

Kurzstudie

Analyse möglicher EEG-Umlage-erhöhender Faktoren und der Berechtigung von aktuellen Strompreiserhöhungen durch das EEG

Auftraggeber: Fraktion Bündnis 90 / Die Grünen
Deutscher Bundestag
11011 Berlin

Auftragnehmer: IZES gGmbH
Institut für ZukunftsEnergieSysteme
Eva Hauser, Juri Horst
Altenkesseler Str. 17
66115 Saarbrücken
Tel.: +49-(0)681-9762-840
Fax: +49-(0)681-9762-850
[Email hauser@izes.de](mailto:hauser@izes.de); horst@izes.de

Autoren: Eva Hauser, Juri Horst, Jörg Frantzen, Martin Luxenburger, Alexander Zipp

Saarbrücken, den 12.10.2011

Inhaltsverzeichnis

| | |
|---|-----|
| Inhaltsverzeichnis | II |
| Abbildungsverzeichnis | III |
| Tabellenverzeichnis | IV |
| 0 Zusammenfassung | 1 |
| 1 Einleitung | 3 |
| 2 Generelle Einflussfaktoren auf die Höhe der EEG-Umlage | 5 |
| 2.1 Grundlagen der Abschätzung der EEG-Umlage 2012 | 7 |
| 2.2 Variation verschiedener Parameter der EEG-Umlage 2012 | 8 |
| 3 Endogener Einflussfaktor: die Menge an PV-Strom | 13 |
| 4 Spezifische Einflussfaktoren auf die umlagebelegte Strommenge | 21 |
| 4.1 BesAR | 21 |
| 4.2 Eigenerzeugung | 23 |
| 4.3 Marktprämie | 25 |
| Literaturverzeichnis | 29 |
| Anhang | 31 |

Abbildungsverzeichnis

| | | |
|--------------|---|----|
| Abbildung 1: | Abschätzung der EEG-Umlagen-Entwicklung und der Anteile weiterer Kostenpositionen | 12 |
| Abbildung 2: | Durchschnittliche PV-Einspeisung und durchschnittlicher Spot-Markt-Preis für Juli, August und September 2011 | 14 |
| Abbildung 3: | Entwicklung des Verhältnisses der EPEX-'Peak'-Preise zu den 'Base'-Preisen je Tagesstunde seit 2007 | 15 |
| Abbildung 4: | durchschnittlich höchste bzw. geringste PV Einspeisung an drei Tagen im September 2011 + EEX Preise | 17 |
| Abbildung 5: | Monatliche Marktwerte PV seit August 2010 | 19 |
| Abbildung 6: | Auf Basis der Anträge sich ergebene Anteile der stromintensiven Branchen an der insgesamt privilegierten Strommenge innerhalb der BesAR für 2011 (BMU 2011) | 22 |
| Abbildung 7: | PV-Einspeisewerte im September 2011 | 31 |
| Abbildung 8: | höchste bzw. niedrigste PV-Einspeisung an drei Tagen im September 2011 + EEX-Preise | 31 |

Tabellenverzeichnis

| | |
|--|----|
| Tabelle 1: Eingangsparameter für die Ermittlung der Einzelauswirkung auf die EEG-Umlage | 9 |
| Tabelle 2: Entwicklung der EEG-Umlage Variation einzelner Faktoren..... | 10 |
| Tabelle 3: Verhältnis der EPEX-Peak- zu den Base-Werten und installierte PV-Leistung..... | 15 |
| Tabelle 4: Vergleich der drei sonnenärmsten und sonnenreichsten Werktage in September 2011 | 18 |
| Tabelle 5: Managementprämie der Marktprämie..... | 26 |
| Tabelle 6: ÜNB-Kosten der EEG-Vermarktung | 27 |

0 Zusammenfassung

Im ersten Paragraphen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) ist – und dies unverändert seit dem EEG 2004 – die Zielsetzung des Aufbaus einer nachhaltigen Entwicklung der Energieversorgung formuliert. Als Mittel zum Umbau des Stromsystems wählt der Gesetzgeber im und mit dem EEG die sukzessive Steigerung des Anteils der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung.

Dieses politische Ziel der Steigerung des Anteils der Erneuerbaren Energien (EE) an der Stromversorgung wird allzu häufig außer Acht gelassen, wenn es in tagespolitischen Debatten um diverse Aspekte der Umsetzung des EEG geht.

Stattdessen wird die öffentliche Diskussion um das EEG häufig auf eine einzelne Zahl als Gradmesser für die Kosten des Umbaus der Stromversorgung reduziert: die EEG-Umlage. Dieser Einzelindikator, gemessen in „Cent pro Kilowattstunde“ lässt nicht nur den vielfältigen, und vom EEG postulierten, Nutzen der EE außer Acht. Zusätzlich gibt der Indikator „EEG-Umlage“ keine Information darüber, wer in welcher Form an den Kosten des EEG beteiligt wird (oder eben nicht) bzw. wer wie vom EEG – durch implizite oder explizite – Effekte profitiert.

Dieser Aspekt des Nutzens der Erneuerbaren Energien, der nicht durch die EEG-Umlage ausgedrückt werden kann, ist - genauso wie die Frage danach, auf wie vielen und auf wessen Schultern die Umlage verteilt wird - die Leitfrage dieser Kurzstudie. Die Verengung auf die Höhe der Umlage lässt die Tatsache außen vor, dass die Finanzierung des Umbaus der Stromerzeugung auf immer weniger Schultern verteilt wird. Je mehr Ausnahmetatbestände geschaffen und genutzt werden, desto unsolidarischer wird das EEG.

Diese Kurzstudie soll Transparenz für die öffentliche Debatte um die EEG-Umlage schaffen und damit der Öffentlichkeit die Möglichkeit geben, die neue Umlage und ihre Zusammensetzung bewerten zu können. Auch sollen hiermit die Aspekte des Nutzens des EEG und der Erneuerbaren wieder stärker ins Blickfeld der Öffentlichkeit gebracht werden.

Zu diesem Zweck wurde in dieser Kurzstudie eine Abschätzung der angemessenen EEG-Umlagenhöhe unternommen. Ebenso wird auch die Bedeutung verschiedener Faktoren untersucht, die die EEG-Umlage neben den Vergütungen für den gelieferten EEG-Strom beeinflussen. Als besonders bedeutende Einflussfaktoren können die folgenden Faktoren gelten:

- die Diskrepanz zwischen der Senkung der Großhandelspreise durch den EEG-Strom und der damit verbundenen systembedingten Anhebung der EEG-Umlage (Kapitel 3)
- die ‚Besondere Ausgleichsregelung‘ (BesAR, Kapitel 4.1)

- die industrielle Eigenerzeugung (gemäß §37, Abs. 3 v.a. in Verbindung mit der bis 31.08.2011 geltenden Übergangsbestimmung in § 66, Abs. 15 EEG 2012), die unter gewissen Bedingungen die Eigenerzeugung von Strom von der EEG-Umlage befreit (Kapitel 4.2).

Diese Analyse erbrachte die folgenden Ergebnisse:

- Die EEG-Umlage müsste bei einem unterstellten ungefähr gleich bleibenden Wachstum der installierten Leistung an EE (Ausnahme: Zunahme beim Off-shore-Windkraftausbau) für das Jahr 2012 nicht steigen, vielmehr besteht durchaus Potential für eine Verminderung der EEG-Umlage.
- Die Faktoren, die jedoch zu einer möglichen Erhöhung der EEG-Umlage führen könnten, liegen bei Weitem nicht nur im Ausbau der EE begründet, sondern in sonstigen Rahmenbedingungen innerhalb des EEG.
- Die - in der Presse bereits diskutierte - Erhöhung der EEG-Umlage auf knapp 3,6 ct/kWh könnte das Ergebnis mehrerer einzelner Ausnahmetatbestände sein, die alleine genommen nur geringe Auswirkungen haben, in der Summe jedoch zu einer durchaus beträchtlichen Umlagensteigerung führen können.
- Viele dieser Ausnahmetatbestände resultieren aus einer Privilegierung einzelner Wirtschaftszweige oder Verhaltensweisen, deren Zusammenhang mit der Zielsetzung des EEG – dem umweltfreundlichen Umbau der Stromversorgung - nicht wirklich offensichtlich ist.
- Diese Privilegierung Einzelner geht zu Lasten der „Solidargemeinschaft der Umlagenzahler“.
- Umso stärker fällt dann ins Gewicht, dass die Erneuerbaren Energien nachweislich zur Senkung der Stromgroßhandelspreise beitragen. Dieser Vorteil kommt gegenwärtig vor allem den Teilnehmern des Stromgroßhandels zu Gute, während die EEG-Umlagenzahler gegenwärtig bei weitem nicht im gleichen Maß hieran beteiligt werden.
- Es bestehen damit die Gefahren einer zunehmend unsolidarischen Verteilung der Kosten und Nutzen des EEG und die einer (Aus-)Nutzung der EEG-Umlage für politische Ziele, die die eigentliche Zielsetzung des EEG eher diskreditieren oder behindern.

1 Einleitung

„ (1) Zweck dieses Gesetzes ist es, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien zu fördern.

Um den Zweck des Absatzes 1 zu erreichen, verfolgt dieses Gesetz das Ziel, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung mindestens zu erhöhen auf

1. 35 Prozent spätestens bis zum Jahr 2020,
2. 50 Prozent spätestens bis zum Jahr 2030,
3. 65 Prozent spätestens bis zum Jahr 2040 und
4. 80 Prozent spätestens bis zum Jahr 2040

und diese Strommengen in das Elektrizitätsversorgungssystem zu integrieren.“¹

So lautet der erste Paragraph des neuen EEG 2012. Dieser Absatz formuliert damit ein klares politisches Ziel des Gesetzgebers hin zu einer ‚nachhaltigen Entwicklung der Stromversorgung‘ und den damit verbundenen positiven ökologischen und volkswirtschaftlichen Effekten. Als Mittel zur Umsetzung dieser Ziele formuliert der Gesetzgeber einen stetig steigenden Anteil der Erneuerbaren Energien (EE) an der der Stromversorgung.

Dieser politische ‚Auftrag‘ des Gesetzgebers wird allzu häufig außer Acht gelassen, wenn es in aktuellen, tagespolitischen Debatten um diverse Aspekte der Ausgestaltung oder Umsetzung des EEG geht.

So könnte es auch in diesem Jahr 2011 wiederum der Fall sein, wenn mit der Bekanntgabe der neuen „EEG-Umlage“ die Diskussion um das EEG auf eine einzelne Zahl als Gradmesser für die Kosten des Umbaus der Stromversorgung genommen wird. Dieser Einzelindikator, gemessen in „Cent pro Kilowattstunde“ lässt nicht nur den vielfältigen, und vom EEG postulierten Nutzen der EE außer Acht.

Zusätzlich gibt der Indikator „EEG-Umlage“ aber auch keine Information darüber, wer in welchem Form an den Kosten des EEG beteiligt wird oder wer gegebenenfalls wie stark davon ausgenommen wird bzw. wer wie vom EEG – durch implizite oder explizite – Effekte profitiert.

¹ Konsolidierte (unverbindliche) Fassung des Gesetzestextes in der ab 1. Januar 2012 geltenden Fassung unter http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/eeg_2012_bf.pdf

Die Bundestagsfraktion von Bündnis 90/ Die Grünen ist daher an das IZES herangetreten, um die Berechnung der EEG-Umlage 2012 (inkl. einem Ausblick auf 2013) und der verschiedenen darin enthaltenen Komponenten synchron zur Veröffentlichung der Umlage zu untersuchen und damit der Öffentlichkeit die Möglichkeit zu geben, die neue Umlage und ihre Zusammensetzung bewerten zu können.

