

Kurzgutachten
***Eruierung von Optionen zur Absenkung der EEG-
Umlage***

Auftraggeber: Bundestagsfraktion B90/Die Grünen
Fraktionsgeschäftsführung
Dorotheenstraße 101
11017 Berlin

Auftragnehmer:

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

Autoren: Juri Horst, Eva Hauser
Saarbrücken, den 18.01.2012

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	II
Abbildungsverzeichnis	IV
0 Fazit	1
1 Zusammenfassung der Ergebnisse.....	3
1.1 Bisherige Entwicklung der EEG-Umlage	4
1.2 Zusammenfassung der Vorschläge zu einer Energiewende kompatiblen Absenkung der EEG-Umlage	8
2 Hintergrund und Inhalt der Kurzstudie.....	13
3 Die Entwicklung der EEG-Umlage unter Darstellung einzelner Kostenkomponenten	15
3.1 Vergütungszahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber	17
3.2 Begünstigte Strommengen der Besonderen Ausgleichsregelung.....	18
3.3 Optionen für die Direktvermarktung von EEG-Strom	21
3.3.1 Direktvermarktung	21
3.3.2 Marktprämie (§33g EEG 2012).....	21
3.3.3 Flexibilitätsprämie.....	23
3.3.4 Grünstromprivileg	23
3.4 Liquiditätsreserve.....	24
3.5 Eigenerzeugung.....	26
3.6 Auswirkungen und Anteile der einzelnen Sonderregelungen auf die EEG-Umlage	27
4 Diskussion um Möglichkeiten, eine weitere Erhöhung der EEG-Umlage zu begrenzen	32
4.1 Besondere Ausgleichsregelung	32
4.1.1 Indikatoren zur Bewertung der internationalen Wettbewerbsintensität	33
4.1.2 Modifikation des Eigenanteils in Abhängigkeit der Strombezugsmenge	34

4.1.3	Modifikation des Eigenanteils in Abhängigkeit des Stromkostenanteils	36
4.1.4	Begrenzung der Begünstigung nur auf stromintensive Prozesse, statt auf den gesamten Stromverbrauch an der Abnahmestelle	37
4.1.5	Diskussion einer Anhebung der EEG-Beteiligung privilegierter Abnahmestellen	39
4.1.6	Erneute Einführung einer Deckelregelung	40
4.1.7	Fazit.....	41
4.2	Marktprämie.....	42
4.3	Grünstromprivileg	43
4.3.1	Abschaffung.....	43
4.3.2	Dynamische Begrenzung der Höhe der Umlagebefreiung ²⁸	45
4.3.3	Anteilige Begrenzung	47
4.3.4	Bewertung des Grünstromprivilegs in seiner jetzigen Form	47
4.4	Liquiditätsreserve.....	47
4.5	Eigenerzeugung.....	48
4.6	Alternative Vermarktungsoptionen der erneuerbaren Energien (AusglMechV)	49
4.7	Abschätzung der mittelfristigen Auswirkungen bei einer Streckung der Vergütungsleistungen für PV auf einen Zeitraum von 30 Jahren.	52
	Literaturverzeichnis	56

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 0-1:Änderungen in der EEG-Umlage 2012 im Vgl. zu 2011 in ct./ kWh	2
Abbildung 0-2: abgeleitetes Minderungspotenzial der EEG-Umlage 2012 / 2013(o) / 2013(u) durch Kürzung bei den Sonderumlagen.....	2
Abbildung 1-1: Entwicklung der einzelnen Kostenkomponenten innerhalb der EEG-Umlage auf Basis der von den Übertragungsnetzbetreibern jeweils zu Mitte Oktober veröffentlichten EEG-Umlage; 2013 gemäß den beiden von den ÜNB veröffentlichten oberen und unteren Szenario	6
Abbildung 1-2: abgeleitetes Minderungspotenzial der EEG-Umlage 2012 / 2013(o) / 2013(u) durch Kürzung bei den Sonderumlagen.....	12
Abbildung 3-1: Entwicklung des Anteils an Vergütungszahlungen innerhalb der EEG-Umlage von 2011 bis 2013 auf Basis der Annahmen der ÜNB.....	18
Abbildung 3-2: Entwicklung des Anteils aus der Umverteilung durch die BesAR innerhalb der EEG-Umlage von 2011 bis 2013 auf Basis der Annahmen der ÜNB	20
Abbildung 3-3:Entwicklung des Anteils der Marktprämie innerhalb der EEG-Umlage von 2011 bis 2013 auf Basis der Annahmen der ÜNB	22
Abbildung 3-4:Entwicklung des Anteils der Grünstromprivilegierung innerhalb der EEG-Umlage von 2011 bis 2013 auf Basis der Annahmen der ÜNB.....	24
Abbildung 3-5:Entwicklung des Anteils der Liquiditätsreserve innerhalb der EEG-Umlage von 2011 bis 2013 auf Basis der Annahmen der ÜNB.....	25
Abbildung 3-6:Entwicklung der Mehrkosten innerhalb der EEG-Umlage, die sich aus der Befreiung der Eigenstromerzeugung ergibt, dargestellt von 2011 bis 2013 auf Basis der Annahmen der ÜNB	26
Abbildung 3-7:Entwicklung der einzelnen Kostenkomponenten innerhalb der EEG-Umlage	28
Abbildung 3-8:Gegenüberstellung der EEG-Umlagen ohne Eigenerzeugung im nichtprivilegierten Letztverbrauch (o.Eerz.) und mit Eigenerzeugung im nichtprivilegierten Letztverbrauch (m.Eerz.)	29
Abbildung 3-9:Entwicklung der einzelnen Kostenkomponenten der EEG-Umlage über die ÜNB-Prognosen 2011 bis 2013 (o/u)	29

Abbildung 3-10: Anteile der Kostenkomponenten der EEG-Umlage in den Prognosen 2011 bis 2013	30
Abbildung 4-1: Auswirkungen auf den Eigenanteil, wenn die Strombezugsmenge als aus-schlaggebendes Indiz herangezogen wird.....	35
Abbildung 4-2: Auswirkungen auf den Eigenanteil, wenn die Stromkostenanteil als aus-schlaggebendes Indiz herangezogen wird.....	36
Abbildung 4-3: Entwicklung der EEG-Umlage gemäß den testierten Nachkalkulationen bis einschließlich 2010 und den Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber für 2011 bis 2013.....	39
Abbildung 4-4: Strommengen und EEG-Vergütungsstufen in 2011 (vereinfacht); Quelle: ISI et al 2011, S.50	44
Abbildung 4-5: Anteile der Vergütungszahlungen für PV-Anlagen im Vergleich zur installierten Leistung nach Installationsjahrgängen	55

0 Fazit

In die EEG-Umlage wurden in den letzten Jahren immer stärker Kosten integriert, deren Zweck kaum im Ausbau der Erneuerbaren Energien zu sehen ist. Stattdessen werden Ausnahmetatbestände geschaffen, mit denen Teile der Industrie bzw. der Energiewirtschaft zu Lasten der Gesamtheit der Umlagenzahler von der Zahlung der EEG-Kosten teilweise oder ganz befreit werden. Diese unsolidarische Ausgestaltung des EEG führt dazu, dass die Kosten der Energiewende auf immer weniger Schultern verteilt werden. Diese Mehrkosten zahlen die ‚normalen‘ Stromkunden.

Besonders die EEG-Novelle 2012 führt zu einer Reihe von Mehrkosten, die nicht mit dem Zweck des EEG übereinstimmen und auch keinen sonstigen ökologischen Mehrwert für die Gesellschaft haben. Diese Novelle hat bereits für 2012 zu einer Erhöhung der EEG-Umlage geführt; 2013 sollte hierdurch die EEG-Umlage noch weiter anwachsen. Im Vergleich zu 2011 macht dies je nach Prognose der Übertragungsnetzbetreiber zwischen 0,2 ct/kWh für 2012 und maximal 0,6 ct/kWh für 2013 aus. Diese Kostenkomponenten wachsen deutlich schneller als die Vergütungszahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber.

Als erster und bedeutendster Posten bei diesen Mehrkosten ist vor allem die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR) zu erwähnen. Diese war ursprünglich dazu gedacht, die im internationalen Wettbewerb stehenden stromintensiven Industrien vor möglichen Belastungen durch die EEG-Umlage zu schützen. Von dieser Zielsetzung haben sich Regelungen zur BesAR weit entfernt. Als prägnantes Beispiel hierfür ließe sich die Tatsache nennen, dass selbst der Braunkohletagebau unter die BesAR fällt, obwohl keine Braunkohle exportiert wird. Diese wird fast vollständig in Kraftwerken in unmittelbarer Nähe der einzelnen Tagebaue genutzt.

Ähnlich fragwürdig waren Ausnahmetatbestände bei der industriellen Eigenstromerzeugung (gemäß §37, Abs. 3 des EEG 2012). Hier bestand vom Juli 2011 bis Ende August 2011 eine Übergangsbestimmung (§ 66, Abs. 15 EEG 2012), die unter gewissen Bedingungen die Eigenerzeugung von Strom dauerhaft von der EEG-Umlage befreit, unabhängig davon, welche Wirkungsgrade oder welche CO₂-Emissionen diese Kraftwerke aufweisen.

Auch die Kostenkomponenten ‚Liquiditätsprämie‘ und die ‚Managementprämie‘ im Rahmen der gleitenden Marktprämie sollten zeitnah korrigiert werden.

Ohne diese Sonderkosten hätte die EEG-Umlage 2012 sogar um rund 0,1 Cent gegenüber 2011 gesenkt werden können anstatt um 0,06 Cent anzusteigen. Doch auch dieser Anstieg der EEG-Umlage rechtfertigt kaum Strompreiserhöhungen für die Endkunden.

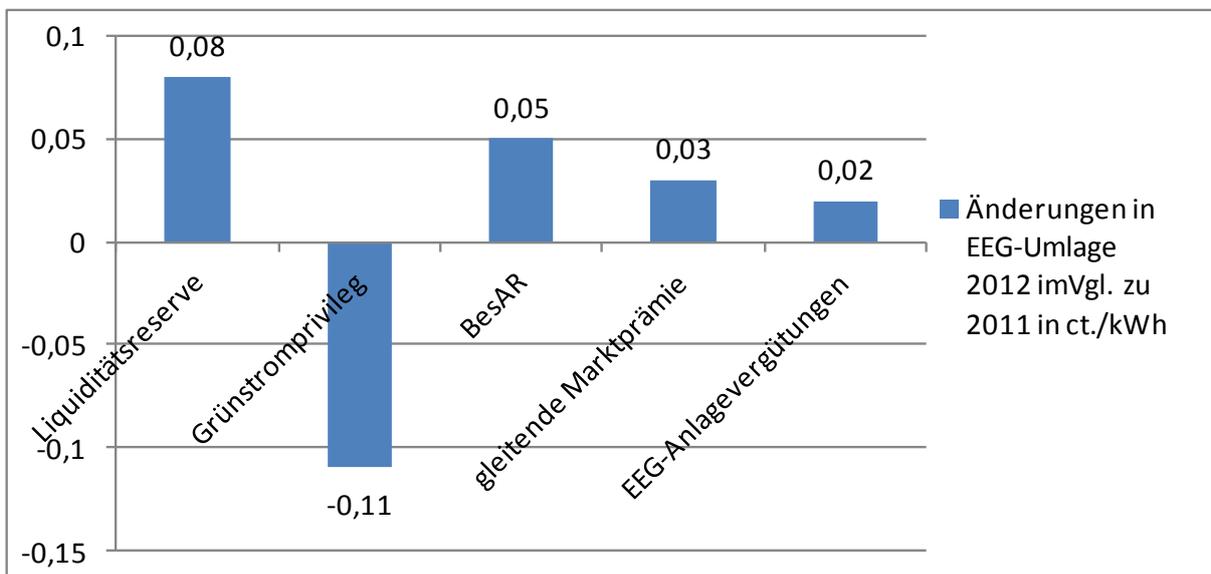


Abbildung 0-1: Änderungen in der EEG-Umlage 2012 im Vgl. zu 2011 in ct./ kWh

Bemerkenswert ist vor allem, dass der Anstieg der EEG-Anlagenkosten in 2012 marginal (0,02 Cent) war. Für 2013 kommt es je nach Annahmen der ÜNB zu einem weiteren Anstieg oder sogar zu einer Absenkung. Dies zeigt, dass es möglich ist, den Ausbau der Erneuerbaren-Energien fortzusetzen und gleichzeitig die EEG-Umlage stabil zu halten, wenn die Sonderkosten zurück gefahren werden. Hierfür stünde – gemäß den Annahmen der ÜNB - 2012 bzw. 2013 ein Senkungspotential von rund 0,65 bis maximal über ein Cent zur Verfügung (u.a. vom gesamten Letztverbrauch).

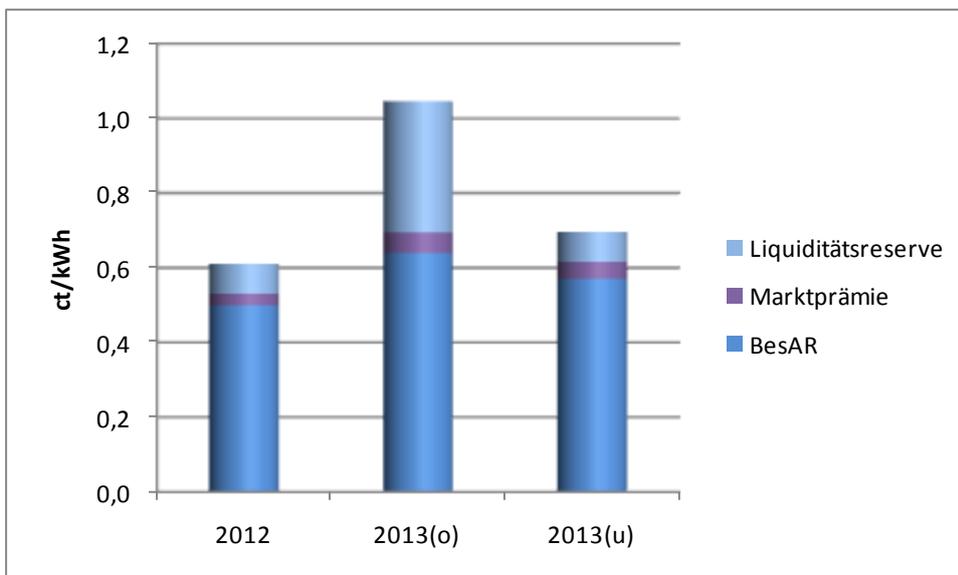


Abbildung 0-2: abgeleitetes Minderungspotenzial der EEG-Umlage 2012 / 2013(o) / 2013(u) durch Kürzung bei den Sonderumlagen

In welchem Umfang die Politik die Fremdkosten absenken will, muss sie anhand der Abwägung ihrer politischen Zielsetzungen entscheiden.

1 Zusammenfassung der Ergebnisse

Die Transformation des Stromsystems ist keine kurzlebige politische Idee, sie entstammt vielmehr der dringenden Notwendigkeit, die Energieversorgung der Bundesrepublik auf langfristig sichere Füße zu stellen. Dabei gilt es, die Abhängigkeit von fossilen Ressourcen sowie aus deren Nutzung entstehenden negativen Auswirkungen auf Gesundheit, Lebensqualität und volkswirtschaftlichen Folgekosten zu begrenzen.

Die Transformation zu einem Stromsystem auf Basis von erneuerbaren Energien ist daher eine gesamtgesellschaftliche Aufgabe und folglich auf allen Schultern möglichst gleichmäßig zu verteilen. Die in der EEG-Umlage enthaltenen Kosten dienen aber nicht unbedingt alle dem Ausbau der EE bzw. der Transformation des Stromsystems. Ein sehr schnell anwachsender und in der Höhe nicht unwesentlicher Teil stammt aus Begünstigungen verschiedener Verbraucher- oder Erzeugergruppen, aus denen nicht unbedingt ein ökologischer Mehrwert entspringt.

Diese Kurzstudie untersucht die einzelnen Bestandteile der EEG-Umlage. Dabei soll nicht ausgelassen werden, dass der Umbau des Stromsystems Investitionen erforderlich macht. Die oben angesprochenen Sonderregelungen führen jedoch dazu, dass der Anstieg der EEG-Umlage zu ungleichen Teilen von den Stromerzeugern bzw. den verschiedenen Stromverbrauchern zu tragen ist. In dieser Kurzstudie ist untersucht worden, welche dieser Begünstigungen wie zum Anstieg der EEG-Umlage für die nicht-privilegierten Verbraucher beiträgt und welchen Beitrag sie zur Transformation des Stromsystems leisten. Es zeigt sich, dass vor alle die „Besondere Ausgleichsregelung“ (= BesAR, deren ursprüngliches Ziel es war, besonders stromintensive Industrien vor Benachteiligungen im internationalen Wettbewerb zu schützen) heute als im Umfang ungerechte und sicherlich in vielen Fällen auch ungerechtfertigte Begünstigung gelten darf.

Darüber hinaus ist zu vergegenwärtigen, dass die Höhe der EEG-Umlage auch von der Entwicklung der Strompreise abhängig ist. Zum einen, weil aufgrund des Rechtsrahmens der Ausgleichsmechanismus-Verordnung (AusglMechV) der EEG-Strom derzeit nur auf Spotmärkten und preisunabhängig veräußert werden darf. Dies führt zu sinkenden Preisen auf dem Spotmarkt (Merit-Order-Effekt). Damit sinken aber zugleich die Erlöse aus dem Verkauf des EEG-Stroms, welche mit den Kosten des EEG (Anlagenvergütung, wie auch Sonderregelungen) verrechnet werden. Zum anderen bleibt es für EEG-Anlagenbetreiber uninteressant, ihren Strom direkt am Markt zu veräußern und damit auf die EEG-Einspeisevergütung zu verzichten, wenn die dortigen Preise unterhalb ihrer gesetzlich festgeschriebenen Vergütung liegen und aufgrund des EE- Ausbaus tendenziell stagnieren oder weiter absinken.

Auch eine Ausweitung des EEG-Stromverkaufs auf andere Märkte wird dieses Problem nur zeitweise lösen können, da mit dem zunehmenden Angebot an EEG-Strom und bei zugleich begrenzter Nachfrage die Preise mittelfristig an allen Märkten sinken müssen. Es wäre zu hoffen, dass dann zumindest auch die Preise für den langfristigen Bezug, die derzeit die Grundlage für die Endverbraucherstrompreise stellen, ebenfalls sinken werden und somit die Endverbraucher von dieser Preissenkung profitieren könnten. Gegenwärtig findet jedoch kaum eine Weitergabe des Merit-Order-Effektes an die Endkunden statt, was auch an der aktuellen Ausgestaltung der Teilmärkte des Stromsektors liegt.

Es erscheint daher ratsam, jegliche weitere Schritte in Bezug auf die Novellierung des Rechtsrahmens des EEG (und den anhängenden Verordnungen) sorgsam auf eine Kompatibilität mit der notwendigen Transformation des Stromsystems zu prüfen.

Dies könnte bedeuten, dass die notwendigen Schritte zur Umgestaltung der Märkte Priorität vor nur kurzfristig wirkenden Änderungen bestehender Gesetze oder Instrumente genießen sollten.

1.1 Bisherige Entwicklung der EEG-Umlage

Mit der Einführung des neuen EEG-Wälzungsmechanismus zum 1.1.2010 wurden die vier Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, jährlich zum 15. Oktober die Umlagenhöhe für das Folgejahr festzulegen und Mitte November die sog. Mittelfristprognose für den darauffolgenden Fünf-Jahres-Zeitraum zu veröffentlichen. Dabei wurde und wird teilweise bereits Wochen im Voraus darüber spekuliert, wie hoch die Umlage werden könnte und welche Faktoren wie zu einem Anstieg oder einer Senkung der Umlage beitragen könnten. Zuletzt fiel der Anstieg der EEG-Umlage von 3,53 ct/ kWh für 2011 auf 3,592 ct/ kWh in 2012 im Vergleich zu den im Voraus gemachten Ankündigungen¹ sehr moderat aus.

Dennoch wird v.a. seit der Bekanntgabe der Mittelfristprognose am 15.11.2011 heftig über die angeblichen oder ernsthaften Gründe des prognostizierten Anstiegs für die Folgejahre diskutiert. Dabei wird in der öffentlichen Debatte selten genauer hingeschaut, wie diese Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber genau zustande kommen.

Die EEG-Umlage setzt sich im Wesentlichen zusammen aus

¹ Teilweise erschien im Verlauf des Frühjahrs 2011 sogar eine Senkung der EEG-Umlage als realisierbar, da die ÜNB von einem sehr hohen PV-Zubau ausgingen. Da jedoch die de facto eingespeisten Mengen wegen des überdurchschnittlichen Sonnenertrags im Jahr 2011 trotz geringer Installationszahlen fast genau der Prognose der ÜNB entsprachen (19,4 GWh wurden prognostiziert und voraussichtlich auch knapp erzielt, vgl. ÜNB-Festlegung der EEG-Umlage 2011, Folie 16).

-
- den Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber
 - den verschiedenen Einflüssen aus den Arten der Direktvermarktung,
 - den Begünstigungen des Grünstromprivilegs,
 - der Besonderen Ausgleichsregelung und
 - der Liquiditätsreserve,

jeweils bezogen auf den nichtprivilegierten Letztverbrauch.

Der größte *absolute* Anteil der an die nichtprivilegierten Letztverbraucher gewälzten Kosten entstammt den Vergütungszahlungen. Augenscheinlich wäre dies ein Ansatz zur Begrenzung oder Absenkung der EEG-Umlage. Diese erfolgt jedoch bereits mittels der Degressionen bei den Vergütungssätzen. Dabei werden gemäß den technologischen Entwicklungen bei den einzelnen Stromerzeugungsarten aus erneuerbaren Energien jährlich die Vergütungen für Neuanlagen abgesenkt. Über die realisierten Kostensenkungen hinausgehende Degressionen sind nur bei gegenüber den Prognosen noch schnelleren Kostensenkungen bei den Produktionskosten² angebracht. D.h. weitere Anpassungen der Degressionsstufen im EEG wären nur dann sinnvoll, wenn aufgrund nachhaltig wirkender technologischer Entwicklungen die Produktionskosten von EE-Anlagen deutlich schneller sinken als bei der Ermittlung der Degressionsstufen unterstellt.

Stattdessen erscheint es gegenwärtig vor allem angemessen, die weiteren Kostentreiber bei der EEG-Umlage zu identifizieren und zu begrenzen, wenn den auf die Endkunden umgelegten Kosten kein entsprechender gesellschaftlicher oder ökologischer Nutzen gegenübersteht.

