenzen

### 9.1. Literatur

- Agora-Energiewende (Agora) (2013): Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel? Berlin, Februar 2013.
- Aigner, Ilse (2013): Energiepolitische Prioritäten – Versorgung sichern, EEG reformieren. Entwurf Ministerratssache, München, Dezember 2013
- Bundesministerium der Finanzen (BMF) (2013): Bericht der Bundesregierung über die Entwicklung der Finanzhilfen des Bundes und der Steuervergünstigungen für die Jahre 2011 bis 2014 (24. Subventionsbericht). Berlin, August 2013.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2011): Das Energiekonzept der Bundesregierung 2010 und die Energiewende 2011. Berlin, Oktober 2011.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) (2007). Fachgespräch zum „Merit-Order-Effekt“ im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Abgestimmtes Thesenpapier. Berlin, 07.09.2007.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) (2014): Eckpunkte für die Reform des EEG. Berlin, 21. Januar 2014.
- Cludius, Johanna, Hauke Hermann and Felix Chr. Matthes (2013): The Merit Order Effect of Wind and Photovoltaic Electricity Generation in Germany 2008-2012. CEEM Working Paper 3-2013. Centre for Energy and Environmental Markets. [www.ceem.unsw.edu.au](http://www.ceem.unsw.edu.au).
- Deutsche WindGuard (2013): Kostensituation der Windenergie an Land in Deutschland. Varel, November 2013.
- European Commission (EC) (2014): Proposal for a decision of the European Parliament and of the Council concerning the establishment and operation of a market stability reserve for the Union greenhouse gas emission trading scheme and amending Directive 2003/87/EC. COM(2014) 20/2, Brussels, 22.01.2014.
- Hauser, R. (2011): Zwei deutsche Lastenausgleiche – eine kritische Würdigung. Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung, 80 (2011) Nr. 4, S. 103-122
- International Energy Agency (IEA) (2011): Interactions of Policies for Renewable Energy and Climate. IEA Working Paper. International Energy Agency, Paris.
- Matthes, Felix Chr. (2014a): Das Strommarkt-Design der Energiewende: Ausgangspunkte, Langfristziele und Transformationstrategien. In: Käster, Thomas und Henning Rentz (Hg.): Handbuch Energiewende, Essen, 2013, S. 561-575.
- Matthes, Felix Chr. (2014b): Schnellanalyse des Entwurfs der Europäischen Kommission für die Richtlinien für Umwelt- und Energie-Beihilfen für 2014/2020 (Entwurfsstand 14. März 2014), Berlin, 21. März 2014.
- Nemet, Gregory F. Nemet (2005): Beyond the learning curve: factors influencing cost reductions in photovoltaics. Energy Policy 34 (2006) p. 3218-3232
- Neubarth, Jürgen, Oliver Woll und Christoph Weber (2006): Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 56 (2006) Nr. 7, S. 42-45.
- Neuhoff, Karsten, Swantje Küchler, Sarah Rieseberg, Christine Wörlen, Christina Heldwein, Alexandra Karch und Roland Ismer (2013): Vorschlag für die zukünftige Ausgestaltung der Aus-

nahmen für die Industrie bei der EEG-Umlage. Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin), Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft (FÖS), Arepo Consult, Lehrstuhl für Steuerrecht und Öffentliches Recht, Universität Erlangen-Nürnberg (FAU), DIW Politikberatung kompakt 75, Berlin, November 2013.

Öko-Institut (2013). Analyse der EEG-Umlage 2014. Kurzstudie im Auftrag von Agora Energiewende. Berlin, 15. Oktober 2013.

Öko-Institut (2014): Vorschlag für eine Reform der Umlage-Mechanismen im Erneuerbare Energien Gesetz (EEG). Berlin, Januar 2014.

Pillai, Unni and Kyle Cruz (2013): Source of Cost Reduction in Solar Photovoltaics. University at Albany, May 2013.

Prognos, Fichtner (2013): Kostensenkungspotenziale der Offshore-Windenergie in Deutschland. Berlin, August 2013.

Prognos, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) (2014): Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor. Berlin, März 2014.

Sensfuß, Frank (2011): Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien Update für das Jahr 2010. Forschungsbericht. Fraunhofer Institut für System und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe, 4. November 2011.

Sensfuß, Frank, Mario Ragwitz and Massimo 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, Nr. 8 (August): 3086–3094.

Töpfer, Klaus und Günther Bachmann (2013): Kostenschnitt für die Energiewende Die Neuordnung der Stromkosten ist die Voraussetzung für die Reform der Energiepolitik. Berlin, 23.09.2013.

von Roon, Serafin und Malte Huck (2010). Merit Order des Kraftwerksparks. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (Ffe), München, Juni 2010.

Weigt, Hannes (2009). Germany's wind energy : The potential for fossil capacity replacement and cost saving. Applied Energy 86, Nr. 10: 1857–1863.

Würzburg, Klaas, Xavier Labandeira and Pedro Linares (2013): Renewable generation and electricity prices : Taking stock and new evidence for Germany and Austria. Energy Economics 40 (2013) No. 1, p. 159-171.

Zinsmeister, F. (2009): Die Finanzierung der deutschen Einheit – Zum Umgang mit den Schuldlasten der Wiedervereinigung. Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung, 78 (2009) Nr. 2, S. 146-160.

## 9.2. Verwendete Datenbasen

- 50 Hertz Transmission, Amprion, TenneT TSO, Transnet BW (Übertragungsnetzbetreiber – ÜNB): EEG-Jahresabrechnungen.
- 50 Hertz Transmission, Amprion, TenneT TSO, Transnet BW (Übertragungsnetzbetreiber – ÜNB): Jahresprognose und Mittelfristprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG geförderten Kraftwerken.
- 50 Hertz Transmission, Amprion, TenneT TSO, Transnet BW (Übertragungsnetzbetreiber – ÜNB): Prognose der EEG-Umlage nach AusglMechV.
- AG Energiebilanzen (AGEB): Stromerzeugung nach Energieträgern, Deutschland insgesamt.
- BP: BP Statistical Review of World Energy.
- Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU): Zeitreihen zur Entwicklung der Kosten des EEG.
- Bundesnetzagentur (BNetzA): Anlagenliste EEG.
- Bundesnetzagentur (BNetzA): Kraftwerksliste Bundesnetzagentur.
- Öko-Institut: EEG-Kohortenmodell, Version 25 (März 2014).
- Öko-Institut: EEG-Rechner, Version 1.3 (Oktober 2013).
- Statistisches Bundesamt (Destatis): Finanzen und Steuern. Steuerhaushalt. Fachserie 14 Reihe 4, Wiesbaden.
- Statistisches Bundesamt (Destatis): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen. Inlandsproduktsberechnung, Lange Reihen ab 1970. Wiesbaden.

## 9.3. Rechtsvorschriften

- AusglMechV – Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (Ausgleichsmechanismusverordnung - AusglMechV) vom 17. Juli 2009 (BGBl. I S. 2101) zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 17. August 2012 (BGBl. I S. 1754).
- EEG 2012 – Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz) vom 25. Oktober 2008 (BGBl. I S. 2074), zuletzt geändert durch Artikel 5 des Gesetzes vom 20. Dezember 2012 (BGBl. I S. 2730).
- EEG 2014-E – Entwurf eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und zur Änderung weiterer Vorschriften des Energiewirtschaftsrechts. Referentenentwurf, Berlin, 4. März 2014.