Die folgende Studie widmet sich daher in einer knappen Form ausgewählten Aspekten dieser Fragestellung.

2 Generelle Einflussfaktoren auf die Höhe der EEG-Umlage

Die im EEG 2009 und in weiten Teilen auch für das EEG 2012 geltende Version der EEG-Umlage wird durch die ‚Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus‘ (kurz „AusglMechV“, vom 17.7.2009) und die sie präzisierende ‚Verordnung zur Ausführung der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus‘ (kurz „AusglMech-AV“, vom 22.2.2010) definiert. Diese legen die Komponenten fest, die in die Berechnung der EEG-Umlage einfließen dürfen.

Die **Ausgabenseite** umfasst im Wesentlichen die Vergütungszahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber (abzüglich der vermiedenen Netzentgelte). Weitere Ausgabenposten sind die Kosten für die notwendige vor- und untertägige Ausgleichsenergie, die Kosten der Prognoseerstellung, Zinszahlungen sowie die Kosten für die notwendige personelle, technische und Handelsinfrastruktur. Dabei machen die Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber 98,6 % (Stand Ende 2010) der gesamten Ausgaben des EEG-Umlagenkontos aus. Auch die Kosten für den untertägigen Ausgleich und die für die Abrechnung der Ausgleichsenergie für den EEG-Bilanzkreis spielen mit gesamt 1,2 % der Umlagenkosten untergeordnete Rollen.

Im Folgenden wird daher davon ausgegangen, dass auch zukünftig der Posten ‚Vergütungszahlungen‘ der weitaus wichtigste auf der Ausgabenseite im Rahmen des EEG-Kontos bleiben wird.

Auf der **Einnahmenseite** sind zwei wesentliche Posten zu verzeichnen: Einerseits die Einnahmen aus der Vor- und untertägigen Vermarktung der EEG-Strommengen, andererseits die Einnahmen aus den Zahlungen der EEG-Umlage der Strom-Letzterverbraucher. Mit Stand Ende 2010 [ÜNB 2011] setzen sich die Einnahmen des EEG-Umlagenkontos zu gut 31 % aus den Einnahmen aus der Vermarktung des EEG-Stroms und zu gut 68 % aus den Umlageeinnahmen der Letzterverbraucher zusammen. Insgesamt stammen rund 99,5 % der Einnahmen aus diesen beiden Posten.

Besondere Beachtung verdient hierbei die Aufteilung der Letzterverbraucher in sogenannte ‚nicht-privilegierte‘ und ‚privilegierte‘ Letzterverbraucher. Um die internationale bzw. intermodale Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Unternehmen des produzierenden Gewerbes bzw. der Schienenbahnen zu erhalten, wird die EEG-Umlage dieser Unternehmen auf Antrag begrenzt.

Für das Jahr 2010 wurden 14,5 % des Letztverbrauchs mit der reduzierten EEG-Umlage von 0,05 Cent je Kilowattstunde begünstigt und mit insgesamt 0,4 % an den Umlagekosten beteiligt. Gemäß der Umlageprognose der ÜNB für 2011 [ÜNB 2010a] wird dieser Anteil im Jahr 2011 noch weiter gesenkt: Demnach wären die privilegierten Letztverbraucher für 15,5 % des gesamten Letztverbrauchs verantwortlich, würden jedoch nur 0,3 % der Umlagekosten tragen.²

Ebenso stellen

- die Mengen direkt vermarkteten EEG-Stroms gemäß § 17 EEG (im EEG 2012 zur gleitenden Marktprämie gemäß §33 a-i weiterentwickelt),
- die umlagebefreiten Mengen im Rahmen des § 37, Abs. 1, Satz 2 („Grünstromprivileg“, im EEG 2012 im § 39 zu finden),
- die Auswirkungen des PV-Direktverbrauchs gemäß §33, Abs. 2 EEG 2009 und 2012 und
- die industrielle Eigenerzeugung (gemäß §37, Abs. 3 in Verbindung mit der bis 31.08.2011 geltenden Übergangsbestimmung in § 66, Abs. 15 EEG 2012), die unter gewissen Bedingungen Eigenerzeugung von Strom von der EEG-Umlage befreit

sowohl ex-ante als auch ex-post bedeutende Unsicherheitsfaktoren für die Prognose und Berechnung der EEG-Umlage dar. Alle vier EEG-Paragrafen ermöglichen – wenn auch auf unterschiedliche Art – die Auskopplung von EEG-Strommengen (inkl. der mit ihnen jeweils verbundenen Einnahmen bzw. Ausgaben) aus der EEG-Umlage.

Bei der Einnahmenseite sind daher bislang vor allem die zwei wesentlichen Posten „Einnahmen aus der Vermarktung des EEG-Stroms“ und „Einnahmen aus der Zahlung der EEG-Umlage“ zu beachten.

In den folgenden Kapiteln werden daher die oben geschilderten Auswirkungen dieser weiteren Parameter auf die EEG-Umlage in den Jahren 2012 und 2013 untersucht, um herauszufinden, welchen Anteil diese, je nach Ausprägung, erzielen könnten.

² Nicht berücksichtigt ist hierin die angenommene Umlagebefreiung im Rahmen des sogenannten Grünstromprivilegs des § 37, Abs. 1, Satz 2.

2.1 Grundlagen der Abschätzung der EEG-Umlage 2012

Grundlage bildet zunächst das seitens der ÜNB veröffentlichte EEG-Mengentestat auf Basis von Wirtschaftsprüferbescheinigungen. Hieraus können die jeweiligen historischen Strommengen und durchschnittlichen EEG-Vergütungszahlungen der EE-Stromerzeugung entnommen werden. Dem gegenüber gestellt wird in einem nächsten Schritt die Erzeugungsleistung, die der durch die ÜNB veröffentlichte Anlagentabelle mit Stand 31.12.2010 unter Berücksichtigung der dort notierten Anlagenabgänge entnommen wurde.

Angesichts der hier betrachteten kurzzeitigen Entwicklung von 2011 bis 2013 ist ein Rückgriff auf die bestehenden Langfristszenarien an dieser Stelle weniger zielführend. Vielmehr wird der bestehende und künftige Zubau in 2011 sowie für 2012 und 2013 auf Basis folgender aktueller Quellen abgeschätzt:

Wasserkraft: Das Ausbaupotenzial bei Wasser wird als nur sehr gering eingeschätzt und in den weiteren Annahmen als vernachlässigbar eingestuft.³

Biomasse: Hier wird sich an die Ergebnisse von Thrän et al. (2011) im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts angelehnt (vgl. dort Tab. 2). Der Zubau 2010 mit rund 460 MW_{el} wird jährlich bis 2013 fortgeschrieben.

Wind onshore: Die Annahmen beruhen auf der Einschätzung des Bundesverband WindEnergie e.V. (BWE), wobei hier der untere Wert der BWE-Annahmen mit einem jährlichen Zubau von rund 1.800 MW_{el}/a unterstellt wurde.

Wind offshore: Die bis Mitte des Jahres 2011 seitens der DEWI-GmbH – Deutsches Windenergie-Institut angegebenen 210 MW_{el} an installierter Leistung auf See werden bis Ende des Jahres fortgeschrieben. Auf Grundlage der Annahme „Basisszenario“ des BWE, das einen Zubau um 3.000 MW_{el} bis 2015 abschätzt, werden für die Folgejahre die jeweils doppelte Menge des Vorjahres unterstellt, d.h, für 2012 ein Zubau von rund 840 MW_{el} und für 2013 ein Zubau von 1.680 MW_{el}.

Geothermie: Die Einschätzung beruht auf der Projektliste des Bundesverbands für Geothermie (GtV) (Status Dezember 2010), hier im Besonderen auf den sich im Bau befindlichen Anlagen. In einer Kurzsrecherche wurden die dort angegebenen Projekte in Bezug auf ihren Baufortschritt und voraussichtliche Inbetriebnahme eruiert und entsprechend auf die Jahre 2011 bis 2013 verteilt.

³ Vgl. auch Tab. 4.2 in Dumont 2011

Photovoltaik: Der hier unterstellte Ausbau erfolgt entsprechend der seitens der Bundesnetzagentur (BNetzA) veröffentlichten Zubaustatistik PV, wobei der Ausbau von August 2010 bis Juli 2011 mit 5.300 MW als Grundlage gedient hat. Dieser Zubau wird ebenfalls für 2012 und 2013 unterstellt.

Deponie-/Klär-/Grubengas: Das Ausbaupotenzial wird als nur sehr gering eingeschätzt - eher ist mit einem Rückgang der Einspeisung aufgrund des derzeit gültigen Rechtsrahmens zur Deponierung von Abfällen zu rechnen - ein weiterer Zubau wird folglich nicht unterstellt.⁴

Ein weiterer Detaillierungsgrad in Anlagengrößen oder eingesetzte Stoffe erfolgt in dieser Kurzstudie aufgrund der damit verbundenen Komplexität der Fragestellung nicht. Aufgrund des kurzfristigen Ausblicks bis 2013 ist davon auszugehen, dass sich die Auswirkungen in Grenzen halten werden. Die aus dem EEG-Mengentestat ermittelbaren Durchschnittsvergütungssätze sowie die über die Anlagenliste ermittelten durchschnittlichen Vollbenutzungsstunden berücksichtigen die bisherige Verteilung bei den einzelnen Technologien bereits, so dass diese in erster Näherung für die Fortschreibung herangezogen werden können.

2.2 Variation verschiedener Parameter der EEG-Umlage 2012

Aufgrund der zahlreichen Annahmen erscheint es sinnvoll, die Sensitivität der verschiedenen Einflussfaktoren

- EEG-Strommenge (gleichverteilt auf die verschiedenen Technologien)
- Grünstromvermarktung
- Direktvermarktung (in Anlehnung an ÜNB 2011) und
- Besondere Ausgleichsregelung (kurz BesAR; gleichverteilt zwischen Strommengen unter und Strommengen über 10 GWh/a, jeweils nur bezogen auf das produzierende Gewerbe)

durch eine Variation der Strommengen in 5 %-Schritten im Spektrum von - 15 % bis + 15 % zu testen.

Ein weiterer bedeutender Einflussfaktor – der hier nicht in weiteren Variationen untersucht wurde - ist der Nettostrombezug aus dem öffentlichen Netz. Da dieser die Basis bei der Ermittlung der EEG-Umlage bildet, über die – abzüglich der Strom-

⁴ Eigene Annahmen, vgl. aber auch Schmidt et al. 2011

mengen der privilegierten Industrie unter BesAR sowie der Grünstromprivilegierung – die Kosten des EEG verteilt werden, steigt bzw. sinkt mit dieser Annahme die EEG-Umlage entsprechend deutlich. Als Näherungswert wurde die Annahme der ÜNB vom 15.10.2010 mit 482,5 TWh herangezogen. Aus der Gegenüberstellung der Einnahmen in den Monaten Januar bis September der beiden Jahre 2010 und 2011 sowie den jeweils gültigen EEG-Umlagen (2,047 ct/kWh und 3,53 ct/kWh) konnte eine Zunahme des Strombedarfs von rund 5 % ermittelt werden. Für 2012 wird daher ein Nettostrombezug über das öffentliche Netz von rund 507 TWh unterstellt.