Eine nähere Analyse der prognostizierten Zunahme der einzelnen Kostenkomponenten in der Mittelfristprognose der ÜNB ergibt folgendes Bild³:

² welche nicht gleichzusetzen sind mit Handelskosten, die sich kurzfristig aufgrund von Angebot und Marktfrage volatil verhalten können.

³ Dabei können bei einzelnen Werten rundungsbedingte Differenzen im hundertstel-Cent-Bereich auftreten.

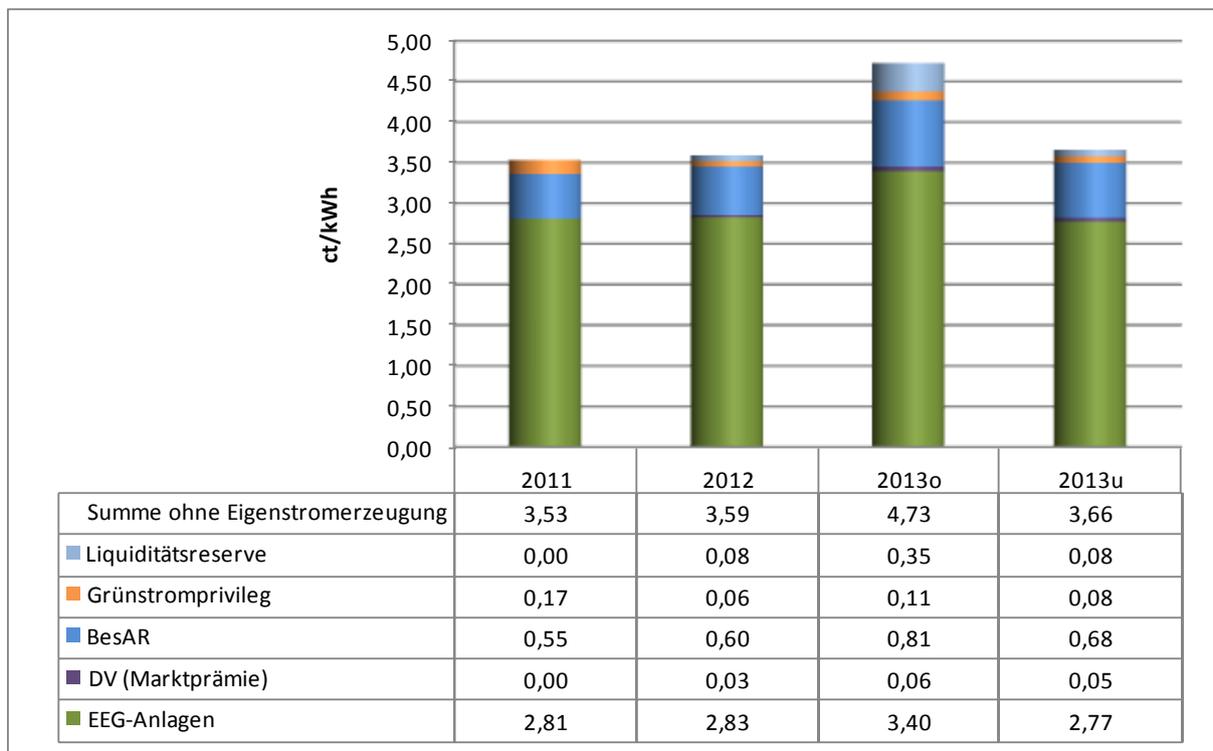


Abbildung 1-1: Entwicklung der einzelnen Kostenkomponenten innerhalb der EEG-Umlage auf Basis der von den Übertragungsnetzbetreibern jeweils zu Mitte Oktober veröffentlichten EEG-Umlage; 2013 gemäß den beiden von den ÜNB veröffentlichten oberen und unteren Szenario⁴

Hierbei verdienen die folgenden Punkte ein besonderes Augenmerk:

- Die Zunahme der EEG-Vergütungskosten für die EEG-Anlagen steigt wesentlich langsamer als die meisten übrigen Kostenkomponenten (vgl. Abbildung 1-1). Zwischen 2011 und 2012 beträgt die Kostensteigerung der Vergütungskosten absolut gesehen 0,02 ct/ kWh (gerundet). Alle übrigen Faktoren führen zu einer kumulierten zusätzlichen Umlagensteigerung um (gerundete) 0,05 ct/ kWh.
- Die größte einzelne Steigerung bei der Umlage für 2012 liegt in der Liquiditätsreserve mit 0,08 ct/ kWh begründet, danach kommen die besondere Ausgleichsregelung /BesAR) mit 0,05 ct/kWh und die neue gleitende Marktprämie, die mit 0,03 ct/ kWh angenommen wird. Diese werden in der Summe durch die Absenkung beim sog. Grünstromprivileg kompensiert.

⁴ Quelle: Eigene Darstellung des IZES auf der Basis der Umlagenfestlegung der ÜNB für 2012 und der ÜNB-Mittelfristprognose vom 15.11.2011

-
- Obwohl die ÜNB einen Anlagenzubau von rund 6,5 GW installierter Leistung voraussetzen, macht der Anstieg der EEG-Vergütungen den geringsten Teil bei der Steigerung der Umlage aus. Bei erwarteten knapp 59 GW installierter Gesamtleistung zum Ende des Jahres 2011⁵ entspricht dies einem Zuwachs an Erzeugungskapazität von fast 11 %. Demgegenüber steht lediglich ein Anstieg der Vergütungszahlungen von 0,7 %!

Alleine aus diesem Grund ist die Diskussion um eine Notwendigkeit einer Begrenzung des Ausbaus von EE-Anlagen ungerechtfertigt, denn die obigen Zahlen zeigen vor allem den Erfolg der Degression im EEG und die damit erzielten Senkungen der Vergütungszahlungen bei einem gleichzeitig sehr robusten Ausbau von EE-Anlagen.

Auch die Betrachtung der Prognosen für 2013 verdient eine genauere Betrachtung: Im ‚unteren Szenario‘ fällt trotz weiterhin unterstelltem Zubau von 6,4 GW die absolute Höhe der Vergütungszahlungen sogar um 2 %. Im oberen Szenario hingegen wird ein Zubau von rund 9,4 GW unterstellt, welcher die Vergütungszahlungen überproportional um 20 % ansteigen ließe. Dieser Anstieg im oberen ÜNB-Szenario wird umso stärker relativiert, wenn man die prognostizierten Anstiege der ‚peripheren‘ Kostenkomponenten betrachtet. Diese steigen absolut um 0,57 ct/ kWh, was einem prozentualen Anstieg um 74 % im Vergleich zum Vorjahr entspricht!

Damit muss es im Rahmen der EEG-Umlage zur obersten Pflicht der Politik werden, diese Kostenkomponenten, deren gesellschaftlicher und ökologischer Nutzen noch zu beweisen ist, aus dem EEG zu nehmen und für eine gerechte Aufteilung der Kosten der Energiewende zu sorgen.

Die vielen Vergünstigungen im EEG können nur gewährt werden, wenn ihnen ein ernsthafter ökologischer oder dringender industriepolitischer Nutzen gegenübersteht. Unsachgerechte und auf schiere Masse ausgelegte Ausnahmen für die Industrie bedeuten letzten Endes nicht nur, dass immer weniger Stromnutzer immer größere Lasten für die Energiewende tragen müssen, während andere zumeist unverdiente Privilegien genießen. Sie führen zusätzlich auch zu einer Entsolidarisierung der Gesellschaft und zu einer Diskreditierung des für die gesamte Gesellschaft notwendigen Zieles einer Umstellung auf eine nachhaltige Energieversorgung.

Aus diesem Grund werden von den Autoren dieser Studie die nachfolgenden prioritären Maßnahmen vorgeschlagen, um die EEG-Umlage zu senken bzw. deren Anstieg abzubremsen, ohne dass der Ausbau der EE hierdurch gebremst wird.

⁵ Gemäß der Festlegung der EEG-Umlagenhöhe für 2012 durch die ÜNB am 15.10.2011, cf. Folien 13-19

1.2 Zusammenfassung der Vorschläge zu einer Energiewende kompatiblen Absenkung der EEG-Umlage

Nachfolgend werden die Vorschläge der Autoren dargestellt und soweit möglich die Auswirkungen auf die EEG-Umlage benannt. Die Vorschläge orientieren sich dabei am Ziel der Studie, die EEG-Umlage einerseits abzusenken oder zumindest ihren Anstieg zu verlangsamen, gleichzeitig aber den Ausbau der erneuerbaren Energien nicht zu behindern.

Da, wie im vorangehenden Kapitel aufgezeigt, die Vergütungssätze der erneuerbaren Energien bereits durch die Degressionsstufen abgesenkt werden, fokussieren die nachfolgenden Vorschläge die übrigen Faktoren der EEG-Umlage.

Wie eingangs schon genannt trägt die Besondere Ausgleichsregelung deutlich zum raschen Anstieg der EEG-Umlage bei. Ob diese breit angelegte Begünstigung der stromintensiven Industrie in diesem Ausmaß gerechtfertigt ist, bleibt zu prüfen. Mit einem Anteil von fast 80 % an den Sonderumlagen gilt ihr das Hauptaugenmerk. Zwar sind auch andere Komponenten ebenfalls zu hinterfragen, deren jeweilige Auswirkungen sind aber vergleichsweise gering und damit eher nachrangig zu behandeln.

Besondere Ausgleichsregelung

Einen wesentlichen Anteil am raschen Anstieg der EEG-Umlage haben über die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR, §§ 40-44 EEG 2012) auch Sondervergünstigungen der Industrie beigetragen. Im Zeitraum 2003 bis haben sich die Auswirkungen der BesAR auf die EEG-Umlage um das 25-fache erhöht. Durch die weitere Ausweitung auf kleinere Verbraucher ab 1 GWh/a – die prinzipiell zur Vermeidung von Ungerechtigkeiten zwischen Mitbewerbern sinnvoll ist – wird der Anstieg der EEG-Umlage für die nicht-privilegierten Letztverbraucher durch die BesAR künftig noch weiter verstärkt, da in der Novellierung keine Kompensation innerhalb der BesAR berücksichtigt wurde.

Um die Intention der BesAR, stromintensive Unternehmen durch das EEG nicht im internationalen Handel zu gefährden, zu berücksichtigen, wird die ***Ergänzung der Kennzahl „Handelsintensität“***, bezogen auf den Handel mit allen Ländern außerhalb der EU, vorgeschlagen. Dies sollte eine Fokussierung auf die relevanten Branchen ermöglichen. Weiterhin sollte ***nur der prozessrelevante Stromverbrauch begünstigt*** werden, nicht aber der gesamte Stromverbrauch an einer Abnahmestelle. ***Somit bestehen*** für nichtbegünstigte Strommengen (z.B. EDV, Beleuchtung, Druckluftherzeugungsanlagen, usw.) ***weiterhin erhöhte Effizienzanreize***, als wenn der ge-

samte Strombezug begünstigt ist und der wirtschaftliche Effizienzbedarf dadurch geringer ausfällt.

- Geschätzte Minderungswirkung auf die EEG-Umlage 2012 auf der Basis der ÜNB-Prognose: 0,4 ct/kWh
- Geschätzte Bandbreite der Minderungswirkung auf die EEG-Umlage 2013 auf der Basis der ÜNB-Prognose: zwischen etwa 0,5 und etwa 0,6 ct/ kWh, je nach Szenario

Durch den Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien profitiert die Industrie kurz- bis mittelfristig – je nach Einkaufsstrategie - von den sinkenden Strompreisen. **Daher ist eine entsprechende Beteiligung an den Kosten der Systemtransformation durchaus gerechtfertigt.** Bislang ist die privilegierte EEG-Beteiligung der BesAR nominal auf 0,05 ct/kWh festgeschrieben, was real einer sinkenden Beteiligung gleichkommt. Eine Anpassung in Abhängigkeit der Entwicklung der EEG-Kosten wäre daher angemessen. Aufgrund der Erfahrungen wird von einer Deckelregelung im Stil des EEG 2004 abgeraten. Einfacher – und im Bezug auf die politisch gewünschte „sichere Planbarkeit für die Industrie“ – wäre die **Festlegung eines prozentualen Anteils, der mit jeder langfristigen Novellierung (etwa alle 4-5 Jahre) anzupassen ist.** Als Orientierung kann die Ausgangssituation von 2003 dienen, wo die begünstigte EEG-Umlage mit 0,05 ct/kWh etwa 10 % ausmachte. **Unter Berücksichtigung der ÜNB-Prognosen bis 2016⁶ wäre derzeit eine begünstigte EEG-Umlage von rund 0,5 ct/kWh für die kommenden 4 bis 5 Jahre anzusetzen.**

- Geschätzte Minderungswirkung auf die EEG-Umlage 2012 auf der Basis der ÜNB-Prognose: 0,1 ct/kWh⁷.
- Die gesamten Minderungswirkungen aus der BesAR belaufen sich damit für 2012 auf rund 0,5 ct/kWh.
- Geschätzte Minderungswirkung auf die EEG-Umlage 2013 auf der Basis der ÜNB-Prognose: etwa 0,6 ct/ kWh für beide Szenarien

⁶ Siehe Prognos 2011 in Verbindung mit der Pressemitteilung der ÜNB „Zusammenfassung der Mittelfristprognose bis 2016“, 15.11.2011.

⁷ Bezogen auf die bisher privilegierte Strommenge und nicht auf eine Eingrenzung auf Prozessstrom; bezogen nur auf prozessrelevanten Stromverbrauch wäre die Minderungswirkung bei etwa 0,034 ct/kWh)

Marktprämie

Sie führt durch die Managementprämie zu zusätzlichen Kosten für die Stromendverbraucher. Ob demgegenüber ein Mehrwert in Form von Lerneffekten geschaffen wird, der nachhaltig zu einer Zunahme der Direktvermarktung und damit zu einer Verringerung der auszahlenden EEG-Einspeisevergütungen nach 2015 führt, bleibt abzuwarten. Aufgrund des unerwarteten hohen Interesses ist jedoch zu vermuten, dass durch das Instrument lediglich Mitnahmeeffekte generiert wurden und auch aufgrund der in den kommenden Jahren zu erwartenden Strompreise der Effekt bestenfalls nur gering ausfallen wird. Daher wird empfohlen die Marktprämie in ihrer jetzigen Form zu überdenken, jedoch im Falle des Beibehalts die Managementprämie deutlich nach unten zu korrigieren.

- Geschätzte Minderungswirkung auf die EEG-Umlage 2012 auf der Basis der ÜNB-Prognose bei Aufhebung der Marktprämie: 0,03 ct/kWh
- Geschätzte Bandbreite der Minderungswirkung auf die EEG-Umlage 2013 auf der Basis der ÜNB-Prognose: zwischen 0,05 und 0,06 ct/ kWh, je nach Szenario

Liquiditätsreserve

Unter Berücksichtigung der Nachholung ist bereits bis Dezember 2011 eine deutliche Abtragung der vorjährigen Negativsalden festzustellen. Es ist zu erwarten, dass auch ohne eine Liquiditätsreserve und nur über die Nachholung, zeitnah ein ausgeglichenes Konto erreicht werden kann. Daher ist die **Liquiditätsreserve**, die weitere Kontenausgleichskomponente zusätzlich zur Nachholung des Vorjahres darstellt, **aufzuheben**.

- Geschätzte Minderungswirkung auf die EEG-Umlage 2012 auf der Basis der ÜNB-Prognose: 0,08 ct/kWh
- Geschätzte Bandbreite der Minderungswirkung auf die EEG-Umlage 2013 auf der Basis der ÜNB-Prognose: zwischen rund 0,1 und 0,35 ct/ kWh, je nach Szenario

Grünstromprivileg

Das Grünstromprivileg nimmt zwar zunächst EEG-Anlagen aus dem Wälzungssystem heraus, was zu einem Absinken der zu wälzenden Kosten führt. Aufgrund der Begünstigung von mindestens 2 ct/kWh kommt es jedoch letztendlich zu einem Anstieg der gewälzten Kosten. Mit der aktuellen Gesetzesänderung des EEG 2012 wurden im EEG 2009 noch mögliche Mitnahmeeffekte deutlich eingeschränkt, so dass es zunächst keiner weiteren Einschränkungen bedarf.

Gerade das Grünstromprivileg ist jedoch stärker in seiner Anreizwirkung ausdifferenziert als die Marktprämie. Die Lenkungswirkung der Marktprämie zielt ausschließlich darauf ab, EEG-Strom an der Börse zu verkaufen. Die ihr zugrundeliegende Prämisse ist, dass die EE zu ‚normalen Marktteilnehmern‘ im Stromgroßhandelsmarkt werden sollen. Dies ist aber auf Grund des zu Beginn dieses Kapitel 0 genannten Merit-Order-Effektes, der zu einer Senkung der Preise am Strom-Spotmarkt führt, keine mittelfristig tragbare Perspektive im Sinn einer Transformation des Stromsystems. Die im Grünstromprivileg angelegte Lenkungswirkung ist jedoch komplexer: Sie zielt darauf ab, ein gewisses Endkundenlieferportfolio mit einem definierten Anteil an EE und im Besonderen fluktuierenden EE zusammenzustellen. Es wäre zu diskutieren, ob aufgrund dieser qualitativen und quantitativen Vorgaben des EEG hier zumindest Lerneffekte im Portfolio- und Lastmanagement oder zur Sicherung der Netzstabilität und Stromqualität entstehen, welche die Kosten rechtfertigen. Das Grünstromprivileg bietet daher auf Grund seiner grundsätzlichen Lenkungswirkung vielfältige Möglichkeiten der Weiterentwicklung, mit denen auch die Flexibilisierung der konventionellen Erzeuger oder der Last vorangebracht oder weitere Anforderungen an die Systemtransformation umgesetzt werden könnten.

- Geschätzte Minderungswirkung auf die EEG-Umlage 2012 auf der Basis der ÜNB-Prognose im Falle einer Aufhebung des Grünstromprivilegs: 0,06 ct/kWh
- Geschätzte Bandbreite der Minderungswirkung auf die EEG-Umlage 2013 auf der Basis der ÜNB-Prognose: zwischen 0,08 und 0,1 ct/ kWh, je nach Szenario

Bei Umsetzung der Vorschläge zu den beiden wesentlichen Kostenblöcken BesAR und Liquiditätsprämie ergibt sich auf Basis der Prognosen der ÜNB eine **Reduktion der EEG-Umlage 2012 um knapp 0,6 ct/kWh** von 3,592 ct/kWh auf rund 3 ct/kWh. Für 2013(o) werden die Auswirkungen auf etwa 1 ct/kWh und für 2013(u) auf fast 0,7 ct/kWh abgeschätzt. Weiter zu diskutieren bliebe die Lenkungswirkung der Marktprämie und damit deren Beitrag zur Transformation des Kraftwerksparks. Daher wird in der nachfolgenden Grafik zudem die Marktprämie als Minderungsoption gemäß den Annahmen der ÜNB dargestellt.

Die Differenzen teilen sich wie folgt auf:

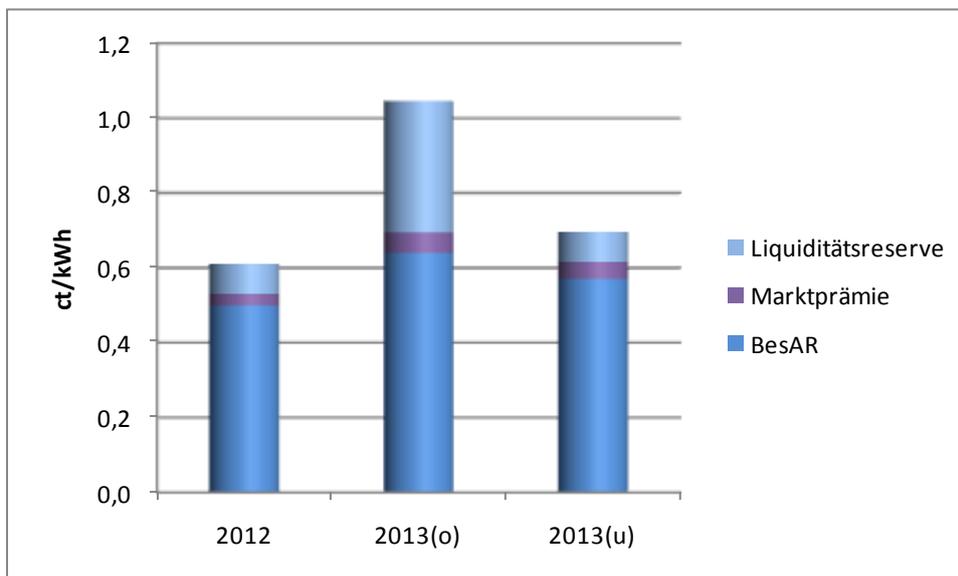


Abbildung 1-2: abgeleitetes Minderungspotenzial der EEG-Umlage 2012 / 2013(o) / 2013(u) durch Kürzung bei den Sonderumlagen

Aufgrund der aktuellen Entwicklungen ist mit Vorlage der EEG-Prognose für 2013 durchaus noch mit Veränderungen bei der Marktprämie und dem Grünstromprivileg zu rechnen. Erstere müsste, sollte sich Situation im Januar 2012 bereits das Bild für das laufende Jahr zeigen, nach unten korrigiert werden. Beim Grünstromprivileg bleibt zu beobachten, wie sehr es durch die neuen Regelungen noch in Anspruch genommen wird.

Beide Instrumente sollten zukünftig danach beurteilt werden, welchen Beitrag sie zur Systemtransformation leisten und welche Lerneffekte sie für das Agieren in einem transformierten Stromsystem aufweisen. Im Vergleich zum Grünstromprivileg bedarf daher vor allem die Managementprämie einer zeitnahen Korrektur, was zu weiteren Absenkungen der EEG-Umlage gegenüber den Prognosen der ÜNB führen kann.

2 Hintergrund und Inhalt der Kurzstudie

In den vergangenen Monaten hat sich die Diskussion um die Entwicklung der EEG-Umlage wieder deutlich verschärft. Seitens der Stromverbraucher – angeführt von der Industrie – werden die zunehmenden Kosten der erneuerbaren Energien in Form der steigenden EEG-Umlage beklagt. Einige Vertreter der Bundesregierung möchten daher möglichst die Höhe der Umlage nach oben begrenzen, gleichzeitig aber auch die Wirtschaft weiter entlasten, die sie im internationalen Vergleich in Gefahr sehen.