## Anhang 1: Methodik und Daten des Modells

Die wesentliche Grundlage für die im Rahmen dieses Projekts abgeleiteten Daten zum Ausbau erneuerbarer Erzeugungskapazitäten und deren Vergütungszahlungen bilden die von den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) publizierten Anlagenstammdaten und Bewegungsdaten sowie die EEG-Jahresabrechnungen. Gemäß §§45-52 des EEG (Bundestag 2012) sind die ÜNB verpflichtet, Nennleistung, Inbetriebnahmedatum, vergütete Strommengen und gezahlte Vergütungen für jede im EEG erfasste Erzeugungsanlage zu veröffentlichen. Zum gegenwärtigen Zeitpunkt existiert kein gemeinsames, frei verfügbares Anlagenregister. Für das hier dokumentierte Projekt wurde daher ein von der Bundesnetzagentur (BNetzA) zur Verfügung gestellter Datensatz verwendet. Berücksichtigt wurden Stammdaten zu allen Anlagen, die bis zum 31.12.2012 in Betrieb genommen wurden, sowie Bewegungsdaten (eingespeiste Strommengen und gezahlte Vergütungen je Anlage) für das Jahr 2012.

Die Anlagen wurden gemäß ihrem Inbetriebnahmedatum zu **Jahreskohorten** aggregiert und den für die EEG-Vergütungsmechanismen relevanten Technologiegruppen zugewiesen. Die Technologiegruppen Wasser, Gase und Geothermie spielen in der Gesamtschau der Vergütungszahlungen eine untergeordnete Rolle – in 2012 entfielen nur ca. 2% der gesamten Vergütungszahlungen auf diese Technologiegruppen. Durch den kontinuierlichen Ausbau von Wind- und Fotovoltaik-Anlagen wird dieser Anteil in Zukunft noch weiter sinken. Daher werden diese Technologiegruppen in den Ergebnisdarstellungen aggregiert.

Es wurde angenommen, dass alle Anlagen bis zum **Ende des EEG-Finanzierungszeitraums** betrieben werden. Die Option einer vorzeitigen Außerbetriebnahme von Anlagen, sei es aus technischen oder aus wirtschaftlichen Überlegungen, wurde nicht weiter berücksichtigt. Dementsprechend wurde auch das frühzeitige Repowering (also das frühzeitige Ersetzen alter durch neue, leistungsfähigere Anlagen) nicht abgebildet.

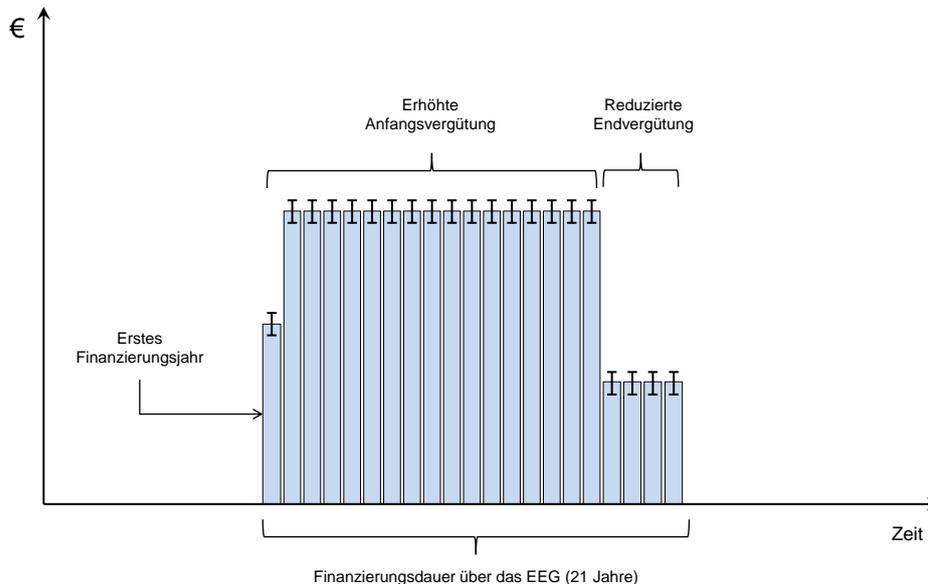
Für die Berechnung der eingespeisten und zu vergütenden **Strommengen** wurden durchschnittliche Volllaststunden für die einzelnen Technologiegruppen zur Anwendung gebracht. In den hier gezeigten Berechnungen wurden für alle Jahre die in der aktuellen EEG-Jahresprognose für das Jahr 2014 angenommenen Volllaststunden verwendet, die repräsentativ für den aktuell betriebenen Anlagenpark sind. Eine Variation der meteorologischen Rahmendbedingungen über den betrachteten Zeitraum hinweg wurde nicht berücksichtigt.

Die **Vergütungszahlungen**, die für eine einzelne Anlage über den gesamten Förderzeitraum hinweg realisiert werden, sind in Abbildung 9-1 schematisch dargestellt. In dem hier verwendeten Datenmodell werden alle Zahlungsströme in kalenderjährlicher Auflösung betrachtet. Laut §21(2) EEG sind Vergütungszahlungen jeweils für die Dauer von 20 Kalenderjahren zuzüglich des Inbetriebnahmejahres zu zahlen. Je nachdem, wann im Jahresverlauf die Anlage in Betrieb genommen wurde, verteilen sich somit die Zahlungen auf 21 Kalenderjahre. Für das erste Förderjahr ist zu berücksichtigen, dass, je nach Datum der Inbetriebnahme, nur ein Teil der jährlichen Vergütungszahlungen zu veranschlagen ist. Nach Ablauf dieses Förderzeitraumes scheidet die Anlage aus dem EEG-System aus (können aber weiterhin betrieben werden).

Über den gesamten Förderzeitraum hinweg gilt eine **Abnahmegarantie** für den erzeugten Strom zu einem festen Vergütungssatz. Die Vergütungssumme pro Jahr ergibt sich damit aus dem Vergütungssatz, der bei Inbetriebnahme festgesetzt wurde, und der Menge des vergüteten Stroms, die in erster Linie vom Standort und von den meteorologischen Rahmenbedingungen abhängig ist. Für den überwiegenden Teil der Anlagen ist dieser Vergütungssatz über den gesamten Förderzeitraum hinweg konstant. Für Windkraftanlagen (Onshore und Offshore) wird jedoch im Rahmen des Refe-

renzertragsmodells beziehungsweise des Stauchungsmodells über einen gewissen Zeitraum hinweg eine erhöhte Anfangsvergütung gewährt.