Die nachfolgende Matrix stellt die jeweilige EINZELAUSWIRKUNG der Variation dar. Dabei wird – entsprechend dem Aufbau des Berechnungstools – nicht die EEG-Strommenge, sondern die EEG-Gesamtvergütung dargestellt.

| 2012 | Einheit | -15% | -10% | -5% | 0% | 5% | 10% | 15% |
|--|----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| EEG-Vergütungszahlungen (Veränderungen bezogen auf den Zubau) | Mio. €/a | 16.411 | 16.529 | 16.647 | 16.765 | 16.883 | 17.001 | 17.119 |
| Grünstrom (nur EE-Anteil) | GWh/a | 9.207 | 9.748 | 10.290 | 10.831 | 11.373 | 11.914 | 12.456 |
| Direktvermarktung | | 9.207 | 9.748 | 10.290 | 10.831 | 11.373 | 11.914 | 12.456 |
| BesAR | | 70.541 | 74.690 | 78.840 | 82.989 | 87.138 | 91.288 | 95.437 |

| 2013 | Einheit | -15% | -10% | -5% | 0% | 5% | 10% | 15% |
|--|----------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|--------|
| EEG-Vergütungszahlungen (Veränderungen bezogen auf den Zubau) | Mio. €/a | 18.375 | 18.621 | 18.868 | 19.116 | 19.366 | 19.618 | 19.870 |
| Grünstrom (nur EE-Anteil) | GWh/a | 9.207 | 9.748 | 10.290 | 10.831 | 11.373 | 11.914 | 12.456 |
| Direktvermarktung | | 9.207 | 9.748 | 10.290 | 10.831 | 11.373 | 11.914 | 12.456 |
| BesAR | | 70.541 | 74.690 | 78.840 | 82.989 | 87.138 | 91.288 | 95.437 |

Tabelle 1: Eingangsparameter für die Ermittlung der Einzelauswirkung auf die EEG-Umlage

Die nachfolgende Tabelle 2 gibt die sich aus den Einzelfallbetrachtungen ergebenden Auswirkungen auf die EEG-Umlage wieder. Es zeigt sich, dass die EEG-Vergütungszahlungen sowie die BesAR die EEG-Umlage von den hier betrachteten Faktoren am meisten beeinflussen, wobei zunächst die Direktvermarktung bei dieser Betrachtung außen vor bleibt.

Da die Direktvermarktung (§§ 33 a – i) als neue unbekannte Einflussgröße mit hinzu kommt – die von den ÜNB angegebene Leistung zur Direktvermarktung⁵ wird laut

⁵ siehe „Informationen zur Direktvermarktung nach § 17 EEG“ unter http://www.eeg-kwk.net/de/file/Direktvermarktung2011_Stand20110921.pdf

Branchenangaben heute fast ausschließlich im Rahmen der Grünstromprivilegierung eingesetzt – wird hier zur ersten Einschätzung die gleiche Gesamtstrommenge wie bei Grünstrom nach dem § 39 EEG 2012 unterstellt. Dabei wird unterstellt, dass die Anlagen, die in die Direktvermarktung gehen, die jeweils energieträgerspezifische Durchschnittsvergütung erhalten.⁶ Dies hat dann gegenüber der Betrachtung ohne die Direktvermarktung nach §§ 33 a – i zunächst einen nur geringen Anstieg der EEG-Umlage zur Folge. Die zusätzliche Untersuchung der Sensitivität dieser Strommengen auf die EEG-Umlage (d.h. Veränderungen um rund +/- 1.600 GWh) fällt gegenüber dem unterstellten Ausgangswert von rund 10.800 GWh an Direktvermarktung zumindest in dem hier untersuchten Bereich von -15 % bis +15 % gering aus.

| Einzelauswirkung auf EEG-Umlage 2012 | Einheit | -15% | -10% | -5% | 0% | 5% | 10% | 15% |
|---|---------|------|------|------|------|------|------|------|
| EEG-Vergütungszahlungen (Veränderungen bezogen auf den Zubau) | ct/kWh | 2,93 | 2,96 | 2,99 | 3,02 | 3,04 | 3,07 | 3,10 |
| Grünstrom (nur EE-Anteil) | | 2,98 | 2,99 | 3,00 | 3,02 | 3,03 | 3,04 | 3,05 |
| Direktvermarktung | | 3,03 | 3,03 | 3,03 | 3,03 | 3,03 | 3,03 | 3,03 |
| BesAR | | 2,93 | 2,96 | 2,99 | 3,02 | 3,05 | 3,08 | 3,11 |

| Einzelauswirkung auf EEG-Umlage 2013 | Einheit | -15% | -10% | -5% | 0% | 5% | 10% | 15% |
|---|---------|------|------|------|------|------|------|------|
| EEG-Vergütungszahlungen (Veränderungen bezogen auf den Zubau) | ct/kWh | 3,48 | 3,54 | 3,60 | 3,67 | 3,73 | 3,79 | 3,86 |
| Grünstrom (nur EE-Anteil) | | 3,63 | 3,64 | 3,65 | 3,67 | 3,68 | 3,69 | 3,71 |
| Direktvermarktung | | 3,68 | 3,68 | 3,68 | 3,68 | 3,68 | 3,68 | 3,68 |
| BesAR | | 3,53 | 3,57 | 3,62 | 3,67 | 3,72 | 3,77 | 3,82 |

Tabelle 2: Entwicklung der EEG-Umlage Variation einzelner Faktoren

Die im Bezug auf die EEG-Umlage von einzelnen Einflussfaktoren erzeugten „Mehrkosten“ sind in Abbildung 1 als Schätzgrößen dargestellt. Der größte Posten ist zunächst die EEG-Umlage, die sich ergeben würde, wenn es das Grünstromprivileg, die Direktvermarktung sowie die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) nicht gäbe.

Die Eigenstromerzeugung (z.B. industrieeigene Kraftwerke) ist von der EEG-Umlage ausgenommen. Sie macht - je nach Quelle, denn statistische Erhebungen liegen

⁶ Dabei ist zu beachten, dass Arbitragegewinne im Rahmen der Marktprämie eben nur dann erzielt werden können, wenn die Anlagenvergütungen unter den erzielbaren Preisen und den verschiedenen Strommärkten liegen. (vgl. hierzu Kapitel 4.3) Die Berechnung dieser möglichen Auswirkungen ist jedoch nicht Gegenstand dieser Studie.

nicht vor - etwa 0,15 ct/kWh bis 0,3 ct/kWh aus. Sie ist hier negativ dargestellt als eine theoretische Größe, um die das EEG bei einer Umlage auf die gesamte Stromerzeugung sinken würde. Damit soll die Auswirkung weiterer industrieller Eigenenerzeugung auf die EEG-Umlage abgeschätzt und im Verhältnis abgebildet werden.

Die BesAR, welche die stromintensive Industrie vor Nachteilen im internationalen Handel dahingehend schützen soll, dass sich das EEG hier nicht negativ niederschlägt, wird derart ermittelt, als dass einerseits der finanzielle Beitrag dieser Industrie, wie auch die damit einhergehende Reduzierung der Umlagebasis (Stromverbrauch) zusätzlich berücksichtigt werden. Ab 2013 ist aufgrund der Ausweitung der BesAR mit einer Zunahme dieses Kostenblocks zu rechnen, da die Anträge unter dem EEG 2012 erst in 2012 selbst für das Jahr 2013 gestellt werden.

Die für die anhängenden Ergebnisse verwendeten Strommengen für Stromabnahmen bis einschließlich 10 GWh/a beziehen sich auf die in Kapitel 6.4 des begleitenden Forschungsvorhabens „Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG - Vorhaben IV, Instrumentelle und rechtliche Weiterentwicklung im EEG“ in Tabelle 6-8 angegebenen Werte. Eine Zunahme der Strommengen über 10 GWh wurde nicht weiter unterstellt. Im Rahmen der Sensitivitätsbetrachtungen werden jedoch verschiedene Ausprägungen diskutiert.

Das Grünstromprivileg und die Direktvermarktung werden in gleicher Weise wie die BesAR – als Einzelauswirkung gegenüber der "EEG-Umlage" – ermittelt.

Da die Summe der Ergebnisse aufgrund dieser Einzelbetrachtungen nicht die gesamte ermittelte EEG-Umlage genau wiedergibt - in Kombination ergeben sich weitere Auswirkungen bei der Ermittlung der EEG-Umlage - werden die Blöcke BesAR und Grünstrom entsprechend ihrer Anteile erhöht, bis die eigentliche EEG-Umlage erreicht wird. Dies wirkt sich aber nur in sehr geringem Maße aus, so dass die Darstellung nur unmaßgeblich beeinflusst wird.

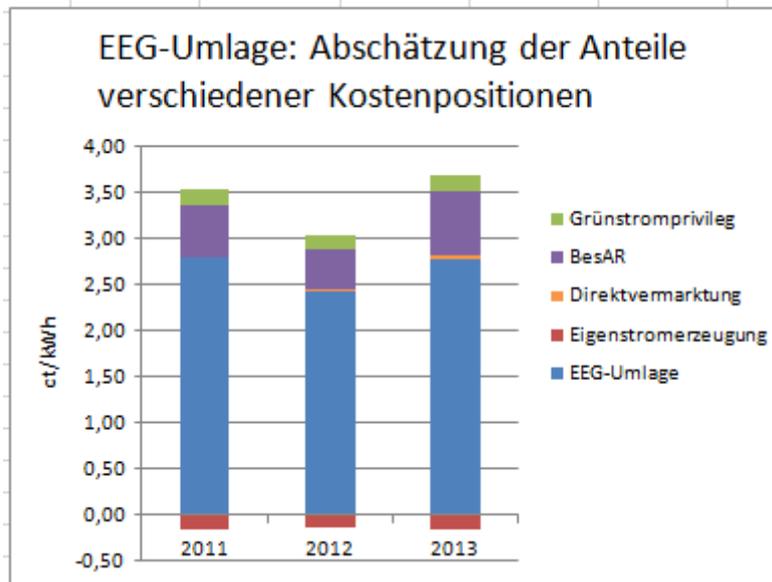


Abbildung 1: Abschätzung der EEG-Umlagen-Entwicklung und der Anteile weiterer Kostenpositionen

Die Absenkung in 2012 rührt bei den hier unterstellten Annahmen u.a. aus dem Beitrag der Grünstromvermarktung her, den es bisher nicht gegeben hat. Zum anderen aus dem hier unterstellten gegenüber 2011 höheren Nettostrombezug aus dem öffentlichen Netz.

Bei Absenkung des Nettostrombezugs auf 485,5 TWh⁷ würde sich die Umlage in 2012 auf 3,19 ct/kWh und in 2013 auf 3,89 ct/kWh erhöhen. Es zeigt sich, dass eine Umlagenerhöhung, wie sie gegenwärtig in der Tagespresse angekündigt wird, nicht zwingend von gegebenenfalls „übermäßig“ steigenden Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber verursacht werden muss. Vielmehr erscheint eine Erhöhung der Umlage durch die Addition vieler, an sich eher geringfügiger „Ausnahmetatbestände“ verursacht. Dies wird im Kapitel 4 näher untersucht.

Zuvor soll jedoch im folgenden Kapitel 3 analysiert werden, inwieweit ‚endogene‘ Einflussfaktoren bei der Berechnung der EEG-Umlage selbst zu einer Erhöhung der EEG-Umlage führen, obwohl diese selbst zu Preissenkungen im Stromgroßhandel führt. Dies gilt für alle EE, wird aber hier am spezifischen Fall der Photovoltaik erläutert.

⁷ Vgl. „Letztverbrauchsmengen“ im EEG-Mengentestat 2010

3 Endogener Einflussfaktor: die Menge an PV-Strom

Neben den oben beschriebenen „Ausnahmetatbeständen“ im EEG beeinflusst der sog. ‚Merit-Order-Effekt‘ der Erneuerbaren Energien wiederum die Einnahmen aus der Vermarktung des EEG-Stroms und damit indirekt die Höhe der EEG-Umlage. Die zunehmende Einspeisung von Strom aus erneuerbaren bzw. v.a. fluktuierenden Energieträgern führt dazu, dass in immer mehr Stunden die EPEX-Preise von den EE gesetzt werden oder ein konventionelles Kraftwerk mit niedrigen variablen Kosten das sog. ‚Grenzkraftwerk‘ bildet. Dabei lassen sich jedoch unterschiedliche Effekte durch die verschiedenen Arten von EE beobachten. Vor allem die heute schon recht charakteristischen Effekte der zunehmenden Menge an PV-Strom sollen hier näher beleuchtet werden, da davon auszugehen ist, dass diese sich in der Zukunft noch verstärken werden.