Angesichts der ambitionierten Zielsetzungen für 2020 und 2050 stellt sich jedoch die Frage, ob massive Einschnitte bei der Förderung der erneuerbaren Energien tatsächlich den konsequenten und folgerichtigen Weg darstellen, v.a. auch, da bereits im EEG technologiespezifische Degressionen der Vergütungszahlungen eingeplant sind. Es ist die Frage zu stellen, ob nicht zunächst bei den Sonderkosten die Möglichkeit besteht, die Umlage zu begrenzen oder zumindest den weiteren Anstieg abzumildern.

Von der Konzeption des EEG her ist ein weiterer Anstieg der Vergütungszahlungen aufgrund des gewünschten und wichtigen Ausbaus von EEG-Anlagen gegeben. Dies zumindest solange, bis die Marktpreise von Strom gleichauf oder höher als die Vergütungszahlungen liegen bzw. bis größere Anlagenleistungen mit vergleichsweise hohen Vergütungszahlungen aus dem EEG ausscheiden (ab etwa 2015). Da der EEG-Strom gemäß dem Rechtsrahmen (Ausgleichmechanismus-Verordnung, AusglMechV) am vor- und untertägigen Stromhandel (Spotmarkt) durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) ohne Angabe eines Bieterpreises (preisunabhängig) veräußert werden muss, führte dies zu einer Absenkung der Strompreise, da innerhalb der Preisfindung zwischen Angebot und Nachfrage (Merit Order) teure Kraftwerke durch das zunehmende Volumen an EEG-Strom verdrängt werden. Die logische Folge ist, dass nach diesem Verfahren die Vergütungszahlungen fast immer über den Erlösmöglichkeiten auf dem Spotmarkt liegen werden und sich somit hier derzeit keine Direktvermarktungsoptionen – mit Ausnahme der anreizbasierten Marktprämie und Grünstromprivilegierung - für die EE ergeben.

Es wird auf wissenschaftlicher und politischer Ebene bereits seit einiger Zeit über alternative Vermarktungsoptionen des EEG-Stroms diskutiert. Letztendlich bleibt aber das Problem bestehen – wenn auch zeitlich verzögert – dass bei preisunabhängigen Geboten des EEG-Stroms mit zunehmenden EEG-Mengen die Preise absinken werden. Solange diese Preissenkung nicht kompensierend für eine steigende EEG-Umlage an die Letztverbraucher weitergereicht wird, solange ist mit weiteren Steigerungen der Letztverbraucherpreise für Strom zu rechnen, die in der öffentlichen Diskussion zu Unrecht voll den erneuerbaren Energien angelastet werden.

Daher untersucht diese Studie, welche Handlungsspielräume für eine Absenkung der EEG-Umlage im Bereich der Sonderkosten des EEG bestehen, die ebenfalls zu einer Steigerung der Endverbraucherpreise führen. Hier zu nennen wären die Besondere Ausgleichsregelung (BesAR), die Marktprämie, Eigenstromerzeugung, die Liquiditätsreserve sowie das Grünstromprivileg. Dabei soll jeweils untersucht werden, inwieweit diese eher Partikularinteressen dienen, die weder dem Umbau des Stromsektors noch sonstigen allgemeinen gesellschaftlichen Interessen dienen.

3 Die Entwicklung der EEG-Umlage unter Darstellung einzelner Kostenkomponenten

Das EEG trägt seine Wurzeln im Stromeinspeisungsgesetz vom 07. Dezember 1990, welches über eine Abnahmepflicht von Strom aus bestimmten EE-Technologien durch die örtlichen Elektrizitätsversorgungsunternehmen den Ausbau der erneuerbaren Energien begünstigen sollte. Die gezahlte Förderung wurde auf die Strompreise des jeweiligen Energieversorgungsunternehmens umgelegt und war damit von den jeweils örtlichen Gegebenheiten abhängig.

Zum 1. April 2000 wurde das Stromeinspeisungsgesetz durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 25. Februar 2000 abgelöst und in den folgenden Jahren 2004, 2008 und 2011 novelliert.

Der Zweck des Gesetzes liegt gemäß § 1 in der nachhaltigen Entwicklung einer Energieversorgung, welche die klima- und umweltschutzpolitischen Ziele erreichen hilft. Zugleich soll es Sorge tragen, dass langfristige externe Kosten der Energieversorgung verringert werden. In den sich anschließenden Novellierungen wurde der Zweck des Gesetzes zudem auf eine Schonung von und damit auf einen Beitrag zur Vermeidung von Konflikten um Energieressourcen erweitert. Auch wird der Wirtschaftsfaktor „erneuerbare Energien“ für Deutschland ein zunehmend wichtigeres Kriterium.

Als implizite Ziele des EEG - um die Wesentlichen hervorzuheben - sind zu nennen:

- eine Verminderung von Treibhausgasemissionen,
- die Verringerung der Importabhängigkeit von fossilen Brennstoffen,
- Technologiediversifizierung und Vergrößerung der Akteursvielfalt bei der Stromerzeugung,
- Verschaffung von Marktzutritt zu einem extrem vermachteten Markt,
- Mittelstandsförderung und
- Aufbau einer Exportindustrie.

Mit Einführung des EEG wurden nun auch die Kosten, die durch das EEG entstanden sind, gleichmäßig auf alle Stromendkunden in der Bundesrepublik verteilt. Zu diesem Zweck wurde ein fünfstufiger Ausgleichsmechanismus eingeführt, der jeweils über die fünf beteiligten Akteursgruppen des Stromsektors (Anlagenbetreiber, Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber, Stromlieferanten und nicht-privilegierte Endkunden) hinweg

- eine physikalische Wälzung der Strommengen von den EEG-Stromerzeugungsanlagen bis hin zum Endkunden und

-
- eine finanzielle Wälzung der von den Endkunden zu zahlenden Aufschläge pro Kilowattstunde (kWh) zu den Anlagenbetreibern

gewährleisten sollte.

Bis Ende 2009 erfolgte eine physikalische Wälzung in Form von Stromlieferungen gleichbleibender Leistung, die anfangs quartalsweise, mit der „Branchenlösung“ der ÜNB, später dann monatsweise angepasst wurde.⁸

Die ‚Branchenlösung‘ war jedoch aus mehreren Gründen und von sehr unterschiedlichen Akteuren der Politik und des Stromsektors kritisiert worden: Einige, hier bedeutsame, Kritikpunkte waren (Hauser, E. in DLR 2011):

- Das schwankende Einspeiseprofil der fluktuierenden Erzeugung wurde nicht, wie im Gesetz gefordert, in der physikalischen Übertragung abgebildet (Electrabel Suez 2007). Zudem verursachte die Erstellung der Monatsbänder zusätzliche Kosten durch den stündlichen An- oder Verkauf von Differenzmengen und den nachträglichen Ausgleich des EEG-Bilanzkreises. Dieses Verfahren wurde sowohl wegen der prozeduralen als auch wegen der monetären Intransparenz beanstandet (Cosack 2010; Electrabel Suez 2007).
- Auch seitens der Stromlieferanten entstanden zusätzliche Kosten und finanzielle Risiken, da sie bereits im Vorjahr die Mengenprognosen des EEG-Stroms in ihre Kalkulation der Letztverbraucherpreise einbeziehen mussten. Sobald die Prognosen aber abwichen – was der übliche Fall war - mussten sie die Differenzmengen an der Börse ver- oder nachkaufen. Aufgrund des nahezu zeitgleichen Handelns dieser Akteure führte dies zu steigenden bzw. fallenden Börsenpreisen und damit bei vielen Akteuren zu Verlusten. Den hieraus entstehenden Bedarf an Preiskorrekturen konnten die Lieferanten aber nur bedingt an ihre eigenen Kunden weitergeben. Zum einen haben die wenigsten Stromkunden monatliche Lieferverträge, zum anderen bestand die Gefahr, dass v. a. Gewerbekunden EEG-bedingte Preissteigerungen nicht akzeptierten und den Lieferanten wechselten (VKU 2007; Breitschopf 2010).

Mit Inkrafttreten der Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus (AusglMechV) zum 01. Januar 2010 wurden die EEG-Strommengen nicht mehr physikalisch bis auf Verteilerebene gewälzt, sondern durch

⁸ Entsprechend der am 1. August 2004 in Kraft getretenen novellierten Fassung des EEG hat der unterjährige vertikale physikalische Belastungsausgleich gemäß § 14 Abs. 3 (§ 37 EEG 2009) "nach Maßgabe eines rechtzeitig bekannt gegebenen, der tatsächlichen Stromabnahme aus EEG-Anlagen nach § 4 (§ 8 EEG 2009) in Verbindung mit § 5 (§§ 16 und 35 EEG 2009) angenäherten Profils" zu erfolgen. Die konkrete Ausgestaltung dieser Regelung soll nach Ansicht des Gesetzgebers ausweislich der Gesetzesbegründung möglichst einer einvernehmlichen und pragmatischen Lösung der Branche überlassen bleiben. (ÜNB 2011: <http://www.eeg-kwk.net/de/Profilw%C3%A4lzungs.htm>; Stand 09.12.2011)

die ÜNB direkt an den vor- und untertägigen Handelsplätzen veräußert. Nur noch die Differenzen aus EEG-Vergütungen abzüglich vermiedenen Netznutzungsentgelten (vNNE), Vermarktungskosten und Einnahmen an den Handelsplätzen, zuzüglich der Sonderkosten durch Begünstigungen, werden seitdem an die Letztverbraucher weitergeleitet.

Um für die Stromhändler und Letztverbraucher einen handhabbaren Wert zu erhalten, werden die Kosten in Form der EEG-Umlage, die bis Mitte Oktober des Vorjahres von den ÜNB gemäß der Ausführungsverordnung zur AusglMechV zu prognostizieren ist, umgesetzt. Differenzen, die sich zwischen Prognose und tatsächlichen Kosten ergeben, werden dann im übernächsten Jahr verrechnet, sobald ein unabhängiger Gutachter die Nachkalkulation der ÜNB geprüft hat.

Die EEG-Umlage besteht dabei aus mehreren Komponenten. Dies sind:

- die Vergütungen an die Anlagenbetreiber,
- die Umverteilung aus der besonderen Ausgleichsregelung,
- der Marktprämie,
- der Flexibilitätsprämie,
- dem Grünstromprivileg und
- der Liquiditätsreserve.

Nachfolgend werden die einzelnen Kostenkomponenten kurz beschrieben und ihre Auswirkungen auf die EEG-Umlage näher betrachtet.

3.1 Vergütungszahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber

Die Vergütungszahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber sind im EEG nach Technologien, Aufstellorten und Leistungsgrößen differenziert benannt. Diese Komplexität begründet sich auf den vielen Besonderheiten, die sich aus den verschiedenen Randbedingungen der Technologien ergeben. Das Ziel bei der Ermittlung der Vergütung besteht darin, gerade so viele Anreize zu schaffen, dass ein ausreichendes Interesse seitens der Investoren besteht und der Ausbau in einem Umfang erfolgt, welcher mindestens die gesteckten politischen Ziele⁹ erreichen lässt.

Da die Vergütungszahlungen auf 20 Jahre garantiert werden, ist eine weitere Steigerung der Gesamtvergütungssumme zu erwarten. Die im EEG bereits integrierten Degressionsstufen sollen die Vergütungszahlungen dahingehend begrenzen, als dass sie einerseits die Kostensenkungspotenziale, die sich aus einer prognostizierten Technologieentwicklung ergeben, zu berücksichtigen versuchen, andererseits aber

⁹ vgl. § 1 EEG 2012

auch den Rahmen setzen, was die jeweiligen Erzeugungstechnologien in Zukunft kosten dürfen, um auch unter dem EEG noch wirtschaftlich zu sein. Sofern Herstellkosten von Erzeugungsanlagen schneller sinken, als es die Degression vorgesehen hat, erhöht sich die Wirtschaftlichkeit der Anlagen. Der Marktpreis wird damit auch durch die Vergütung begrenzt beeinflusst.

Ausnahmen entstehen, wenn die Produktionskapazitäten schneller wachsen, als die Nachfrage. Dies ist z.B. bei der Photovoltaik (PV) derzeit der Fall. Der Konkurrenzkampf um die Absatzmärkte führt letztendlich zu stark sinkenden Preisen. Sobald aber die Erzeugungskapazitäten aus Unwirtschaftlichkeit zurückgebaut werden oder die Nachfrage entsprechend zunimmt, werden auch die Preise sicherlich wieder ansteigen. Kurzfristige Zwischenanpassungen der Degressionsstufen können zwar zeitlich begrenzte Mitnahmeeffekte eingrenzen, sie können aber auch Märkte zum Erliegen bringen, wenn bei steigenden Preisen keine erneute Korrektur der Vergütungen nach oben erfolgt. Eine situationsbedingte Anpassung der Vergütung ist sicherlich im Sinne einer möglichst kostengünstigen Reduktion der Klimagase. Es muss aber auch beachtet werden, dass eine häufige Anpassung zu einer länger anhaltenden Verunsicherung bei den Investoren führen kann, wie es sich beim Marktanreizprogramm (MAP) abzeichnet, und hierdurch die Ziele unter Umständen nicht erreicht werden können.

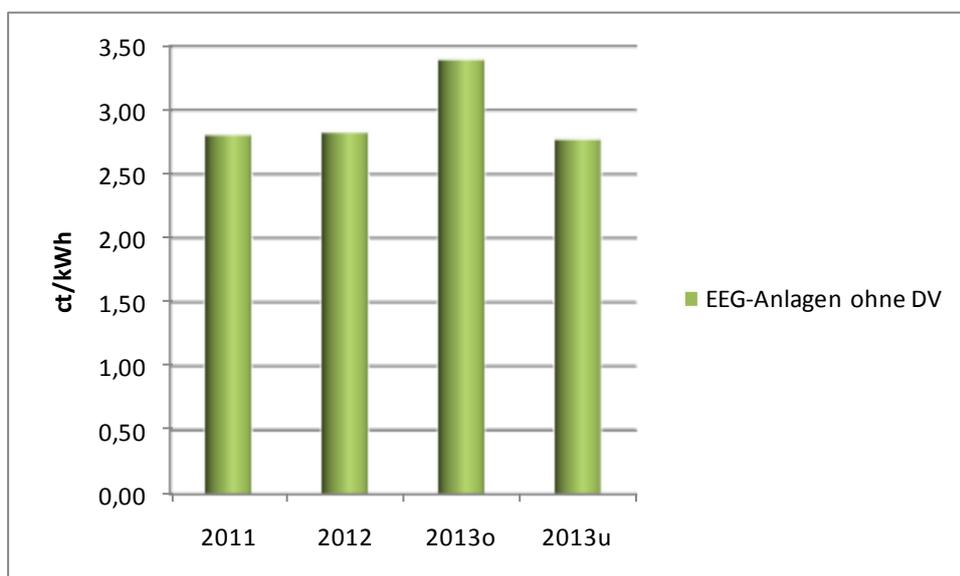


Abbildung 3-1: Entwicklung des Anteils an Vergütungszahlungen innerhalb der EEG-Umlage von 2011 bis 2013 auf Basis der Annahmen der ÜNB

3.2 Begünstigte Strommengen der Besonderen Ausgleichsregelung

Als derzeit zweitgrößter Block ist die Sonderregelung für die stromintensive Industrie zu nennen. Sie ist gedacht für Unternehmen, welche durch die Kosten des EEG einen unverhältnismäßigen Nachteil im internationalen Handel hinnehmen müssten. Ihnen sollte auf Antrag der Anteil der abzunehmenden EEG-Strommenge derart begrenzt werden, dass der tatsächliche Beitrag zum EEG nur 0,05 ct/kWh beträgt.

Zunächst im EEG-Änderungsgesetz 2003 begrenzt auf Unternehmen mit Strombezügen von mehr als 100 GWh an einer Stromabnahmestelle bei zugleich Nachweis eines Stromkostenanteils von über 20 % an der Bruttowertschöpfung, wurde dieses Privileg bereits in der Novelle 2004 auf Abnahmestellen mit Bezügen größer 10 GWh/a, bei Nachweis eines Stromkostenanteils von mehr als 15 % ausgeweitet. Seither wird auch der Fahrtstrom für Schienenbahnen bei jährlichen Abnahmen über 10 GWh/a privilegiert. Der von den begünstigten Abnahmestellen nicht übernommene Beitrag wird auf alle anderen Stromletztverbraucher verteilt. Um die Überwälzung auf die übrigen Stromendabnehmer zu begrenzen, wurde 2004 zudem eine Deckelregelung eingeführt, welche die jährliche Zunahme der Umverteilung eingrenzen sollte. Überhänge aus diesem Verfahren wurden auf die stromintensiven Industrien und Schienenbahnen im Rahmen der Umlagekalkulation durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) wieder zurückverteilt (BMU 2004, S.52f).

Die Deckelregelung führte dazu, dass bereits im ersten Jahr sich der Beitrag der begünstigten Industrie je Kilowattstunde von 0,05 ct auf rund 0,1 ct erhöht hatte. Im Folgejahr wäre wiederum eine Verdopplung auf rund 0,2 ct fällig gewesen. Mit dem ersten Gesetz zur

Änderung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes vom 07. November 2006 wurde diese Regelung jedoch rückwirkend zum 01. Januar 2006 wieder aufgehoben, um die Planbarkeit für die Industrie wieder gewährleisten zu können, so die Begründung der Bundesregierung. Die Novellierung für das EEG 2009 beinhaltete dagegen nur wenige Änderungen. Neu war die Forderung des Nachweises eines vorhandenen Energiemanagementsystems seitens der antragstellenden Unternehmen, was kurzfristig zu einem Rückgang der Anträge führte.

Die sehr harten Grenzen von Stromabnahmen größer 10 GWh/a und Stromkostenanteilen von mehr als 15 % können zum Ausschluss von Unternehmen führen, die z.B. aufgrund ihres effizienten Umgangs mit den Energieressourcen oder aufgrund geschickten Verhandels bei den Strompreisen, gerade unterhalb einer dieser Muss-Vorgaben liegen. Mitbewerber, welche diese Grenzen aber überschreiten, hatten dagegen deutliche Vorteile von mehreren zehntausend Euro vorzuweisen.

Dies gab den Anlass im EEG 2012 einen gestuften Übergang zu schaffen. Von der Konzeption her führt dieser neue Übergang voraussichtlich aber zu einer weiteren deutlichen Ausweitung der begünstigten Strommengen, ohne dass eine Kompensati-

on des finanziellen Vorteils durch z.B. Anhebung der begünstigten EEG-Umlagenhöhe (derzeit 0,05 ct/kWh) erfolgt wäre. Die tatsächliche Auswirkung ist noch ungewiss. Das BMU rechnet mit rund 1.300 weiteren Antragstellern (Bundestag 2011), Vertreter der Industriebranche jedoch nur mit der Hälfte davon (Woher 2011).

Letztendlich bleibt die Frage, inwiefern die einzelnen Unternehmen wirklich in ihrer Wettbewerbsfähigkeit benachteiligt sein würden. Sicherlich gibt es einige stromintensive Branchen, in denen Strom aufgrund von z.B. Elektrolyseverfahren oder Schmelzprozessen den Großteil der Produktionskosten darstellt. Trotzdem ist auch hier zu unterscheiden, ob die volle EEG-Umlage einen Nachteil im internationalen Handel mit sich bringen würde. Aus diesem Grund wurde die BesAR bereits auf bestimmte Branchenklassen eingegrenzt, da auch einige Branchen mit Monopolcharakter – und damit unabhängig von internationalen Markteinflüssen – bislang von der BesAR profitieren. Zudem ist belegt, dass sich der größte Teil des Handels auf Europa bezieht und somit auf Staaten, die ebenfalls aufgrund der EU-Ziele EE fördern und Emissionen mindern müssen (Frantzen et al. in ISI 2011). Ob insofern eine Benachteiligung der deutschen stromintensiven Industrie erfolgt, sollte intensiv geprüft werden.

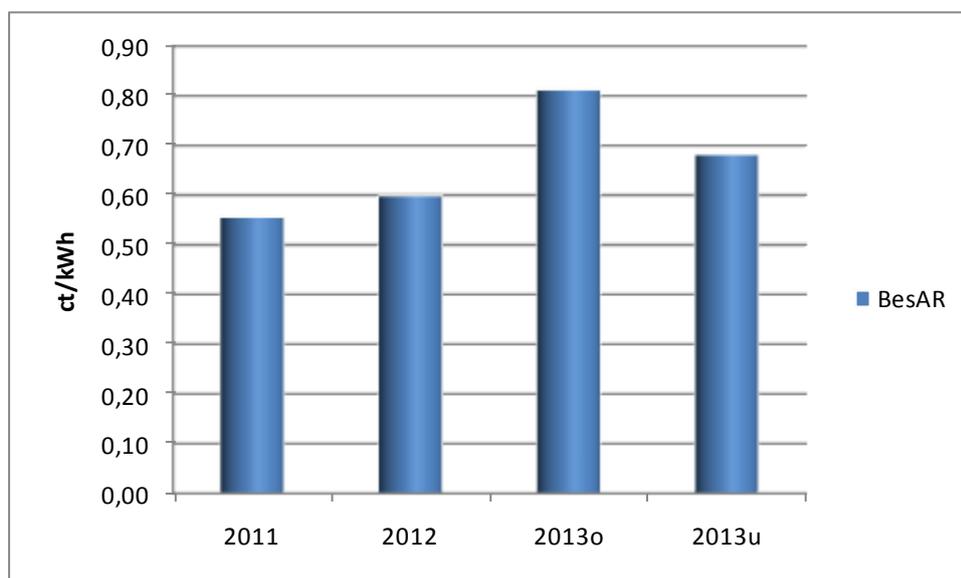


Abbildung 3-2: Entwicklung des Anteils aus der Umverteilung durch die BesAR innerhalb der EEG-Umlage von 2011 bis 2013 auf Basis der Annahmen der ÜNB

3.3 Optionen für die Direktvermarktung von EEG-Strom

3.3.1 Direktvermarktung

Auch wenn das EEG bereits zuvor eine Direktvermarktung nicht ausgeschlossen hat, so wurde sie jedoch erstmals im § 17 EEG 2009 geregelt. Danach muss ein Anlagenbetreiber vor Beginn des jeweils vorangegangenen Kalendermonats dem Netzbetreiber anzeigen, wenn er für den ganzen Folgemonat den Strom aus seiner Anlage vollständig oder mit einem festgelegten Prozentsatz selbst vermarkten will. Gleichfalls ist dem Netzbetreiber auch der Wiedereinstieg in die Festvergütung bis zum Ende des Vormonats mitzuteilen.

Die Ausstiegsfrist ist ein Kompromiss aus dem Gesetzgebungsverfahren aus den damals diskutierten Extremen kalenderhalbjährliche und stündliche Ausstiegsfrist (Bundestag 2008 und in.power 2007).

