

## Kurzstudie

# ***Auswirkungen einzelner Änderungen im Reg EEG 2014 auf die EEG-Umlage***

### Auftraggeber:

Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen  
Platz der Republik 1  
11011 Berlin

### Auftragnehmer:

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

Autoren: Andreas Weber, Juri Horst

Version: 1.3

Saarbrücken, den 16.07.2014

## Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis .....	III
Abbildungsverzeichnis .....	V
Glossar/ Begriffsdefinition .....	VII
1 Zusammenfassung der Untersuchungsergebnisse .....	1
2 Vorbemerkung.....	3
3 Berechnung der EEG-Umlage.....	4
3.1 Differenzkosten und Markterlöse .....	5
3.2 Nachholung des Kontostandes .....	7
3.2.1 Liquiditätspuffer durch Stichtagsregelung.....	11
3.3 Liquiditätsreserve.....	14
3.4 (interne) Effekte der Berechnungssystematik .....	15
4 Ausbaukorridore.....	17
4.1 Wirkung des Zubaus auf die EEG-Umlage im Allgemeinen.....	17
4.1.1 Markterlös.....	19
4.2 Wirkung der Ausbaukorridore .....	21
4.2.1 Ausbaukorridor Wind .....	21
4.2.2 Ausbaukorridor Solarenergie .....	23
4.2.3 Ausbaukorridor Biomasse.....	24
4.3 Wirkung des Zubaus auf den Umlagebetrag .....	24
4.3.1 Auswirkungen Zubau Wind on-shore.....	25
4.3.2 Auswirkungen Zubau PV .....	27
4.3.3 Auswirkungen Zubau Biomasse .....	28
4.3.4 Auswirkungen des EE-Zubaus auf den Umlagebetrag .....	29
5 Besondere Ausgleichsregelung.....	32
5.1 Hintergrund.....	32

5.2	Wesentliche Inhalte des Entwurfs eines Gesetzes zur Neuregelung der Besonderen Ausgleichsregel .....	32
5.3	Quantitative Abschätzung .....	34
6	Eigenversorgung .....	38
6.1	Wertabschätzung des zusätzlichen Eigenverbrauchs.....	39
6.2	Wertabschätzung des zusätzlichen Eigenverbrauchs.....	39
7	Anhang.....	41
	Quellen .....	iv

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	schematische Umlageentwicklung	2
Abbildung 2	Schematische Darstellung EEG-Umlage-Berechnung	4
Abbildung 3	relativer Kostenanteile EEG-Umlage	5
Abbildung 4	EEG-Differenzkosten und Markterlöse im Rahmen der Umlageberechnung	6
Abbildung 5	EEG-Differenzkosten und Markterlöse im Rahmen der Umlageberechnung bereinigt um gleitende Marktprämie	7
Abbildung 6	Entwicklung EEG-Kontostand	8
Abbildung 7	Einnahmen aus Umlage und Vermarktung des EEG-Kontos im Jahr 2013	9
Abbildung 8	monatlicher Verlauf Einnahmen / Ausgaben EEG-Konto	9
Abbildung 9	Salden Kontoabrechnung Kalenderjahr und verrechneter Kontostand	10
Abbildung 10	schematischer Verlauf Einnahmen / Ausgaben	11
Abbildung 11	Salden und Kontostand zum Stichtag für Ermittlung Umlagebetrag in $T = 1$	12
Abbildung 12	Salden und Kontostand zum Stichtag für Ermittlung Umlagebetrag in $T = 2$	13
Abbildung 13	Funktionale Entwicklung Umlagebetrag im Modell	13
Abbildung 14	Bestandteile EEG-Umlagebetrag 2014	15
Abbildung 15	Wirkung des EE-Zubaus auf die Bestandteile des Umlagebetrages	18
Abbildung 16	Schematische Darstellung Merit-Order-Effekt	19
Abbildung 17	"Preisverfall" durch Zubau von EE im Modell der Merit-Order	20
Abbildung 18	Jhrl. Zubau Windenergie Quelle: (DEWI, 2013)	22
Abbildung 19	Monatlicher Zubau 01/2013 - 03/2014	23
Abbildung 20	Entwicklung Fördersätze Wind on-shore innerhalb des Ausbaurkorridors	25
Abbildung 21	Schätzung der Mehrkosten	30
Abbildung 22	Zubaukosten in Realtion zur Kontostandsverrechnung	31

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Differenzkosten Zubau Wind .....	26
Tabelle 2	indirekter Effekt Zubau Wind auf spezifischen Erlös .....	26
Tabelle 3	Anlagenklassen Zubau PV .....	27
Tabelle 4	direkte Wirkungen Ausbau Photovoltaik .....	28
Tabelle 5	indirekte Wirkung Ausbau Photovoltaik .....	28
Tabelle 6	direkte Auswirkungen Zubau Biomasse .....	29
Tabelle 7	Auswirkungen auf den Marktwert .....	29
Tabelle 8	Abgedeckte Abweichungen durch Liquiditätsreserve Umlage 2014 .....	41

## Glossar/ Begriffsdefinition

- Umlagebetrag, beschreibt den von den nicht privilegierten Letztverbrauchern aufzubringenden Gesamtbetrag, der sich durch Anwendung der Vorschriften der AusglmechV ergibt. Es handelt sich dabei um eine größtenteils prognostizierte Größe, die die Mehrausgaben durch das EEG decken soll.
- Differenzkosten, beschreibt die eingegangenen Vergütungsverpflichtungen aus dem EEG abzüglich der Markterlöse die entweder direkt erzielt oder im Rahmen der gleitenden Marktprämie durchschnittlich ausgeglichen werden zzgl. der sonstigen Integrations- und Durchführungskosten.

## 1 Zusammenfassung der Untersuchungsergebnisse

Ein Ziel der am 27. Juni 2014 vom Bundestag verabschiedeten Novellierung des Erneuerbaren Energien Gesetzes (EEG 2014) war es, die Kosten für den Ausbau erneuerbarer Energien zu senken und die Stromkunden zu entlasten. Durch die grundsätzliche Fortschreibung der Vergütungsstruktur bei Photovoltaik und der leichten Absenkung der Sätze für Windenergie ergeben sich jedoch nur marginale Ersparnisse hinsichtlich der Vergütungsverpflichtungen in Höhe von etwa 25 Mio. € pro Jahr. Die weitere Reduktion des Zubaus bei der Biomasse kann mit nochmals rund 50 Mio. € veranschlagt werden. Das heißt die Kosten steigen geringer an, sinken aber nicht ab, wie an mancher Stelle suggeriert wurde.

Die Regelungen der Belastung des Eigenverbrauchs führen aus Sicht des EEG-Kontos zu einer sehr geringen Entlastung, die in ihrer Größenordnung von 0,6 % der Umlage anzusetzen ist.

Die Auswirkungen der überarbeiteten Besonderen Ausgleichsregelung sind angesichts deren Vielschichtigkeit nur sehr grob abschätzbar.

In der Summe ist davon auszugehen, dass es durch die im EEG 2014 gefassten Maßnahmen zu keiner direkten Entlastung kommen wird.

Die Entwicklung der EEG-Umlage selbst dürfte in den nächsten Jahren im Wesentlichen von Effekten aus der Berechnungssystematik der EEG-Umlage selbst geprägt sein. Diese wären auch mit Fortbestand des EEG 2012 eingetreten. So führten die bisherigen Prognoseabweichungen, die sich aus der EEG-Prognose der Übertragungsnetzbetreiber und den tatsächlichen Kosten im Folgejahr ergeben, dazu, dass der einmalige Aufbau einer saisonalen Liquiditätsreserve bisher nicht stattfinden konnte. Ziel der Reserve ist es insbesondere in der Sommerzeit, in der wenig Strom verbraucht und damit nur geringe Einnahmen aus der Umlage generiert werden, zugleich aber viel EEG-Strom erzeugt wird, für einen Ausgleich auf dem EEG-Konto zu sorgen. Ist dies einmal erfolgt, so wird der Umlagebetrag einmalig um einen Betrag von etwa 10 % ent- und durch den erneuten Zubau von erneuerbaren Energien zugleich um etwa 3 % p.a. belastet.



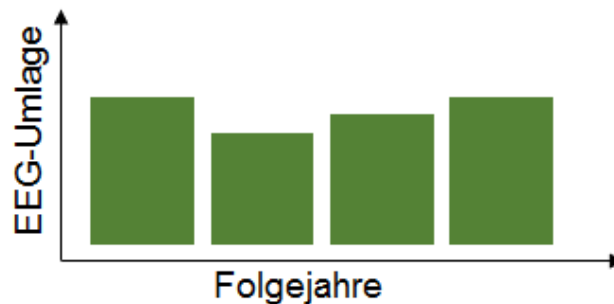


Abbildung 1 schematische Umlageentwicklung

Darüber hinaus ist zu erwarten, dass stetige Ausbaukorridore den notwendigen bzw. zu rechtfertigenden Risikopuffer für Prognoseabweichungen im Sinne der Liquiditätsreserve absenken, wie auch zu einer besseren Prognose der Markterlöse führen.

Mit Stand heute ist – auch ohne die aktuelle EEG-Novelle – damit zu rechnen, dass aufgrund von Effekten aus den vorangegangenen EEG-Umlagen die kommende EEG-Umlage zunächst absinkt, bevor sie langsam wieder ansteigt.

Wann (2015 oder 2016) und in welcher Höhe dieser Effekt eintritt, ist auch abhängig von dem tatsächlichen Dargebot, der Entwicklung der Preise bei maßgeblich preissetzenden konventionellen Kraftwerken (derzeit insbesondere Kohle) sowie nicht zuletzt der im Rahmen der Folgeprognosen angelegten Liquiditätsreserve.

In Abhängigkeit davon, wie sich letztlich die Regelungen zu Besonderen Ausgleichsregelung manifestieren, sowie der Entwicklung und Berücksichtigung der Markterlöse im Rahmen der Umlageberechnung sowie der angelegten Liquiditätsreserve ist für die Umlage 2015 mit einer Umlage zwischen 5,9 ct/kWh und 6,0 ct/kWh zu rechnen.