Die Sonneneinstrahlung und damit die Menge des PV-Stroms erfolgt nach jahreszeitlich und tageszeitlich bedingten Mustern. Die geringsten Mengen an PV-Strom sind dementsprechend in den Morgen- und Abendstunden in der Winterzeit zu erwarten, die Einspeisemaxima zur Mittagszeit in den Sommermonaten. Damit erhält der PV-Strom ein relativ höheres Maß an Vorhersehbarkeit als z.B. der Windstrom, dessen Maxima oder Minima weniger an kalendarische Gegebenheiten gebunden sind. Zusätzlich ist die Bindung des PV-Stroms an das Vorhandensein von Sonneneinstrahlung und damit Tageslicht dahingehend vorteilhaft, dass im Regelfall auch während der Tagesstunden ein höherer Bedarf an Strom vorherrscht.

Gerade diese relativ höhere Vorhersehbarkeit der PV-Einspeisung in Verbindung mit der Deckungsgleichheit von Strombedarf und Sonneneinstrahlung über Tag führt zu recht typischen Effekten des PV-Stroms im gesamten Stromsektor. Abbildung 2 illustriert diesen Effekt für die Monate Juli bis September 2011. Diese Abbildung zeigt die durchschnittliche PV-Einspeisung dieser drei Monate für die einzelnen Tagesstunden als Flächen in der Mitte. Zusätzlich sind die Verlaufskurven der durchschnittlichen Preise am Strom-Spotmarkt für die jeweiligen Tagesstunden darüber gelegt und links davon der durchschnittliche EPEX-Spotmarktpreis für die drei Monate.

Dabei zeigt sich zweierlei:

- Der Verlauf stündlichen Preise an der EPEX weist im Großen und Ganzen ein einheitliches Profil auf: in den Nachtstunden liegen die Preise zumeist sehr niedrig und haben ihren Tiefpunkt in den späten Nachtstunden. Im Verlauf des Morgens steigen sie an, um dann in der Zeit von 8h – 12h ein erstes Hoch zu erreichen. Ab der Mittagszeit hingegen sinken die Preise und erreichen einen spätnachmittäglichen Tiefpunkt um 17h. Danach erreichen sie eine erneute Spitze und steigen dann in den beginnenden Nachtstunden wieder ab.

- Es zeigen sich jahreszeitliche Unterschiede vor allem in den Morgen- und Abendstunden, je nachdem, wie intensiv die Sonneneinstrahlung und damit die PV-Einspeisung morgens und abends im Schnitt ist.

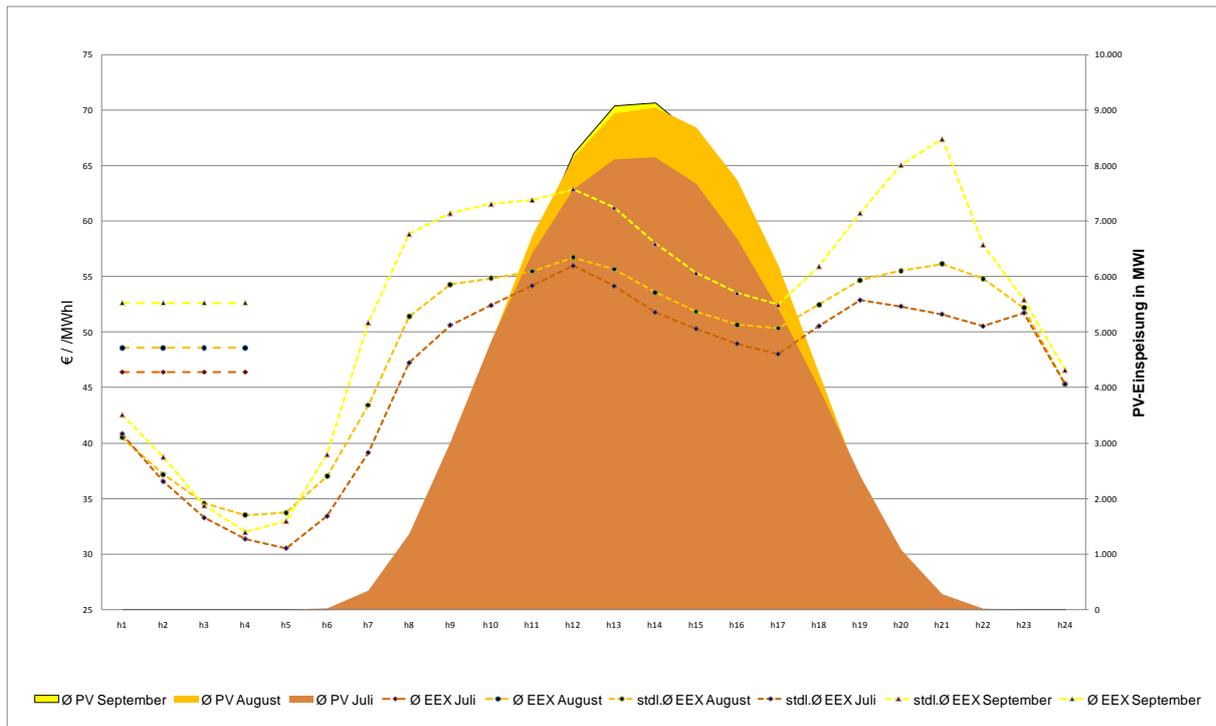


Abbildung 2: Durchschnittliche PV-Einspeisung und durchschnittlicher Spot-Markt-Preis für Juli, August und September 2011

Berechnungen IZES auf Basis von Daten der EEX

Generell lässt sich v.a. feststellen, dass die ‚Peak-Preise‘ (wenn auch tages- und jahreszeitlich differenziert) im Stromspotmarkt an Bedeutung verlieren. In den Strombörsentermini gelten die Stunden von morgens 8 Uhr bis abends 20 Uhr als Peak-Stunden. Dabei zeigt sich, dass die Tagesstunden an der Börse nicht mehr durchgängig wirkliche Hochpreisstunden sind. Dies wird in Abbildung 3 verdeutlicht⁸. Darin ist das Verhältnis der durchschnittlichen Peak-Preise je ‚Peak-Stunde‘ im Vergleich zum durchschnittlichen jährlichen EPEX-Spotmarktpreis dargestellt. Dieses zeigt

⁸ Hierbei ist zu beachten, dass die Werte für 2011 bislang nur bis einschließlich Ende September ermittelt werden können. Es ist zu erwarten, dass sich diese Kurve durch den Einfluss des vierten (herbstlichen) Quartals in ihrem Verlauf der Kurve des Jahres 2010 annähern wird (und die Hochpreiszeiten damit zeitlich leicht nach vorne kommen). Dennoch sei hier die These aufgestellt, dass die Kurve des gesamten Jahres 2011 einen leicht flacheren Verlauf als die des Jahres 2010 haben sollte.

deutlich die Entwicklungen seit 2007. Die Bedeutung der Mittagsspitze hat seither kontinuierlich abgenommen. Gleichzeitig nähern sich die Werte der späten Nachmittagsstunden den Base-Preisen an, während die frühen Abendstunden gegenwärtig die höchsten Preise erzielen.

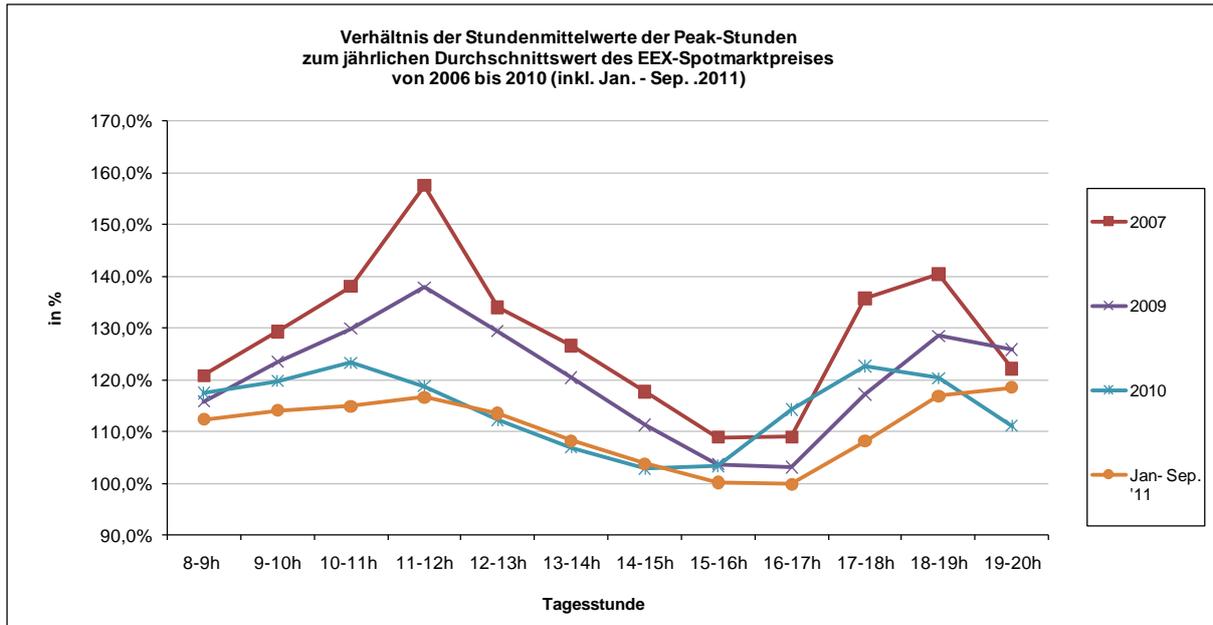


Abbildung 3: Entwicklung des Verhältnisses der EPEX-'Peak'-Preise zu den 'Base'-Preisen je Tagesstunde seit 2007

Berechnungen IZES auf Basis von Daten der EEX

| | Verhältnis Peak- zu Base-Werten im Jahresdurchschnitt | Ø-EPEX-Spotmarktpreis [€/MWh] | inst. PV-Leistung [GW] |
|------|---|-------------------------------|------------------------|
| 2006 | 125,6% | 50,79 | 2,8 |
| 2007 | 128,3% | 37,99 | 4 |
| 2008 | 120,8% | 65,76 | 6 |
| 2009 | 120,5% | 38,85 | 9,8 |
| 2010 | 114,4% | 44,49 | 17 |
| 2011 | 110,6% | 51,53 | 19 ⁹ |

Tabelle 3: Verhältnis der EPEX-Peak- zu den Base-Werten und installierte PV-Leistung

⁹ Stand Ende Juni 2011; Quelle: www.bundesnetzagentur.de

Tabelle 3 zeigt diese Veränderungen wiederum in tabellarischer Form auf und setzt sie mit den installierten PV-Leistungen in Verbindung. Dies gibt bedeutende Hinweise auf einen Zusammenhang zwischen der zunehmenden installierten PV-Leistung und den Veränderungen im ‚Peak-Base-Gefüge‘ am Strom-Spotmarkt.