Die monatliche Ausstiegsfrist birgt ein nicht geringes Preis- und Mengenrisiko für die Erzeuger, was die Direktvermarktung wenig attraktiv erscheinen lässt. Die seither von den ÜNB angezeigten direktvermarkteten Strommengen sind laut Branchenangaben wohl gänzlich im Zusammenhang mit dem Grünstromprivileg verwendet worden¹⁰. Entsprechend gehen die ÜNB in ihren Prognosen zur EEG-Umlage von keiner sonstigen Direktvermarktung außerhalb der Marktprämie und Grünstromvermarktung mehr aus.

3.3.2 Marktprämie (§33g EEG 2012)

Die Einführung einer Marktprämie trägt die Hoffnung, neue Direktvermarktungsmöglichkeiten für EEG-Strom zu finden und somit die gewälzten Kosten mittelfristig zusätzlich absenken zu können. Die Idee der gleitenden Marktprämie ist das Ergebnis einer kontroversen Diskussion innerhalb der wissenschaftlichen Begleitforschung zum EEG-Erfahrungsbericht (ISI 2011). Als Voraussetzung wurde seitens der Forscher eine unbedingte Kostenneutralität unterstellt. Dies ließ sich in der Novellierung aber nicht so umsetzen, so dass die Managementprämie zusätzliche Kosten darstellt. Das Prinzip der Marktprämie stellt sich relativ einfach dar. Im Prinzip werden EEG-Strommengen durch Erzeuger oder Dritte an den Stromhandelsplätzen veräußert, statt durch die ÜNB. Die Differenz zu der eigentlich Vergütung wird finanziell ausgeglichen, wobei der technologiespezifische Monatsmittelwert des Spothandels

¹⁰ Vgl. auch BNetzA 2011, S.92

der Strombörse European Power Exchange (EPEX) in Paris¹¹ herangezogen wird. Die Differenzkosten werden an die Letztverbraucher weitergewälzt, der Anlagenbetreiber hat im Schnitt somit keine Nachteile zu befürchten, solange sein Durchschnittserlös an der Börse mit dem zugrunde zu legenden Durchschnittspreis nach EEG übereinstimmt. Zusätzlich werden technologiespezifische Prämien zur Deckung der Vermarktungskosten ausgezahlt.

Es lassen sich bereits erste Marktmodelle erkennen, die auf einer Teilung der Marktprämien zwischen Händler und Erzeuger aufbauen. Beide verdienen zusätzlich, die Kosten hierfür werden an die Endverbraucher gewälzt. Sie tragen gemäß den Annahmen der ÜNB an der EEG-Umlage 2012 rund 0,03 ct/kWh bei.

Die Marktprämie ist bis 2015 ausgelegt und enthält deutliche Degressionsstufen. Sofern sich darüber hinaus Geschäftsmodelle etablieren können, führen sie zwar nicht zu einer Senkung der EEG-Umlage, da die Differenzkosten genau wie beim bisherigen Wälzungsmechanismus (siehe AusgIMechV) an die Letztverbraucher (LV) weitergereicht werden, es entstehen aber auch keine zusätzlichen Kosten für die LV.

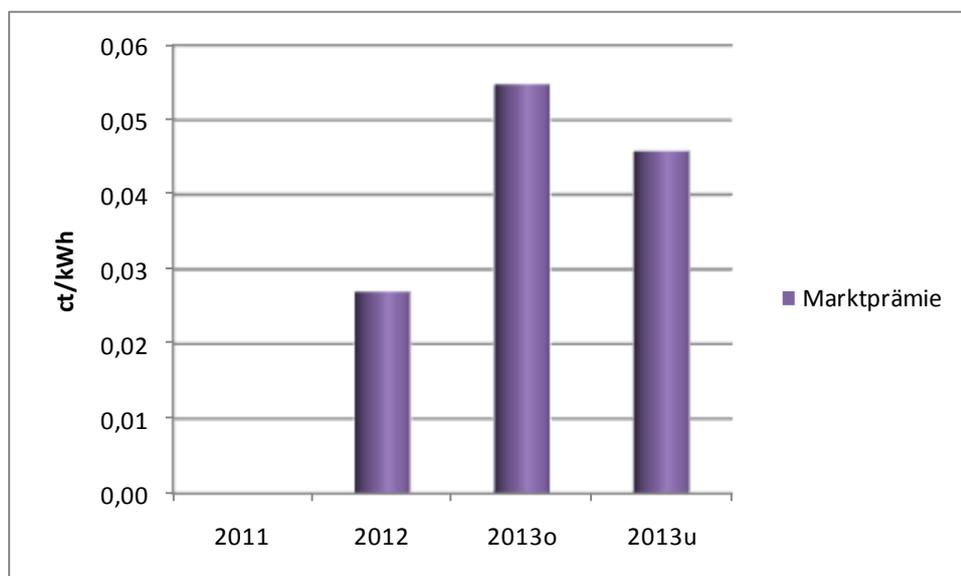


Abbildung 3-3: Entwicklung des Anteils der Marktprämie innerhalb der EEG-Umlage von 2011 bis 2013 auf Basis der Annahmen der ÜNB

¹¹ Mit der Fusion des Spotmarktgeschäfts der deutschen und französischen Börse hat man sich für den Standort Paris entschieden.

3.3.3 Flexibilitätsprämie

Die Flexibilitätsprämie wurde ebenfalls innerhalb der wissenschaftlichen Begleitung zum EEG-Erfahrungsbericht diskutiert und angeregt (ISI 2011). Es handelt sich hierbei um die Förderung regelbarer Biomasseanlagen, um diese technologisch für einen bedarfsorientierten Einsatz zu Spitzenzeiten weiterzuentwickeln. Im EEG wird die Biomasse auf Biogas eingeschränkt. Voraussetzung zum Erhalt der Prämie ist, dass die Leistungsreserve mindestens 20 % der Anlagenleistung betragen und über das Marktprämienmodell oder eine sonstige Direktvermarktung veräußert werden (§33i, Abs. 1 EEG 2012).

Das Ziel besteht darin, dass die bislang auf kontinuierliche Erzeugung ausgerichteten Biogas-Stromerzeugungsanlagen den Speicher der Biomasse nutzen und lernen, sich auf den Kapazitäts- und Spitzenlastmärkten zu etablieren. Die Prämie, welche sowohl für Neu- als auch für Bestandsanlagen eingeführt wird, soll Investitionen in größere Gasspeicher und Generatoren ermöglichen, so dass eine Verschiebung der Stromerzeugung um etwa 12 Stunden ermöglicht wird.¹²

Seitens der ÜNB werden hier weder in der Prognose 2012 noch in denjenigen für 2013 große Zuwächse unterstellt. Der Kostenbeitrag zur EEG-Umlage liegt über alle Prognosen der ÜNB bei gerade mal 0,001 ct/kWh.

3.3.4 Grünstromprivileg

Die ursprüngliche Idee hinter dem „Grünstromprivileg“ zielte auf die Unterstützung von (neuen) Händlern, die ein Stromprodukt anboten, das sich qualitativ-ökologisch vom am Markt angebotenen ‚Graustrom‘ abhob. Bereits im EEG 2000, §11, Abs. 4, Satz 2 ist die Ausnahme enthalten, dass *„Elektrizitätsversorgungsunternehmen, die, bezogen auf die gesamte von ihnen gelieferte Strommenge, zu mindestens 50 von Hundert Strom im Sinne des § 2 Absatz 1 in Verbindung mit Absatz 2 liefern“*, nicht von der Umlage betroffen sein sollen. In der damaligen Begründung dieser Neuerung wurde diese Ausnahme von der Aufnahme- und Vergütungspflicht für den EEG-Strom damit begründet, dass Elektrizitätsunternehmen, deren Lieferportfolio mehrheitlich Strom aus erneuerbaren Energien umfasse, *„dem Verursacherprinzip entsprechend bereits dem Umwelt- und Klimaschutz ausreichend Genüge tun.“*¹³

Die Einführung der reformierten EEG-Umlage im Jahre 2010, in der der physische Wälzungsmechanismus mit dem Börsenverkauf des EEG-Stromes unterbrochen wird

¹² Eckpunkte der EEG-Novelle sowie sonstige Neuerungen für erneuerbare Energien; BMU, 30.6.2011; http://www.bmu.de/erneuerbare_energien/doc/47469.php#4

¹³ Vgl. www.IWR.de o.J. (EEG 2000, unter: www.iwr.de/re/iwr/info0005.html)

und die monetäre Rückwälzung mittels einer pauschalierten Umlage auf jede (nicht-)privilegierte Kilowattstunde Stromverbrauch erfolgt, führt zu vollständig veränderten Rahmenbedingungen für das Grünstromprivileg.

Durch die Nutzung des § 37 (EEG 2009) wird ein zweites privat organisiertes Wälzungssystem etabliert. Bis zum Inkrafttreten des EEG 2012 wirkt(e) sich der § 37 (EEG 2009) für die Vermarkter als Bonus in Höhe der doppelten EEG Umlage aus. Mit einem bilanziellen Anteil von lediglich 50 % EE-Strom in den abgesetzten Strommengen wurden die Letztverbraucher von der EEG-Umlage befreit. D.h., dass auch für die restlichen 50 % Graustrom keine EEG-Umlage zu begleichen ist. Entsprechend werden diese „entgangenen Beiträge“ auf die übrigen LV überwält, was entsprechend zu einer Erhöhung der EEG-Umlage für die übrigen LV führt.

Mit dem EEG 2012 wird der wirtschaftliche Vorteil auf mindestens 2 ct/kWh, bestenfalls jedoch in Höhe der EEG-Umlage begrenzt und gleichzeitig die technischen Anforderungen erhöht. Die Differenz zur jeweilig gültigen Umlage ist dann weiterhin durch die vom Grünstromprivileg begünstigten LV zu tragen. Entsprechend sinkt der Kostenbeitrag innerhalb der EEG-Umlage ab: waren es in 2011 noch etwa 0,17 ct der insgesamt 3,53 ct/kWh, sind es 2012 nur noch rund 0,06 ct der 3,592 ct/kWh.

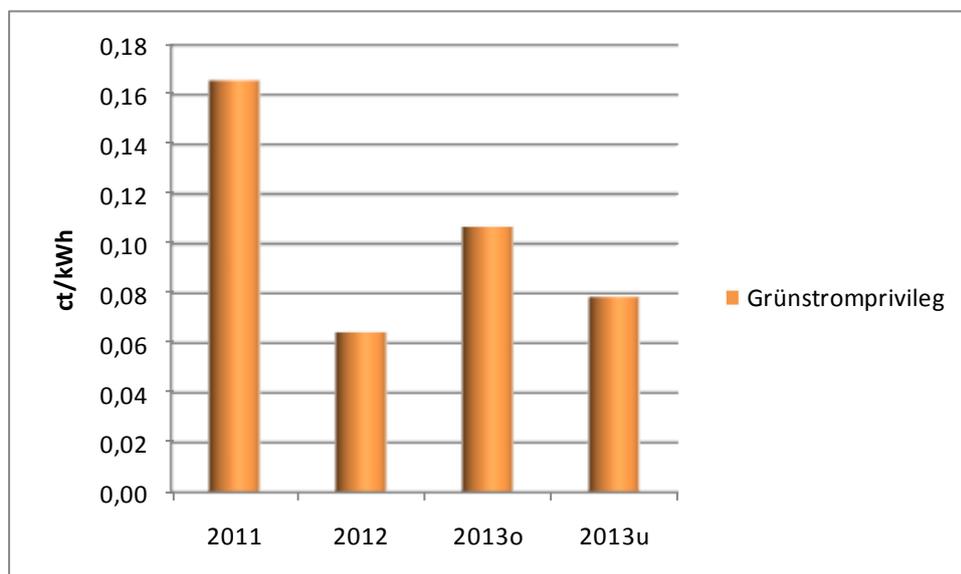


Abbildung 3-4: Entwicklung des Anteils der Grünstromprivilegierung innerhalb der EEG-Umlage von 2011 bis 2013 auf Basis der Annahmen der ÜNB

3.4 Liquiditätsreserve

Die Liquiditätsreserve wird als neuer ansetzbarer Kostenblock innerhalb der Ermittlung der EEG-Umlage in § 3, Abs. 7 der AusglMechAV verankert¹⁴. Sie soll dazu beitragen, dass der jeweils im September des Vorjahres ermittelte EEG-Kontostand nicht mehr derartig negativ ausfällt, wie in 2010 und 2011 geschehen. Die Liquiditätsreserve stellt somit eine weitere Ausgleichskomponente zusätzlich zur Nachholung dar. Sie dient nur dazu, Fehlprognosen abfedern und die Vorleistung der ÜNB begrenzen zu können.

Die Berücksichtigung der Reserve macht in der von den Übertragungsnetzbetreibern ermittelten EEG-Umlage für 2012 aber immerhin 0,08 ct/kWh aus. Die Liquiditätsreserve kann bis zu 10 % des Differenzbetrages aus denen für das Folgejahr prognostizierten Einnahmen und Ausgaben betragen. Entsprechend ist das Szenario 2013o als Extremfall zu verstehen, der bei der künftigen Ermittlung der EEG-Umlage für 2013 nach derzeitiger Einschätzung in dieser Höhe nicht zum Zuge kommen wird.

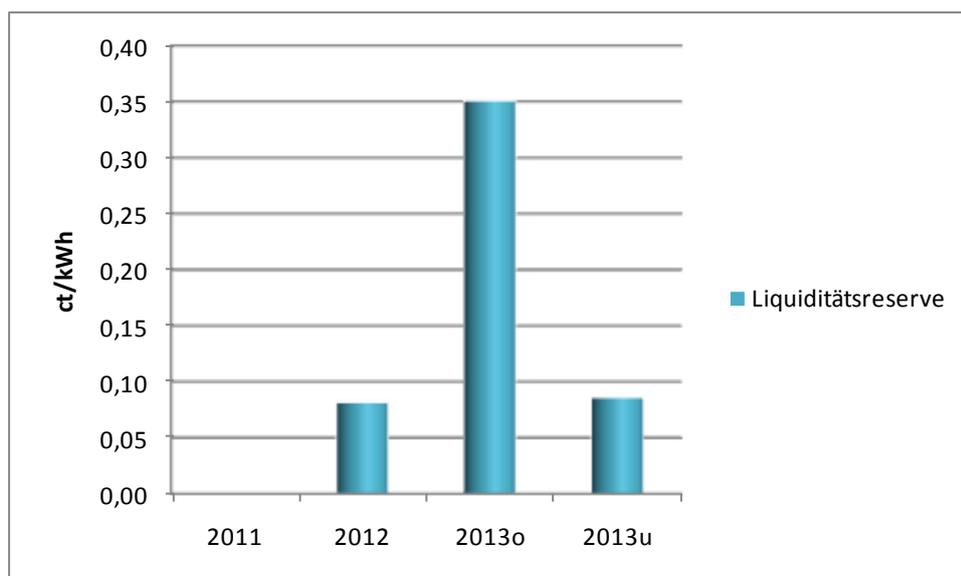


Abbildung 3-5: Entwicklung des Anteils der Liquiditätsreserve innerhalb der EEG-Umlage von 2011 bis 2013 auf Basis der Annahmen der ÜNB

¹⁴ Siehe Gesetz zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien vom 28. Juli 2011

3.5 Eigenerzeugung

Eigenerzeugung im Sinne des EEG 2012 (§37, Abs. 3, Nr. 2b) betrifft Letztverbraucher, die den erzeugten Strom selbst im räumlichen Zusammenhang zu der eigenen Stromerzeugungsanlage verbrauchen. Dies galt bislang auch für Strom, der über das öffentliche Netz von einer Erzeugungsanlage an den jeweiligen Eigentümer transportiert wurde. Künftig wird Strom, der über das öffentliche Netz bezogen wird, im Grundsatz nicht mehr als Eigenverbrauch eingestuft. Eine Übergangsbestimmung (§66, Abs 15 EEG 2012) stellt sicher, dass die bisher von der EEG-Umlage befreiten Eigenversorgungskonzepte aber auch künftig befreit bleiben.¹² Die ÜNB gehen dabei von rund 50 GWh/a in 2012 aus, die sich bis 2016 hin – je nach Szenario - zu 52 GWh/a bis 56 GWh/a entwickeln könnten¹⁵.

Würde die Eigenstromerzeugung (dies betrifft Anlagen angefangen vom selbsterzeugten und eigenverbrauchten PV-Strom bis hin zur Industrie-KWK) ebenfalls die Kosten des EEG übernehmen müssen, dann würde die EEG-Umlage um rund 0,3 ct/kWh absinken.

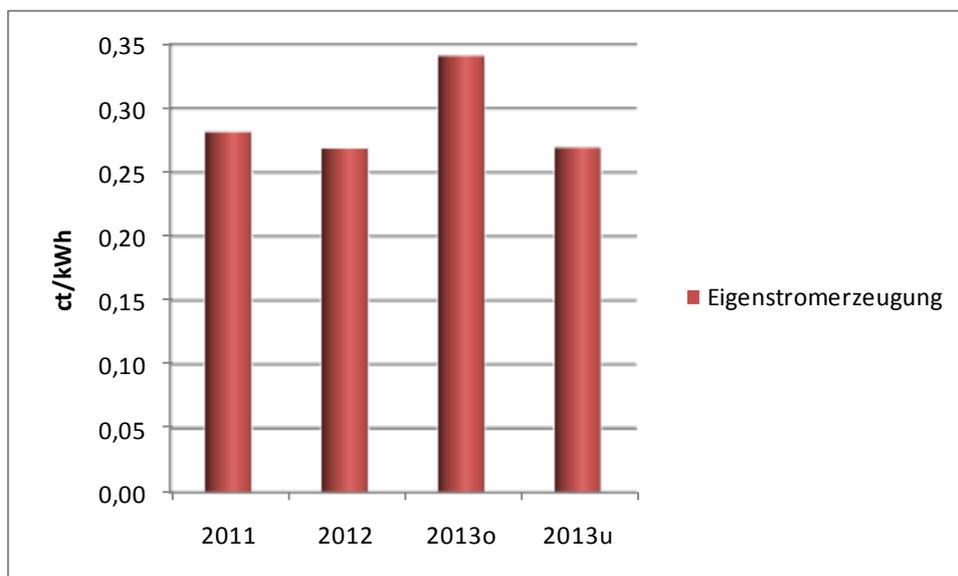


Abbildung 3-6: Entwicklung der Mehrkosten innerhalb der EEG-Umlage, die sich aus der Befreiung der Eigenstromerzeugung ergibt, dargestellt von 2011 bis 2013 auf Basis der Annahmen der ÜNB

¹⁵ vgl. Prognos 2011, Tabelle 1 im Anhang

3.6 Auswirkungen und Anteile der einzelnen Sonderregelungen auf die EEG-Umlage

Für die folgenden Abbildungen werden die Berechnungen der ÜNB zur EEG-Umlage nachvollzogen. Aufbauend auf diesem Grundgerüst wird zunächst eine EEG-Umlage ermittelt, welche sich lediglich aus den Zahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber (abzgl. vNE), der Nachholung aus dem Vorjahr, den Kosten für die EEG-Stromvermarktung sowie den Einnahmen aus dem Verkauf an der Börse durch die ÜNB zusammensetzt. Hierzu werden unter Berücksichtigung der spezifischen Marktfaktoren die seitens der ÜNB angegebenen Strommengen der Direktvermarktung als Verkäufe an der Börse durch die ÜNB uminterpretiert. Diese Kosten werden dann auf alle Letztverbraucher (inklusive privilegierter Strommengen aus der BesAR) umgelegt.

Nachfolgend werden die Einzelauswirkungen von Direktvermarktung, Grünstromprivileg, Besonderer Ausgleichsregelung und Liquiditätsreserve jeweils gegenüber der zuvor ermittelten EEG-Umlage ermittelt, indem jeweils die Veränderungen auf die Kosten und/oder die Strommengen Berücksichtigung finden.

- Direktvermarktung (Markt-/ Flexibilitätsprämie): Erhöhung der Kosten aufgrund von Management- und Flexibilitätsprämie in entsprechender Höhe.
- Besondere Ausgleichsregelung: Absenkung des gesamten Letztverbrauchs um die privilegierte Strommenge; Berücksichtigung des Beitrags der begünstigten Industrie zum EEG.
- Grünstromprivileg: Absenkung des gesamten Letztverbrauchs um die jeweilige Strommenge, die sich aus Grün- und Graustrom ergibt; Erhöhung der EEG-Kosten um die jeweils 2 ct/kWh, welcher der Grünstrom nicht zu leisten braucht.
- Liquidität: Erhöhung der EEG-Kosten um besagten Betrag
- Eigenerzeugung: Hinzuziehen der Strommengen der Eigenerzeugung, was zur Erhöhung des Letztverbrauchs und damit zur Absenkung der Umlage beitragen würde (siehe Abbildung 3-8).

Abbildung 3-7 stellt die Entwicklung der EEG-Umlage für die Jahre 2011 und 2012 sowie der beiden Prognosen für 2013 (**oberer** Entwicklungspfad 2013o und **unterer** Entwicklungspfad 2013u) dar. Dabei wird in die einzelnen Kostenblöcke der EEG-Umlage differenziert.

Die sonstige Direktvermarktung, welche Strom aus EE ohne Marktprämie in 2011 gemäß der Prognose der ÜNB vermarkten sollte, wurde in den nachfolgenden Abbil-

dungen mit den Zahlungen an die EEG-Anlagenbetreiber in 2011 verrechnet. Sie wirkt umlagesenkend, würde hier aber die Darstellung ggf. unverständlich machen, würde sie abgebildet werden. Für 2012 und 2013 ist eine Vermarktung ohne Marktprämie oder Grünstromprivilegierung nicht durch die ÜNB berücksichtigt, da davon ausgegangen werden kann, dass der zusätzliche Anreiz der Marktprämie in jedem Fall genutzt werden wird.