**Abbildung 9-1: Jährliche Vergütungszahlungen (nominal) für eine EEG-Anlage im Verlauf der Finanzierung über das EEG**



Quelle: Eigene Darstellung

Für die Modellierung der Zahlungsverpflichtungen sowie der über die EEG-Umlage und/oder andere Finanzierungsmechanismen zu deckenden Differenzkosten zu den Erträgen aus dem Energy-only-Markt sowie zur Ermittlung der EEG-Umlage werden weitere Annahmen getroffen bzw. berücksichtigt:

- Referenzertragsmodell für Onshore-Windkraftanlagen:** Umfassende Statistiken zum Referenzertragsmodell und dazu, über welchen Zeitraum hinweg durchschnittlich die erhöhte Anfangsvergütung gewährt wird, sind nicht verfügbar. Auf Grund der Ausgestaltung des Modells ist jedoch zu erwarten, dass im Durchschnitt die Anfangsvergütung über einen sehr langen Zeitraum hinweg gezahlt wird. Laut (Deutsche WindGuard, 2013) erzielten 80% der in den Jahren 2009-2011 errichteten Anlagen einen Referenzertrag von unter 85% und können somit über den gesamten Förderzeitraum von 20 Jahren hinweg die erhöhte Anfangsvergütung in Anspruch nehmen. In dieser Studie wird angenommen, dass alle Anlagen, unabhängig vom Inbetriebnahmezeitpunkt, über einen Zeitraum von 18 Jahren hinweg die Anfangsvergütung erhalten. Dies entspricht einem durchschnittlichen Referenzertrag von 90% (Deutsche WindGuard, 2013).
- Stauchungsmodell für Offshore-Windkraftanlagen:** Für die Vergütung von Offshore-Windkraftanlagen kommt das Stauchungsmodell zum Tragen. Die Grundvergütung beträgt (seit Einführung der Vergütung für Offshore-Wind im Jahr 2004) 3,5ct/kWh. Für die ersten zwölf Jahre des Förderzeitraumes wird eine Anfangsvergütung von 15ct/kWh gewährt. Dieser Zeitraum verlängert sich mit zunehmender Wassertiefe und Entfernung zur

Küste. Für die vorliegende Studie wird angenommen, dass die Anfangsvergütung für alle Anlagen für einen Zeitraum von 14 Jahren gewährt wird.<sup>14</sup> Wahlweise können Anlagenbetreiber eine erhöhte Anfangsvergütung von 19ct/kWh für einen Zeitraum von acht Jahren in Anspruch nehmen. Für die vorliegende Untersuchung wurde angenommen, dass das Stauchungsmodell, wie in der EEG-Novelle vorgesehen, bis zum 31. Dezember 2019 weitergeführt wird, und dass bis zu diesem Zeitpunkt alle Anlagenbetreiber diese Option in Anspruch nehmen. Anlagen, die ab 2020 gebaut werden, erhalten die Anfangsvergütung für einen Zeitraum von 14 Jahren.

- **Ausbauszenario:** Für den Ausbau erneuerbarer Stromerzeugungskapazitäten wurde angenommen, dass die im Rahmen der EEG-Novelle 2014 (BMWi 2014) diskutierten Ausbauraten nicht nur für die Jahre von 2014 bis 2018, sondern über den gesamten betrachteten Zeitraum hinweg beibehalten werden. Für Fotovoltaik und Onshore-Windenergie entspricht dies einem jährlichen Zubau von 2,5 GW. Der Biomasse-Ausbau beträgt 0,1 MW pro Jahr. Die Kapazitäten im Bereich der Offshore-Windenergie steigen bis 2020 auf 6,5 GW. Danach stabilisiert sich der Ausbau auf 0,85 GW pro Jahr, so dass bis zum Jahr 2030 eine installierte Kapazität von 15 GW erreicht wird. Alle diese Werte sind als Netto-Ausbauraten zu verstehen. Die Brutto-Zubauraten liegen, da die Außerbetriebnahmen alter Anlagen kompensiert werden müssen, teilweise deutlich höher. Für Wasserkraft, Gase und Geothermie wurde angenommen, dass die verfügbaren Kapazitäten auf dem heutigen Stand stabil bleiben.
- **Entwicklung der Vergütungssätze:** Für die Entwicklung der Vergütungssätze wurde angenommen, dass die im Rahmen der EEG-Novelle 2014 diskutierten Degressionsraten beibehalten werden. Für Offshore-Windkraftanlagen wird eine jährliche Degression um 1% ab 2019 angenommen. Die Vergütungssätze sinken gemäß der veranschlagten Degressionsraten bis zu einer inflationsbereinigten Mindestvergütung, die im Mittelwert der jeweiligen Flotte 8-16 ct/kWh (in Preisen von 2014) beträgt und die danach mit einem technologiespezifischen Degressionsfaktor langfristig fortgeschrieben wird (Tabelle A1-1).
- **Strompreisentwicklung:** Für die Berechnung der Vermarktungserlöse werden vordefinierte bzw. frei wählbare Strompreisszenarien zu Grunde gelegt.
- **Profilmfaktoren:** Die Einspeisung erneuerbar erzeugten Stromes zu Grenzkosten von Null führt am Strommarkt zu einem Sinken der Preise („Merit-Order-Effekt“). Daher entsprechen die Vermarktungserlöse, die für erneuerbar erzeugten Strom erzielt werden können, nicht den durchschnittlichen Börsenpreisen. Diese Differenz wird über sog. Profilmfaktoren berücksichtigt. Für die hier vorgestellte Modellierung wurde angenommen, dass die Profilmfaktoren für dargebotsabhängige Erzeugung auf 50% (Offshore- und Onshore-Wind) bzw. 45% (Fotovoltaik) sinken. Die Profilmfaktoren für die einlastbare Erzeugung steigen im gleichen Zeitraum auf 115%.
- **Entwicklung der umlagepflichtigen Strommengen:** Für die überschlägige Berechnung der EEG-Umlage wurde angenommen, dass der Gesamtstromverbrauch (530 TWh/a), der privilegierte Letztverbrauch (110 TWh/a) sowie der eigenerzeugte Eigenverbrauch (50 TWh/a) bis zum Jahr 2050 stabil bleiben. Darüber hinaus wurde angenommen, dass privi-

---

<sup>14</sup> Dies entspricht einer durchschnittlichen Entfernung zur Küste von 26 Seemeilen und einer Wassertiefe von 30 m (BMU 2011).

legierter Letztverbrauch und Eigenverbrauch vollständig von der Umlage befreit sind. Dies resultiert in einer voll umlagepflichtigen Strommenge von 370 TWh/a.

- **Inflationsbereinigung:** Basisjahr für reale monetäre Werte ist das Jahr 2014. Die Inflationsbereinigung für historische Zahlungen erfolgte auf Grundlage der Deflatoren des statistischen Bundesamtes für die Entwicklung des deutschen Bruttoinlandsprodukts. Für den Zeitraum nach 2014 wurde eine jährliche Inflationsrate von 1,5% angesetzt.

**Tabelle A1- 1: Basisdaten für die Entwicklung der Vergütungssätze**

	Vergütung* 2014 ct(2014)/kWh	EEG- Degression %(nominal)/a	Stopp der EEG- Degression ct(2014)/kWh	Folge- Degression %(real)/a
Wind Onshore	9,3	1,6	8,0	0,5
Wind Offshore**	19,0	1,0	12,0	0,5
Biomasse	17,8	2,0	16,0	-
Solar	12,8	11,4	9,0	0,5
Gase	8,0	1,5	8,0	-
Geothermie	23,8	5,0	15,0	0,5
Wasser	9,2	1,0	9,0	-

Anmerkungen: \* soweit relevant jeweils Anfangsvergütungen. - \*\* bis 2017 konstante Anfangsvergütungssätze, 2018 und 2019 Nominal-Degression 5%, für 2020 Rückgang auf 15,4 ct/kWh bei Steigerung der Anfangsvergütungsdauer von 8 auf 14 Jahre