Stand Juni 2014 ist davon auszugehen, dass der Umlagebetrag aufgrund der Kontostandentwicklung um etwa 2 Mrd. € entlastet wird, was ohne die Berücksichtigung sonstiger Effekte wie Zubau, Markterlöse und Besondere Ausgleichsregelung zu einer Senkung um rund 0,5 ct/kWh auf gut 5,7 ct/kWh führen würde. Dieser Absenkungseffekt wird jedoch in Teilen durch den Neubau von Anlagen, dem Ausgleichsbedarf von sinkenden Markterlösen und einer wohl leicht steigenden Liquiditätsreserve sowie eventuell durch die letztendliche Wirkung der Regelungen der neuen Besonderen Ausgleichsregelung abgeschmolzen.

Die geplante Belastung des Eigenstromes auf zukünftigen Anlagen ist mit einer Größenordnung von unter 0,01 ct/kWh für 2015 in seiner entlastenden Wirkung auf die Umlage zu vernachlässigen.

## 2 Vorbemerkung

Am 27.06.2014 hat der Bundestag die Novellierung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes verabschiedet (EEG 2014). Diese Novelle soll *„die Kostendynamik der vergangenen Jahre beim Ausbau der erneuerbaren Energien durchbrechen und so den Anstieg der Stromkosten für Stromverbraucher begrenzen“* (Reg EEG, 2014) S. 1

Die Stromkosten für den Verbraucher setzen sich grundsätzlich aus vielen unterschiedlichen Bestandteilen zusammen: diversen Abgaben, Umlagen, Steuern und Energiekosten. Obwohl der Ausbau von Erneuerbaren Energien zum Teil diametrale Auswirkungen auf die einzelnen Kostenbestandteile hat, Stichwort „Merit-Order-Effekt“<sup>1</sup>, werden in der öffentlichen Diskussion die Kosten der Energiewende derzeit ausschließlich an der Höhe der EEG-Umlage festgemacht. Diese hat sich in den letzten fünf Jahren von 2,047 ct/kWh (2010) auf 6,240 ct/kWh (2014) verdreifacht.

Im Rahmen dieser Studie sollen wesentliche Änderungen bzw. Neuregulungen und deren voraussichtliche Wirkung auf die EEG-Umlage im Besonderen, aber auch systematisch zu erwartende Änderungen der Umlagehöhe im Allgemeinen analysiert werden. Dazu wird zunächst auf die wesentlichen Bestandteile der Umlage eingegangen, um im Anschluss die einzelnen Maßnahmen hinsichtlich ihrer Wirkung auf diese Bestandteile zu analysieren. Dabei wird sich beschränkt auf:

- die Einführung von Ausbaurückstellungen
- die Belastung der Eigenversorgung
- die Entlastungen für die Industrie

---

<sup>1</sup> Die Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energie (außer Biomasse), erfolgt zu Grenzkosten von nahe null. In der Folge sinkt mit zunehmender Erzeugung aus Erneuerbaren der grenzkostenbasierte Preis für die Energiebeschaffung. Je niedriger der Marktpreis ist, desto geringer sind die reinen Energiekosten. Desto höher ist jedoch auch die EEG-Umlage, die die Differenzkosten aus Vergütung abzgl. Marktpreis ausgleicht. Die Steigerung einer Kostenkomponente der Verbraucher (EEG-Umlage) führt, zumindest teilweise, zur Absenkung einer anderen Kostenkomponente (Energieeinkauf), sofern diese entsprechend weitergereicht wird. Die „Stromkosten der Stromverbraucher“ steigen somit nicht zwingend entsprechend der Entwicklung der EEG-Umlage.

### 3 Berechnung der EEG-Umlage

Um die Sensitivität der verschiedenen Einflussfaktoren auf die EEG-Umlage darzustellen ist es notwendig die Systematik der Berechnung und die Sensitivität der einzelnen Bestandteile darzulegen.

Die Berechnung der EEG-Umlage erfolgt nach den Voraussetzungen der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) unter Berücksichtigung der Vermarktungserlöse des EEG-Stromes<sup>2</sup>.

Die Höhe der EEG-Umlage ist der Quotient aus dem sogenannten Umlagebetrag geteilt durch den Letztverbrauch der mit der EEG-Umlage belastet werden kann.

Im Rahmen der nachfolgenden Betrachtung von Effekten auf die Umlage wird daher zunächst stets abgegrenzt, auf welchen Teil im Rahmen der Umlageberechnung sich die Wirkung bezieht.

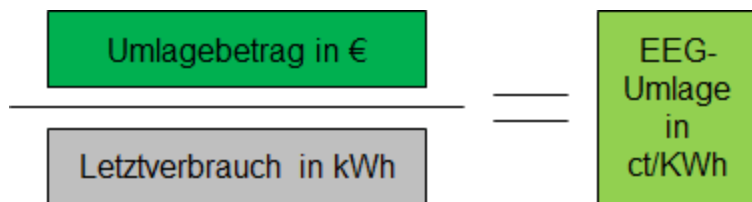


Abbildung 2 Schematische Darstellung EEG-Umlage-Berechnung<sup>3</sup>

Der Umlagebetrag lässt sich wiederum in die Bestandteile EEG-Vergütungen, Markterlöse, Liquiditätsumlage und Nachholung anhand des Kontostands unterteilen. Die Berechnung der EEG-Umlage erfolgt hinsichtlich der Vergütungskosten und Markterlöse anhand von Prognosen; Liquiditätsreserve und Nachholung sind Stichtagsentscheidungen.

Die Anteile der jeweiligen Kostenbestandteile am Umlagebetrag sind in Abbildung 3 aufgetragen.

<sup>2</sup> § 37 Abs. 2 EEG 2012; § 57 Abs. 2 Reg EEG 2014

<sup>3</sup> Eigene Darstellung

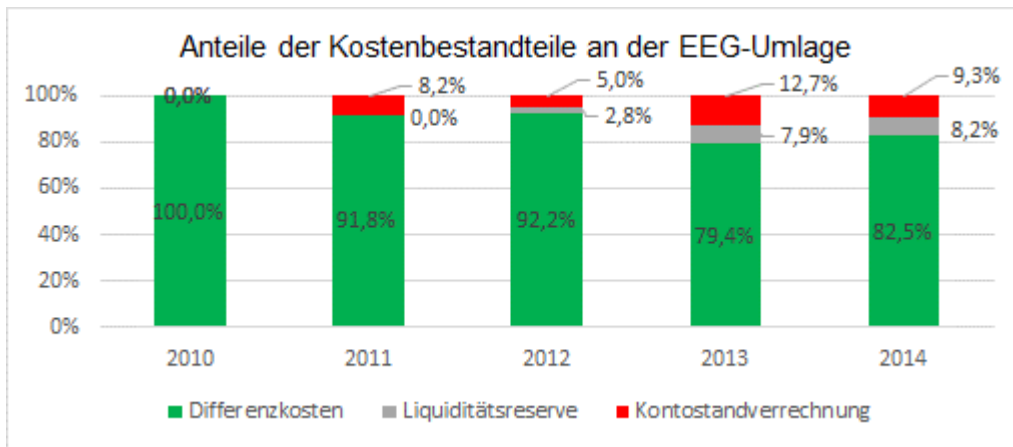


Abbildung 3 relative Kostenanteile EEG-Umlage<sup>4</sup>

Mit Abschaffung der physikalischen Bandwahlung und Einführung des marktbasierten Umlagesystems bestand die EEG-Umlage 2010 lediglich aus den geschätzten Differenzkosten für die bestehenden und in dem Jahr potentiell gebauten Anlagen.

Da die veranschlagten Einnahmen durch die Umlage 2010 nicht ausreichten, wird seit 2011 der Umlagebetrag um einen Beitrag zur Deckung von Mindereinnahmen aus der vorherigen Umlage sowie seit 2012 mit einer Liquiditätsreserve aufgestockt.

### 3.1 Differenzkosten und Markterlöse

Die Differenzkosten ergeben sich als Summe der zu leistenden Vergutzungen abzüglich der erwarteten Erlöse durch die Vermarktung an den Großhandelsmärkten. Dabei ist es im Rahmen der Prognose grundsätzlich unerheblich, ob der Strom über die gleitende Marktpremie direktvermarktet oder zunächst im Rahmen der Einspeisevergütung vergütet und im Anschluss durch die ÜNB vermarktet wird. Der anzusetzende Erlös bleibt identisch. Die Prognose der Markterlöse erfolgt dabei anhand der Futures<sup>5</sup> des Folgejahres, bereinigt um sogenannte Marktwertfaktoren, um dem Einspeiseprofil der Energieträger und deren Wirkung auf den Marktpreis Rechenschaft zu tragen. Die Art der Berechnung ist gesetzlich vorgeschrieben (§ 4 AusglMechV). Aufgrund des Merit-Order-Effektes sowie bestehenden, konventionellen Überkapazitäten sinken die Strompreise am Großhandel, was auch im Rahmen der Umlageberechnung berücksichtigt wird. Abbildung 4 zeigt den Anteil der EEG-Vergütungskosten an den Differenzkosten. Wurde mit Einführung der EEG-Umlage noch davon ausgegangen,

<sup>4</sup> Eigene Darstellung auf Basis (ÜNB, 2014)

<sup>5</sup> Der Future kann interpretiert werden, als die Erwartung des Marktes an den durchschnittlichen Strompreis einer Periode in der Zukunft.

dass 35 % der Vergütungsverpflichtungen durch die Markterlöse gedeckt werden können, so ist in der EEG-Umlage 2014 der Deckungsbeitrag der „Vermarktungserlöse“ an den Vergütungskosten nur noch mit 10 % veranschlagt.