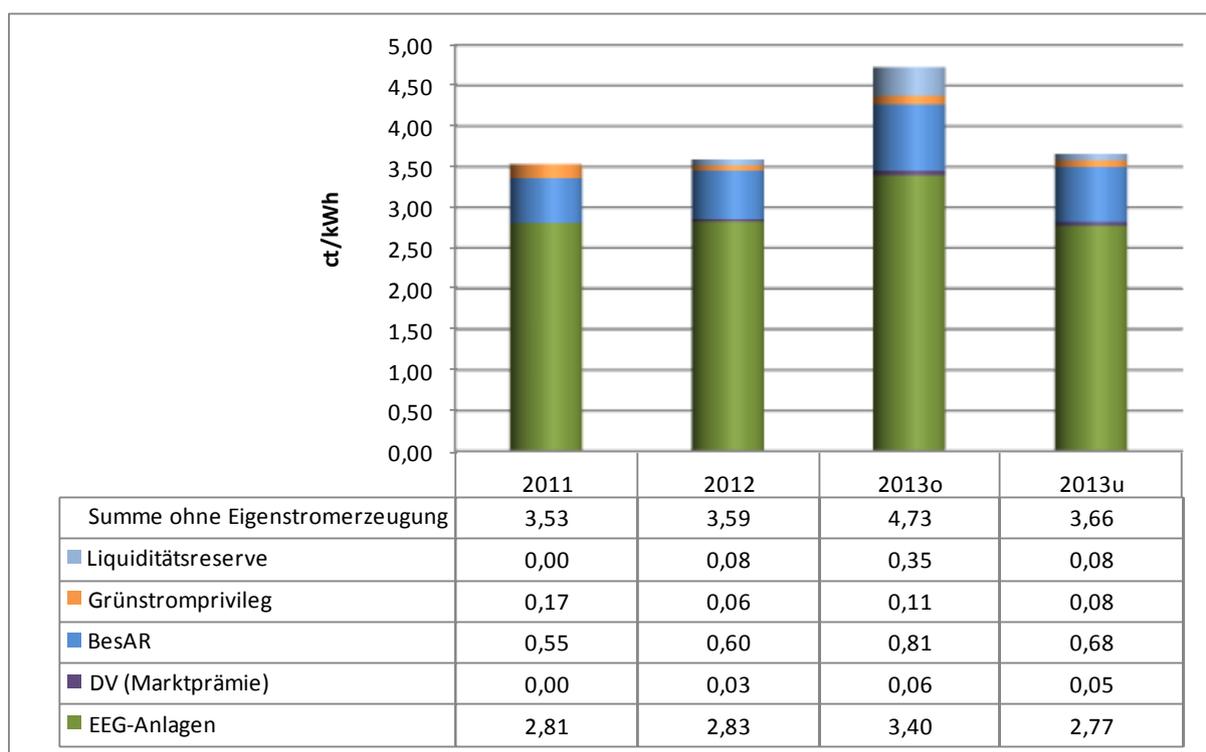


Abbildung 3-7: Entwicklung der einzelnen Kostenkomponenten innerhalb der EEG-Umlage¹⁶

Eigenerzeugter und zugleich selbstverbraucher Strom ist von der EEG-Umlage ausgenommen. Die Auswirkungen einer Einbeziehung der Eigenstromerzeugung in den nichtprivilegierten Letztverbrauch werden in nachfolgender Abbildung 3-8 verdeutlicht.

¹⁶ Wegen kleineren Rechenfehlern bei der Ermittlung der EEG-Umlage 2013o durch die ÜNB konnten nicht alle Berechnungen korrekt nachempfunden werden, so dass es zu einer kleinen Abweichung von etwas über 0,01 ct/kWh kommt. Das Absinken des Anteils der EEG-Anlagen im Szenario 2013u ergibt sich u.a. durch einen unterstellten stärkeren Anstieg der Verkaufspreise gegenüber der durchschnittlichen Vergütung sowie einem unterstellten höheren nichtprivilegierten Letztverbrauch.

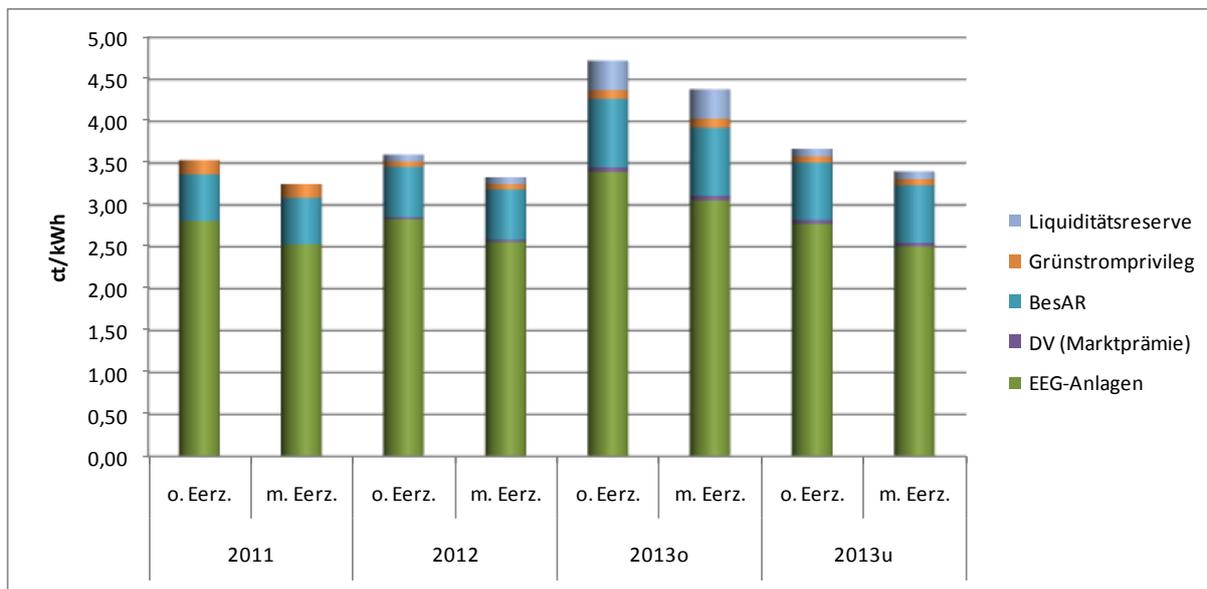


Abbildung 3-8: Gegenüberstellung der EEG-Umlagen ohne Eigenerzeugung im nichtprivilegierten Letztverbrauch (o.Eerz.) und mit Eigenerzeugung im nichtprivilegierten Letztverbrauch (m.Eerz.)

Abbildung 3-9 stellt die Entwicklung der einzelnen Kostenblöcke gegenüber. Deutlich ist der Anstieg bei der BesAR und Liquiditätsreserve zu erkennen.

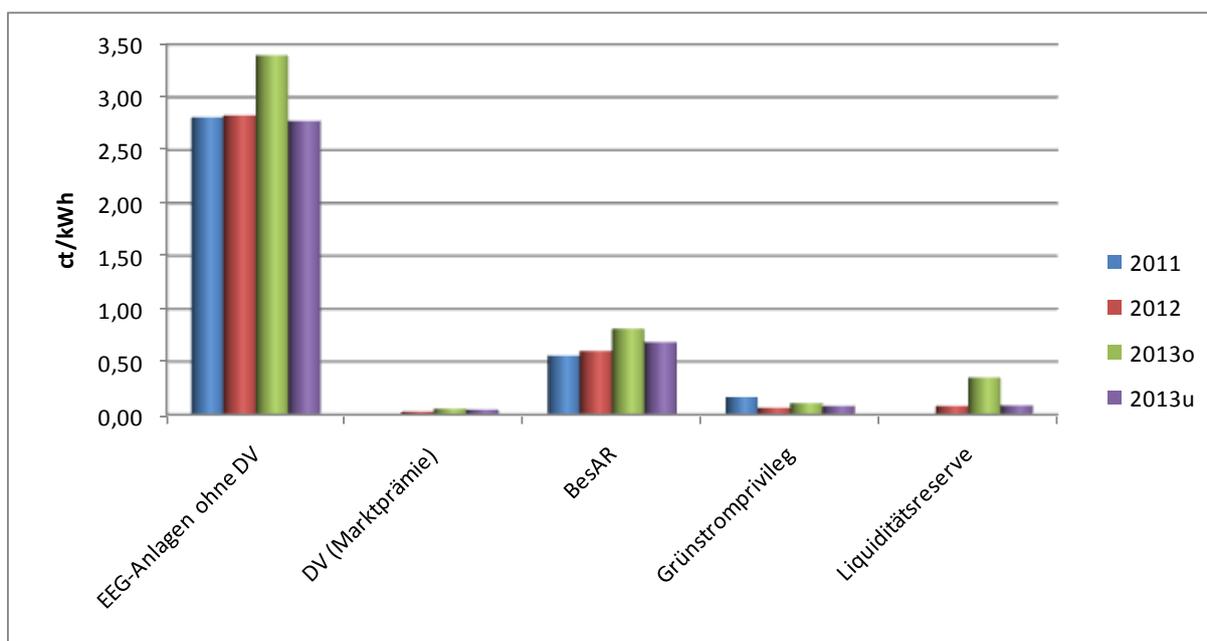


Abbildung 3-9: Entwicklung der einzelnen Kostenkomponenten der EEG-Umlage über die ÜNB-Prognosen 2011 bis 2013 (o/u)

Ausgehend von spezifischen Kosten für die Stromerzeugung aus EE von rund 0,4 ct/kWh in 2003 zu 2,8 ct/kWh in 2012 ist dies, wie zu erwarten, der größte Kostenblock. Die Begünstigung der Industrie folgt direkt im Anschluss von ehemals 0,024 ct/kWh in 2003 auf 0,6 ct/kWh in 2012. Während es sich bei der Umlage der EEG-Vergütungszahlungen jedoch nur um eine Versiebenfachung der Kosten handelt, hat die BesAR im Laufe ihrer Entwicklung den ursprünglichen Wert um das 25-fache erhöht.

Abbildung 3-10 verdeutlicht, dass trotz insgesamt steigender Vergütungsansprüche durch die Zunahme an EEG-Strom (vgl. Abbildung 3-7) der Anteil der EEG-Anlagekosten (Basis Prognose der ÜNB zur EEG-Umlage) im Vergleich zu den Sonderkosten im Betrachtungszeitraum 2011 bis 2013 (o/u) zurückgegangen ist. Einen deutlichen Beitrag zur Erhöhung der EEG-Umlage haben hierbei die Liquiditätsreserve sowie die Besondere Ausgleichsregelung.

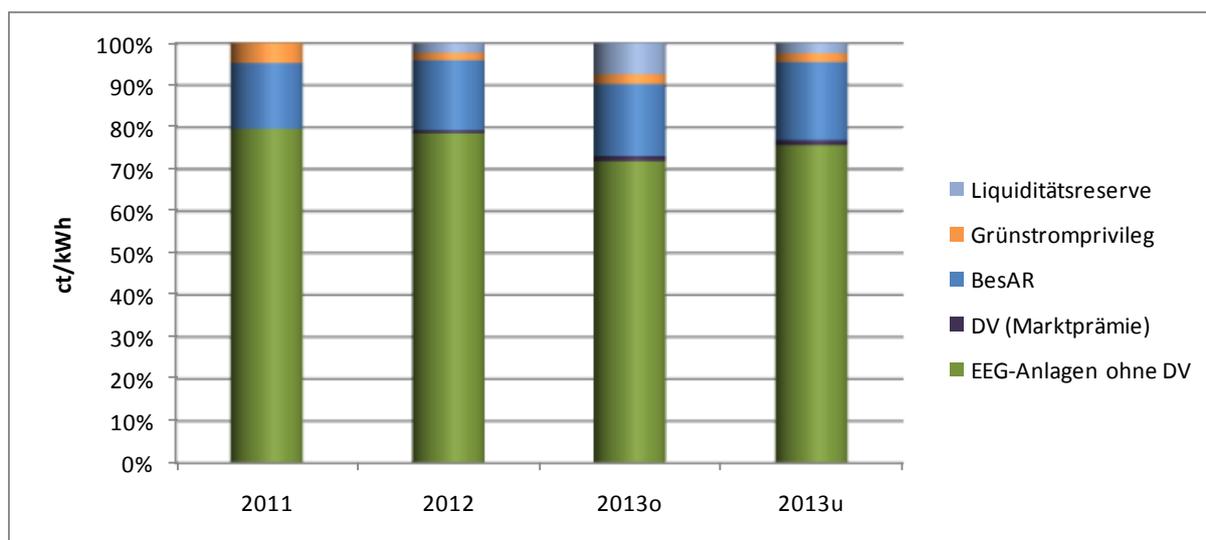


Abbildung 3-10: Anteile der Kostenkomponenten der EEG-Umlage in den Prognosen 2011 bis 2013¹⁷

Die Marktprämie trägt an der gesamten EEG-Umlage nur einen geringen Anteil. Die Mitnahmeeffekte sind möglicherweise aber hoch, wenn unterstellt wird, dass mit der im Gesetz definierten Degression der Prämie die Nachfrage seitens der Erzeuger wieder abnimmt. Ob tatsächlich ein nachhaltiger Mehrwert durch Schaffung neuer Märkte für den EEG-Strom entstehen wird, bleibt abzuwarten.

¹⁷ Verrechnung der unterstellten Direktvermarktung in 2011 mit den EEG-Vergütungszahlungen

Der anfängliche Boom beim Grünstromprivileg wird seitens der ÜNB aufgrund der deutlich gesunkenen Begünstigung als zunächst Einbruch im Markt eingestuft. In den Szenarien bis 2016¹⁸ nimmt der Anteil aber wieder leicht zu, erreicht aber lange nicht mehr die Annahmen in der EEG-Umlage für 2011.

¹⁸ vgl. Prognos 2011, Tabelle 1 im Anhang

4 Diskussion um Möglichkeiten, eine weitere Erhöhung der EEG-Umlage zu begrenzen

Weitergehende Einschnitte bei der Einspeisevergütung, als bereits im EEG durch die Degressionsstufen definiert, sind nur dann sinnvoll, wenn der Markt aufgrund technologischen Fortschritts die Herstellkosten langfristig stärker als die Degression absenken kann. Eine darüber hinausgehende Absenkung kann dagegen die Entwicklung der jeweiligen Technologie begrenzen, wenn nicht sogar zu einer deutlichen Zurückhaltung der Nachfrage führen.

Da innerhalb dieser Kurzstudie keine Marktforschungen durchgeführt werden können, werden mögliche Absenkungspotenziale bei den EEG-Vergütungssätzen nicht weiter eruiert. Zudem kann durchaus unterstellt werden, dass die Begleitforschung zum EEG-Erfahrungsbericht diese Thematik bereits ausführlich behandelt hat und dies in der Novellierung entsprechend berücksichtigt wurde.

Aufgrund der insbesondere zeitlichen Fristen zur Erarbeitung dieser Studie können nachfolgend Ideen zur Begrenzung der EEG-Umlage nur andiskutiert, nicht aber in jedem Detail durch Simulationsrechnungen bezüglich der Auswirkungen nachkontrolliert werden. Die Erarbeitung dieser Zusammenstellung ist daher als Diskussionsgrundlage und als Anregung für weitere vertiefte Diskussionen gedacht. Aus den bisherigen Ergebnissen werden aber bereits mögliche Optionen zur Begrenzung der EEG-Umlage deutlich.

4.1 Besondere Ausgleichsregelung¹⁹

Bereits in den wissenschaftlichen Begleitforschungsarbeiten zu den EEG-Erfahrungsberichten wurden mehrere Optionen diskutiert, die Begünstigung auf diejenigen Verbraucher einzugrenzen, welche sich tatsächlich einen deutlichen Wettbewerbsnachteil im internationalen Markt gegenüber sehen. Dies würde streng genommen eine Einzelfallbetrachtung einer jeden Stromabnahmestelle bedeuten und ist praktisch von den zuständigen Behörden nicht zu leisten. Es sind daher praxistaugliche Kennzahlen oder Branchendefinitionen zu finden, welche im Sinne des EEG Begünstigungen sachgerecht zuteilen.

¹⁹ Starke Anlehnung an die eigenen Arbeiten innerhalb der wissenschaftlichen Begleitforschung zum EEG-Erfahrungsbericht 2011

4.1.1 Indikatoren zur Bewertung der internationalen Wettbewerbsintensität

Die nachfolgende Betrachtung konzentriert sich auf die Fragestellung, ob alle von der BesAR privilegierten Branchen bzw. Unternehmen auch tatsächlich durch den Beitrag zum Ausbau der erneuerbaren Energien im internationalen Wettbewerb gefährdet sind. Es werden Indikatoren gesucht, welche die internationale Wettbewerbsfähigkeit messen sollen und anhand derer eine bedarfsgerechte Privilegierung erfolgen könnte.

Die Begleitforschung in Vorhaben IV zum EEG-Erfahrungsbericht - Instrumentelle und rechtliche Weiterentwicklung im EEG - identifizierte in Anlehnung an den Emissionshandel die „Handelsintensität“ als einen möglichen Indikator zur Festlegung internationaler Wettbewerbsfähigkeit. Dabei ist die Handelsintensität auf Länder außerhalb der EU-27 zu beziehen, da zum einen der internationale Handel Deutschlands hauptsächlich innerhalb Europas erfolgt und zum anderen, dass innerhalb der Gemeinschaft derzeit 16 Länder eine vergleichsweise verbrauchsorientierte Umlage für den Ausbau der EE haben, wie in Deutschland. Auch wenn die Förderung von EE nicht in allen Ländern mit einer Einspeisevergütung analog zum deutschen EEG operationalisiert wird, so gibt es doch in allen EU-Mitgliedsstaaten Fördersysteme, die, bis auf drei, die Kosten der Förderung auf die Stromverbraucher umlegen. Es gibt jedoch auch in diesen Ländern Maßnahmen, welche – abhängig von der Art der Finanzierung des Ausbaus von Erneuerbaren Energien – die Industrie in unterschiedlichen Umfang von einer vollständigen Beteiligung entbinden.

Davon unberücksichtigt bietet die Kennzahl „Handelsintensität“ den aus Sicht der Forscher derzeit besten Indikator, um die Wettbewerbssituation von Branchen abzuschätzen. Die Ermittlung auf Branchenebene wäre hierbei der Praktikabilität des Verfahrens geschuldet und nicht der realen Situation von Unternehmen. Um die Situation in Deutschland angemessen zu berücksichtigen, muss der gesamte Handel von Deutschland mit dem Rest der Welt betrachtet werden. Aufgrund der Exportstärke Deutschlands in vielen Branchen müsste ein Benchmark für Handelsintensität deutlich höher als die in der EU-Richtlinie 2009/29/EG zum Emissionshandel genannten 10 % liegen. Erste Abschätzungen gehen hier von 50 % aus.

Eine innerhalb der Begleitforschung durchgeführte juristische Betrachtung²⁰ kommt zu dem Schluss, dass es sich beim Erhalt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit um keine Anspruchsvoraussetzung²¹ handelt. Vielmehr hat der Gesetzgeber den Erhalt lediglich als einen Zweck der Regelung ausgestaltet. Aus Sicht der Juristen

²⁰ Müller, T. et al (FUER) in Kapitel 6, ISI 2011

²¹ BT-Drs. 16/8148, S. 64.

ergibt sich dies bereits „aus der ersatzlosen Streichung des § 11a Abs. 2 Nr. 4 EEG 2000, nach dem im Einzelfall eine erhebliche Beeinträchtigung der Wettbewerbsfähigkeit des Unternehmens aufgrund seiner Mehrkosten nachzuweisen war²². Der Gesetzgeber sah in § 16 EEG 2004 bewusst vom Vorliegen dieser Voraussetzung ab²³. Somit ist es möglich, dass ein Unternehmen, das alle Tatbestandsvoraussetzungen erfüllt, nicht aber im internationalen Wettbewerb steht und seine internationale Wettbewerbsfähigkeit somit nicht beeinträchtigt sein kann, in den Genuss der Begrenzung nach den §§ 40 ff. EEG 2009 kommen kann. Da an dieser Stelle der Wille des Gesetzgebers eindeutig als (lediglicher) Zweck zu deuten ist, muss hingenommen werden, dass die Besondere Ausgleichsregelung eine größere Anzahl an Unternehmen erfassen kann, als vom Gesetzgeber beabsichtigt wurde.“

Dies heißt aber nur, dass das Fehlen dieser Prüfung nicht gegen die BesAR spricht, es schließt aber nicht aus, dennoch eine weitere Kennzahl zur Begrenzung der Begünstigung einzufügen, die der Intention der Regelung entspricht.

4.1.2 Modifikation des Eigenanteils in Abhängigkeit der Strombezugsmenge

Eine praktikable Lösung für eine bedarfsgerechte Ermittlung des zu übernehmenden Eigenanteils könnte in der Herstellung einer Verbindung zum Strombezug bestehen. Es wird dabei vereinfacht unterstellt, dass sich die Wettbewerbssituation mit zunehmendem Strombezug verschlechtert.

Es wird eine Kennzahl gebildet, bei der die Höhe des Strombezugs mit dem Eigenanteil („Selbstbehalt“) in direkten Zusammenhang gebracht wird (IE/Prognos 2007). Dabei nimmt der Eigenanteil mit zunehmendem Strombezug linear ab. Die Berechnung der mit vollem EEG-Anteil abzunehmenden Strommenge zwischen 1 GWh und 100 GWh könnte wie folgt vorgenommen werden:

$$\text{Eigenanteil} = \frac{100 \text{ GWh} - \text{Strombezug zum Eigenverbrauch in GWh}}{99 \text{ GWh}}$$

wobei bei Überschreitung der oberen Grenze (100 GWh Strombezug pro Jahr und Stromkostenanteil an der BWS von mehr als 20 %) der Eigenanteil komplett entfällt.

²² BT-Drs. 15/810, S. 6.

²³ Vgl. EEG-Erfahrungsbericht 2007, S. 149.

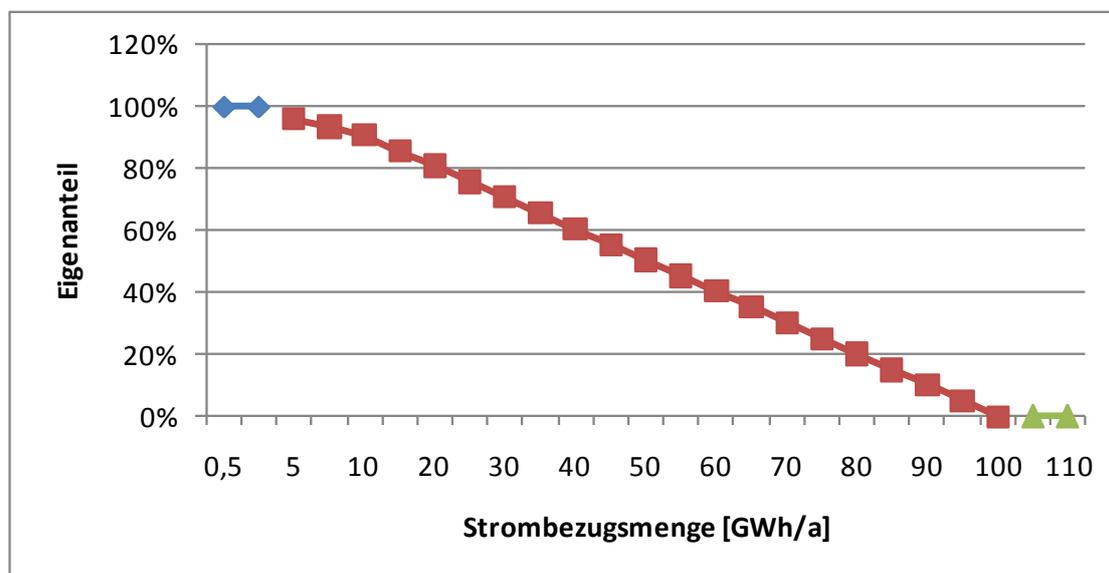


Abbildung 4-1: Auswirkungen auf den Eigenanteil, wenn die Strombezugsmenge als ausschlaggebendes Indiz herangezogen wird.