Quelle: Eigene Berechnungen

## Anhang 2: Basisdaten für die Projektion der Gesamtkosten

**Tabelle A2- 1: Mengengerüst für die Projektion der Gesamtkosten**

	Netto-Zubau				Jahresdurchschnittlicher Netto-Zubau			
	2015-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050	2015-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	GW							
Wind Onshore	15,0	25,0	25,0	25,0	2,5	2,5	2,5	2,5
Wind Offshore	3,2	8,5	8,5	8,5	0,5	0,9	0,9	0,9
Biomasse	0,6	1,0	1,0	1,0	0,1	0,1	0,1	0,1
Solar	15,0	25,0	25,0	25,0	2,5	2,5	2,5	2,5
Gase	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wasser	0,2	0,3	0,3	0,3	0,0	0,0	0,0	0,0
	Brutto-Zubau				Jahresdurchschnittlicher Brutto-Zubau			
	2015-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050	2015-2020	2021-2030	2031-2040	2041-2050
	GW							
Wind Onshore	20,1	46,6	54,7	71,6	3,3	4,7	5,5	7,2
Wind Offshore	3,2	8,6	14,9	17,1	0,5	0,9	1,5	1,7
Biomasse	0,9	5,6	3,3	6,6	0,2	0,6	0,3	0,7
Solar	15,1	43,2	60,0	68,2	2,5	4,3	6,0	6,8
Gase	0,1	0,4	0,2	0,4	0,0	0,0	0,0	0,0
Geothermie	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Wasser	0,4	1,0	0,9	1,2	0,1	0,1	0,1	0,1

Quelle: Eigene Berechnungen

**Tabelle A2- 2: Basisdaten zum Vergleich mit dem hypothetischen, vollständig konventionellen Erzeugungssystem, 2050**

	Installierte Leistung 2013 MW	Erzeugte Arbeit		Nutzungsgrad (neu)	Investitionskosten (neu) €/kW	Planungszeitraum a	Fixe Betriebskosten €/kW	Brennstoffkosten** 2013 €/MWh	Brennstofftransportkosten €/MWh
		2013	2050*						
		TWh	TWh						
Kernenergie	12.068	97	97		4.000	30	70	7,5	-
Braunkohle	20.987	162	162	43%	1.500	25	35	6,1	-
Steinkohle	25.659	124	200	45%	1.200	25	35	9,6	2,0
Erdgas	23.723								
<i>dav. Gasturbinen</i>	7.500			40%	400	15	15	29,6	4,4
<i>dav. andere</i>	16.223	67	143	60%	900	25	35	29,6	4,4
Mineralölprodukte	4.072	6	6	40%	800	15	15	45,2	-
Wasser	3.800	21	21	-	2.000	25	15	-	-
Pumpspeicher***	10.473	-	-	-	1.250	25	15	-	-
Abfall	1.601	25	25	40%	1.500	25	35	-	-
Andere	2.844	-	-	-	1.500	25	35	-	-
Erneuerbare	~90.000	152	-	-	-	-	0	-	-
	Ist-Stand 2013	Neubeschaffung konventionelles System 2050			Regenerative Vollversorgung 2050****				
	Mrd. €	Mrd. €			Mrd. €				
Infrastruktur	21.000	28.000			38.000				

Anmerkungen: \* regenerative Stromerzeugung des Jahres 2013 wird in 2050 jeweils hälftig von Steinkohle- und Erdgaskraftwerken übernommen. - \*\* für Kernenergie einschließlich Entsorgungskosten. - \*\*\* Kosten der Pumpspeicherkraftwerke werden für 2050 mit unter Infrastruktur verbucht. - \*\*\*\* zzgl. Kosten für 70 GW Gasturbinen

Quelle: Eigene Berechnungen

### Anhang 3: Detaillierergebnisse der Modellierungen

**Tabelle A3- 1: Gesamt- und Differenzzahlungen für das Referenz-Strompreisszenario (40 €/MWh), 2000-2050**

	Gesamt-Zahlungen				Differenz-Zahlungen			
	2000-2014	2015-2030	2031-2050	2000-2050	2000-2014	2015-2030	2031-2050	2000-2050
	Mio. € (2014)							
Alle Anlagen	153	469	698	1.320	105	339	464	907
Biomasse	41	100	138	279	28	73	93	193
Onshore-Wind	47	118	225	390	23	69	140	231
Offshore-Wind	2	66	175	243	1	48	127	176
Solar	59	177	145	381	51	146	97	294
Sonstige	3	8	15	27	1	3	7	11
Bestandsanlagen	153	294	9	456	105	226	5	336
Biomasse	41	69	2	111	28	51	1	80
Onshore-Wind	47	51	2	100	23	29	1	53
Offshore-Wind	2	22	1	26	1	16	0	17
Solar	59	148	4	212	51	129	3	184
Sonstige	3	3	0	7	1	1	0	2

Quelle: Eigene Berechnungen

**Tabelle A3- 2: Gesamt- und Differenzzahlungen für das untere Strompreisszenario (25 €/MWh), 2000-2050**

	Gesamt-Zahlungen				Differenz-Zahlungen			
	2000-2014	2015-2030	2031-2050	2000-2050	2000-2014	2015-2030	2031-2050	2000-2050
	Mio. € (2014)							
Alle Anlagen	153	469	698	1.320	105	352	530	987
Biomasse	41	100	138	279	28	76	106	209
Onshore-Wind	47	118	225	390	23	74	164	261
Offshore-Wind	2	66	175	243	1	50	140	192
Solar	59	177	145	381	51	149	110	311
Sonstige	3	8	15	27	1	4	9	14
Bestandsanlagen	153	294	9	456	105	232	6	343
Biomasse	41	69	2	111	28	52	1	81
Onshore-Wind	47	51	2	100	23	31	1	55
Offshore-Wind	2	22	1	26	1	16	0	18
Solar	59	148	4	212	51	131	3	186
Sonstige	3	3	0	7	1	1	0	2

Quelle: Eigene Berechnungen

**Tabelle A3- 3: Gesamt- und Differenzzahlungen für das obere Strompreisszenario (105 €/MWh), 2000-2050**

	Gesamt-Zahlungen				Differenz-Zahlungen			
	2000-2014	2015-2030	2031-2050	2000-2050	2000-2014	2015-2030	2031-2050	2000-2050
Mio. € (2014)								
Alle Anlagen	153	469	698	1.320	105	248	167	520
<i>Biomasse</i>	41	100	138	279	28	53	31	112
<i>Onshore-Wind</i>	47	118	225	390	23	34	30	87
<i>Offshore-Wind</i>	2	66	175	243	1	38	73	112
<i>Solar</i>	59	177	145	381	51	123	33	208
<i>Sonstige</i>	3	8	15	27	1	1	0	2
Bestandsanlagen	153	294	9	456	105	189	3	297
<i>Biomasse</i>	41	69	2	111	28	40	1	68
<i>Onshore-Wind</i>	47	51	2	100	23	18	0	41
<i>Offshore-Wind</i>	2	22	1	26	1	14	0	16
<i>Solar</i>	59	148	4	212	51	116	2	170
<i>Sonstige</i>	3	3	0	7	1	1	0	2