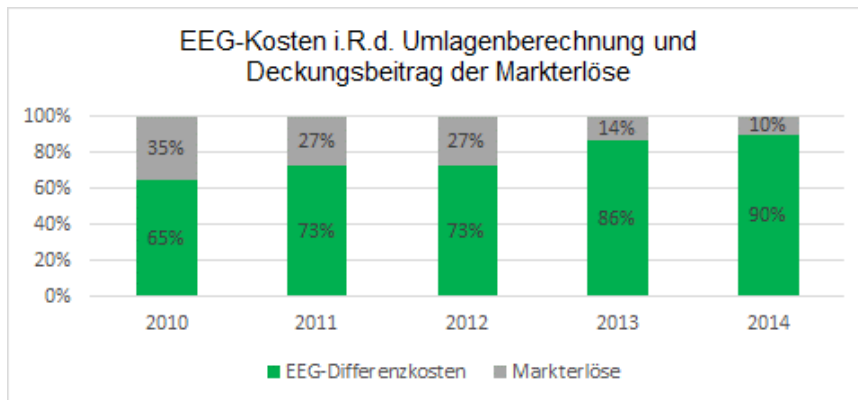


Abbildung 4 EEG-Differenzkosten und Markterlöse im Rahmen der Umlageberechnung<sup>6</sup>

Mit Einführung der Direktvermarktung unter der gleitenden Marktprämie ist diese Darstellung jedoch irreführend. So sind die Zahlungen der Marktprämie faktisch Differenzkosten, da nur die Differenz zwischen Einspeisevergütung und durchschnittlichem Markterlös (zzgl. Boni) gezahlt wird. Wird nun die für die Berechnung der Umlage erstellten Prognosen um eben jenen Markterlös bereinigt, so ist zu sehen, dass sich der Deckungsbeitrag der Markterlöse an der gesamten Vergütungsverpflichtung kaum geändert hat.

<sup>6</sup> Eigene Darstellung auf Basis (ÜNB, 2014)

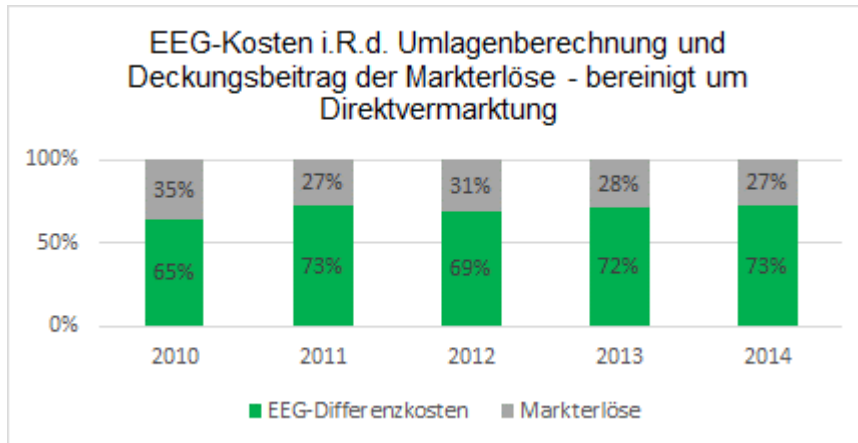


Abbildung 5 EEG-Differenzkosten und Markterlöse im Rahmen der Umlageberechnung bereinigt um gleitende Marktprämie<sup>7</sup>

So bleibt der Anteil der Vergütungsverpflichtungen über alle Anlagen, der durch Markterlöse gedeckt werden soll, relativ konstant. Und dass obwohl der Marktpreis stetig sinkt. Wurde bei der Berechnung der Umlage von 2012 noch von einem (überschätzten) Wert<sup>8</sup> in Höhe von 55,22 €/MWh für ein Base-Band ausgegangen, so lag dieser bei der Berechnung der Umlage von 2014 nur noch bei 41,45 €/MWh. Eine Ursache, warum die starke Absenkung des Marktwertes der gesamten Strommenge (- 25 %) lediglich zu einer minimalen Erhöhung der ungedeckten Differenzkosten führt, ist vermutlich die starke Degression insbesondere bei der Vergütung für Photovoltaik, die den Effekt der Bestandsanlagen größtenteils kompensiert hat.

### 3.2 Nachholung des Kontostandes

Neben den voraussichtlichen Einnahmen und Ausgaben im Rahmen des EEG ist ein weiterer Bestandteil bei der Festlegung des Umlagebetrages, also der durch die EEG-Umlage zu deckenden Kosten, die Verrechnung des Kontostandes zum Zeitpunkt der Berechnung der Umlage (§3 Abs.1 Nr. 2 AusglMechV). Dadurch sollen die Abweichungen zwischen den Prognosewerten und den realisierten Werten ausgeglichen werden.<sup>9</sup> Da die Umlagehöhe für das Folgejahr am 15. Oktober bekanntgegeben wird, ist dies der Kontostand zum 30.09.

Dieser spielt mit 5 % - 12,5 % des Umlagebetrages, bzw. gut 700 Mio. € bis knapp 2,6

<sup>7</sup> Eigene Darstellung auf Basis (ÜNB, 2014)

<sup>8</sup> Berechnung des anlegbaren Strompreises gemäß § 4 AusgleichMechV

<sup>9</sup> (BT Drs. 16/13188, 2009) S. 15

Mrd. € eine signifikante Größe bei der Umlageberechnung. Die Entwicklung des Kontostandes von Januar 2010 bis März 2014 zeigt Abbildung 6.

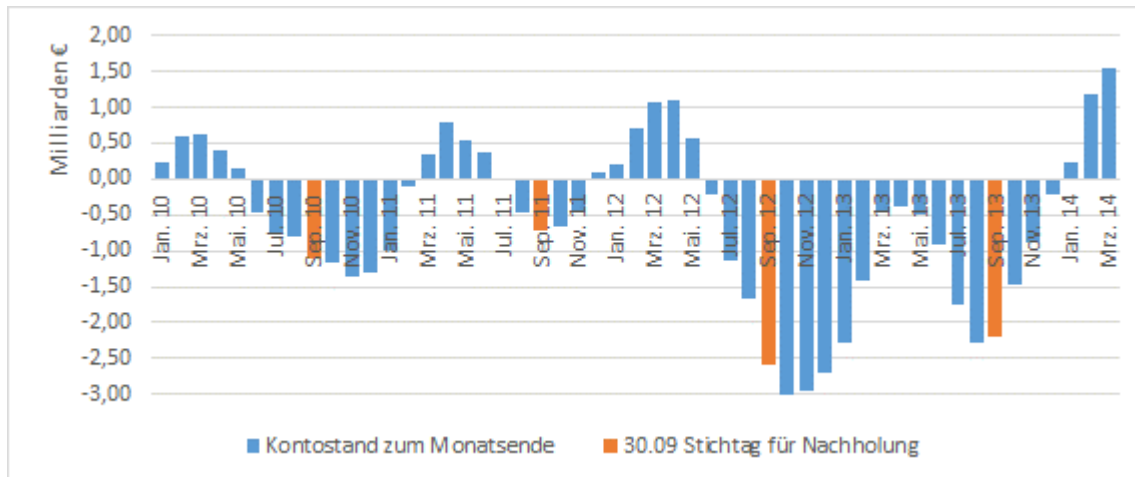


Abbildung 6 Entwicklung EEG-Kontostand<sup>10</sup>

Wie zu sehen ist, ist der für die Berechnung der EEG-Umlage heranzuziehende Kontostand stets einer der niedrigsten innerhalb eines Kalenderjahres. Dies liegt im Wesentlichen daran, dass die Auszahlungen für Photovoltaik saisonal in den Sommermonaten am größten sind.<sup>11</sup> Auch fällt auf, dass der Kontostand im Frühjahr 2013 nicht positiv wurde, was sich durch eine Überschätzung der Markterlöse und Unterschätzung des Zubaus erklären lässt.

Die Einnahmenstruktur, die durch Einnahmen aus der EEG-Umlage geprägt ist, verläuft hingegen eher linear. Mehreinnahmen aus der Vermarktung des PV-Stromes, werden durch Mindereinnahmen aus der EEG-Umlage des teilweise temperaturabhängigen Stromverbrauches annähernd ausgeglichen.

<sup>10</sup> Eigene Darstellung auf Basis (ÜNB, 2014)

<sup>11</sup> Auch kann der unterjährige Ausbau eine, wenn auch vergleichsweise marginale, Rolle spielen.

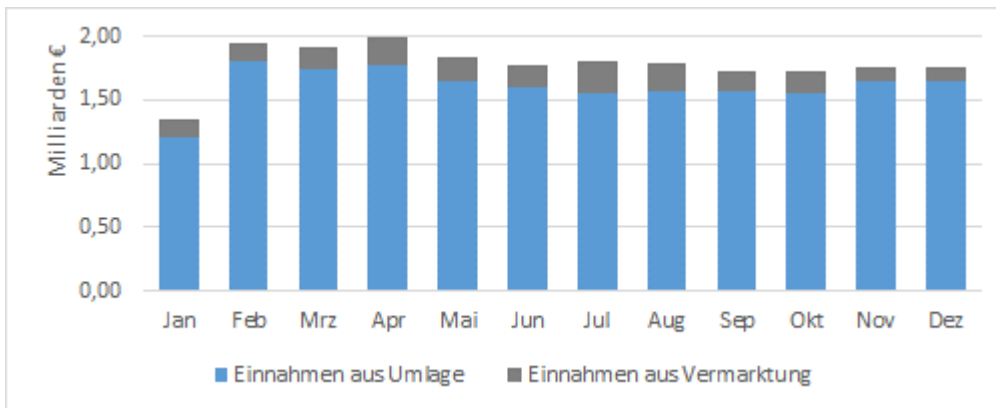


Abbildung 7 Einnahmen aus Umlage und Vermarktung des EEG-Kontos im Jahr 2013

Abbildung 7 zeigt den Verlauf der Einnahmen beispielhaft anhand der Kontobewegungen für das Jahr 2013. Dabei ist auffällig, dass die Einnahmen aus der Umlage, die im Januar verbucht wurden, weit unter denen im Februar liegen. Dies ist der Tatsache geschuldet, dass die Umlage für das Jahr 2013 stark gestiegen ist, real aber erst einen Monat später den ÜNB zufließt. Noch deutlicher wird der Effekt, wenn man die Entwicklung der Einnahmen und Ausgaben über einen längeren Zeitraum betrachtet.