Dementsprechend ist davon auszugehen, dass die Preise am Spotmarkt generell durch die zunehmenden Mengen an PV-Strom zusätzlich zum Merit-Order-Effekt aller EE unter Druck geraten. Dies soll im Folgenden für den Monat September 2011 beleuchtet werden.¹⁰ Wie in Abbildung 2 ersichtlich, lag die durchschnittliche PV-Einspeisung in den Mittagsstunden im September 2011 sogar leicht über der des Monats August. Da die mittlere Last im bundesdeutschen Stromnetz im Monat September als repräsentativer für das Gesamtjahr gelten kann als die des Monats August¹¹, ist es interessanter, hier die Effekte der PV auf den Strompreis zu betrachten.

Abbildung 4 zeigt einerseits die mittlere PV-Einspeisung an den drei ‚sonnenärmsten¹²‘ und ‚sonnenreichsten‘ **Werk**tagen des Monats September 2011 während der Börsen-Peak-Stunden. Weiterhin sind jeweils die mittleren EPEX-Spotmarktpreise dieser sechs Tage abgebildet, gebündelt nach ‚guten‘ und ‚schlechten‘ PV-Tage.

¹⁰ Im Rahmen dieses Kurzgutachtens ist eine umfassende statistische Analyse über einen isolierten Merit-Order-Effekt der PV nicht machbar. Eine solche Analyse müsste die vielfältigen Faktoren, die den Strom-Spotmarktpreis beeinflussen, integrieren. Nichtsdestotrotz soll diese ‚Momentaufnahme‘ (deren Ergebnisse weiteren Veröffentlichungen des IZES entsprechen, vgl. Hauser/ Leprich 2011 oder IZES 2011, Kap. 3.1) wichtige Hinweise für die politische und wissenschaftliche Diskussion geben.

¹¹ Gemäß der Entso-E-Lastdaten für 2010 (aktuellere liegen gegenwärtig noch nicht vor), lag die mittlere Last im Monat August bei rund 51,9 GW und im September 2010 bei 55,16GW. Im Jahresmittel ergibt sich ein arithmetischer Mittelwert von 55,8 GW.

¹² Der Tag mit der geringsten PV-Einstrahlung im September 2011 ist der Sonntag, der 18.9, mit einem Viertelstundenmaximum von rund 3 GW in der Viertelstunde von 13h45 bis 14h und einer Gesamt-PV-Einspeisung von rund 20,6 GWh. Hier werden zur besseren Vergleichbarkeit der Daten nur Werktage, d.h. weder Samstage noch Sonntage betrachtet.

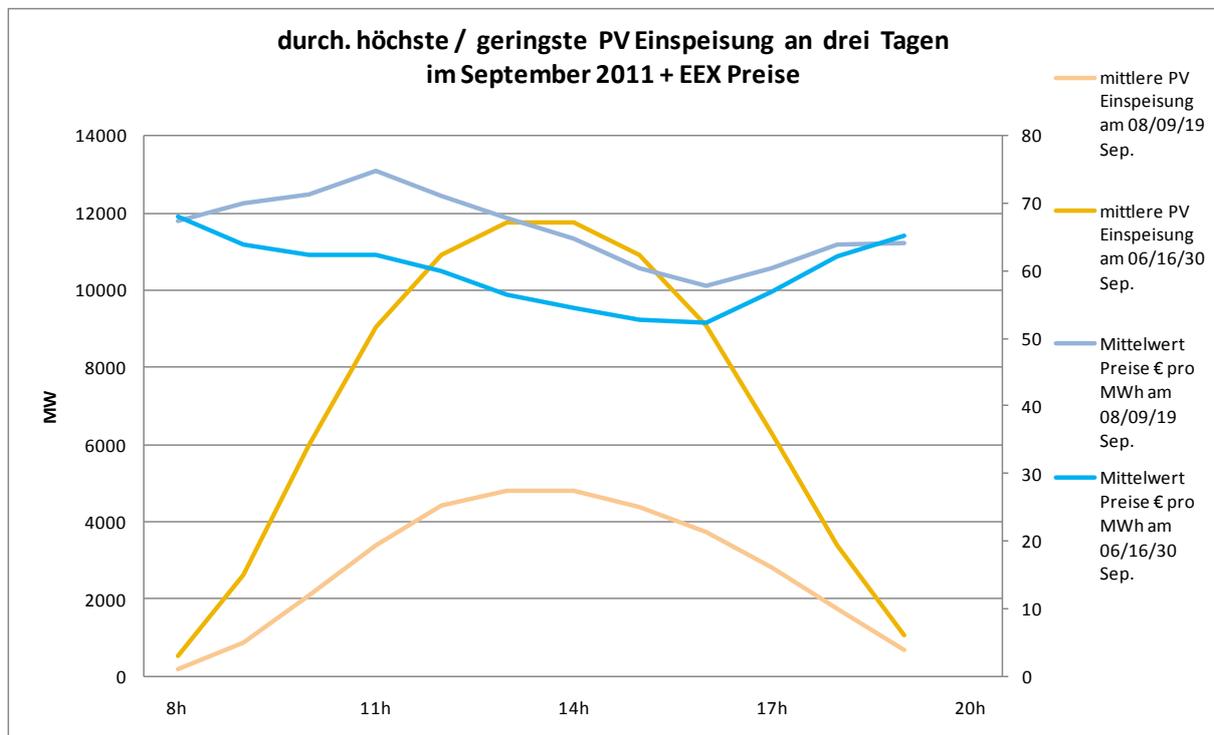


Abbildung 4: durchschnittlich höchste bzw. geringste PV Einspeisung an drei Tagen im September 2011 + EEX Preise

Berechnung IZES auf der Basis der Daten der EEX

In Tabelle 4 sind die gleichen sechs Tage auch tabellarisch zusammengefasst. Dabei ist zu beachten, dass es selbst in den drei ‚sonnenärmsten‘ Werktagen im September 2011 noch PV-Maxima von rund 4,8 GW zur Mittagszeit gegeben hat. Damit können diese Werte nicht dazu dienen, zu zeigen, „wie es ohne PV wäre“¹³. Nichtsdestotrotz zeigen sich noch in diesem Übergangsmonat enorme Unterschiede zwischen ‚viel‘ und ‚wenig‘ PV. (vgl. Abbildung 8 im Anhang)

¹³ Dabei wird in dieser Tabelle der Effekt v.a. der Windeinspeisung nicht beachtet. Die unterste Zeile der Tabelle 4 gibt diese Werte nachrichtlich wieder. Zufälligerweise finden sich ‚spiegelbildlich‘ jedoch jeweils Tage mit recht gut vergleichbaren Winddargeboten. Ebenso ist zu beachten, dass an vier der sechs Tage das PV-Dargebot während der betrachteten Stunden das Winddargebot überschreitet und somit den größeren Effekt auf die Spotmarktpreise haben sollte. Im Anhang (Abbildung 8) findet sich eine Graphik, in der diese sechs Tage auch einzeln dargestellt werden. Darin wird auch u.a. der Einfluss der beiden windreichen Tage (6. und 8.9.) gut veranschaulicht.

| | sonnenarm | | | | sonnenreich | | | |
|---|-----------|-------|-----------|-------|-------------|-------|-----------|-------|
| | 8.9. | 9.9. | 19.9. | Ø | 6.9. | 16.9. | 30.9. | Ø |
| Ø EPEX-Base in € | 50,33 | 61,03 | 61,27 | 57,54 | 46,23 | 58,08 | 57,60 | 53,97 |
| Ø EPEX-Base für alle Werktage in € | 54,74 | | | | | | | |
| Ø EPEX-Peak in € | 57,79 | 68,91 | 71,82 | 66,17 | 51,20 | 64,02 | 63,96 | 59,73 |
| Ø EPEX-Peak für alle Werktage in € | 62,38 | | | | | | | |
| EPEX-Preis zum Zeitpunkt der höchsten PV-Einspeisung in € | 60,0 | 76,5 | 75,81 | 70,77 | 46,93 | 60,97 | 61,74 | 56,55 |
| Höchster PV-Wert in GW | 3,7 | 5,1 | 5,7 | 4,8 | 10,9 | 12,3 | 12,1 | 11,8 |
| Tageeinspeisung ¹⁴ in GWh | 23,9 | 37,4 | 40,4 | 33,9 | 83,5 | 84,1 | 82,8 | 83,5 |
| Nachrichtlich: Windeinspeisung während der Peak-Stunden in GW | 7-11 | 1-2 | 2,5 - 3,5 | | 8 - 14 | 1 - 4 | 1,2 - 1,6 | |

Tabelle 4: Vergleich der drei sonnenärmsten und sonnenreichsten Werktage in September 2011
Zusammenstellung IZES auf Basis der Daten der EEX

- Während der EPEX-Spotmarktpreis an den drei sonnenärmsten Werktagen dieses Monats zum Zeitpunkt der höchsten PV-Einspeisung bei über 70 €/MWh liegt, liegt er an den drei sonnenreichsten bei 56,6 €/MWh.
- Die Differenz der Peak-Werte dieser ‚guten‘ bzw. ‚schlechten‘ PV-Tage liegt bei rund 6,5 €/MWh.

Dementsprechend kann davon ausgegangen werden, dass die PV-Einspeisung mittlerweile einen bedeutenden, eigenen Beitrag zum Merit-Order-Effekt der EE liefert. Sie führt dazu, dass sich die Unterschiede zwischen den sog. ‚Peak-Stunden‘ und den ‚Base-Stunden‘ verringern und v.a. dazu, dass der Strom tagsüber wesentlich günstiger im Stromgroßhandelsmarkt eingekauft werden kann als noch vor Jahren¹⁵. Dies führt dann auch dazu, dass das gewichtete Portfolio der Stromversorger, das

¹⁴ Während der zwölf Börsen-Peak-Stunden

¹⁵ Dabei ist zu beachten, dass dieser Merit-Order-Effekt (neben anderen Faktoren wie der Brennstoff- und CO₂-Zertifikate-Preisentwicklung) auch in die Preisbildung am Terminmarkt einfließt. Gegenwärtig (<http://www.eex.com/en/Market%20Data/Trading%20Data/Power/Phelix%20Futures%20%20Derivatives>; Stand 11.10.2011) liegen die Futures-Notierungen für 2012 bei 56,10, für 2013 bei 55,45 und für 2014 bei 55,78. Dabei ist zu beachten, dass die Preisbildung am Terminmarkt auf Grund der vielen ‚Unbekannten‘ bei der zukünftigen Strompreisbildung einen spekulativen Charakter haben muss. Dies ist jedoch ein zusätzlicher Hinweis darauf, dass die Erzielung von Arbitragegewinnen aus einer möglichen Vermarktung der EE im Terminmarkt als nicht gesichert gelten kann, wenn der Merit-Order-Effekt eben nicht nur den Spot-, sondern auch den Terminmarkt beeinflusst.

sich aus den jeweils notwendigen Anteilen an Base- und Peak-Strom zusammensetzt, im Gesamten günstiger wird. Tabelle 4 zeigt, dass der Unterschied beim Peak-Preis zwischen den sonnenreichsten und den sonnenärmsten Tagen wesentlich größer ist als beim Base. Die Preissenkung durch die PV betrifft folglich das gesamte Einkaufsportfolio der Stromhändler und müsste sich folglich in Preissenkungen für die Endkunden niederschlagen.

Auch wenn im Rahmen dieser Studie eher eine Momentaufnahme gegeben wird und der genuine Merit-Order-Effekt der PV nicht ermittelt werden kann, ist festzustellen, dass der PV-Strom stark preissenkende Effekte im Spotmarkt hat. Hiervon können (neben den traditionellen Stromhändlern) umso stärker die Unternehmen profitieren, die ihren Strom direkt im Großhandel einkaufen können.