Vorteile:

- Vermeidung einer nationalen Wettbewerbsverzerrung an der bisherigen unteren Grenze;
- Eingrenzung des Aufwands und Erhaltung der Handhabbarkeit durch Fokussierung auf Großindustrie (mit möglicherweise tendenziell höherem Exportanteil);
- u. U. geringere Transaktionskosten wegen sinkendem Interesse an BesAR bei Unternehmen mit geringerem Bezug; → geringere Umverteilung auf nichtprivilegierte Abnehmer

Nachteile:

- Bisherige bestehende Privilegierung für Unternehmen < 90 GWh/a verschlechtert sich;
- Großunternehmen mit tendenziell bereits bestehender größerer Einkaufsmacht werden gegenüber „kleineren“ Mitbewerbern zusätzlich bessergestellt.
- Kaum Effizianzanreize, da mit abnehmender Strommenge spezifischer Preis steigt

Trifft Intention der Regelung?

- Nein, Strommenge ist kein Indikator für Wettbewerbsgefährdung

Dieses Verfahren würde, berechnet auf den BAFA-Informationen für die EEG-Umlage 2011, zu einer Minderung der Umlage um rund 0,1 c/kWh bzw. 3 % führen. Die Ersparnis für einen Haushalt mit unterstellten 3.500 kWh/a wäre demnach 3,50 Euro pro Jahr.

4.1.3 Modifikation des Eigenanteils in Abhängigkeit des Stromkostenanteils

Hier entscheidet allein der Stromkostenanteil (SKA) an der Bruttowertschöpfung (BWS) über die Höhe des Selbstbehalts. Im Rahmen der ab 2012 gegebenen Grenzen von 14 % und 20 % werden nachfolgend die Auswirkungen dargestellt. Zur Berechnung bietet sich folgende Formel an:

$$\text{Eigenanteil} = \left(20\% - \frac{\text{Stromkosten}}{\text{Bruttowertschöpfung}} \right) * 16,67^{24}$$

Mit dieser Formel ergibt sich für viele Unternehmen ein wesentlich höherer Selbstbehalt, da bei 14 % ein Selbstbehalt von 100 % unterstellt wird. Erst mit Erreichen eines SKA/BWS von 20 % und mehr ist der Selbstbehalt gleich Null.

Das Ergebnis stellt ebenfalls eine lineare Entwicklung wie bei der Strombezugsmenge dar.

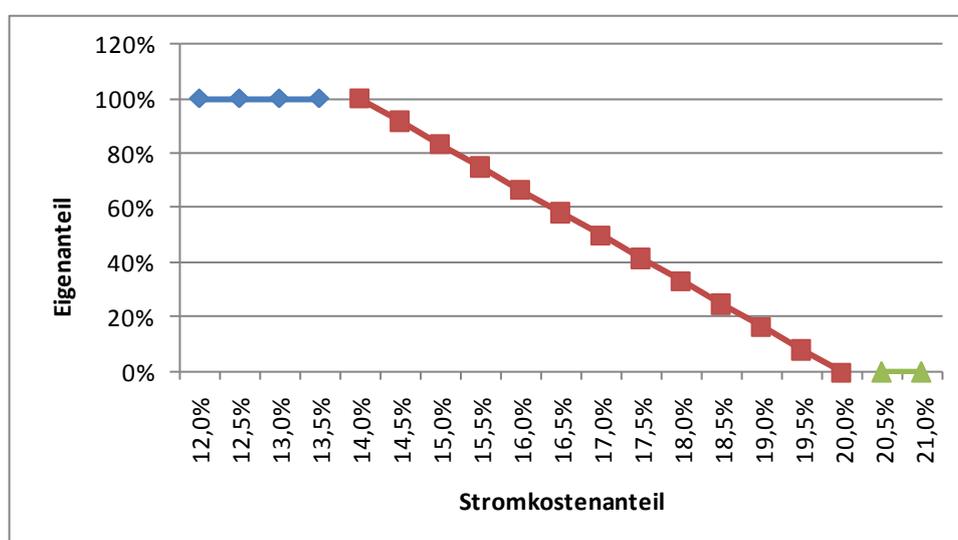


Abbildung 4-2: Auswirkungen auf den Eigenanteil, wenn die Stromkostenanteil als ausschlaggebendes Indiz herangezogen wird

²⁴ Gibt den Anteil der in einem Jahr bezogenen Strommenge wieder, welcher mit der vollen EEG-Umlage abzunehmen ist.

Hiernach würde jedoch ein Unternehmen mit 5 GWh und einem Stromkostenanteil von 25 % ebenso keinen Selbstbehalt tragen müssen wie ein Unternehmen mit 500 GWh und einem Stromkostenanteil größer 20 %.

Vorteile:

- Vermeidung einer Wettbewerbsverzerrung auf nationaler Ebene;
- Unternehmen mit gleichen Strukturen, also gleichem SKA, werden auch gleich behandelt (große Unternehmen werden nicht alleine wegen ihrer Größe bzw. größeren Stromabnahme bevorzugt);
- höhere spezifische Stromkosten bei kleineren Unternehmen aufgrund ihrer geringeren Verhandlungsmacht werden gegenüber großen Mitbewerbern etwas ausgeglichen;
- Effizianzanreize bleiben gewahrt.

Nachteile:

- Einige Unternehmen müssen künftig einen höheren Eigenanteil übernehmen;
- Planbarkeit für Unternehmen schwieriger, da jährliche Veränderungen;
- Umverteilungsvolumen sinkt voraussichtlich nicht signifikant ab;
- für Unternehmen mit Anteilen unter 14 % und über 20 % ergeben sich keine Veränderungen.

Trifft Intention der Regelung?

- Als Indikator für Wettbewerbsgefährdung im internationalen Vergleich besser geeignet als Strombezugsmenge

Die Einsparungen für einen 4-Personen-Haushalt (3.500 kWh/a) belaufen sich hierbei bezogen auf die Umlage 2011 auf gerade mal 75 ct im Jahr.

4.1.4 Begrenzung der Begünstigung nur auf stromintensive Prozesse, statt auf den gesamten Stromverbrauch an der Abnahmestelle

Diese Option lehnt sich an das bereits etablierte Verfahren innerhalb des **StromStG** an, da auch dort in § 9a die stromintensive Industrie entlastet wird. Es kann somit nahtlos an ein bestehendes System angeknüpft werden. Im Gegensatz zu der Regelung innerhalb der BesAR begünstigt das StromStG lediglich den Stromverbrauch stromintensiver Prozesse und nicht den gesamten Bezug an einer Stromabnahmestelle. Somit werden nur diejenigen Strommengen begünstigt, die als wettbewerbsrelevant einzustufen sind. Ein direkter Hinweis, dass der Paragraph einer möglichen Wettbewerbsgefährdung im internationalen Handel vorbeugen oder diese beheben

soll, ist im StromStG im Gegensatz zur BesAR nicht enthalten²⁵. Jedoch kann mit der Begünstigung an sich unterstellt werden, dass gewisse Prozesse und damit Branchen im Wettbewerb gegenüber internationalen Mitbewerbern besser gestellt werden sollen.

Da an ein etabliertes Verfahren angeschlossen werden kann, können die Auswertung bereits vorzeitig gut abgeschätzt werden. Nach Aussage des Bundesministeriums für Finanzen (BMF) beträgt laut dem 23. Subventionsbericht der Bundesregierung die Steuerbegünstigung gemäß § 9a rund 530 Mio. € für 2011 und schätzungsweise 580 Mio. € für 2012. Weiterhin werden nun auch Hersteller für Industriegase befreit, wobei der Subventionsbericht von rund 15 Mio. € jährlich ausgeht. Hierbei wurde jeweils der Steuersatz von 20,50 €/MWh unterstellt. Dies entspricht in etwa 29 TWh/a, gegenüber den durch die BesAR voraussichtlich begünstigten 84,7 TWh/a (incl. Schienenbahnen) in 2012. Damit würde die Überwälzung von rund 2,45 Mrd. € zwischen den Endabnehmern auf rund 1 Mrd. € absinken (inkl. Schienenbahnen). Zudem sollten auch die Transaktionskosten - die hier nicht weiter beziffert werden können - der zuständigen Behörde BAfA ebenfalls reduziert werden können.

Ein weiterer Vorteil besteht darin, dass nichtbegünstigte Strommengen (z.B. EDV, Beleuchtung, Druckluftherzeugungsanlagen, usw.) weiterhin erhöhte Effizienzreize besitzen, als dies der Fall wäre, wenn der gesamte Strombezug günstig ist und der wirtschaftliche Effizienzbedarf dadurch geringer ausfällt.

Da es sich um ein ganz anderes System handelt, bedarf es einer kompletten Umstellung des Verfahrens, was zunächst als Nachteil gesehen werden könnte. Auch wird eine vorliegende Gefährdung der Wettbewerbsfähigkeit über dieses Verfahren nur bedingt berücksichtigt. Mitnahmeeffekte können nicht ausgeschlossen werden, werden aber sicherlich im Gesamtvolumen begrenzt. Ein weiterer Nachteil könnte sich aus der Einschränkung auf die in § 9a StromStG genannten Prozesse ergeben, da es ggf. Unternehmen oder Branchen gibt, die derartige Prozesse nicht oder nur in kleinem Rahmen besitzen, dennoch aber durch die volle EEG-Umlage erhebliche Nachteile im internationalen Handel erfahren könnten. Eine exakte Trennung wird nie möglich sein.

Bezogen auf 2012 würde dies die Umlage auf etwa 3,18 ct/kWh gegenüber 3,592 ct/kWh absenken können. Hieraus ergäbe sich eine jährliche Einsparung bei einem jährlichen Strombezug von 3.500 kWh/a von knapp 15 Euro.

²⁵ Der 23. Subventionsbericht stellt dies dagegen deutlich heraus: „Um die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Produzierenden Gewerbes zu sichern und zu verbessern, sind auf Grundlage von Artikel 2 Abs. 4 Buchstabe b der Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 (Energiesteuerrichtlinie) bestimmte Verwendungen von Strom im Wege einer Steuerentlastung von einer Besteuerung ausgenommen.“

4.1.5 Diskussion einer Anhebung der EEG-Beteiligung privilegierter Abnahmestellen

Die jährliche Erhöhung der EEG-Umlage wird an die begünstigten Unternehmen bisher nicht weitergetragen. Bei ihnen ist die Beteiligung nominal auf 0,05 ct/kWh festgesetzt, mit zunehmender Inflation real also eine sinkende Beteiligung.

Die nachfolgende Abbildung 4-3 zeigt die Entwicklung der EEG-Umlage, wobei zudem der Anteil, der aufgrund der BesAR zusätzlich gewälzt wird, dargestellt ist. Die Angaben beruhen auf den im Folgejahr durch einen Wirtschaftsprüfer attestierten Zahlen. Allein die Jahre 2011 und 2012 sind entsprechend den Prognosen der ÜNB vom Oktober 2010/2011 angegeben.

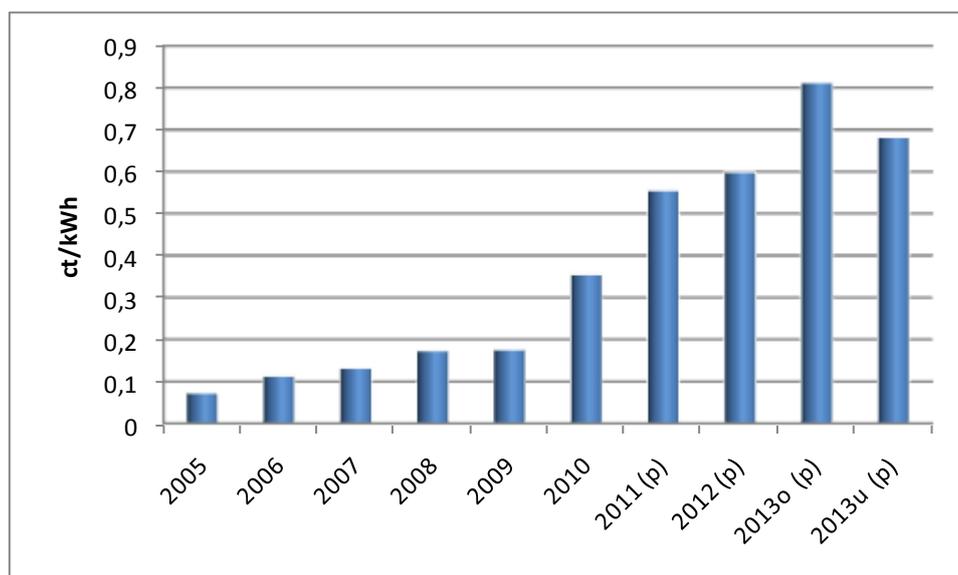


Abbildung 4-3: Entwicklung der EEG-Umlage gemäß den testierten Nachkalkulationen bis einschließlich 2010 und den Prognosen der Übertragungsnetzbetreiber für 2011 bis 2013

Es erscheint daher durchaus legitim auch die Beteiligung der privilegierten Unternehmen der zeitlichen Entwicklung anzupassen. Denn die Unternehmen profitieren bereits jetzt – je nach Einkaufsstrategie in unterschiedlichem Umfang – von den sinkenden Strompreisen. Die Systemtransformation sollte mit zunehmender Verknappung und damit Verteuerung der fossilen Energiereserven zudem langfristig zu vergleichsweise niedrigen Strompreisen führen. Einige stromintensive Branchen profitieren zudem bereits jetzt schon als Zulieferer vom Ausbau der erneuerbaren Energien.

Eine Anpassung unter Berücksichtigung des zuvor genannten 10%-Anteils entspricht einer Erhöhung auf rund 0,36 ct/kWh für 2012. Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) würde – unter Berücksichtigung der langjährigen Entwicklung - auch

0,5 ct/kWh für gerechtfertigt halten²⁶. Der Wert entspricht etwa 10 % des Durchschnitts der Mittelfristprognosen bis 2016.

Bezogen auf die Annahmen der ÜNB aus Oktober 2011 sinkt die EEG-Umlage bei unterstellten 0,5 ct/kWh von 3,592 ct/kWh auf 3,49 ct/kWh ab. Für einen 4-Personen-Haushalt kommt dies einer Einsparung von rund 3,40 Euro/a gleich.

4.1.6 Erneute Einführung einer Deckelregelung

Die erneute Einführung einer Deckelregelung entspricht prinzipiell einer jährlichen verhältnismäßigen Anpassung orientiert an der Entwicklung der EEG-Umlage. Die Deckelregelung des EEG 2004 wurde seinerzeit nachträglich aufgehoben, da der Gesetzgeber den privilegierten Unternehmen eine sichere Planungsgrundlage geben wollte. Durch die damalige Regelung wurden die Mehrkosten für nichtprivilegierte Letztverbraucher aus dem öffentlichen Netz auf eine maximale Erhöhung von 10 % gegenüber dem geprüften Vorjahreswert begrenzt. Entsprechend sind alle übrigen EEG-Kosten anteilig von den privilegierten Unternehmen zu tragen. Das heißt, dass im Falle des Greifens des Deckels die Mindestumlage von 0,05 ct/kWh nach oben angepasst werden muss. Bereits 2005 erfolgte die erste Begrenzung, die für die privilegierten Letztverbraucher zu einer Verdopplung ihrer EEG-Umlage auf rund 0,1 ct/kWh führte. Auch im Folgejahr musste die privilegierte Umlage durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) erneut angepasst werden, was eine Erhöhung auf etwa 0,2 Cent für die privilegierten Unternehmen bedeutete hätte, wären die Deckelregelungen für Industrie und Schienenbahnen nicht rückwirkend aufgehoben worden.

Die Gewährleistung einer sicheren Planungsgrundlage ist insofern nachzuvollziehen, als dass die Unternehmen die Produktionskosten sicherer abschätzen und sich entsprechend auf dem Markt positionieren können. Andererseits sind die Preise – auch gerade diejenigen von stromintensiven Prozessen wie z.B. der Eisen und Nichteisenmetall-Herstellung sowie Chemie – dem Weltmarkt unterworfen und in ständiger Bewegung. Eine – nur jährliche – Anpassung sollte daher nicht zu unverhältnismäßigen Auswirkungen führen dürfen.

Ein Kompromiss wäre möglicherweise das ursprüngliche Verhältnis zwischen gesamter und begünstigter EEG-Umlage aus 2003 wieder herzustellen und auf diesen Prozentsatz (rund 10%) festzusetzen. Um den Unternehmen für deren Planung entgegen zu kommen, kann ein auf 4 bis 5 Jahre hochgerechneter Mittelwert ermittelt

²⁶ Wochenbericht des DIW Berlin Nr. 6/2011 „Strompreise: Künftig nur noch geringe Erhöhung durch erneuerbare Energien“

und für die entsprechende Zeit gewährt werden. Differenzen werden in Nachfolgeperioden ausgeglichen.

Die Auswirkungen einer Erhöhung auf 0,5 ct/kWh bedeutet für die EEG-Umlage 2012, worin die Auswirkungen der BesAR noch gemäß EEG 2009 ermittelt wurden, eine Absenkung um rund 0,1 ct auf etwa 3,49 ct/kWh. Für einzelne Unternehmen, die bereits vollprivilegiert sind und demnach keinen Selbstbehalt zu leisten hatten, entspricht dies einer Verzehnfachung ihres Beitrags. Ein vollprivilegiertes Unternehmen mit einem Bezug und Eigenverbrauch von 250 GWh/a an der Stromabnahmestelle, welches bisher einen Beitrag von 125.000 Euro leisten müsste, würde dann entsprechend 1,25 Mio. Euro beitragen. Da auch im EEG 2012 die Möglichkeit der Vollprivilegierung weiterhin besteht, gilt das Beispiel auch hier.

Die Auswirkungen auf die EEG-Umlage 2013 können nur grob abgeschätzt werden, zumal die Angaben der ÜNB einige Fehler enthalten. Zunächst ist die Managementprämie mit den Werten für 2012 statt mit 2013 gerechnet worden. Weiterhin stimmt die angegebene Summe für „EEG-Umlage anzulegender Letztverbrauch“ nicht mit der angegebenen Formel überein. Letztendlich liegt mit der Angabe zu den „Einnahmen für privilegierten Letztverbrauch“ lediglich eine Teilmenge der Einnahmen vor, nämlich nur diejenigen Einnahmen, die sich auf 0,05 ct/kWh beziehen. Dies sind die vollprivilegierten LV, teilprivilegierte Strommengen größer 100 GWh sowie Schienenbahnen. Die übrigen mit 10 % bzw. 1 % der EEG-Umlage bestehenden Beiträge sind bei der Prognose 2013 nicht berücksichtigt worden, tragen aber den größten Teil bei. Da diese drei „Fehler“ aber fast keine Auswirkung haben, sich gegenseitig aufheben und die Prognose noch nicht als verbindliche Umlage gilt, kann sie weiterhin als das angesehen werden, das sie ist: eine grobe Einschätzung für 2013.

Eine Anhebung auf 0,5 ct/kWh würde daher (ohne Korrektur der übrigen Annahmen der ÜNB) zu einer Absenkung der Umlage von 3,66 ct/kWh auf 3,587 ct/kWh für 2013 führen.

4.1.7 Fazit

Die Kennzahl Handelsintensität wird als geeignete Kennzahl angesehen, um auf Branchenebene diejenigen Wirtschaftszweige zu identifizieren, die aufgrund eines entsprechend hohen Außenhandelsaufkommens zumindest mit einer hohen Wahrscheinlichkeit durch die EEG-Umlage in ihrer Wettbewerbsfähigkeit deutlich benachteiligt sein könnten. Die Auswirkungen auf die EEG-Umlage können ohne detaillierte Daten des BAfA hier aber nicht ermittelt werden.

Um zugleich die stromintensiven und damit wettbewerbsrelevanten Prozesse zu begünstigen, nicht aber den Gesamtstrombezug an der Abnahmestelle, empfiehlt sich

eine Orientierung am StromStG und damit eine Fokussierung auf den prozessrelevanten Strombedarf. Das Einsparpotenzial wird mit etwa 0,41 ct/ kWh abgeschätzt.

Der Umbau der Energieversorgung ist auch für die Industrie mittel- und insbesondere langfristig von Vorteil. Als Zulieferer für die EE-Industrie bereits auch schon jetzt. Daher sollte sie sich auch an den Kosten für den Systemumbau beteiligen. Eine Anhebung des privilegierten Beitrags auf 0,5 ct/kWh entsprechend einer Anpassung auf rund 10 % der EEG-Umlage sowie eine periodische Anpassung etwa alle 4 Jahre einhergehend mit der Novellierung und auf Basis der ÜNB-Prognosen, wird hier als Vorschlag unterbreitet.

4.2 Marktprämie

Die Marktprämie wird nur gezahlt, wenn der Strom aus den EEG-Anlagen tatsächlich eingespeist und von Dritten abgenommen wird. Durch preisunabhängige Angebote kann gemäß der Preisfindung am Spotmarkt (EPEX) der Absatz derzeit zu fast allen Stunden gesichert werden.

Als Marktprämie wird die Differenz aus Einspeisevergütung und dem Referenzmarktwert des verkauften Stroms berechnet. Der Referenzmarktwert entspricht dem tatsächlichen technologiespezifischen Monatsmittelwert der Stundenkontrakte am Spotmarkt der Strombörse EPEX in Paris in Cent pro Kilowattstunde abzüglich der jeweilig zu erhaltenden Managementprämie. D.h. solange der Wert des verkauften Stroms im gewichteten Mittel dem Monatsmittelwert der Stundenkontrakte entspricht oder gar darüber liegt, hat der Anlagenbetreiber Erlöse in Höhe von mindestens der EEG-Vergütung. Reicht die ausgezahlte Managementprämie zudem für die Transaktionskosten und ggf. notwendige Ausgleichsenergie im Jahresmittel aus, ist er gegenüber der Einspeisevergütung nicht schlechter gestellt.

Angesichts der hohen Nachfrage nach der Marktprämie, ist die Managementprämie als mehr als auskömmlich zu bewerten. Es gibt bereits Geschäftsmodelle, die darauf aufbauen, dem Anlagenbetreiber eine höhere Vergütung als die Einspeisevergütung zu zahlen. Dies basiert auf einer Beteiligung an der Managementprämie.