Der Verlauf der jeweiligen Zu- und Abflüsse auf dem EEG-Konto ist in Abbildung 8 aufgetragen. Zusätzlich sind die Bereiche, die für die jeweilige Berechnung der Nachholung zugrunde gelegt werden farblich markiert (alternierend grün und blau) sowie der Gültigkeitszeitraum der jeweiligen EEG-Umlagen für die Verbuchung auf dem EEG-Konto eingezeichnet.

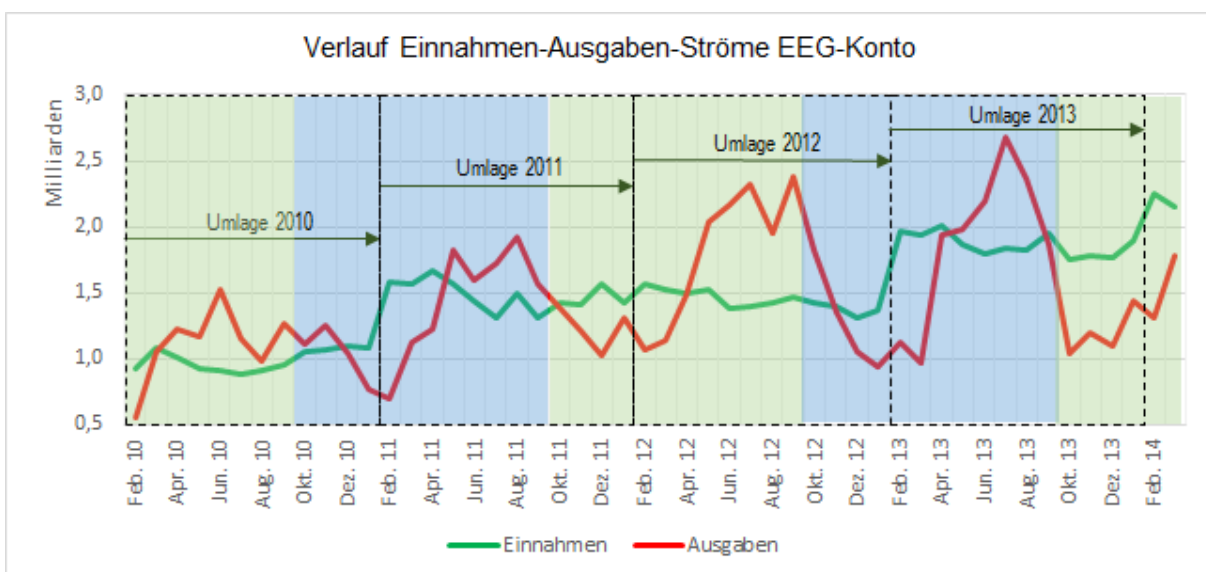


Abbildung 8 monatlicher Verlauf Einnahmen / Ausgaben EEG-Konto



Die Flächen zwischen der grünen und der roten Linie sind die Einnahmen- bzw. Ausgabenüberschüsse. Ist die grüne Linie über der roten wurde in dem entsprechenden Zeitraum mehr eingenommen als ausgegeben, liegt die Rote über der Grünen, so waren die Ausgaben größer als die Einnahmen.

Für den Geltungszeitraum der Umlage 2012 wird deutlich, welche Auswirkungen der unvorhergesehene hohe Zubau von Photovoltaik auf die Umlage hatte. Für eine zukünftige Abschätzung der Wirkung der „Nachholungs“-komponente innerhalb der EEG-Umlage ist der Zeitraum der Umlage 2013 der interessante.

So ist der Zeitraum, der für die Bestimmung des Nachholbetrages der Umlage 2014 relevant ist der „blaue Zeitraum“ vom 1.10.2012 bis zum 30.09.2013. Die Umlage 2013 hingegen wirkte erst ab Februar 2013 auf die Einnahmen des EEG-Kontos.

Werden die Einnahme-Ausgabe-Salden der Kalenderjahre<sup>12</sup>, die immerhin in elf von zwölf Monaten die jeweilig gültige Umlage und auch Prognosezeitraum der Umlage darstellen, den berücksichtigten Kontoständen gegenüber gestellt, so ist zu erkennen, dass die Nachholung bei der Umlage 2011 grundsätzlich ausgereicht hat und dennoch ein „Fehlbetrag“ in Höhe von - 711 Mio. bei der Prognose der Umlage 2012 angesetzt wurde.

Für die Umlage 2014 wurde ein Fehlbetrag von knapp - 2,2 Mrd. € berücksichtigt, der bei der Betrachtung des Kalenderjahrs eigentlich nicht bestand.<sup>13</sup>

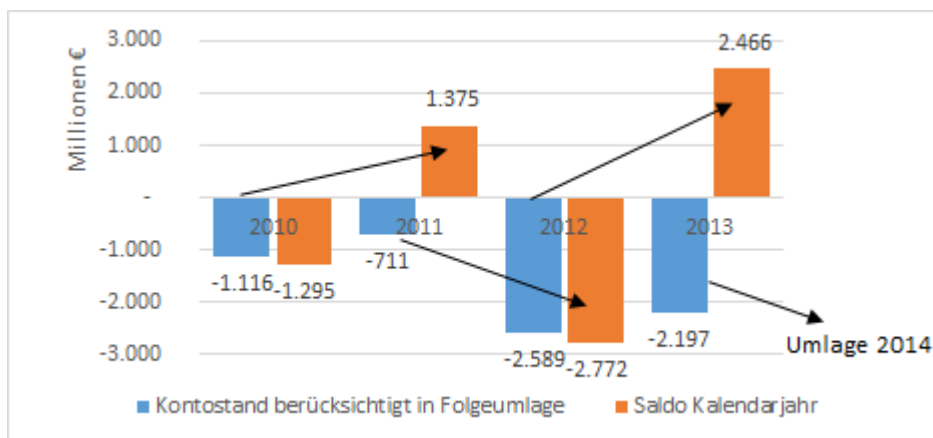


Abbildung 9 Salden Kontoabrechnung Kalenderjahr und verrechneter Kontostand

<sup>12</sup> Ggf. bestehende Nachforderungen oder Rückzahlungen, die sich aus der Differenz zwischen Zahlung und Endabrechnung ergeben, bleiben unberücksichtigt.

<sup>13</sup> So betrug der Kontostand am 31.12.2013 -255 Mio. €, am 31.01.2014 zum Ende der „Wirkung“ der Umlage 2013 war mit knapp 234 Mio. € im Plus.

Wie zu erkennen ist, weicht das tatsächliche Saldo der jeweiligen Kalenderjahre zum Teil nicht unerheblich von den jeweils veranschlagten „Nachholungen“ ab.

### 3.2.1 Liquiditätspuffer durch Stichtagsregelung

In Abbildung 8 ist zu sehen, dass die Einnahmen und Ausgabenströme auf das EEG-Konto asynchron verlaufen, da insbesondere die relativ teure Solarenergie von Bestandsanlagen saisonbedingt produziert wird.

Die Wirkung dieser asynchronen Zahlungsströme in Zusammenhang mit der Stichtagsregelung zur Bestimmung des Kontostandes führt zu einem systemimmanenten Aufbau eines Liquiditätspuffers.

Zur Verdeutlichung erfolgt die Berechnung des Umlagebetrages im Modell. Dabei sei unterstellt, dass es eine hundertprozentige Prognosegenauigkeit hinsichtlich der zu deckenden Differenzkosten gibt, demnach Zubau, Produktion, Markterlös und Vergütungsansprüche für die jeweilige Folgeperiode bekannt sind. Auch sollen die Einnahmen aus der Umlage, anders als tatsächlich, schon im ersten Monat ihrer Gültigkeit verbucht werden. Die Einführung erfolgt mit einem (relativ) hohen Bestand, der Zubau moderat.

Darüber hinaus soll im Rahmen der grafischen Darstellung der Zubau nur einmal im Jahr zum 1. Januar erfolgen und in der Folgeperiode aufgrund der Prognosegenauigkeit vollständig bekannt und in der Umlage antizipiert sein. Die Ausgaben sollen mit Ausnahme der Solarenergie linear verlaufen.

Im Jahr  $T=0$  wird zum Januar die EEG-Umlage eingeführt.

Der so definierte, stilisierte Verlauf der Ausgaben und Einnahmen für die zwei ersten Umlageperioden ist in Abbildung 10 aufgetragen, wobei zunächst keine Verrechnung des Kontostandes erfolgt.

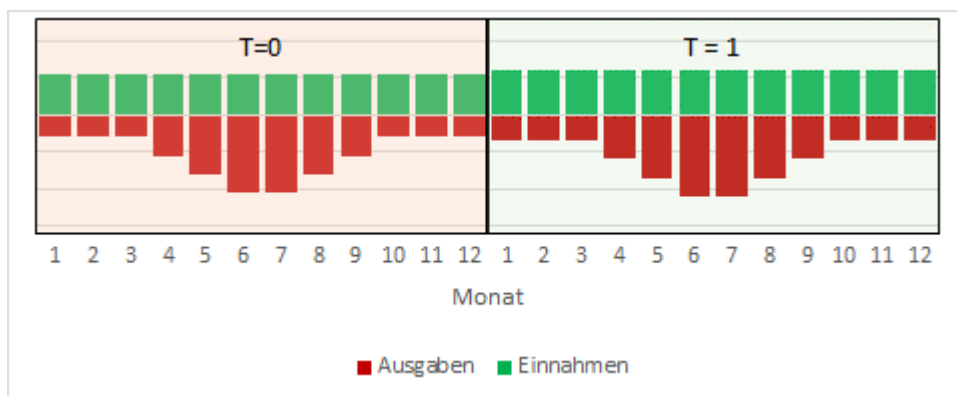


Abbildung 10 schematischer Verlauf Einnahmen / Ausgaben

Zu beachten ist dabei, dass aufgrund der Annahme der perfekten Voraussicht sich innerhalb eines Jahres die Einnahmen und Ausgaben saldieren.