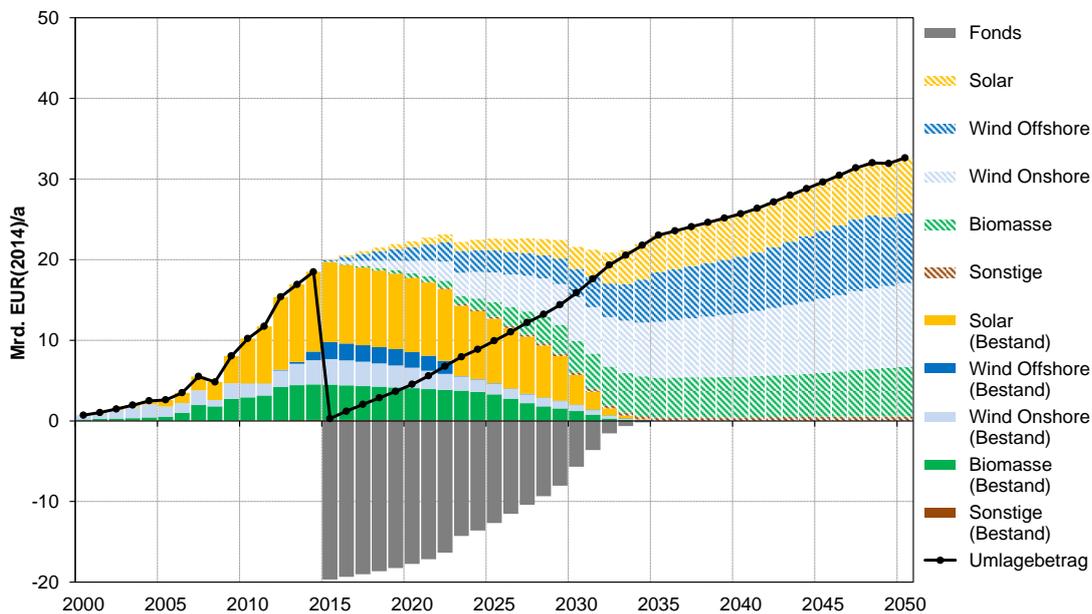
Quelle: Eigene Berechnungen

**Tabelle A3- 4: Zahlungsübernahme durch den Fonds für das untere Strompreisszenario (25 €/MWh), 2000-2050**

Fonds-Optionen	Fonds-Zahlungen				Anteil der Differenzzahlungen			
	2000-2014	2015-2030	2031-2050	2000-2050	2000-2014	2015-2030	2031-2050	2000-2050
	Mio. € (2014)							
Komplette Bestandsübernahme	0	232	6	238	0%	23%	1%	24%
Generelle Umlagebegrenzung	0	78	268	346	0%	8%	27%	35%
Umlagebegrenzung für Fotovoltaik (PV)	0	107	2	109	0%	11%	0%	11%
Umlagebegrenzung für Offshore-Windkraft	0	20	17	37	0%	2%	2%	4%
Umlagebegrenzung für Biomasse	0	49	59	108	0%	5%	6%	11%
Umlagebegrenzung für PV, Offshore & Biomasse	0	175	78	254	0%	18%	8%	26%

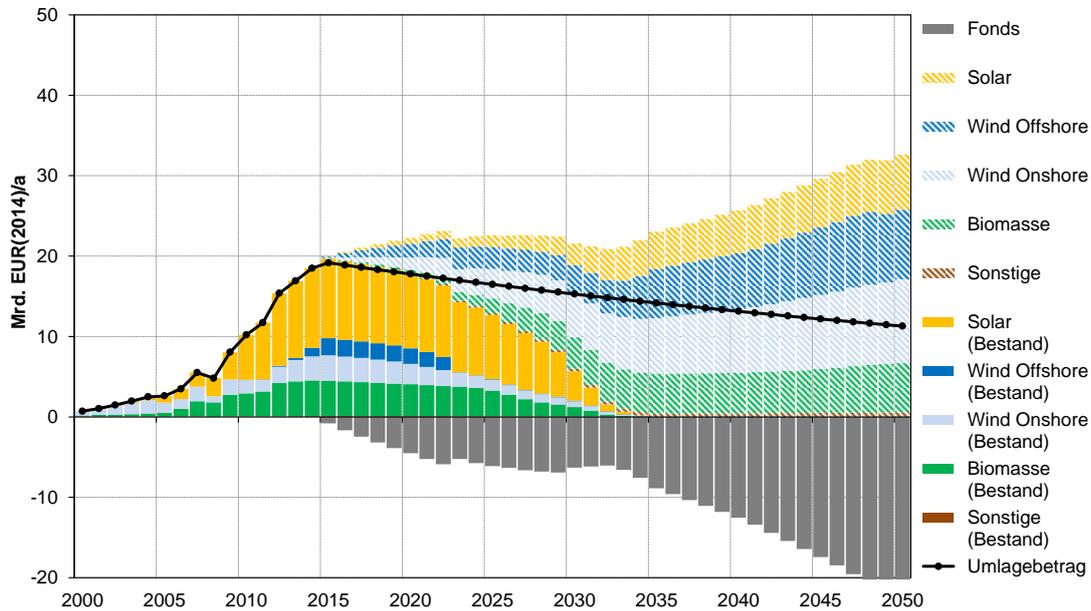
Quelle: Eigene Berechnungen

**Abbildung A3- 1 Differenzkosten bei einer vollständigen Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen für Bestandsanlagen in einen Vorleistungsfonds (Strompreisszenario 25 €/MWh), 2000-2050**



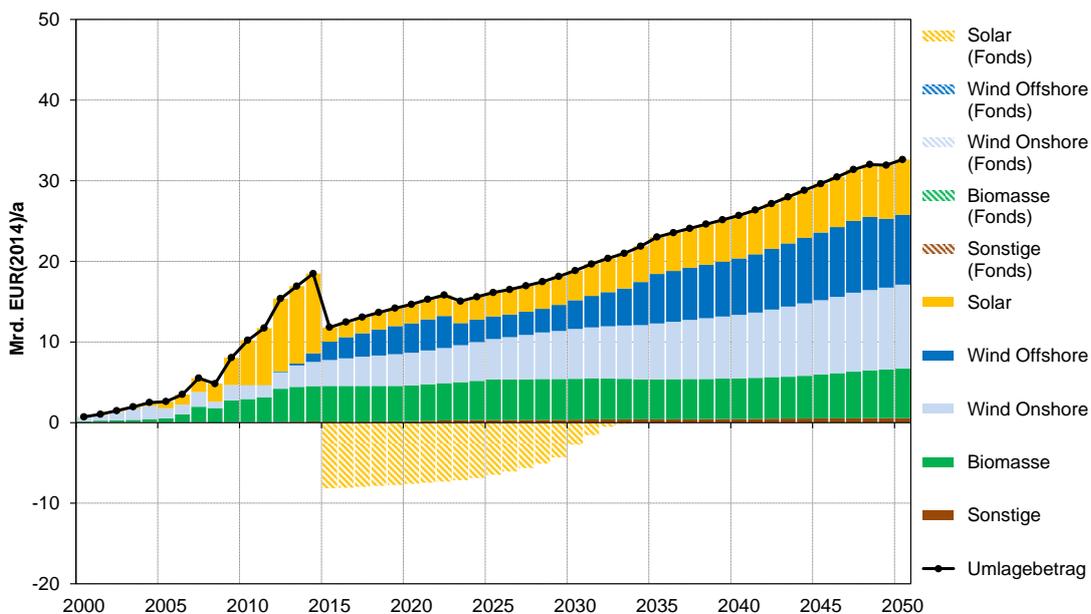
Quelle: Eigene Berechnungen

**Abbildung A3- 2 Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb eines Umlagedeckels in einen Vorleistungsfonds (Strompreisszenario 25 €/MWh), 2000-2050**