Dieser preissenkende Effekt des PV-Stroms hat jedoch genau die gegenteilige Wirkung auf die PV-Umlage: Je geringer die Preise durch die PV werden, desto geringer ist auch der Börsenwert des PV-Stroms und damit die Einnahmen für die EEG-Umlage. Dies wird in Abbildung 5 illustriert. Der sog. Marktwert (und damit die Einnahmen des PV-Stroms bei der EEG-Vermarktung im Spotmarkt) betrug im Schnitt seit August 2010 (seit Bekanntgabe der PV-Einspeisewerte an der EPEX) 110,4 % des durchschnittlichen Spotmarktpreises. Im Jahr 2011 liegt dieser Wert bislang mit 109,1 % noch leicht darunter.

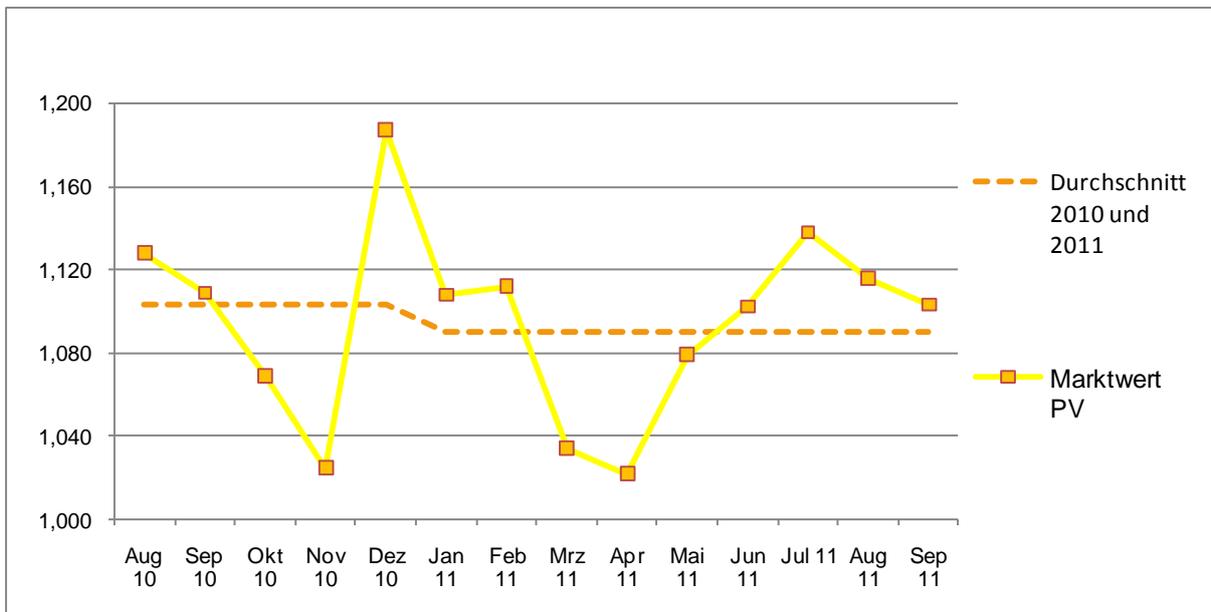


Abbildung 5: Monatliche Marktwerte PV seit August 2010

Berechnungen IZES auf Basis der Daten der EEX

Der oben beschriebene (und im § 1 des EEG angestrebte) preissenkende Effekt der PV begünstigt damit die Teilnehmer am Stromgroßhandelsmarkt in beträchtlichem Maße, wirkt sich aber eher gegenteilig (preiserhöhend) auf die von der Allgemeinheit zu tragende EEG-Umlage aus.

Daher ist es Aufgabe der Politik, diese ungleich verteilten positiven Effekte der PV (bedeutende strompreissenkende Wirkung im Stromgroßhandel vs. steigende Belastung der EEG-Umlagezahler) zu nivellieren und diese Effekte den Umlagezahlern zu Gute kommen zu lassen. Dies ist eine bedeutende Schwäche des Indikators EEG-Umlage in „Cent pro kWh“ bzw. der EEG-Umlage an sich, da die preissenkende Wirkung des EEG nicht bei den umlagezahlenden Endkunden ankommt.

Hier gilt es auch zu bedenken, dass eine leichtfertige Erhöhung der EEG-Umlage zusätzlich das Generieren von Windfall-Profits durch die Energieversorgungsunternehmen vereinfacht, die die Senkung der Großhandelspreise für Strom nicht unbedingt (bzw. nicht im gleichen Maße) an ihre Kunden weitergeben. Die centgenaue Weitergabe der Umlagenhöhe kann dann als Vorwand genommen werden, um v.a. Preiserhöhungen, nicht aber nachweisliche Preissenkungen an die Kunden weiterzugeben.

4 Spezifische Einflussfaktoren auf die umlagebelegte Strommenge

4.1 BesAR

Die Stromkosten der stromintensiven Industrie werden in Deutschland durch eine Reihe von Sonderregelungen begünstigt. Hierzu gehört auch die Besondere Ausgleichsregelung, kurz BesAR. Gemäß dem EEG und der anhängenden Begründung besteht das Ziel dieser Regelung in der Erhaltung der internationalen Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Branchen des produzierenden Gewerbes sowie der intermodalen Wettbewerbsfähigkeit der Schienenbahnen (siehe hierzu auch Abbildung 6).

Die BesAR wird in den Paragraphen 40 bis 44 EEG vom 25. Oktober 2008 in Verbindung mit dem 1. Änderungsgesetz zum EEG (EEG-ÄG) vom 11. August 2010 und der Ausgleichsmechanismus-Verordnung (AusglMechV) vom 17. Juli 2009 geregelt. Begünstigt werden stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes sowie Schienenbahnen, indem diese auf Antrag statt der regulären, einheitlichen EEG-Umlage eine Begrenzung auf 0,05 ct/kWh für den gesamten bzw. für einen Teil des bezogenen Stroms erhalten.

Als Voraussetzung für die Begrenzung gilt, dass die Unternehmen

- mehr als 10 GWh/a an einer Abnahmestelle beziehen und diesen selbst verbrauchen und
- der Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung (SKA/BWS) mehr als 15 % beträgt.

In diesem Fall betrifft die Begünstigung zunächst nur 90 % des von dem antragstellenden Unternehmen bezogenen Stroms. Die übrigen 10 % sind mit der vollen EEG-Umlage von derzeit 3,53 ct/kWh zu begleichen. Erst ab einer Abnahme von

- mindestens 100 GWh Strom pro Jahr und
- einem Stromkostenanteil von mindestens 20 % an der Bruttowertschöpfung

wird der gesamte bezogene Strom auf 0,05 ct/kWh begrenzt. Die Differenz, die sich aus der eigentlichen und der begünstigten Umlage ergibt, wird auf alle nichtprivilegierten Stromendabnehmern gleichmäßig verteilt (rund 0,5 ct/kWh in 2011).

Gemäß der Veröffentlichung des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) wird die BesAR von den Branchen „Herstellung von chemischen Erzeugnissen“ (hier insbesondere die Chlorchemie mit ihrer Elektrolyse), „Papiergewerbe“ (Antriebe für Zelluloseherstellung, aber auch die Trocknungsstra-

ßen), „Erzeugung von Roheisen, Stahl und Ferrolegierungen“ (insbesondere das elektrische Schmelzen) und „Erzeugung und erste Bearbeitung von NE-Metallen“ (hier ebenfalls die Elektrolyseverfahren) genutzt.

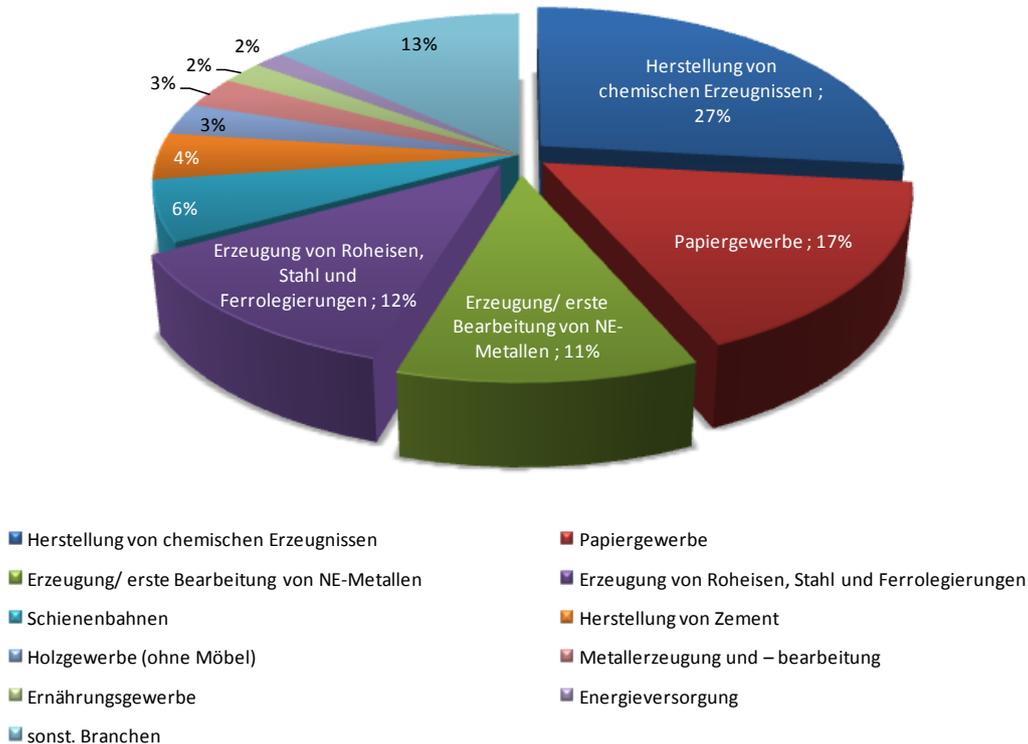


Abbildung 6: Auf Basis der Anträge sich ergebene Anteile¹⁶ der stromintensiven Branchen an der insgesamt privilegierten Strommenge innerhalb der BesAR für 2011 (BMU 2011)¹⁷

Mit dem EEG 2012 (§§ 40 – 44) werden die bisherige Bezugsmengenschwelle von 10 GWh/a auf 1 GWh/a sowie der Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung (SKA/BWS) von 15 % auf 14 % abgesenkt. Aufgrund des Antragsablaufs werden zum ersten Mal in 2012 Anträge nach der neuen Regelung für das Jahr 2013 gestellt werden. Für das Jahr 2012 wurden die Anträge bereits im Sommer 2011 abgegeben, womit sie noch nicht von den neuen Regelungen betroffen sind.

¹⁶ Die Anträge für beispielsweise 2011 basieren auf den Daten des letzten abgeschlossenen Geschäftsjahres, in der Regel auf den Jahresabschlüssen 2009, die in 2010 fertiggestellt wurden. Der dann in 2011 tatsächlich verbrauchte Strom kann z.B. aufgrund wirtschaftlicher Rahmenbedingungen eine ganz andere Entwicklung nehmen.

¹⁷ Eigene Darstellung IZES, bereits auch in Greenpeace 2011 „Abschätzung der Auswirkungen von Strompreiserhöhungen auf Branchen der stromintensiven Industrie“ dargestellt

Eine Abschätzung der ab 2013 hinzukommenden Strommengen fällt aufgrund der verfügbaren statistischen Daten sowie aufgrund des neuen Begünstigungssystems nicht leicht. Während die Regelungen für die Schienenbahnen unverändert bleiben, wird bei Unternehmen des produzierenden Gewerbes mit einem jährlichen Strombezug von mindestens 1 GWh bei einem SKA/BWS von mindestens 14 % auf Antrag die anteilige EEG-Umlage für im Begrenzungszeitraum selbst verbrauchten Strom begrenzt. Die Begrenzung erfolgt:

- bis 10 GWh/a auf 10 % und
- für den Stromanteil über 10 bis einschließlich 100 Gigawattstunden auf 1 % der nach § 37 Absatz 2 ermittelten EEG-Umlage sowie
- für den Stromanteil über 100 Gigawattstunden auf 0,05 Cent für jede weitere Kilowattstunde.