Bei der Berechnung der Umlage der Folgeperiode wird nun der Kontostand zum 30. September<sup>14</sup> herangezogen. Dabei werden in der ersten Periode entgegen dem Zweck der Regelung nicht die „Abweichungen in den vorangegangenen zwölf Kalendermonaten zwischen den tatsächlichen Einnahmen und Ausgaben“ (BT Drs. 16/13188, 2009)<sup>15</sup> sondern es werden nur die ersten neun Monate berücksichtigt.<sup>16</sup>

Betrachtet man die Einnahmen bzw. Ausgabenüberschüsse der ersten Periode im Modell, so werden durch die Stichtagsberechnung 100 % der Ausgabenüberschüsse (Zeitraum Mai – Aug.) allerdings nur 50 % der Einnahmenüberschüsse (Zeitraum Jan. – Mrz.) der Periode bei der Kontoverrechnung einberechnet.

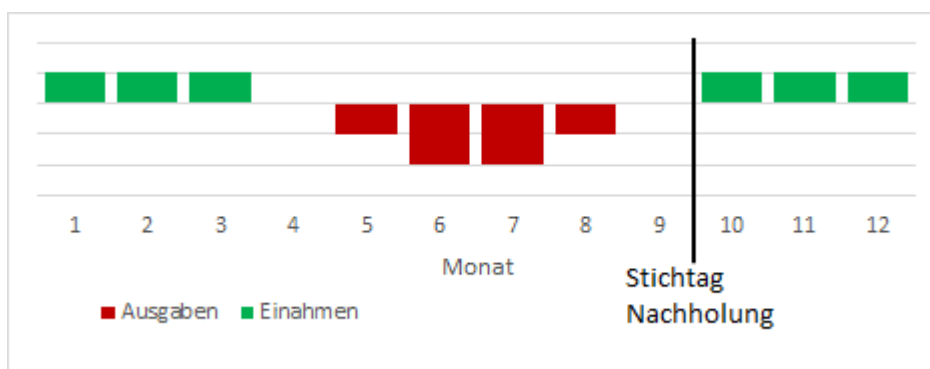


Abbildung 11 Salden und Kontostand zum Stichtag für Ermittlung Umlagebetrag in  $T = 1$

In der Folge wird der Umlagebetrag der Folgeperiode ( $T=1$ ) um 50% der Ausgaben- bzw. Einnahmenüberschüsse (sie sind aufgrund der perfekten Voraussicht identisch) erhöht, obwohl bei einer periodengerechten Betrachtung kein Fehlbetrag entsteht.

Im Verlauf der Periode  $T=1$  wird nun wiederum der Kontostand zum 30.9 für die Berechnung der Umlage in  $T = 2$  berücksichtigt. Nun wird erstmalig ein ganzes „EEG-jahr“ hinsichtlich der Zahlungsströme berücksichtigt.

Dabei bestehen die Einnahmen, neben den Markterlösen, aus drei<sup>17</sup> Perioden mit der

<sup>14</sup> Dem zum Zeitpunkt der Berechnung der Umlage geltende Kontostand, Vgl. §3 Abs.1 Nr.2 AusglMechV

<sup>15</sup> S. 14

<sup>16</sup> Genaugenommen nur acht Monate der Umlage, da eine Verbuchung auf dem EEG-konto erst im Folgemonat erfolgt.

<sup>17</sup> Real vier

Umlage aus T0 und neun Perioden der Umlage T1 die eine „Nachholung“ aus T0 enthält.

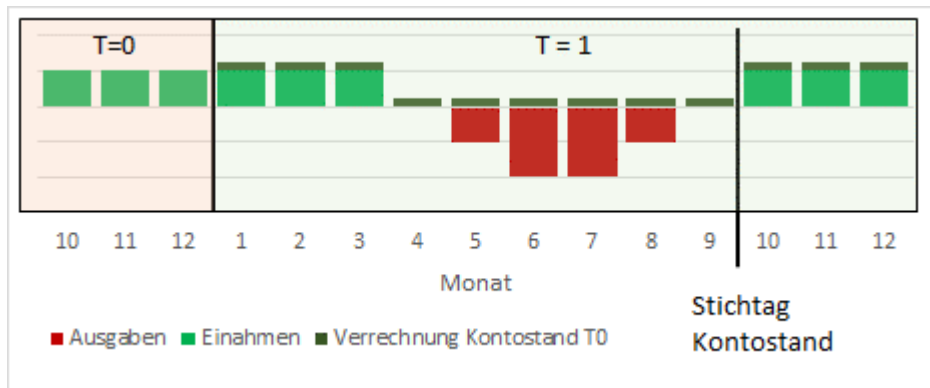


Abbildung 12 Salden und Kontostand zum Stichtag für Ermittlung Umlagebetrag in T = 2

Der Kontostand für die Umlage in T=2 hängt nun nicht mehr von der Asynchronität des gesamten Ausgabenstromes ab, denn dieser Kapitalbedarf wird mehrheitlich durch den Einnahmenüberschuss der Wintermonate aus T = 0 (10-12) und T = 1 (1-3) aufgebaut.

Ob der Kontostand in der Umlage für T=2 zu Mehrkosten führt ist nunmehr nur noch von den durch den Zubau in T=1 verursachten, antizyklischen Ausgaben abhängig. Für die Umlage in T=2 bedeutet dies, dass der „Puffer“ aus der Kontostandverrechnung, der unterjährig (nahezu) gleichverteilt zufließt, diesen Mehrkosten gegengerechnet wird.

Funktionale Entwicklung des Umlagebetrages unter perfekter Voraussicht bei relativ hohem Anfangsbestand und moderatem Zubau:

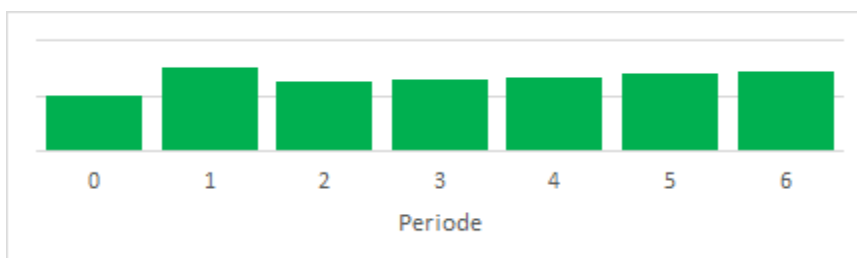


Abbildung 13 Funktionale Entwicklung Umlagebetrag im Modell

Dieses (vereinfachte) Modell zeigt die isolierte Wirkung der Kontostandverrechnung:

Wird mit einem (relativ hohen) Anfangsbestand das Umlagesystem gestartet, so führt die Vermischung von kalendarischer Prognose und unterjährigem Kontostand zusammen mit den Besonderheiten der Solarstromerzeugung<sup>18</sup> zu einem initialen Aufbau eines Liquiditätspuffers und damit einem einmaligen sprunghaften Anstieg der Umlagekosten. Dieser kann als isolierte Wirkung aus der Kontostandverrechnung zunächst abfallen, um nur noch moderat, nämlich um die antizyklischen Liquiditätsverschiebung des Zubaus, anzusteigen.

Oder anders formuliert: Ist ein ausreichender Liquiditätspuffer für die Bestandsanlagen durch die Umlage vereinnahmt worden (bei perfekter Voraussicht in  $T = 1$ ), so ist der Anstieg durch den zeitlichen Versatz der Zahlungsströme auf den Zubau begrenzt.

Dieser Liquiditätspuffer wird über die Wintermonate aufgefüllt, um im Sommer aufgezehrt zu werden. Er fungiert dabei als dauerhafter Kredit<sup>19</sup> der Umlagezahler an die Übertragungsnetzbetreiber, um kurzfristige Kreditaufnahmen aufgrund des unterschiedlichen Verlaufs der Zahlungsströme zu vermeiden.

Der Aufbau des Liquiditätspuffers kann erst dann geschehen, wenn die prognostizierten Kosten nicht überschritten werden (voller Aufbau in einer Periode) bzw. nicht prognostizierte Mehrkosten den Pufferbetrag nur anteilig aufzehren (sukzessiver Aufbau).

So haben der starke Ausbau von Solarstrom im Jahr 2012 und das unvorhergesehene Absinken des Börsenpreises den Aufbau des Liquiditätspuffers bisher verhindert.

Die bisherigen Zahlen des Kontostandes deuten jedoch darauf hin, dass 2014 das Jahr „T1“ ist, indem der Liquiditätspuffer aufgebaut wird. So ist der Kontostand zum April 2014 mit 1,65 Mrd. € im Plus was dem saisonalen Liquiditätsbedarf des Jahres 2013 (Mai bis Sept.: 1,9 Mrd. €) fast entspricht.

### **3.3 Liquiditätsreserve**

Neben der Verrechnung des Kontostandes können die Übertragungsnetzbetreiber seit 2011, also der EEG-Umlage für 2012, bei der Berechnung des Umlagebetrages auch eine sogenannte Liquiditätsreserve veranschlagen. Diese darf dabei 10 % des prognostizierten Ausgabensaldos, vereinfacht der Differenzkosten<sup>20</sup>, nicht übersteigen.

Die entsprechende Norm, § 3 Abs. 7 AusglMechV wurde im Rahmen des EEG 2012

---

<sup>18</sup> hohe Vergütungskosten der Altanlagen, saisonale Produktion

<sup>19</sup> Der zu verzinsen ist, Vgl. §3 Abs. 5 AusglMechV

<sup>20</sup> Zzgl. Verwaltungs-, Zins- und Ausgleichskosten (gut 1% der Umlage 2014)

eingeführt. Die Liquiditätsreserve soll „den möglichen Kreditbedarf der Übertragungsnetzbetreiber reduzieren“ (BT Drs 17 0671, 2011)<sup>21</sup>.

Wie im vorangegangenen Kapitel gezeigt, werden die Verluste der vorherige Periode wie auch der Liquiditätsbedarf, der aus der Antizyklizität der Zahlungsströme resultiert, grundsätzlich durch die Verrechnung des Kontostandes berücksichtigt.