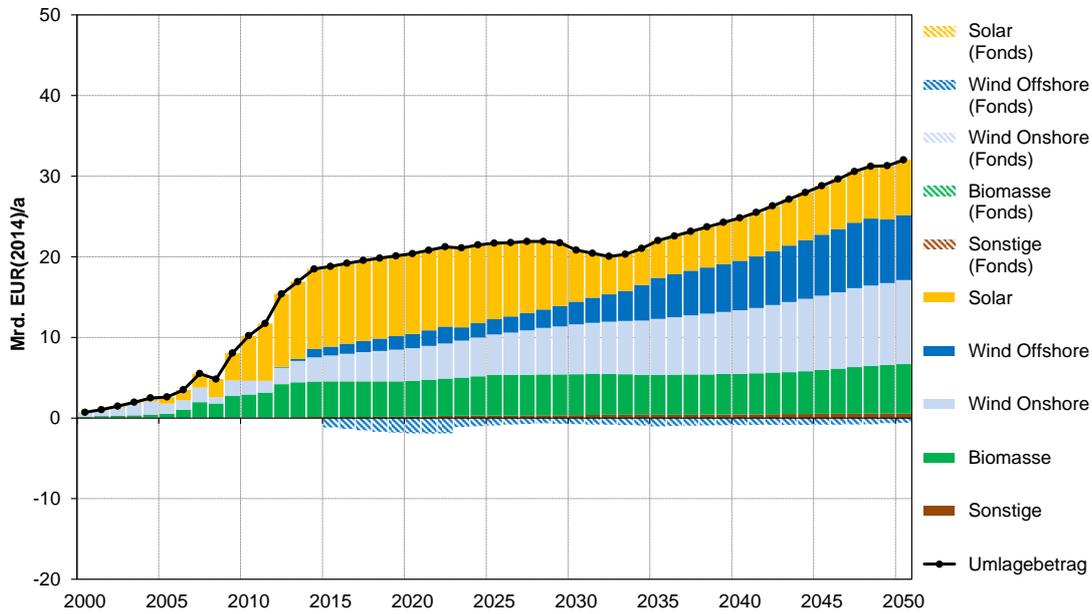
Quelle: Eigene Berechnungen

**Abbildung A3- 3 Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb einer spezifischen Einspeisevergütung für PV in einen Vorleistungsfonds (Strompreisszenario 25 €/MWh), 2000-2050**



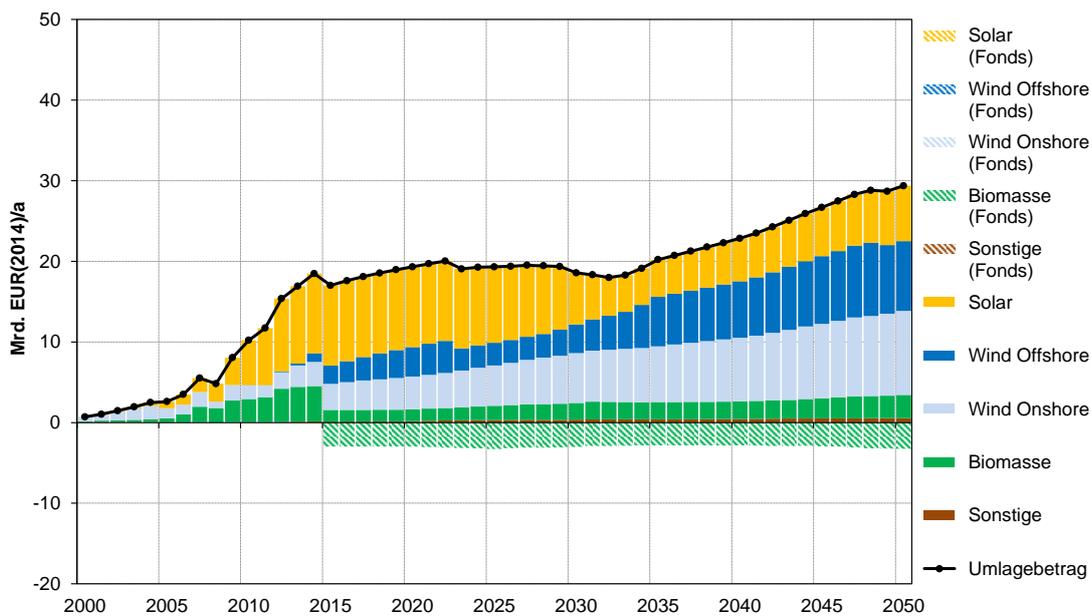
Quelle: Eigene Berechnungen

**Abbildung A3- 4 Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb einer spezifischen Einspeisevergütung für Offshore-Windkraft in einen Vorleistungsfonds (Strompreisszenario 25 €/MWh), 2000-2050**



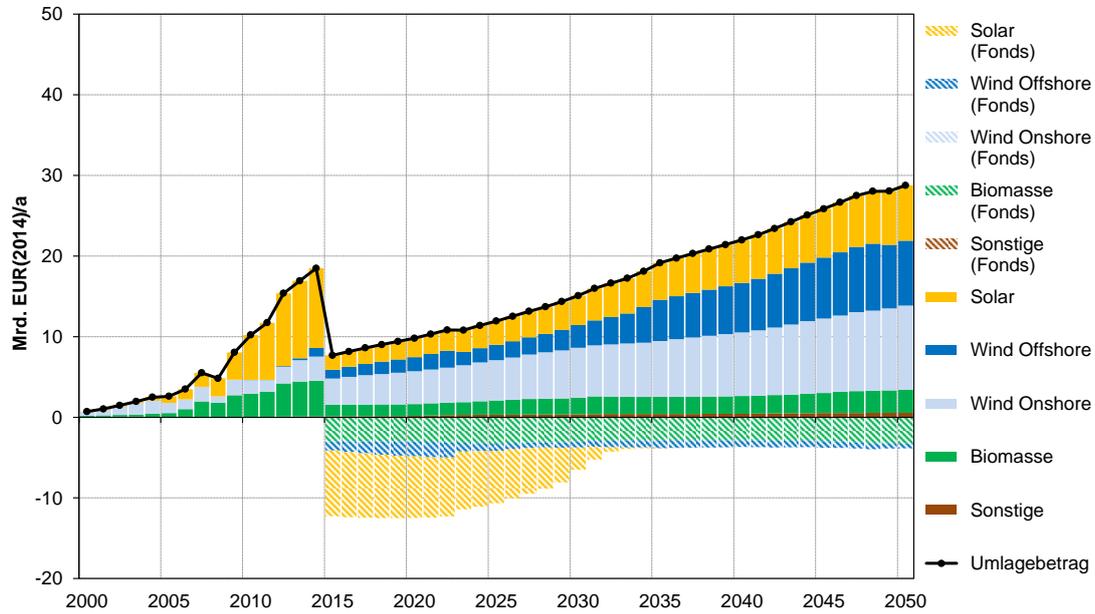
Quelle: Eigene Berechnungen

**Abbildung A3- 5 Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb einer spezifischen Einspeisevergütung für Biomasse (Strompreisszenario 25 €/MWh), 2000-2050**



Quelle: Eigene Berechnungen

**Abbildung A3- 6 Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb einer spezifischen Einspeisevergütung für PV, Offshore-Windkraft und Biomasse in einen Vorleistungsfonds (Strompreisszenario 25 €/MWh), 2000-2050**