Die Marktprämie trägt in ihrer jetzigen Form nicht zum weiteren Ausbau der EE bei, noch hilft sie, die EEG-Umlage abzusenken. Ganz im Gegenteil erhöht die in der Marktprämie enthaltene Managementprämie den Anreiz, dieses Instrument zu nutzen, da sowohl für den Stromhändler wie für den EEG-Stromerzeuger zusätzliche Margen gegenüber der eigentlichen EEG-Vergütung generiert werden. Die Kosten tragen die Endverbraucher.

Von der zur Direktvermarktung bei den Übertragungsnetzbetreibern im Januar 2012 gemeldeten Anlagenleistung von rund 15.000 MW nehmen 13.500 MW die Mana-

gementprämie in Anspruch. Der Anreiz der Marktprämie hat dabei zu einem deutlichen Einbruch beim Grünstromprivileg von etwa 70 % geführt.

Die Anreize sind demnach hoch, ein Mehrwert ist bestenfalls für Portfoliomanager im Sinne der Sammlung von Erfahrungen mit dem Einsatz von fluktuierenden Erzeugungsanlagen ableitbar. Eine über die Laufzeit der Marktprämie hinaus bestehende Direktvermarktung, welche durch dieses Instrument initiiert wurde, wird derzeit aber selbst von Anlagenbetreibern nicht erwartet²⁷.

Es wird daher empfohlen die Managementprämie in ihrer jetzigen Form zu überdenken und aufgrund der unerwartet hohen Nachfrage die Managementprämie kurzfristig nach unten zu korrigieren.

4.3 Grünstromprivileg

Im Rahmen der wissenschaftlichen Arbeiten zum EEG-Erfahrungsbericht wurden mehrere Ansätze zur Weiterentwicklung des Grünstromprivilegs kontrovers diskutiert. Sie reichen von definierten Begünstigungen über dynamische Anpassungen bis hin zur Abschaffung der Privilegierung.

4.3.1 Abschaffung²⁸

Durch das Herauslösen der EEG-Anlagen aus der Vergütungszahlung sinken zunächst die zu wälzenden EEG-Kosten an die Stromverbraucher. Dagegen steht die Vergünstigung von mindestens 2 ct/kWh, die auf die EEG-Kosten aufgeschlagen werden. Wenn ein Stromvertrieb im günstigsten Fall mit 50 % EEG-Strom in seinem Portfolio auskommen würde, um die Vorgaben des § 39 einzuhalten, würde dies die Gemeinschaft der Stromendverbraucher jedoch maximal nur die Höhe der jeweils gültigen EEG-Umlage kosten, derzeit 3,592 ct/kWh. Würde dagegen die EEG-Anlage in das öffentliche Netz einspeisen, wären Vergütungszahlungen von sicherlich über 5 ct/kWh zu leisten, also zunächst ein Vorteil für die Stromverbraucher. Da der EEG-Strom aber über die Börse verkauft wird (Durchschnitt 2012 voraussichtlich 5,5 ct/kWh), würden hier deutlich geringere spezifische Kosten gewälzt werden.

Ergänzend ist zu beachten, dass es ab Gebotspreisen von etwa 80 €/MWh für ein großes EEG-Leistungssegment interessant wird, das Grünstromprivileg zu nutzen, wie in Abbildung 4-4 verdeutlicht:

²⁷ vgl. Energate Nachrichten vom 06.01.2012: „Mitnahmeeffekte treiben Direktvermarktung“

²⁸ vgl. ISI et al 2011, Kap. 1.3.4

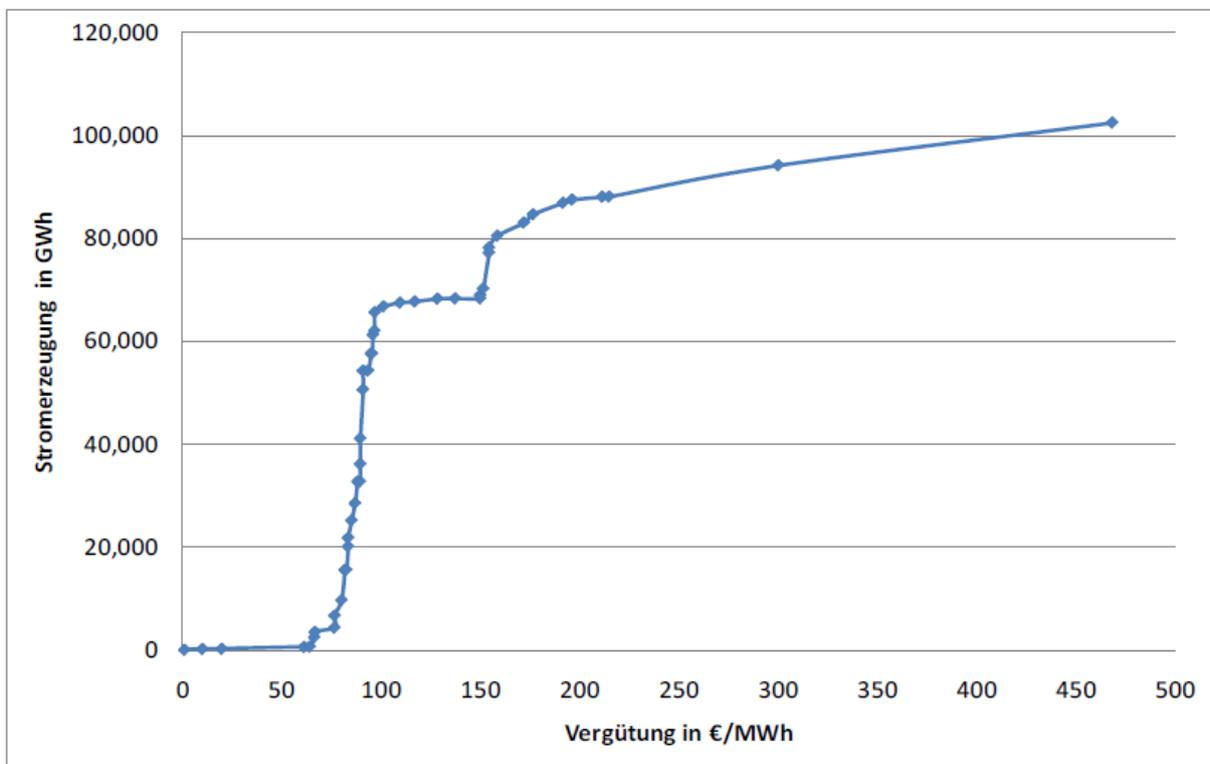


Abbildung 4-4: Strommengen und EEG-Vergütungsstufen in 2011 (vereinfacht); Quelle: ISI et al 2011, S.50

Der mögliche Angebotspreis für Grünstrom von Seiten der Vertriebe an die Anlagen-eigentümer beträgt nach eigenen Einschätzungen für 2011 bereits rund 76 Euro (Basis: EEG 2012 und eigene Abschätzung auf Basis der Annahmen der ÜNB)²⁹. Selbst wenn nun die Begünstigung auf 2 ct/kWh begrenzt ist und zusätzliche technische Anforderungen die Möglichkeiten für eine Privilegierung weiter einengen, so könnte im Fall von steigenden Marktpreisen die Grenze von 80 €/MWh möglicherweise in den kommenden 2 bis 3 Jahren überschritten werden.

Das Grünstromprivileg bringt demnach keine Vergünstigung für die Letztverbraucher von elektrischer Energie. Auch ein sonstiger Mehrwert scheint nicht gegeben, da zu Recht bezweifelt werden kann, dass die Direktvermarktung in diesen Mengen auch bei Abschaffung des Grünstromprivilegs weitergehen würde, es sei denn, die Markt-

²⁹ Angebotspreis: (Marktpreis Strombörse 2011 + Begünstigung Grünstromprivileg – Marge für Stromvertriebe); (Marktpreis EPEX + 20 €/MWh * (begünstigter Grünstrommenge / tatsächlich eingespeister Menge an Grünstrom jeweils auf Basis der Annahmen der ÜNB)) – Marge von geschätzt 5 % = (55,22 €/MWh + 20 €/MWh * (6319 GWh / 5014 GWh))*95 % = 76,4 €/MWh

preise (Börse oder Dritte) übersteigen den jeweiligen Vergütungsanspruch durch das EEG.

Die Zusatzkosten des Systems von rund 0,06 ct/kWh bezogen auf die Umlage 2012 und 0,08 - 0,11 ct/kWh auf die Prognose 2013 könnten mit Abschaffung des Grünstromprivilegs komplett eingespart werden. Unerwünschte Interaktionen mit anderen Instrumenten und eine mögliche Quersubvention von Ökostromprodukten durch die EEG-Umlage würden damit entfallen. Allerdings würde auch das bestehende Marktsegment der Nutzer des Grünstromprivilegs voraussichtlich komplett abgeschafft. Eine Vermarktung von EEG Anlagen als Ökostromprodukt ist über §33a, Nr. 3 jedoch weiterhin möglich. (vgl. ISI 2011)

Einer vollständigen Abschaffung entgegenzuhalten wäre, dass von den Verteilnetzbetreibern angesichts des Ausbaus der EE in ihren Netzen künftig ein zunehmender Beitrag zur Sicherung der Netzstabilität und Stromqualität abverlangt werden muss. Das Grünstromprivileg kann mit seinen neuen qualitativen und quantitativen Anforderungen dabei helfen, sich auf diese Last-Management-Anforderungen vorzubereiten. Allerdings ist seitens des Gesetzgebers darauf zu achten, dass das Grünstromprivileg nicht zu Mitnahmeeffekten führt.

4.3.2 Dynamische Begrenzung der Höhe der Umlagebefreiung²⁸

Strategien, die nach einer Begrenzung der nach dem Grünstromprivileg vermarkteten Mengen streben, müssen sich nach Ansicht des Fraunhofer ISI an der Entwicklung der Vergütungszahlungen orientieren (siehe Abbildung 4-4). Denn es ist zu erwarten, dass, sobald sich eine aus Sicht der Stromvertriebe rentable Nutzung in den Bereich der Windenergie verschiebt, große Mengen an Windstrom zugunsten der Privilegierung als Grünstrom vermarktet werden, wodurch die EEG-Umlage deutlich ansteigen würde.

Eine Strategie könnte daher sein, die Umlagebefreiung jährlich derart anzupassen, dass Anlagen, welche die Wirtschaftlichkeit am Markt erreichen, nicht noch einen zusätzlichen Bonus über das EEG in Form der Grünstromprivilegierung erhalten sollen.

Das nachfolgende Beispiel soll im Ansatz eine mögliche mathematische Bewertungsgrundlage vorstellen:

Es wird unterstellt, dass im Rahmen des Grünstromprivilegs im Jahr 2012 Einnahmen von durchschnittlich 76,40 € erzielt werden können (siehe Fußnote 29). Der anzusetzende Marktpreis 2012 wird mit 55,22 €/MWh angenommen. Die Höhe der Umlagebefreiung könnte dann jedes Jahr im Zuge der ÜNB-Jahresprognose mit folgenden Formeln bestimmt werden:

Ausgehend von der Grenze von 80 €/MWh erfolgt die Prüfung, ob diese Grenze bereits überschritten wird, mit der Formel:

$$\left[\left(\text{Marktpreis} + 20 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} * \frac{pGS}{tGS} \right) * (1 - VM) \right] > \text{Grenzwert} ?$$

Wenn dies bejaht werden kann, dann wird die Umlagebefreiung von bisher 2 ct/kWh weiter abgesenkt, um einen kurzfristigen Wechsel großer Strommengen in die Grünstromprivilegierung einzugrenzen. Die Umlagebefreiung ergibt sich dann aus:

$$\text{Umlagebefreiung} = 20 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} - \left[\left(\text{Marktpreis} + 20 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} * \frac{pGS}{tGS} \right) * (1 - VM) - 80 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right]$$

20 €/MWh entsprechen den 2 ct/kWh, welche die Umlagebefreiung für das Grünstromprivileg darstellen

Grenzwert: hier 80 €/MWh auf Basis von Abbildung 4-4

Marktpreis: Der gemäß AusglMechV §4, Prognose der Einnahmen auf Basis EPEX ermittelte Durchschnittswert.

pGS: privilegierte Grünstrommenge gemäß der Abschätzung der ÜNB (für 2012 6.319 GWh)

tGS: tatsächlich für das Grünstromprivileg genutzter EEG-Strom gemäß Abschätzung der ÜNB (für 2012 5.014 GWh)

VM: eine seitens der Stromvertriebe unterstellte Vertriebsmarge in %

$$\left[\left(55,22 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} + 20 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} * \frac{6.319 \text{ GWh}}{5.014 \text{ GWh}} \right) * (1 - 5\%) \right] > 80 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} ?$$

$$76,4 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} > 80 \frac{\text{€}}{\text{MWh}} ?$$

Die Bedingung ist nicht erfüllt, damit bleibt weiterhin die Begünstigung von 20 €/MWh bzw. 2 ct/kWh erhalten. Wären die 80 €/MWh überschritten, so wäre die Begünstigung von 20 €/MWh um den Wert der Überschreitung gekürzt worden.

Die hier angesetzten 80 €/MWh sind lediglich ein Näherungswert. Die genaue Grenze müsste durch den Gesetzgeber bei Umsetzung unter Berücksichtigung dessen, was er sich vom Grünstrom selbst verspricht und was er den übrigen Letztverbrauchern aufbürden will, noch genau definiert werden. Gleiches gilt für die Vertriebsmarge, die hier mit 5 % ebenfalls willkürlich abgeschätzt wurde.

Das Verfahren ist sehr pauschal und dahingehend ausgerichtet, eine zu große Nutzung des Grünstromprivilegs (und damit eine deutliche Steigerung der EEG-Umlage) einzuschränken. Spezifische Portfolien einzelner Akteure werden nicht berücksichtigt, so dass sinkende Umlagebefreiungen in Einzelfällen zur Unwirtschaftlichkeit führen könnten.

4.3.3 Anteilige Begrenzung

Die anteilige Begrenzung beruht auf dem Portfolioanteil. Mit zunehmendem Anteil an erneuerbaren Energien aus EEG-Anlagen innerhalb der abgesetzten Strommenge eines Vertriebs nimmt der Beitrag zum EEG ab. Dabei kann sich diese Begrenzung an dem aktuellen § 39 EEG 2012 orientieren. Statt jedoch die Befreiung auf 2 ct/kWh festzusetzen, beginnt sie bei 50 % der EEG-Umlage (für 2012 entsprechend 50% * 3,592 ct/kWh = 1,796 ct/kWh) und steigt mit zunehmendem EE-Anteil in Richtung der jeweils gültigen EEG-Umlage. D.h., dass mit Erreichung eines EEG-Stromanteils von 100 % der Vertrieb keine EEG-Umlage zu leisten hat.

Das Verfahren ist dahingehend problematisch, als dass es zum einen für die ÜNB schwieriger wird, die künftige EEG-Umlage zu prognostizieren. Zum anderen sind die Vorgaben nach § 39 nicht allein mehr durch den bilanziellen Anteil zu erfüllen, so dass die Einhaltung unter Umständen bereits jetzt schon EE-Anteile von größer 50 % bedarf. Dies würde insgesamt zu einer Erhöhung der Privilegierung und damit letztendlich der EEG-Umlage beitragen.

4.3.4 Bewertung des Grünstromprivilegs in seiner jetzigen Form

Das Grünstromprivileg führt nicht zu einem zusätzlichen Ausbau der erneuerbaren Energien. Sein Ziel liegt heute vielmehr darin, den EE eine attraktive Direktvermarktungsoption zu bieten. Allerdings könnten Lerneffekte im Lastmanagement zur Optimierung des EE-Einsatzes zur Sicherung der Netzstabilität und Stromqualität unterstellt werden. Ob hier ein Mehrwert erzeugt wird, der die sich ergebende Umlagenerhöhung rechtfertigt, kann an dieser Stelle nicht ausreichend bewertet werden.

Mit Einführung der Marktprämie wurde scheinbar jedoch ein größerer Anreiz geschaffen, der zum Januar 2012 zum Wechsel von etwa Zweidrittel der Grünstrommenge (Stand Dezember 2011) zur Marktprämie führte³⁰. Aus der sich hieraus ergebenden geringen Nachfrage nach dem Grünstromprivileg werden die Auswirkungen dessen für die EEG-Umlage 2013 voraussichtlich nach unten korrigiert werden müssen.

4.4 Liquiditätsreserve

Bereits jetzt schon bestehen seitens des BMU Zweifel an der Notwendigkeit einer Liquiditätsreserve. Nach aktueller Einschätzung des BMU „dürfte der EEG-

³⁰ vgl. „Informationen zur Direktvermarktung“ 2011 und 2012, herausgegeben durch die ÜNB, Stand Januar 2012.

Kontoverlauf deutlich positiver verlaufen als jetzt prognostiziert“.³¹ Auch die Übertragungsnetzbetreiber weisen über das EEG-Konto nach, dass ein um die Nachholung des Vorjahres bereinigtes EEG-Konto über das gesamte Jahr 2011 im Plus liegen würde. Doch auch unter Berücksichtigung der Nachholung ist bereits bis November 2011 eine deutliche Abtragung der vorjährigen Negativsalden festzustellen. Daher ist zu erwarten, dass auch ohne eine Liquiditätsreserve und nur über die Nachholung, zeitnah ein ausgeglichenes Konto erreicht werden kann.

Es wird daher empfohlen die Liquiditätsreserve wieder aufzuheben.

4.5 Eigenerzeugung

Gemäß § 37, Abs. 1 EEG 2009 (Stand 28.07.2011) in Verbindung mit § 3, Abs. 1 AusglMechV können Elektrizitätsunternehmen, die Strom an Letztverbraucher liefern, von diesen die EEG-Umlage einziehen. Damit sind Letztverbraucher umlagepflichtig, auch wenn sie Strom von Dritten (z.B. Contracting-Unternehmen oder Erzeugungsanlagen im Ausland) beziehen.

Ausgenommen von der Umlage ist damit aber Strom, der in eigenen Erzeugungsanlagen bereitgestellt und selbst vor Ort verbraucht wird. Dazu gehören nach Auffassung des BGH alle Anlagen, die innerhalb des Firmengeländes liegen (hier auch Contracting-Unternehmen) oder die Stromversorgung über ein nicht öffentliches Netz verläuft, das ausschließlich der Industrierversorgung dient³².

Müsste der in Eigenerzeugung erzeugte und selbst verbrauchte Strom ebenfalls die EEG-Umlage zahlen, so würde dies zu einer deutlichen Absenkung der EEG-Umlage führen. Rund 0,3 ct/kWh könnten hierdurch bei der EEG-Umlage eingespart werden. Ein Freikauf vom EEG durch den Ausbau von Stromeigenerzeugungsanlagen und damit eine weitergehende Verlagerung der EEG-Kosten auf den privaten und gewerblichen Letztverbrauch würde damit ein Riegel vorgeschoben werden.

Dagegen könnte sprechen, dass viele der Eigenerzeugungsanlagen nur ohne EEG-Umlage wirtschaftlich sind. Zwar besteht sicherlich die Möglichkeit einer Einspeisung in das öffentliche Netz (gerade dann, wenn es sich um eine KWK oder EEG-Anlage handelt und ein Anschlusszwang und Abnahmepflicht besteht), doch besteht gerade bei KWK-Anlagen der wirtschaftliche Vorteil im möglichst hohen Eigenverbrauch und Verdrängung des Bezugs.

³¹ BMU-Pressemitteilungen, Nr. 140/11, Berlin, 16.11.2011

³² vgl. Cosack 2010, S.765

Effiziente Technologien wie KWK-Anlagen, die zum größeren Teil³³ in der Industrie vorherrschen, könnten durch Strom aus fossil befeuerten Kondensationskraftwerken ersetzt werden. Dieser müsste zusätzlich bereitgestellt werden. Aufgrund der nationalen Grenzen im Emissionshandel wäre dieser ggf. durch Importe zu beschaffen oder durch zügigen Umbau des deutschen Kraftwerkspark hin zu emissionsarmen Erzeugungsanlagen im Inland bereitzustellen.

Wie groß der Anteil potenziell gefährdeter Anlagen ist, kann in dieser Kurzstudie nicht ermittelt werden. Es besteht jedoch die Möglichkeit, dass es sich auf die nationale Klimagasbilanz eher negativ auswirkt, zumal bedacht werden muss, dass der Wärmebedarf bei Wegfall einer KWK-Anlage mit hoher Wahrscheinlichkeit weiterhin fossil gedeckt wird und der Anteil an EE im Kraftwerksmix noch nicht ausreicht die getrennte Erzeugung auf ein vergleichbares Emissionsniveau zu heben, wie die Kraft-Wärme-Kopplung.

Hocheffiziente KWK leistet einen Effizienzbeitrag und sollte daher nicht weiter eingeschränkt werden. Bzgl. Eigenstromerzeugungsanlagen ohne KWK und zugleich außerhalb des EEG kann ohne eine weitergehende vertiefte Analyse derzeit keine Aussage getroffen werden.

Eigenerzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien wären prinzipiell ebenfalls betroffen, sofern hier keine Ausnahme im Sinne eines bereits bestehenden Beitrags zum Umwelt- und Klimaschutz gemacht wird. Aufgrund der EEG-Vergütung und aufgrund dessen, dass bisher nur Strom aus PV-Anlagen einen Bonus für den Eigenverbrauch erhalten, besteht hier immer die Alternative voll einzuspeisen, ohne dass die Wirtschaftlichkeit der Anlage dadurch gefährdet werden sollte.

Insgesamt wird zunächst empfohlen die Eigenerzeugung nicht mit der EEG-Umlage zu belegen, ohne nicht zuvor eine vertiefte Untersuchung zu den klimarelevanten Auswirkungen gemacht zu haben.

4.6 Alternative Vermarktungsoptionen der erneuerbaren Energien (AusglMechV)

Das EEG 2009 erteilt der Bundesregierung im § 64 die Verordnungsermächtigung für eine Weiterentwicklung des EEG-Ausgleichsmechanismus, die auch die Möglichkeit enthält, die Vermarktung der EEG-Strommengen von den Übertragungsnetzbetreibern auf Dritte zu übertragen.³⁴ Die Ausgestaltung der Vermarktung der EEG-

³³ vgl. DESTATIS 2010, Kap. 2.5 (Gesamtstrommenge ohne Wasserturbinen), KWK-Anteil mehr als 60%

³⁴ Vgl. EEG 2009 vom 25.10.2008, § 64, Absatz 3, 7. Spiegelstrich. Eine solche Änderung bräuchte die Zustimmung des Bundestages.