Die Liquiditätsreserve lässt sich somit nur für einen ggf. notwendigen Kreditbedarf rechtfertigen, der entweder aus höheren Auszahlungen in den Sommermonaten des prognostizierten Zubaus oder aus einer Fehlprognose des Gesamtkostensaldos resultiert. Dies wäre der Fall bei einer ungünstigen Entwicklung des Marktwertes, oder bei einem deutlich ausgeprägten Zubau bzw. einer Strommenge gegenüber der Prognose.

Je besser der Zubau bzw. vielmehr die zu vergütende Arbeit sowie die entsprechenden Markterlöse für EEG-Anlagen prognostizierbar sind, desto geringer fällt auch der Beitrag der Liquiditätsreserve aus, der sich rechtfertigen lässt.

### 3.4 (interne) Effekte der Berechnungssystematik

Der EEG-Umlagebetrag lässt sich in die Bestandteile EEG-Vergütungen, Markterlöse, Kontostandverrechnung und Liquiditätsreserve untergliedern.

Für die Umlage 2014 ist folgende Mittelverwendung geplant:

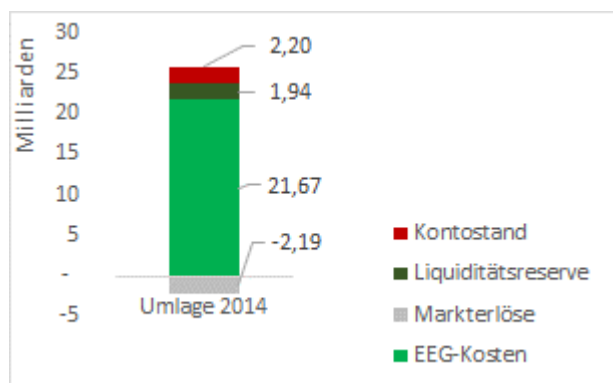


Abbildung 14 Bestandteile EEG-Umlagebetrag 2014<sup>22</sup>

Für die Nachholung von Fehlbeträgen aus den Vorjahren und den Aufbau des saisonalen Liquiditätspuffers der Bestandsanlagen sind rund 2,2 Mrd. € oder gut 9 % des

<sup>21</sup> S. 197

<sup>22</sup> Eigene Darstellung auf Basis (ÜNB, 2014)

Umlagebetrages vorgesehen.

Der saisonale Liquiditätspuffer, also der Kapitalbedarf, der durch die Mehrausgaben in den Sommermonaten zum Stichtag der Ermittlung des Kontostandes im Jahr 2013 benötigt worden wäre, um aufgrund dieses Effektes keine Kreditaufnahme tätigen zu müssen, beträgt 1,9 Mrd. € von denen bis April 2014 bereits gut 1,65 Mrd. € als Guthaben auf dem EEG-Konto verbucht sind.

Für Abweichungen von den zugrundeliegenden Prognosen sind im Umlagebetrag 2014 1,94 Mrd. € vorgesehen. Dieser Betrag ist ausreichend, um beispielsweise eine Markterlösabweichung von etwa – 25 % bei hundertprozentiger Prognosesicherheit hinsichtlich der Erzeugungsmenge und deren Vergütungsanspruch (inkl. Direktvermarktung) oder 10 % höhere Differenzkosten bei absoluter Prognosesicherheit der Markterlöse auszugleichen<sup>23</sup>.

Wird die Liquiditätsreserve nicht oder nur in Teilen benötigt, so schlägt sich dieser Teil in einem positiven Kontostand nieder. Mit der Folge, dass aus dem bisherigen Aufschlag der Kontostandverrechnung auf den Umlagebetrag ein Abschlag wird, der den notwendigen Refinanzierungsbedarf durch die Umlage reduziert. Reicht die Liquiditätsumlage hingegen nicht aus, um Fehlprognosen auszugleichen, so müssen Mittel aus der Kontostandverrechnung verwandt werden. In der Folge wird der Aufbau des Liquiditätspuffers verzögert oder auch verhindert.

Bei der Wirkung dieser Effekte ist zu berücksichtigen, dass die jeweilige Umlage erst im Februar auf dem EEG-Konto verbucht wird. Aufgrund dieses Effektes konnte der Liquiditätspuffer durch die Umlage 2013 nicht vollständig aufgebaut werden, obwohl die Abrechnung des Kalenderjahres 2013 nahelegt, dass das Ziel grundsätzlich erreicht wurde.<sup>24</sup>

Sofern nun keine stärkeren Abweichungen von der Prognose der Umlage 2014 sowie den nachfolgenden Prognosen erfolgen, ist damit zu rechnen, dass der Kostenbestandteil „Kontostandverrechnung“ im Rahmen der Umlage 2015 und 2016 wesentlich geringer ausfällt bzw. entlastende Effekte hat.

---

<sup>23</sup> Für die Berechnung der Werte, siehe Anhang

<sup>24</sup> Vgl. Abbildung 9 S.8: so wurden 2013 mit 11/12 der Umlage 2013 (Sie wirkt erst ab Februar) fast der vollständige Fehlbetrag des Kontostandes 2012 erwirtschaftet. Die Mehrkosten der Fehlprognose waren durch die Liquiditätsumlage gedeckt.

## 4 Ausbaukorridore

Die Reform des EEG sieht für den Ausbau von Wind und Biomasse die Einführung und für Solarstrom eine Straffung der Ausbaukorridore vor.

Die Einhaltung dieser Korridore ist nach dem Konzept des „atmenden Deckels“ konzipiert: Wird (innerhalb) einer Technologie der jeweilige Korridor verlassen, so führt dies zu einer Anpassung der Vergütung und beeinflusst damit den Zubau in den Folgeperioden.

Der gewünschte Zubaukorridor für Windenergie an Land (netto) sowie Solarenergie (brutto) liegt bei 2.400 bis 2.600 MW sowie bei 100 MW für Biomasse (brutto) pro Jahr.<sup>25, 26</sup> Der Anpassungsmechanismus der Vergütungen für Wind und Solarstrom sieht eine stufenweise Reduktion der Vergütungssätze auf den Zubau inklusive einem (Wieder-)Anstieg bei starker Unterschreitung vor. Die Vergütung für Biomasse hingegen wird bei Überschreiten der Grenze von 100 MW um 1,27 % pro Quartal und sonst um 0,5 % pro Quartal kontinuierlich abgesenkt.

### 4.1 Wirkung des Zubaus auf die EEG-Umlage im Allgemeinen

Werden zusätzliche Anlagen mit einem Förderanspruch nach dem EEG installiert, lassen sich die Auswirkungen auf den Umlagebetrag in direkte und indirekte Wirkungen unterteilen.

Direkter Effekt ist der neu generierte, zusätzliche Förderanspruch, der die Summe des zu deckenden Umlagebetrages um die Differenzkosten (Vergütung abzgl. Markterlös zzgl. marginaler Grenzkosten im Sinne der Integration<sup>27</sup>) mindert.

Indirekte Effekte des Zubaus sind Wirkungen auf den Markterlös, den Kontostand im Rahmen des Auszahlungshochs im Sommer und dem daraus resultierenden Liquiditätspuffer sowie der Liquiditätsreserve als Puffergröße für Prognoseabweichungen.

Da die Einspeisung von fluktuierenden Energien eines Energieträgers über alle Anlagen korreliert - die Einspeisung von Solarstrom folgt dem Stand der Sonne, Windener-

---

<sup>25</sup> Vgl. §§27-29 Reg EEG 2014; Sonderregelungen bzgl. der Anrechnung auf den Korridor gibt es für das Repowering bei Windenergie (netto Zubau) sowie die Erweiterung von bestehenden Biomasseanlagen, die im Rahmen der Vergütungsbeurteilung unberücksichtigt bleiben. (Vgl. §25 Abs. 2 Reg EEG 2014)

<sup>26</sup> Jahr ist dabei nicht beschränkt auf ein Kalenderjahr, sondern den Zeitraum von zwölf Monaten ein (Solar) bzw. zwei (Wind und Biomasse) Quartale vor Inbetriebnahme, die rollierend als Bemessungszeitraum fungieren.

<sup>27</sup> Bspw. arbeitsabhängige Vermarktungskosten und Ausgleichskosten die jedoch im Rahmen der obligatorischen Direktvermarktung pauschal über die Vergütung mit 0,4 ct/kWh abgegolten sind



gie ist in Teilen von der Gesamtwetterlage abhängig -, hat die Produktion von zusätzlichem Strom eines Energieträgers auch eine (mehr oder weniger starke) Wirkung auf den energieträgerspezifischen Markterlös aller Erzeugungsanlagen des gleichen Energieträgers. Eine Wirkung auf eine Teilmenge der (stündlichen) Preise eines Jahres beeinflusst wiederum auch den jährlichen Durchschnittspreis.<sup>28</sup>

Durch den Merit-Order-Effekt geht die Wirkung zusätzlicher EE-Mengen grundsätzlich mit sinkenden Markterlösen einher. Dabei ist es unerheblich, ob der Strom vermarktet wird und sich das Angebot erhöht, oder beispielsweise im Rahmen von Eigenverbrauch aus EEG-Anlagen die Nachfrage sinkt. Ändert sich der Markterlös, so hat dies wiederum Auswirkungen auf die Differenzkosten aller Anlagen sowie den Liquiditätspuffer (im Sinne des Kontostandes) und die Liquiditätsreserve in Abhängigkeit der Differenzkosten.