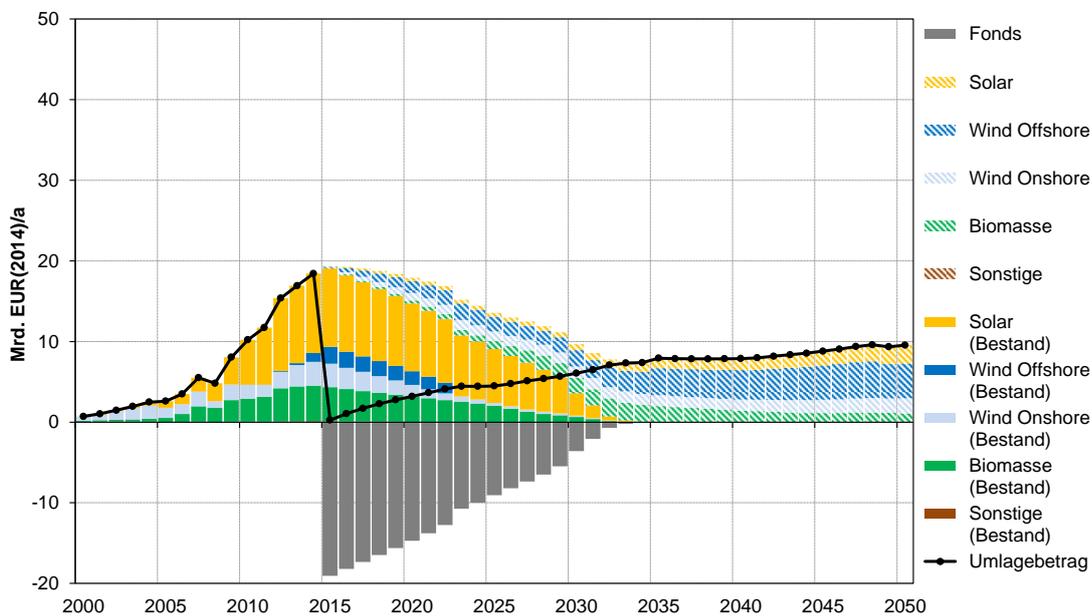
Quelle: Eigene Berechnungen

**Tabelle A3- 5: Zahlungsübernahme durch den Fonds für das obere Strompreisszenario (105 €/MWh), 2000-2050**

Fonds-Optionen	Fonds-Zahlungen				Anteil der Differenzzahlungen			
	2000-2014	2015-2030	2031-2050	2000-2050	2000-2014	2015-2030	2031-2050	2000-2050
	Mio. € (2014)							
Komplette Bestandsübernahme	0	189	3	192	0%	36%	1%	37%
Generelle Umlagebegrenzung	0	2	0	2	0%	0%	0%	0%
Umlagebegrenzung für Fotovoltaik (PV)	0	107	2	109	0%	20%	0%	21%
Umlagebegrenzung für Offshore-Windkraft	0	20	17	37	0%	4%	3%	7%
Umlagebegrenzung für Biomasse	0	49	59	108	0%	9%	11%	21%
Umlagebegrenzung für PV, Offshore & Biomasse	0	175	78	254	0%	34%	15%	49%

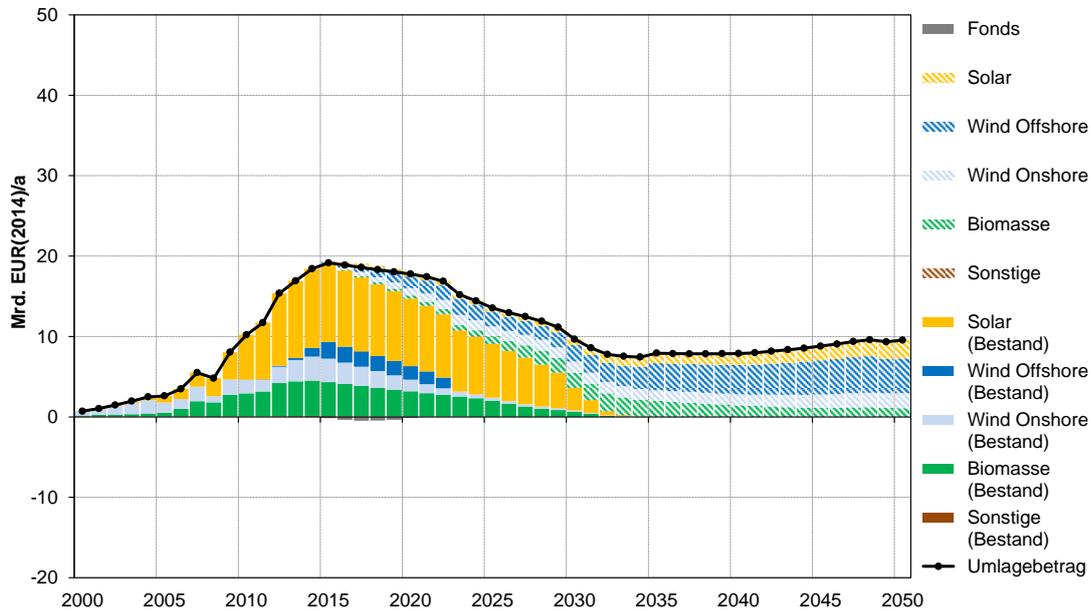
Quelle: Eigene Berechnungen

**Abbildung A3- 7 Differenzkosten zu den Erträgen aus dem im Energy-only-Markt bei einer vollständigen Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen für Bestandsanlagen in einen Vorleistungsfonds (Strompreisszenario 105 €/MWh), 2000-2050**



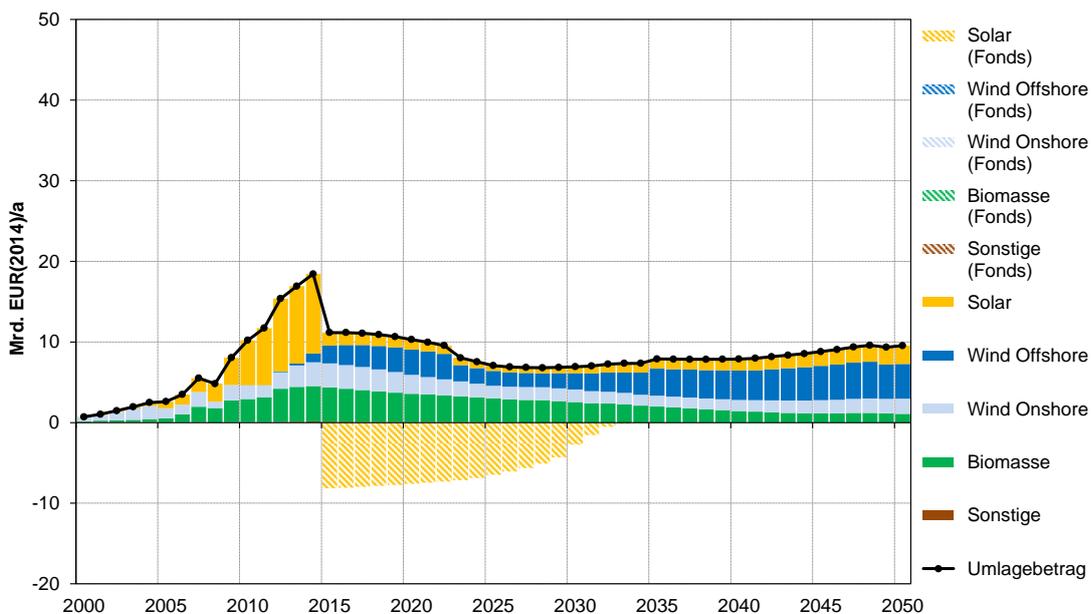
Quelle: Eigene Berechnungen

**Abbildung A3- 8 Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb eines Umlagedeckels in einen Vorleistungsfonds (Strompreisszenario 105 €/MWh), 2000-2050**