Strommengen durch die Übertragungsnetzbetreiber selbst war ein Bestandteil der AusglMechV bzw. AusglMechAV. Die Übertragung dieser Aufgabe auf die ÜNB soll jedoch gemäß der Begründung der AusglMechV nur für eine Übergangszeit gelten, danach sollte diese auf andere Akteure übertragen werden. Die Rolle der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des EEG-Wälzungsmechanismus war jedoch seit der Einführung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus von vielen Kontroversen begleitet (vgl. hierzu auch die Ausführungen zu Beginn von Kapitel 3). Ein Hauptargument der Kritik hieran war stets die mangelnde Transparenz sowohl bei der Erstellung der bis Ende 2009 üblichen Monatsbänder als auch bei Zusammensetzung der hierfür entstandenen Kosten.

Der zweite wesentliche Kritikpunkt war der von den Stromlieferanten als sehr hoch eingeschätzte administrative und finanzielle Aufwand bei der Integration der Monatsbänder in ihr eigenes Einkaufs- bzw. Lieferportfolio. Da die Prognosen der ÜNB in Bezug auf den prozentualen Anteil des EEG-Bandes am Portfolio bis zum Lieferzeitpunkt mehrfach angepasst wurden, mussten die Lieferanten Nachjustierungen an ihren eigenen Einkaufsmengen vornehmen. Durch den hiermit verursachten, relativ zeitgleich erfolgenden Verkauf oder Nachkauf von Strom im Großhandel in größeren Mengen wurden die Börsenpreise beeinflusst, was dann zu Verlusten für die Lieferanten führen konnte.

Der Wunsch nach einer Entlastung der Lieferanten von den administrativen und monetären Aufwendungen im Rahmen der EEG-Monatsbandlieferung und nach verstärkter Transparenz war damit einer der wesentlichen Treiber für die Einführung der börslichen Vermarktung der EEG-Mengen. Durch die neue AusglMechV sind die Lieferanten nahezu vollständig von den Pflichten im Rahmen des EEG-Wälzungsmechanismus entbunden worden. Gleichzeitig wurden mit dieser Verordnung die ÜNB explizit zur Vermarktung der Strommengen ausschließlich am „vortäglichen oder untertäglichen Spotmarkt einer Strombörse“³⁵ verpflichtet. Dabei sind prinzipiell alle in der Vortagsprognose ermittelten Strommengen in den Day-Ahead-Handel zu platzieren. Ausschließlich die Abweichungen von den day-ahead verkauften Mengen und den bis zur physischen Lieferung eintretenden absehbaren bzw. real eintretenden Mengenkorrekturen dürfen im Intraday-Handel verkauft werden. Dabei bietet die Börsenvermarktung den Vorteil der sofortigen Erfüllung und der vergleichsweise hohen Nachvollziehbarkeit der Preisgestaltung und der Verkaufsvorgänge im Vergleich zu den weiteren Strommärkten (z.B. OTC oder Regelenergiemärkten). Die Festlegung auf die ausschließliche Vermarktung an einer Strombörse

³⁵ AusglMechV vom 24.7.2009, § 2, Abs. 2, Satz 1.

geschah genau deswegen, damit die Transparenz des Verfahrens gewährleistet werden kann.³⁶

Gleichzeitig verlangt die AusglMechV die „bestmögliche Vermarktung des Stroms“ und die Anwendung der „Sorgfalt eines ordentlichen und gewissenhaften Händlers“. Die Übertragungsnetzbetreiber agieren demnach als Treuhänder, die fremden Vermögensinteressen verpflichtet sein sollen.³⁷ Dieser „bestmöglichen Vermarktung“ sind aber gerade durch die Festlegung auf die - dem Transparenzwunsch geschuldeten - Strombörsen relativ enge Grenzen gesetzt.

Die bereits in der Begründung zur AusglMechV enthaltene Vorgabe der Weitergabe der Vermarktungsaufgabe an Dritte in (einem transparenten und diskriminierungsfreiem Verfahren) würde dann im gleichen Spannungsfeld durchgeführt werden wie bereits die Vermarktung durch die ÜNB:

- Die ÜNB nehmen einerseits spezifische, häufig auch gesetzlich klar festgelegte Aufgaben im bundesdeutschen Stromsektor wahr. Dabei sind die Prinzipien der Entflechtung zwischen Netzbetrieb und Erzeugung bzw. Handel zu respektieren.
- Aber auch bei einer Übertragung der Aufgaben an Dritte muss gewährleistet sein, dass dieser keine eventuellen geschäftlichen Vorteile durch das mit der EEG-Vermarktung verbundene Wissen erhält.
- Auch in der Zukunft sollte daher nicht von den Transparenzvorgaben abgewichen werden. Dies sollte bedeuten, dass die Vermarktung auch weiterhin im Rahmen der in den verschiedenen Verordnungen definierten Grenzen erfolgen muss. Die Spielräume jeglicher Akteure sind damit begrenzt.

Wenn jedoch zusätzlich mit der Übertragung der Transparenzaufgaben auf Dritte auch die Hoffnung verbunden wird, dass die Erlöse des EEG-Kontos maximiert werden sollen, bedeutet dies ein weiteres Spannungsfeld. Zumeist wird angenommen, dass eine Vermarktung der EEG-Mengen auf anderen Märkten als den börslichen Kurzfristmärkten zu höheren Vermarktungserlösen führen könne. Solche höheren Vermarktungserlöse können nur dann erzielt werden, wenn

- zwischen den einzelnen Märkten des Stromsektors Arbitragegewinne realisiert werden können oder

³⁶ Vgl. Bundestag 2009 (Drucksache 16/13188), S. 14

³⁷ Vgl. Bundestag 2009, (Drucksache 16/13188), S. 14

-
- wenn die EE so im Markt platziert werden könnten, dass sie höhere Deckungsbeiträge erreichen als sie es im Spotmarkt tun könnten.

Beide Annahmen sollten vor einer Umsetzung entsprechender Maßnahmen intensiv auf ihre Plausibilität geprüft werden. Empirische Beobachtungen des IZES³⁸ zeigen, dass die Erzielung von Arbitragegewinnen in den verschiedenen Teilmärkten des Stromsektors durch die sich hier stark angleichenden Preise eher gering und – durch die Charakteristika der nur kurzfristig prognostizierbaren fluktuierenden EE – auch nicht plan- und beeinflussbar sind.

Zusätzlich sollte bei Ausweitung der Vermarktung der EE auf weitere Märkte in Betracht gezogen werden, dass vor allem die fluktuierenden EE auf Grund ihrer so gut wie nicht vorhandenen Grenzkosten zu einer generellen Senkung der Preise in den aktuellen bestehenden, grenzkostenbasierten Strommärkten führen. Dies bedeutet, dass die Strommärkte selbst einer grundlegenden Reform bedürften. Es ist dementsprechend zu untersuchen, inwieweit jegliche Änderungen der AusglMechV nur kurzfristig Wirkung zeigen bzw. Bestand haben können.

Es erscheint daher ratsam, jegliche Verordnungsnovelle dahingehend zu prüfen, inwieweit sie mit der notwendigen Transformation des Stromsystems kompatibel ist oder im Zweifelsfall sogar eher höhere Transaktionskosten oder eine Zementierung bestehender Strukturen mit sich bringt.

4.7 Abschätzung der mittelfristigen Auswirkungen bei einer Streckung der Vergütungsleistungen für PV auf einen Zeitraum von 30 Jahren.

Seit Bestehen des EEG werden die EEG-Vergütungen an die Anlagenbetreiber über einen Zeitraum von 20 Jahren gewährt. Damit ist die Gesamtvergütung mathematisch betrachtet das Produkt aus der eingespeisten Arbeit über den Zeitraum von 20 Jahren und der für das Installationsjahr maßgeblichen Vergütungshöhe pro Kilowattstunde.

Ein möglicher Vorschlag zur Absenkung der Vergütungszahlungen und damit der EEG-Umlage könnte dementsprechend sein, die Vergütungshöhe pro Kilowattstunde zu senken und den Vergütungszeitraum zu verlängern. Maßgeblich für eine solche Änderung der PV-Vergütung müsste dann sein, dass die Anlagenbetreiber dennoch

³⁸ Quelle: unveröffentlichte Studien des IZES. Gegenwärtig lässt sich in den Futuresmärkten eine sehr starke Annäherung der Preise im Vergleich zu den aktuellen EPEX-Spot-Preisen beobachten, wobei die Preissteigerung für die Folgejahre gegenwärtig sogar unter der Höhe der Inflationsrate liegt. Auch in den Regelenergiemärkten ist ein starker Preisverfall zu beobachten.

ihre Investitions-, Kapital- und Fixkosten der Anlage abdecken können und eine ‚angemessene Verzinsung‘ des eingesetzten Kapitals möglich sein soll.

Für die potentiellen Anlagenbetreiber könnten bei einer solchen Streckung der Vergütungsdauer jedoch weitere Aspekte Bedeutung erlangen, die über die schiere Summe an Vergütungszahlungen hinausgehen:

- Die Dauer der für die Finanzierung der Anlage notwendigen Kredite: Geringere monatliche Vergütungszahlungen könnten bedeuten, dass die Kredite über längere Zeiträume als bisher üblich zurückgezahlt werden müssen. Dies kann zu steigenden Zinszahlungen (sowohl absolut als auch relativ im Vergleich zu den Investitionskosten) führen, was renditeorientierte Anleger von der Investition in die PV abhalten könnte. Es kann jedoch nicht als primär bei der Festsetzung der Vergütungshöhe gelten, die Ansprüche renditeorientierter Anleger zu erfüllen. Dennoch müsste eine solche Änderung mindestens so ausgestaltet werden, dass Anleger mit ökologischer Zielsetzung und „marktüblichen“ Renditeerwartungen ausreichendes Interesse an einer PV-Investition behalten.
- Weiterhin ist es durchaus üblich, dass Kredite für die PV-Anlagen zuerst eine mehrjährige Zinsbindung haben (häufig 10 Jahre), die darüber hinaus zu entrichtenden Kreditzinsen, jedoch danach am „marktüblichen Zinssatz“ ausgerichtet werden. Daraus ergibt sich eine geringere Planungssicherheit für Investoren. Dies könnte zwar durch eine Änderung der üblichen Kreditvergabemodalitäten der Banken geändert werden. Dabei steht jedoch zu erwarten, dass die Banken selbst wiederum die Unsicherheiten durch die längere Zinsbindung einpreisen werden und dadurch die Zinssätze für PV-Anlagen steigen würden.
- Auch die psychologische Wirkung auf die Investoren selbst (unabhängig davon, ob es Eigenheimbesitzer oder gewerbliche Investoren sind) spielt bei einer Vergütungsstreckung eine Rolle: Bereits eine Investition über einen Zeitraum von 20 Jahren wird vermutlich nur dann getätigt, wenn der Investor auch daran glaubt, dass sie für ihn persönlich, seine Familie oder sein Unternehmen profitabel sein wird. Wird der Zeitraum, über den sich eine Investition amortisieren kann, noch gestreckt, könnte dies zu einer verstärkten Hinwendung zu kurzfristigeren Investitionsmöglichkeiten führen. Die Attraktivität von PV als Geldanlage könnte gerade durch diesen ‚weichen‘ Faktor stark vermindert werden.

Zusätzlich zu diesen Faktoren der individuellen Entscheidung für oder gegen die Investition in eine PV-Anlage sollte auch ein wichtiger energiewirtschaftlicher Faktor nicht außer Acht gelassen werden: Gerade die PV-Anlagen, die eine sehr dezentrale

Form der Stromerzeugung mit vielen Anlagen im Kilowattbereich darstellen, können bereits in wenigen Jahren einen großen Anteil am Aufkommen einer ‚solaren Dividende‘ ausmachen. Dies bedeutet, dass es in den folgenden Jahren immer mehr PV-Anlagen geben wird, die nicht mehr über das EEG vergütet werden, aber dennoch Strom ins Netz einspeisen. Dabei ist davon auszugehen, dass dieser weder vollständig selbst verbraucht noch eingespeichert werden kann, so dass in zunehmenden Maße ‚quasi kostenloser‘ Strom in die Netze eingespeist werden wird. Von zahlenmäßiger Bedeutung sollte dieses Phänomen vor allem ab der Mitte der 2020er-Jahre werden, wenn die Gesamtleistung dieser Bestandsanlagen in den Gigawattbereich kommt.

Würden jedoch die Anlagen, die von nun an neu installiert werden, erst nach einem Zeitraum von 30 Jahren zur ‚solaren Dividende‘ beitragen, würde dies erst ab den 2040er-Jahren eintreffen. Zusätzlich würde dann möglicherweise auch weniger elektrische Arbeit kostenlos ins Netz eingespeist, da diese Anlagen umso stärkere Wirkungsgradverluste durch ihre längere Nutzung aufwiesen oder gegebenenfalls vielleicht abmontiert würden.

Diese Effekte der ‚solaren Dividende‘ gilt es dringend stärker zu erforschen und im Fall der Umsetzung einer Vergütungsstreckung gegeneinander abzuwägen.

Im Folgenden (vgl. Abbildung 4-5) sollen die Effekte einer Streckung der Vergütungen ab dem Jahr 2012 auf die PV-Vergütungszahlen kurz beleuchtet werden.

Dabei zeigen sich sehr deutlich die Auswirkungen der Degression auf das Verhältnis von installierter Leistung zu Vergütungszahlungen. In den beiden Graphiken sind die installierte Leistung absolut und prozentual nach Installationsjahrgängen sowie die Vergütungszahlungen an die entsprechenden Anlagenjahrgänge gegenübergestellt. Die bis einschließlich 2008 installierten Leistungen bündeln rund 24% aller Bestandsanlagen (bis Stand Ende 2011) und erhalten 32% aller Vergütungen. In den Jahrgängen 2009 und 2010 ist das Verhältnis von installierter Leistung zu Vergütungszahlungen ungefähr gleich. Im Jahr 2011 kehrt es sich, trotz eines höher angesetzten Ertrags auf Grund höherer Vollbenutzungsstunden für diese moderneren Anlagen, sogar um: Bei einem Anteil von 30% an der installierten Leistung bekommen diese nur noch 23% der Vergütungen.

Unterstellt man für 2012 einen weiteren Ausbau von 5 GW, würde dies – auf ein ganzes Jahr gesehen - 17% aller installierten Anlagen entsprechen und 11% aller Vergütungszahlungen. Bei einem erneuten Ausbau von 7,5 GW würde dies zwar ebenso 23% der installierten Leistung entsprechen, aber dennoch auch nur 11% der Vergütungszahlungen. Dies zeigt sehr klar den Erfolg der Vergütungsdegression.

Umgekehrt bedeutet es aber, dass die Auswirkungen einer Streckung der Vergütungszahlungen kaum noch größere Auswirkungen auf die Höhe der EEG-Umlage haben dürften.

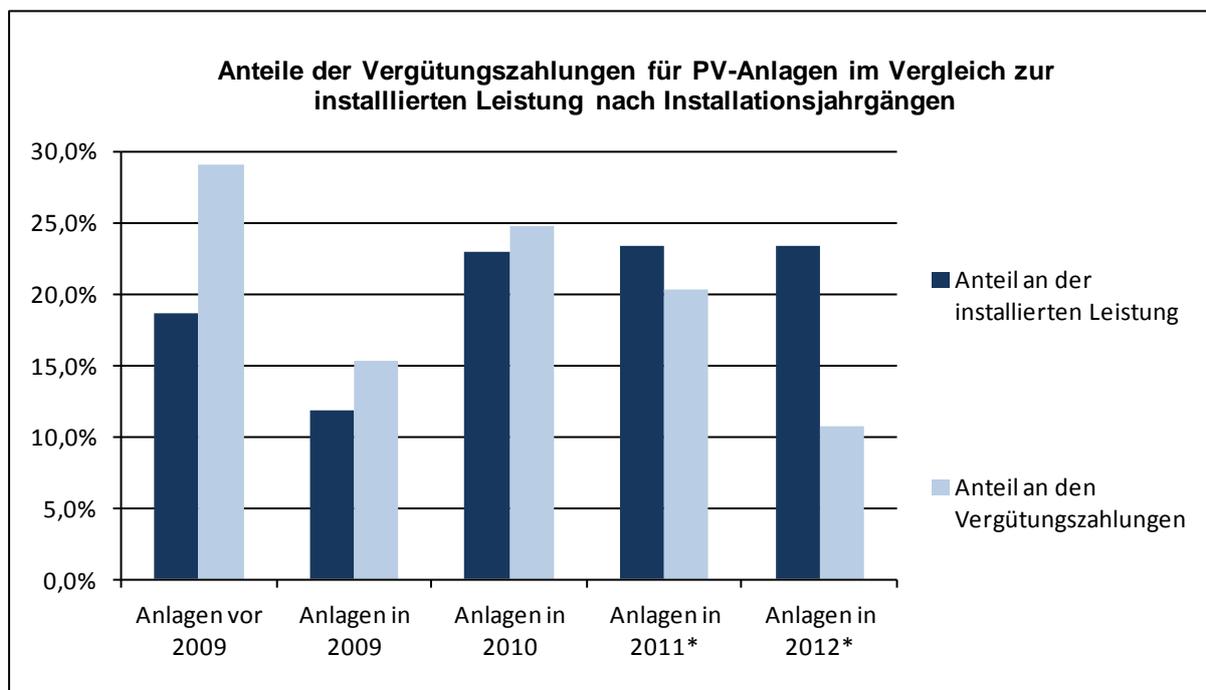


Abbildung 4-5: Anteile der Vergütungszahlungen für PV-Anlagen im Vergleich zur installierten Leistung nach Installationsjahrgängen

Literaturverzeichnis

- BMU 2004 Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: „Konsolidierte Fassung der Begründung zu dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom 21. Juli 2004“
- BNetzA 2011 Bundesnetzagentur: Monitoringbericht 2011 gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.v.m. § 35 EnWG; Bonn im November 2011
- Breitschopf (2010) Breitschopf, B. et al: Einzel- und gesamtwirtschaftliche Analyse von Kosten und Nutzenwirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im deutschen Strom- und Wärmemarkt. Bestandsaufnahme und Bewertung vorliegender Ansätze zur Quantifizierung der Kosten-Nutzen-Wirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich - Arbeitspaket 1. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Karlsruhe et al., März 2010. Online: http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/-endbericht-_ausbau_-ee_2009.pdf (Abruf am 24.06.2010).
- Bundestag (2008) Begründung zu dem Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG) vom BGBl 2008I S - Konsolidierte Fassung, unter www.clearingstelle-ee.de/files/A9-EEG_2009_konsolidierte_Begr.pdf (Abruf am 8.12.2010).
- Bundestag (2011) Deutscher Bundestag: Gesetzentwurf der Fraktionen der CDU/CSU und FDP - Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien; Drucksache 17/6071 vom 06.06.2011
- Cosack (2010) Cosack/ Tilmann: Bundesweiter Ausgleich., in: EEG. Erneuerbare-Energien-Gesetz. Kommentar, Erich Schmidt Verlag, Berlin, 2010
- DESTATIS 2010 Produzierendes Gewerbe - Stromerzeugungsanlagen der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden; Statistisches Bundesamt Fachserie 4 Reihe 6.4, Zeitraum 2009
- DLR (2011) Krewitt, W./ Nienhaus, K. et al. (DLR, ZIRN, Simulation Solutions, IZES): „Analyse von Rahmenbedingungen für die In-

-
- tegration erneuerbarer Energien in die Strommärkte auf der Basis agentenbasierter Simulation“; Forschungsvorhaben gefördert vom BMU; Stuttgart, Vilshofen, Saarbrücken im Februar 2011
- Electrabel Suez (2007) Stellungnahme der Electrabel Deutschland AG im Rahmen des Verfahren zur Festlegung von Bedingungen für die Direktvermarktung von Strom aus EEG-Anlagen der Bundesnetzagentur, Beschlusskammer 6, Berlin, den 05.07.2007., Online: unter http://www.bundesnetzagentur.de/cIn_1931/DE/DieBundesnetzagentur/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6/2007/2007_001bis100/BK6-07-003/BK6-07-003_Konsultation_BKV.html?nn=54788 (Abruf am 24.06.2010).
- Horst (2009) Horst, J./ Klann, U./ Leprich, U.: „Kurzstudie zur Bedeutung des Strompreises für den Erhalt und die Entwicklung stromintensiver Industrien in Deutschland“; Forschungsvorhaben gefördert durch die Hans-Böckler-Stiftung, Saarbrücken im Juli 2009
- IE Leipzig/ ZSW 2010 Aktualisierter Bericht. Analyse zur möglichen Anpassung der EEG-Vergütung für Photovoltaik-Anlagen. Erstellt im Rahmen des Vorhabens: „Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß §65 EEG – Vorhaben IIc – Spartenspezifisches Vorhaben Solare Strahlungsenergie“, Leipzig und Stuttgart, 05.03.2010 unter http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/anpassung_eeg_verguetung_photovoltaik.pdf
- IE/Prognos 2007 Institut für Energetik und Umwelt gGmbH / Prognos: Auswirkungen der Änderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes hinsichtlich des Gesamtvolumens der Förderung, der Belastung der Stromverbraucher sowie der Lenkungswirkung der Fördersätze für die einzelnen Energiearten. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie.
- In.power (2007) Bundesnetzagentur. Verfahren zur Festlegung von Bedingungen für die Direktvermarktung von Strom aus EEG-Anlagen. Vorschlag der in.power GmbH für ein Vermarktungsmodell, Bonn 2007.

ISI (2011)	Fraunhofer ISI/Becker Büttner Held/Fraunhofer IWES/IZES gGmbH/Universität Würzburg (2011), F. Sensfuß, M. Altmann, U. Leprich, T. Müller, M. Sterner: Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG Vorhaben IV Instrumentelle und rechtliche Weiterentwicklung im EEG, Karlsruhe, Berlin, Kassel, Saarbrücken, Würzburg im Juni 2011
IZES 2007	Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß §20 EEG, Untersuchung im Vorfeld möglicher Novellierungen im Auftrag des BMU.
Prognos 2011	Letztverbrauch bis 2016 Planungsprämissen für die Berechnung der EEG-Umlage; Studie im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber; Berlin, 28. Oktober 2011
VKU (2007)	Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes. VKU-Vorschlag für einen alternativen Wälzungsmechanismus, Berlin, 11.06.2007.
Woher (2011)	Woher, W.: „Stahlverarbeiter spüren Konjunkturflaute (Industrie fordert Deckelung der EEG-Umlage) Branche rechnet für 2012 mit Stabilisierung auf hohem Niveau"; Handelsblatt vom 07.12.2011, S. 26