Schematisch lässt sich die Wirkung des Zubaus wie folgt darstellen:

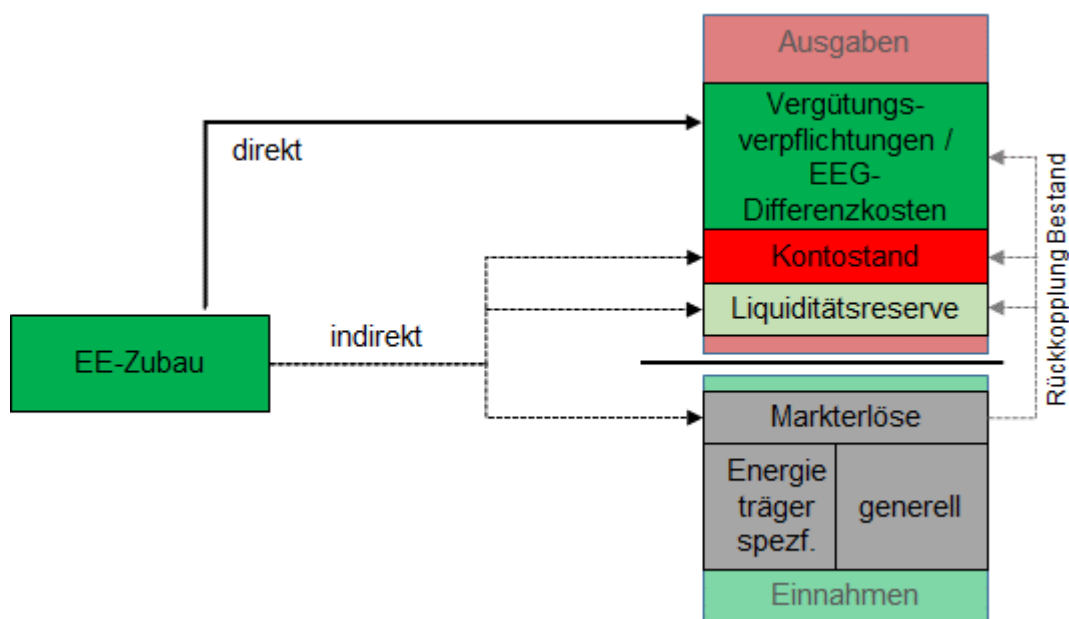


Abbildung 15 Wirkung des EE-Zubaus auf die Bestandteile des Umlagebetrages<sup>29</sup>

<sup>28</sup> Eine detaillierte Betrachtung dieses Effektes findet sich bspw. in (Hirth, 2013)

<sup>29</sup> Eigene Darstellung

#### 4.1.1 Markterlös

Die (isolierte) Wirkung des Zubaus von erneuerbaren Energien auf den Markterlös ist kaum, bzw. nur mit relativ hohem Aufwand abzuschätzen, da der Strompreis eben nicht von den Erneuerbaren selbst, sondern von den Grenzkosten der preissetzenden konventionellen Kraftwerken bestimmt wird, welche wiederum von der Preisentwicklung der Brennstoffe, ggf. notwendiger CO<sub>2</sub>-Zertifikate, aber auch von der Entwicklung des Kraftwerksparks abhängt.

Im Rahmen dieses Gutachtens soll daher eine tendenzielle Abschätzung über die nächsten drei Jahre ausreichen.

Der Einfluss der Erneuerbaren auf den Börsenpreis und damit ihren eigenen Markterlös ist nur in der Verdrängung von (teureren) konventionellen Kapazitäten zu sehen.

Im Modell der Merit-Order werden zur Bestimmung der notwendigen Kosten zur Deckung der Nachfrage die Kraftwerke nach ihren jeweiligen Grenzkosten sortiert. Nun kann „abgelesen“ werden, bei welcher Nachfrage und welchem verfügbaren Angebot welche Grenzkosten und damit welcher Preis zu erwarten ist. Dabei liegt für den deutschen Kraftwerkspark ein größerer Anteil hinsichtlich der Grenzkosten in einem ähnlichen Bereich. Mit steigenden Grenzkosten nimmt auch die Zahl der verfügbaren Erzeugungskapazität ab, so dass die Grenzkostenkurve der Kraftwerkskapazität immer schneller ansteigt.

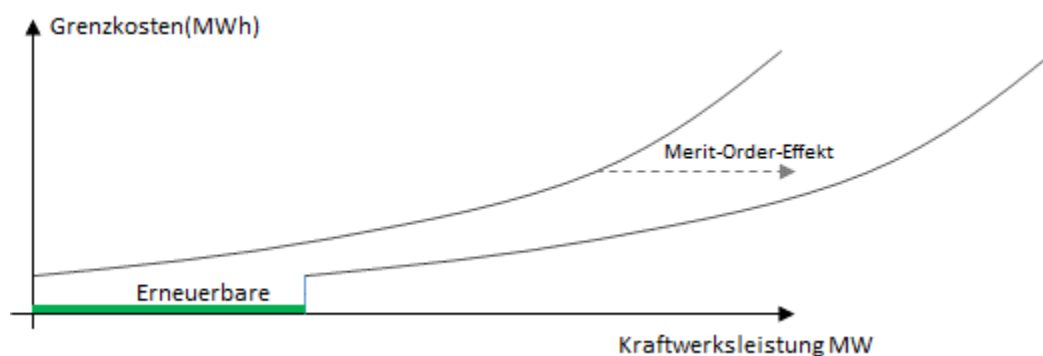


Abbildung 16 Schematische Darstellung Merit-Order-Effekt

Schematisch nimmt die Steigung der Grenzkostenkurve und damit der Stromerzeugungskosten bzw. Grenzkostenpreis im Modell der Merit-Order mit zunehmendem Bedarf schneller zu. Aus Sicht der Markterlöse für Erneuerbare bedeutet dies, dass der Preisfall im Modell umso langsamer „voranschreitet“, je mehr Erneuerbare konventionelle Anlagen verdrängen. Abbildung 17 verdeutlicht den Zusammenhang schematisch ohne einen realen Zusammenhang herzustellen.

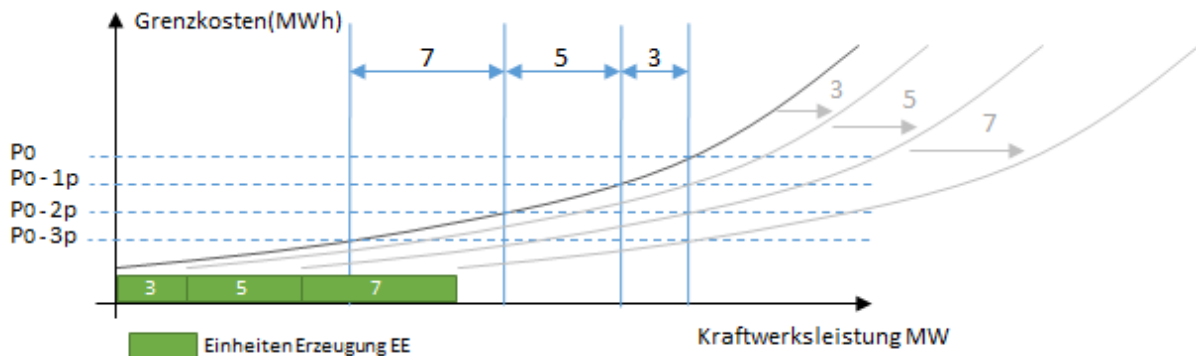


Abbildung 17 "Preisverfall" durch Zubau von EE im Modell der Merit-Order

Im Beispiel sinkt durch die ersten 3 Einheiten EE-Erzeugung der Preis von  $P_0$  auf  $P_0 - 1p$ . Wird nun weiter Strom aus Erneuerbaren erzeugt, so verursachen erst 5 zusätzliche Einheiten Erneuerbare ein Absinken um eine weitere Einheit  $p$ , der neue Preis sei  $P_0 - 2p$ . Bei weiterem Zubau können 7 Einheiten hinzukommen, bevor der Preis um eine weitere Einheit  $p$  auf  $P_0 - 3p$  absinkt.

Es ist somit zu erwarten, dass das Absinken der Markterlöse langsamer erfolgt, je mehr Erneuerbare installiert sind, sofern sich die Merit-Order nicht durch andere Effekte in sich verändert, beispielsweise durch Änderungen der Brennstoffpreise oder  $\text{CO}_2$ -Kosten oder auch Veränderungen in den Teilen des Kraftwerksparks, der bei der Preissetzung für den Strom aus Erneuerbaren relevant ist.<sup>30</sup> Neben den Veränderungen der reinen Grenzkosten ist dieser Effekt darüber hinaus abhängig von dem Flexibilisierungsgrad konventioneller Kapazitäten der notwendig ist, um auf die relativ kurzfristige Einspeisung von Erneuerbaren zu reagieren. Er muss somit in einem ähnlichen Maße steigen, in dem auch die Erzeugung aus Erneuerbaren ansteigt.

Die obigen Überlegungen gelten im Übrigen auch für den energieträgerspezifischen Marktwert, bei dem die Erhöhung der Erzeugungskapazität innerhalb eines Energieträgers mit dem Zeitpunkt der Bereitstellung von Energie korreliert.

Da in diesem Gutachten auf eine eigene Abschätzung der Wirkung des Zubaus und der Markterlöse nicht möglich ist, wird anhand des Gutachtens zur Bestimmung der Umlage 2014 der Effekt des Zubaus auf den energieträgerspezifischen Markterlös wie folgt berücksichtigt:

<sup>30</sup> So sind beispielsweise bei Änderungen der Spitzenlastkraftwerke kaum Änderungen im nominalen Markterlös für erneuerbare zu erwarten. Änderungen bei den Grenzkosten von Braunkohle hingegen haben wahrscheinlich starke Auswirkungen auf den Markterlös von Erneuerbaren.

Für Solarenergie 1 Prozentpunkt p.a., für Windenergie 0,5 Prozentpunkte p.a.<sup>31</sup>

Bezüglich der Wirkung des Zubaus auf den durchschnittlichen Börsenpreis insgesamt wird davon ausgegangen, dass die Entwicklung (mittlerweile) vollständig vom Markt antizipiert wurde und sich in den Futurepreisen entsprechend niederschlägt. Anhand der Abrechnungspreise der Futures für eine Bandlieferung für das volle Kalenderjahr ergibt sich als Schätzer für die nächsten 3 Jahre (2015 – 2017) 0,7 €/MWh p.a. die im Rahmen dieses Gutachtens voll den Erneuerbaren zugeschlagen werden soll.<sup>32</sup>

## **4.2 Wirkung der Ausbaukorridore**

Die Implementierung der Zielkorridore erfolgt nach dem Prinzip des „atmenden Deckels“. Ob und welche Wirkung diese Konzeption auf die drei Energieträger Wind on-shore, Solarenergie und Biomasse haben kann, soll an dieser Stelle kurz diskutiert werden.