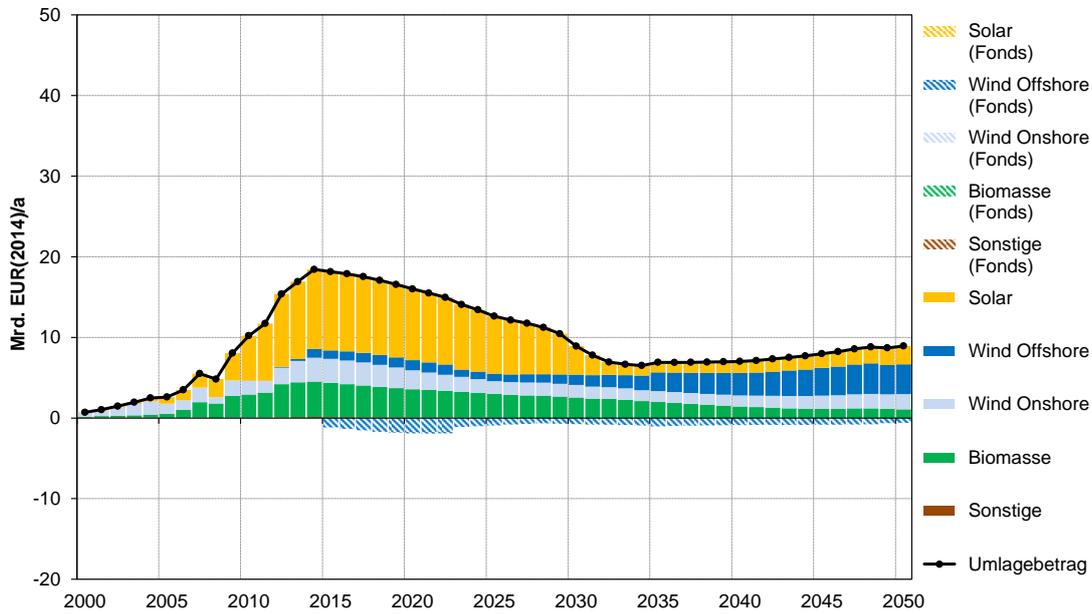
Quelle: Eigene Berechnungen

**Abbildung A3- 9 Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb einer spezifischen Einspeisevergütung für PV in einen Vorleistungsfonds (Strompreisszenario 105 €/MWh), 2000-2050**



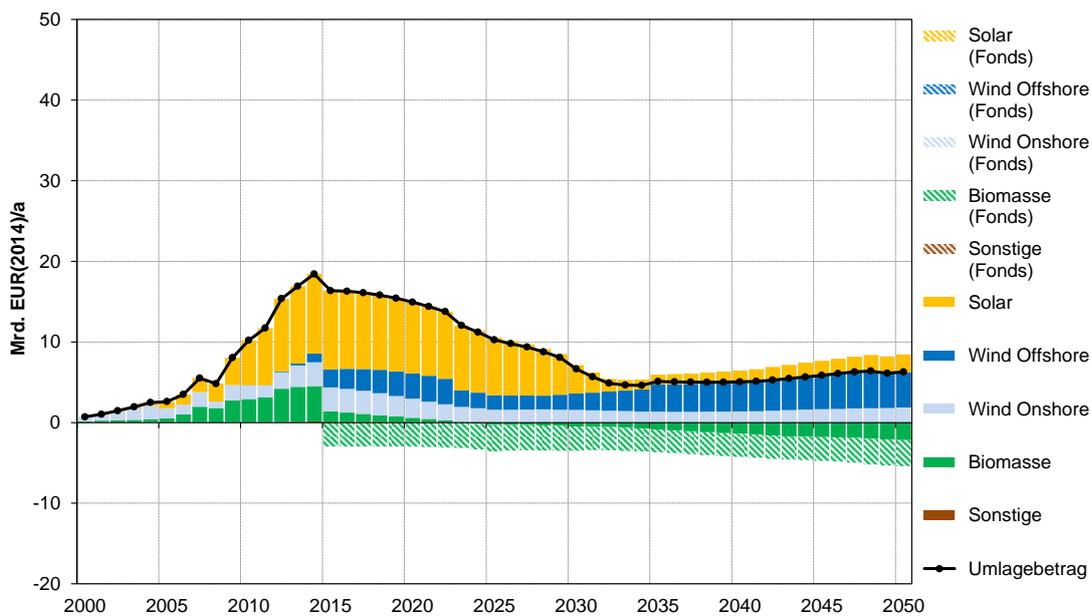
Quelle: Eigene Berechnungen

**Abbildung A3- 10 Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb einer spezifischen Einspeisevergütung für Offshore-Windkraft in einen Vorleistungsfonds (Strompreisszenario 105 €/MWh), 2000-2050**



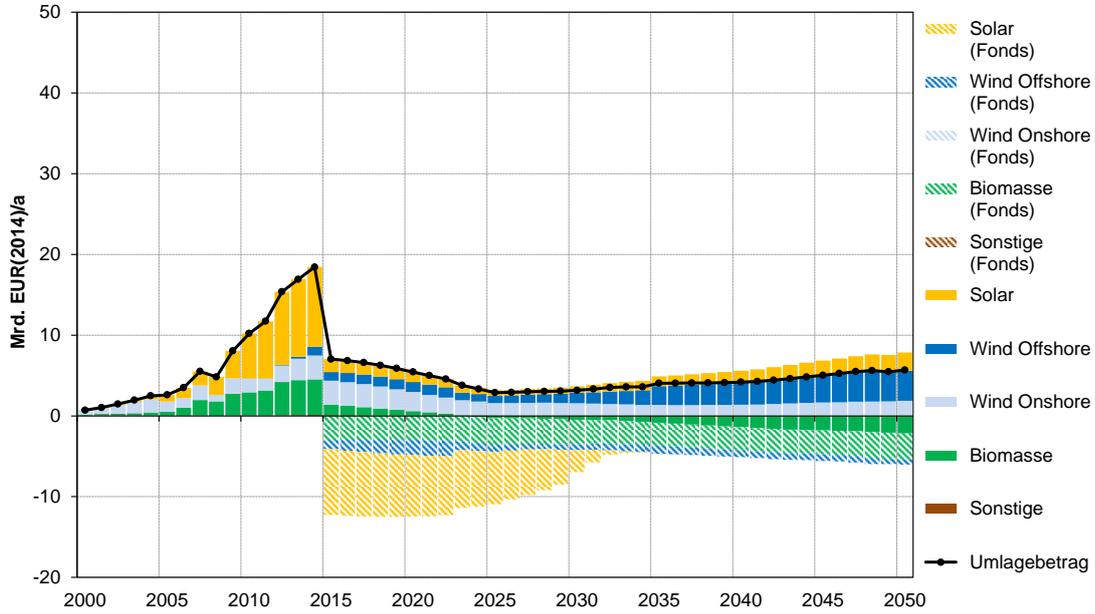
Quelle: Eigene Berechnungen

**Abbildung A3- 11 Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb einer spezifischen Einspeisevergütung für Biomasse in einen Vorleistungsfonds (Strompreisszenario 105 €/MWh), 2000-2050**



Quelle: Eigene Berechnungen

**Abbildung A3- 12 Differenzkosten bei einer Übernahme aller Zahlungsverpflichtungen oberhalb einer spezifischen Einspeisevergütung für PV, Offshore-Windkraft und Biomasse in einen Vorleistungsfonds (Strompreisszenario 105 €/MWh), 2000-2050**



Quelle: Eigene Berechnungen