Bei einem jährlichen Stromeigenverbrauch von mindestens 100 Gigawattstunden, wobei das Verhältnis der Stromkosten zur Bruttowertschöpfung mehr als 20 % betragen hat, wird die nach § 37 Absatz 2 ermittelte EEG-Umlage auf 0,05 Cent je Kilowattstunde für den gesamten Strombezug – also ab der ersten Kilowattstunde - begrenzt.

4.2 Eigenerzeugung

Neben der BesAR gibt es für energieintensive Unternehmen einen weiteren Tatbestand im EEG, mit dem sie die EEG-Umlage umgehen können. Dabei handelt sich um die Eigenerzeugung von Strom, auf den keine EEG-Umlage zu entrichten ist.

Diese Regelung beruht auf §37 des EEG. Die Umlagebefreiung ist dort nicht explizit aufgeführt, ergibt sich jedoch aus den Regelungen für den bundesweiten Ausgleich. Für die Vergütung der EE-Anlagenbetreiber ist der jeweilige Netzbetreiber verantwortlich, der die Aufwendungen für die Vergütungszahlungen von den Übertragungsnetzbetreibern erstattet bekommt. Darauf folgt ein Ausgleich zwischen den Übertragungsnetzbetreibern. Die Übertragungsnetzbetreiber können schließlich von Elektrizitätsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, anteilig zu dem jeweils an ihre Letztverbraucher gelieferten Strom, die Kosten für diese Ausgaben nach Abzug der erzielten Einnahmen verlangen. Aus dieser Formulierung ergibt sich, dass die Elektrizitätsversorgungsunternehmen nur für die Strommengen die EEG-Umlage zu entrichten haben, die sie an Endverbraucher geliefert haben.

Im Gesetz werden Letztverbraucher, die Strom nicht von einem Elektrizitätsunternehmen beziehen, sondern von einer dritten Person, Elektrizitätsversorgungsunternehmen gleichgestellt (§37 Abs. 6 EEG 2009). Elektrizitätsversorgungsunternehmen müssen allerdings nur für die Strommengen die EEG-Umlage entrichten, die sie an

Letztverbraucher liefern. Ein industrieller Eigenerzeuger, der seinen Strom eben nicht von einem Elektrizitätsversorgungsunternehmen bezieht, gilt nach dem Gesetz selbst als Elektrizitätsversorgungsunternehmen und muss keine EEG-Umlage abführen, da er selbst nicht an einen Letztverbraucher liefert und den Strom auch von keinem anderen Elektrizitätsversorgungsunternehmen bezogen hat.

Da die Eigenerzeugung nicht zur Finanzierung der EEG-Umlage beiträgt, erhöht sich zwangsläufig die Umlage für die übrigen Letztverbraucher. Bisher war es so, dass der Verbrauch eines Unternehmens sogar von der EEG-Umlage befreit war, wenn die Eigenerzeugungsanlage nicht direkt mit der Verbrauchsstelle gekoppelt war, sondern der Strom über das öffentliche Netz geleitet wurde. So war es bisher für Unternehmen mit mehreren Produktionsstandorten nicht nur möglich, die Eigenerzeugung an einem einzigen Standort auch für alle anderen Standorte des Unternehmens durchzuführen und über das öffentliche Netz zu leiten, sondern sich auch an Kraftwerken zu beteiligen oder diese zu pachten, um die EEG-Umlage zu umgehen.

Die industrielle Eigenerzeugung ist zukünftig nach dem neuen EEG 2012 nur noch dann von der Umlage befreit, wenn der Strom nicht über das öffentliche Netz geleitet wird. Dem Missbrauch sollte mit der neuen Regelung Einhalt geboten werden. Jedoch wurde mit einer Übergangsvorschrift (§66 Abs. 15 EEG 2012) ein Bestandschutz für bestehende Konstrukte geschaffen. In der Übergangsvorschrift wurde als Stichtagsdatum der 1. September 2011 aufgenommen, so dass seit Verabschiedung des Gesetzes im Juli 2011 rund zwei Monate Zeit blieben, um weitere „Bestandsanlagen“ zu schaffen und noch unter die Eigenerzeugungsregelung zu schlüpfen. Es ist mindestens ein solcher Fall bekannt, der BEE geht jedoch davon aus¹⁸, dass im Sommer 2011 mehrere Unternehmen im letzten Moment Kraftwerke oder zumindest Anteile davon gemietet oder gekauft haben. Die allgemein zugänglichen Daten lassen hier keine eindeutigen Aussagen zu. Ein verlässliches und aktuelles Kraftwerkskataster gibt es in Deutschland derzeit nicht.

Die Eigenerzeugung bzw. deren Befreiung führen generell dazu, dass sich große Industrieunternehmen, für die sich die Eigenerzeugung lohnt, aus der solidarischen Finanzierung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien entziehen. Die EEG-Umlage ist dadurch für die übrigen Letztverbraucher höher als sie bei einer gleichmäßigeren Verteilung auf den gesamten Stromverbrauch in Deutschland sein müsste. Mit steigender EEG-Umlage wird die Eigenerzeugung für Unternehmen zunehmend attrakti-

¹⁸ Bundesverband Erneuerbare Energien (BEE) zitiert in Schlandt 2011

ver, da die Differenz zu ansonsten umlagepflichtigen Bezugsalternativen größer wird. Es ist davon auszugehen, dass ineffiziente und CO₂-intensive Erzeugungsanlagen, die im „normalen“ Strommarkt nicht konkurrenzfähig wären, durch die Einsparung der EEG-Umlage für die Eigenerzeuger wirtschaftlich werden, mit entsprechenden ökologischen Folgen. Der Umbau des Energiesystems wird damit letzten Endes konterkariert.

Die Umgehung der EEG-Umlage durch die Eigenerzeugung ist für die EEG-Umlage insgesamt ähnlich kritisch zu sehen wie die besondere Ausgleichsregelung. Aufgrund der mangelnden Datenlage ist eine genaue Quantifizierung des umlagesteigernden Effekts der Eigenerzeugung leider nicht möglich. Die steigende Tendenz der EEG-Umlage für die übrigen Letztverbraucher durch die Eigenerzeugung ist hingegen eindeutig. Die verursachungsgerechte Anlastung der Kosten des Umbaus des Stromsystems durch das EEG auf alle Stromverbraucher wird durch den Ausnahmetatbestand der Eigenerzeugung ausgehöhlt. Für die Zukunft wird in einem ersten Schritt eine erhöhte Transparenz über die Eigenstromerzeugung gefordert, um den Effekt auf die EEG-Umlage quantifizieren zu können. Darüber hinaus wird eine generelle Diskussion über die Systemkonformität des Ausnahmetatbestandes der Eigenstromerzeugung im EEG angeregt.

4.3 Marktprämie

Das Marktprämienmodell ist ein Kernelement der aktuell in Bearbeitung befindlichen EEG-Novellierung. Mit der Marktprämie wird das Ziel verfolgt, Einspeiser von EE-Strom in den börslichen Handel zu integrieren und damit einen Anreiz für bedarfsgerechte Einspeisung zu setzen. Jedoch werden die Akteure von den üblichen Vermarktungsrisiken entbunden: Ein Erzeuger in der ursprünglichen Direktvermarktung profitiert von Marktpreisen, die die gesicherte Vergütung übersteigen, trägt aber auch das Risiko für den entgegengesetzten Fall. Die Marktprämie hingegen garantiert jederzeit mindestens den selben Preis wie die ursprüngliche EEG-Vergütung, darüber hinaus wird eine sog. „Managementprämie“ gezahlt für die Kosten der Börsenzulassung, der Handelsanbindung, der Transaktionskosten für die Erfassung der Ist-Werte und die Abrechnung, der IT-Infrastruktur, für das Personal und Dienstleistungen, die Erstellung der Prognosen und für Abweichungen der tatsächlichen Einspeisung von der Prognose.¹⁹

¹⁹ Vgl. EEG 2012, konsolidierte unverbindliche Fassung, Anlage 4

Im Folgenden soll das Modell der gleitenden Marktprämie dem gegenwärtigen Umlageverfahren, insbesondere hinsichtlich der Managementkosten, gegenüber gestellt werden.

Mit einem degressiven Verlauf der Managementprämie sollen mittelfristig Absenkungen der Vermarktungskosten erreicht werden. Die aktuelle EEG-Novelle sieht (vgl. Tabelle 5) folgende Prämiensätze vor:

| PM Management- prämie | <u>2012</u> | <u>2013</u> | <u>2014</u> | <u>ab 2015</u> |
|----------------------------------|--------------------|--------------------|--------------------|-----------------------|
| [in Cent pro kWh] | | | | |
| Steuerbare | 0,3 | 0,275 | 0,25 | 0,0225 |
| Wind Onshore | 1,2 | 1 | 0,85 | 0,7 |
| Wind Offshore | | 1 | 0,85 | 0,7 |
| Solar | 1,2 | 1 | 0,85 | 0,7 |

Tabelle 5: Managementprämie der Marktprämie²⁰

Zur Einordnung dieser Zahlen sollen vergleichend die spezifischen Kosten im bisherigen Umlageverfahren²¹ abgeschätzt werden.

Es ist zwingend zu beachten, dass die beiden gekennzeichneten Ausgabenpositionen erst in der zweiten Jahreshälfte hinzukamen. Aus diesem Grund wurde ihre Jahressumme im Ergebnis „Summe 2b“ überschlagsmäßig verdoppelt. Im Vergleich zu den Prämiensätzen der Marktprämie erzielten die ÜNB im Jahr 2010 deutlich geringere Kosten.

Vermarktungsmodelle für Strommengen aus Erneuerbaren Energien, wie etwa die Direktvermarktung in Reinform oder begleitet von einer gleitenden Marktprämie, haben allesamt gemein, dass die Einspeisung von einzelnen Erzeugungsanlagen prognostiziert und vermarktet werden muss. Hierdurch fallen die aufgezeigten Kostenpositionen mehrfach an. Jeder EEG-Vermarkter wird seine Prognoserisiken in Bezug auf den EEG-Strom in seiner Kalkulation (der Vermarktungskosten) einpreisen. Dabei kann es eintreten, dass das von den Stromkunden zu tragende Risiko in diesem Fall größer ist, da die EEG-Prognosen kleinräumlich tendenziell weniger präzise sind (sofern keine größeren Anlagen-Pools vermarktet werden). Zusätzlich treten nicht, wie im EEG-Konto, Ausgleichseffekte durch die große Zahl auf, sondern die Risiken der einzelnen Vermarkter werden jeweils in ihrem Betrag (negativ oder positiv) kumu-

²⁰ Prämienbeträge gemäß EEG 2012, konsolidierte unverbindliche Fassung, Anlage 4

²¹ Daten entnommen aus dem EEG-Konto für das Jahr 2010 in ÜNB 2011

liert. Dieses verstärkte Risiko im Vergleich zum einheitlichen Ausgleich der Fluktuation im Rahmen des EEG-Kontos muss dann von den EEG-Zählern über die Zahlung der Managementprämie innerhalb der EEG-Umlage erbracht werden.

| | [Mio. €] | Bemerkung |
|--|---------------|-----------------|
| notw. Kosten f. Börsenzulassung und Handelsanbindung | 3,9 | |
| notwendige Transaktionskosten für Erfassung Ist-Werte, Abrechnung, HoBA | 11,7 | |
| notwendige Kosten für IT-Infrastruktur, Personal, Dienstleistungen | 1,95 | * |
| notwendige Kosten für Prognose und Ermittlung EEG-Umlage | 0,18 | * |
| Ausgaben Ausgleichsenergie für den EEG-Bilanzkreis | 67,1 | |
| Summe 1 | 84,83 | |
| Einnahmen aus der Abrechnung der Ausgleichsenergie für den EEG-Bilanzkreis | 55,3 | |
| Summe 2a | 29,53 | |
| Summe 2b (2x 1,95 und 2x 0,18) | 31,66 | |
| Nachrichtlich: EE-Einspeisung 2010 in [GWh] | 101.681 | BMU 23.03.2011 |
| Summe 2a / EE-Einspeisung = in [ct/kWh] | 0,0290 | [ct/kWh] |
| Summe 2b / EE-Einspeisung = in [ct/kWh] | 0,0311 | [ct/kWh] |

* EEG-Konto 2010, Nullwerte bis Juni/August 2010

Tabelle 6: ÜNB-Kosten der EEG-Vermarktung

In Anbetracht der vergleichsweise niedrigeren Kosten pro MWh im Rahmen des geltenden Wälzungsmechanismus nach AusglMechV sollte bei der Bemessung der Höhe der sog. Managementprämie im Rahmen der Direktvermarktung des EEG-Stroms (Anlage 4: Höhe der Marktprämie i.V. mit § 33a-i des neuen EEG 2012²²) auf diese Werte Bezug genommen werden. Eine dezidierte Anpassung der ‚Managementprämie‘ nach unten erscheint im Lichte der obigen Ergebnisse als gerechtfertigt, um Mitnahmeeffekte der Prämienempfänger auf Kosten der EEG-Umlage zu vermeiden. Dies gilt vor allem für bereits bestehende Marktteilnehmer, die über eine existierende Handelsabteilung und ein breit gefächertes Erzeugungs- bzw. Handelsportfolio verfügen. Gerade für diese Gruppe steht zu erwarten, dass sie unberechtigte Zusatzgewinne durch die Managementprämie erzielen können.

²² Vgl. EEG 2012, konsolidierte unverbindliche Fassung

Da das EEG die Bemessung der Managementprämie in das Ermessen des Verordnungsgebers stellt („vorbehaltlich einer Rechtsverordnung auf Grund von §64f, Nr. 3 des neuen EEG²³“), sollte dieser den ihm hier gegebenen Spielraum nutzen.

Sollte dies nicht geschehen, erscheint eine detaillierte Evaluation der Auswirkungen der Managementprämie auf die betroffenen Marktakteure und ihres generellen Nutzens²⁴ umso notwendiger. Diese Bewertung kann auf Grund der vielen möglichen Interaktionen und weiteren Einflussparameter, ex-ante kaum erfolgen. Die mögliche Erhöhung der Kosten des EEG müssten dann

- dem entstehenden Nutzen (neue Marktteilnehmer, angenommene Senkung der Kosten des Ausgleichs der fluktuierenden Erzeugung)
- aber auch den möglichen Unwägbarkeiten (Zu- oder Abnahme des Wachstums der installierten EE-Leistungen, Konservierung des Status quo des bestehenden, inflexiblen fossil-nuklearen Kraftwerksparks, Fragen nach Schaffung von Anreizen zum Bau neuer, flexibler Back-up-Kapazitäten)

gegeneinander abgewogen werden.

²³ Vgl. EEG 2012, konsolidierte unverbindliche Fassung, jeweils für alle EEG-Stromarten geltend

²⁴ So formulierte Alexander Kox von EFET diese Annahme während einer Tagung von BNetzA und Epex Spot am 12.7.2011 folgendermaßen: „Notwendigen finanziellen Anreizen in der Einführungsphase [...] stehen dabei wesentlich höhere volkswirtschaftliche Effizienzgewinne in der Optimierungsphase gegenüber („Wettbewerb der Ideen“ bei der Vermarktung EE)“. S. Kox, Händlersicht, (2011), Folie 7

Literaturverzeichnis

- BMU (2011a) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: „Besondere Ausgleichsregelung im EEG entlastet stromintensive Unternehmen bei ihren Energiekosten - Hintergrundinformationen zur Regelung und Ergebnisse zum Bescheidverfahren für das Jahr 2011“; vom 21.04.2011; verfügbar im Internet unter <http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/46871/20095/>, Stand 21.05.2011
- BMU (2011b) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: „
Stand 21.05.2011
- Dumont 2011 Dumont, U./ Keuneke, R.: „Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG, Vorhaben IId - Spartenspezifisches Vorhaben Wasserkraft; begleitendes Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Ingenieurbüro Floecksmühle, Aachen im Juni 2011
- Greenpeace (2011) Greenpeace e.V. Hamburg: „Abschätzung der Auswirkungen von Strompreiserhöhungen auf Branchen der stromintensiven Industrie“; vom 23.05.2011; verfügbar im Internet unter http://www.greenpeace.de/fileadmin/gpd/user_upload/theme_n/energie/20110521_Greenpeace_Stromkostenanteile.pdf
- Hauser/ Leprich (2011) Strom aus Erneuerbaren Energien – Systemintegration durch Marktintegration? Tagungsbandbeitrag im Rahmen der ComForEn 2011, Wels, 15.9.2011, S. 54-61, unter http://energyit.ict.tuwien.ac.at/data/ComForEn2011/tagungsband/ComForEn_2011_Tagungsband.pdf
- IZES (2011) Abschlussbericht: Systemintegration von Erneuerbaren Energien durch Nutzung von Marktmechanismen im Stromsektor, Forschungsvorhaben FKZ 0325180, gefördert vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, noch unveröffentlichter Entwurf, Saarbrücken, 25.07.2011
- Kox (2011) Kox,A. (EFET): „EEG-Vermarktung aus Händlersicht“, Vortrag im Rahmen des Kongresses „Eineinhalb Jahre EEG-Strom an der Börse“ von Bundesnetzagentur und EPEX-Spot, Berlin, 12.Juli 2011

- Schlandt (2011) Schlandt, J.: „Flucht aus der Ökostrom-Gemeinschaft“ in Berliner Zeitung vom 10.10.2011
- Schmidt et al 2011 Schmidt, M./ Püttner, A./ Musiol, F.: „Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG, Vorhaben I - Spartenübergreifende und integrierende Themen sowie Stromerzeugung aus Klär-, Deponie- und Grubengas; begleitendes Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; ZSW, Stuttgart im Juni 2011
- ÜNB (2011) Übertragungsnetzbetreiber: „Informationen zur Direktvermarktung nach § 17 EEG“; Stand 21.09.2011; verfügbar im Internet unter http://www.eeg-kwk.net/de/file/Direktvermarktung2011_Stand20110921.pdf

Gesetzestexte und Primärdaten:

EEG 2012 http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs-/allgemein/application/pdf/eeg_2012_bf.pdf

www.bundesnetzagentur.de

www.entso-e.org

www.eex.com

Anhang

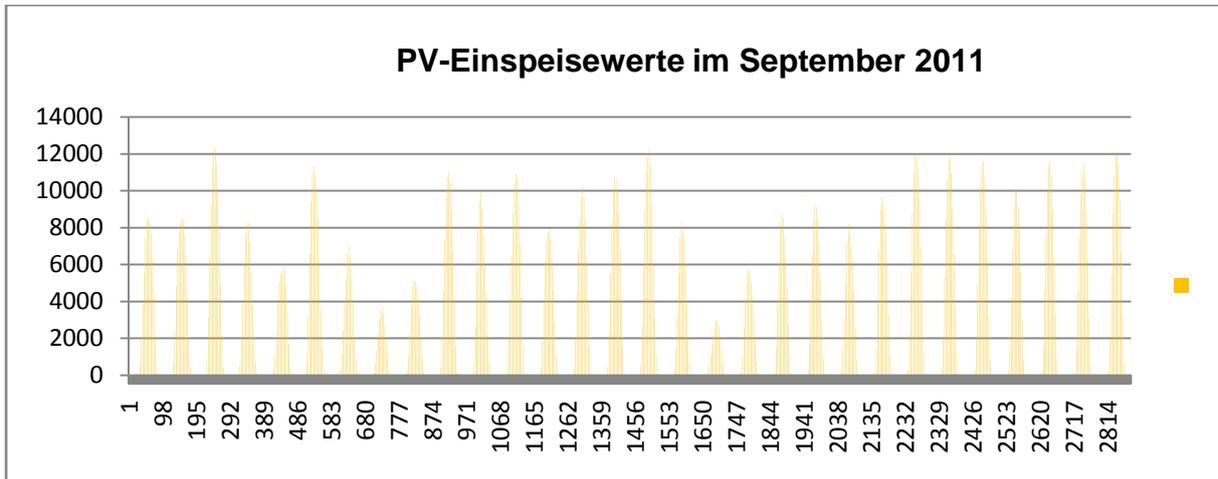


Abbildung 7: PV-Einspeisewerte im September 2011
 Darstellung IZES auf Basis von Daten der EEX

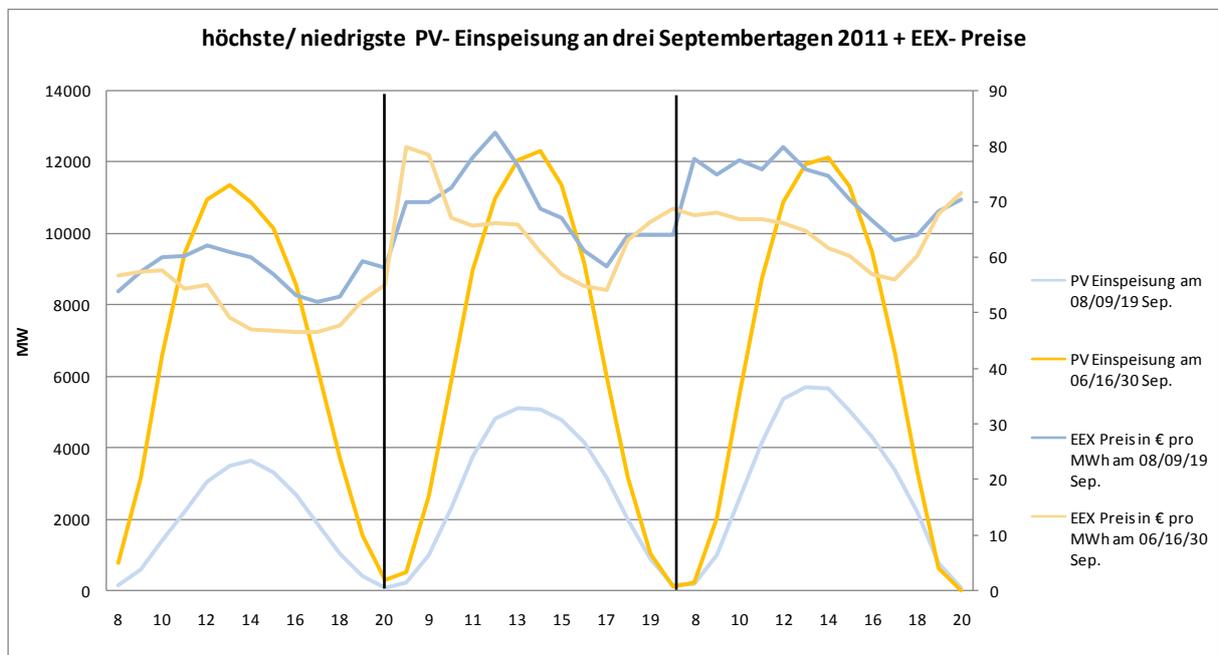


Abbildung 8: höchste bzw. niedrigste PV-Einspeisung an drei Tagen im September 2011 + EEX-Preise
 Berechnung IZES auf der Basis der Daten der EEX