### **4.2.1 Ausbaukorridor Wind**

Für Windenergie ist der Ausbaukorridor im Reg EEG 2014 mit 2.400 – 2.600 MW pro Bemessungsjahr vorgesehen. Angerechnet auf den Korridor wird dabei nur der netto Zubau bei dem die durch Repowering ersetzte Leistung von dem Gesamtzubau abgezogen wird.

Dieser Korridor wurde überhaupt erst einmal, im Jahr 2002 wesentlich überschritten.

---

<sup>31</sup> Schätzung auf Basis (r2b energy, 2013) S. 38; Marktwertfaktoren der Energieträger bis 2018

<sup>32</sup> Auch wenn, wie weiter oben erläutert, Änderungen in der Kraftwerksstruktur, den Brennstoffen oder CO<sub>2</sub> Preisen ursächlich sein können.

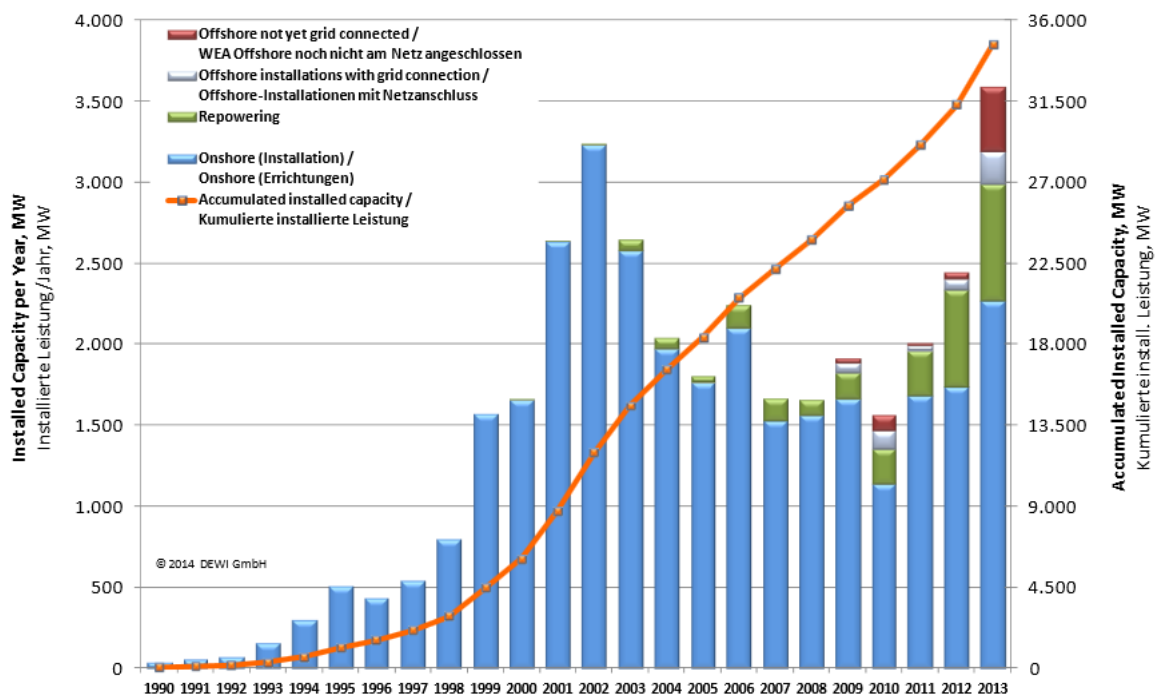


Abbildung 18 Jhrl. Zubau Windenergie Quelle: (DEWI, 2013)

Ein Überschreiten des Korridors hat zur Folge, dass sich die Vergütung in der Zukunft (noch) stärker absenkt. Die Installation von Windanlagen erfolgt zumeist von spezialisierten Projektierern. Haben diese ein grundsätzliches Interesse längerfristig in diesem Geschäftsfeld tätig zu sein, so ist ein Überschreiten des Zielkorridors auch für den einzelnen unattraktiv. Beachtet man die relativ langen Projektierungsphasen von im Schnitt 3 Jahren, so ist davon auszugehen, dass es zu keinen nennenswerten Überschreitungen des Korridors kommen wird.

Losgelöst von der Fragestellung der Wirkung im Rahmen der EEG-Umlage ist in diesem Zusammenhang auch die Frage der Wirkung des Ausbaurkorridors vor dem Hintergrund der Einführung von Ausschreibungen zu stellen. So erscheint es durchaus möglich, dass durch die Einführung der Zielkorridore ein implizit kollusives<sup>33</sup> Verhalten gefördert wird, das direkte Auswirkung auf die Gebote in zukünftigen Ausschreibungen haben könnte, da Ausschreibungen aus Sicht der Projektierer / Anlagenbetreiber eine ähnliche Wirkung haben, wie der „atmende Deckel“: Ist die angebotene Menge größer als der (ausgeschriebene) Zielkorridor, so sinken die (zu erwartenden) Förderungen. Es kann daher sinnvoll sein, die Projektierungskapazität und -planung entsprechend so auszulegen, dass in der Summe der Korridor erreicht wird.

<sup>33</sup> Also eine „Absprache“ ohne direkte Vereinbarung

Für die Frage nach den Auswirkungen auf die EEG-Umlage soll somit ein (netto) Zubau von 2.500 MW unterstellt werden.

#### 4.2.2 Ausbaurridor Solarenergie

Der neue Zielkorridor für Solarenergie ist ebenfalls auf 2.400 – 2.600 MW pro Jahr begrenzt. Dieser Korridor wurde in der Vergangenheit weit übertroffen. So lag der Zubau in den Jahren 2010 – 2012 laut den Meldezahlen der Bundesnetzagentur (BNetzA) jeweils über 7.000 MW p.a. Mit der starken Abschwächung der Fördersätze sank laut BNetzA der Zubau jedoch schon 2013 (3.304 MW) auf unter die Hälfte des Zubaus der Vorjahre mit einem weiter absinkenden Trend.

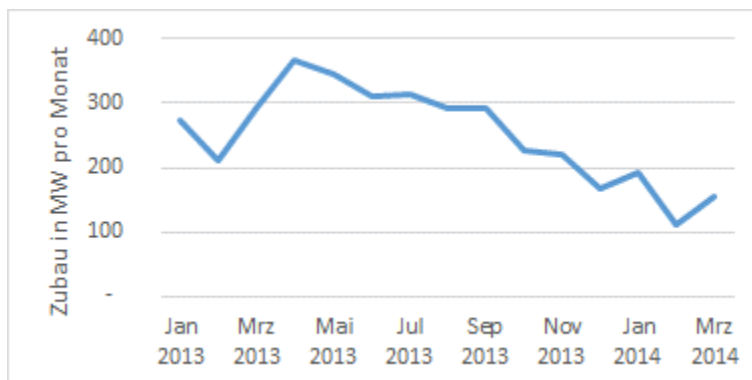


Abbildung 19 Monatlicher Zubau 01/2013 - 03/2014<sup>34</sup>

Es wird anerkannt, dass die Vergütungssätze schon jetzt unter den Stromgestehungskosten liegen und eine Investition in Photovoltaik heute schon nur unter dem Aspekt des Eigenverbrauches wirtschaftlich sein kann<sup>35</sup>. In diesem Zusammenhang stellt sich die Frage, in wie weit Änderungen der Förderhöhe für eingespeisten Strom maßgeblich für die individuelle Investitionsentscheidung sind und ob nicht die Entwicklung der Endverbraucherpreise als Opportunitätskosten sowie die Preisentwicklung der baulichen Installation einen maßgeblicheren Einfluss auf die Investitionsentscheidung haben.

Im Rahmen dieses Gutachtens soll jedoch von einem Ausbau im Zielkorridor ausgegangen werden. Die Eigenstromerzeugung soll auf Basis der Gutachten zur Umlage 2014 mit 25 %, also einer Einspeisung von 75 %, angenommen werden.

<sup>34</sup> Eigene Darstellung, Daten (BNetzA, 2014)

<sup>35</sup> Vgl. S. 223 (Reg EEG, 2014)

### 4.2.3 Ausbaukorridor Biomasse

Die Biomasse erfährt im Rahmen des Reg EEG 2014 den stärksten Einschnitt. So wird ein Zubaukorridor von 100 MW pro Jahr vorgeschlagen. Neben der Einführung dieses Korridors an sich wird jedoch auch die Förderung der Brennstoffeinsätze aus nachwachsenden Rohstoffen komplett abgeschafft, sodass der Zubau de facto wohl auf die Potentiale in der Verwertung von Abfällen und Gülle beschränkt wird. Ob sich so überhaupt ein Zubau größer 100 MW wirtschaftlich realisieren lässt erscheint fraglich.

Auch ist fraglich wie die Neugestaltung der Flexibilisierungsförderung sich auf die zu vergütende Arbeit im Verhältnis zur ausgebauten Leistung auswirken wird. So ist eine reine Leistungskomponente vorgesehen, die dazu führen wird, dass im Rahmen der EEG-Umlage als Prognoserechnung eine geringere Vollbenutzungsstundenzahl als Kalkulationsbasis für die zu vergütende Arbeit anzulegen ist.

Im Rahmen dieser Studie wird um diesem Effekt Rechnung zu tragen, daher abweichend von der Umlageberechnung 2014 von durchschnittlichen Benutzungsstunden für den Zubau in Höhe von 5.000 Vbh ausgegangen. Der Leistungszubau wird mit 100 MW angenommen, wobei dies aktuell als Obergrenze interpretiert werden kann und einer Halbierung des in der Umlage 2014 angesetzten Ausbaus entspricht.

### 4.3 Wirkung des Zubaus auf den Umlagebetrag

Um die Wirkung auf den Zubau abschließend abschätzen zu können, sollen für die Berechnung der jeweiligen Fördersätze folgende Annahmen getroffen werden:

- Der Zubau erfolgt unterjährig linear
- Im Rahmen der Photovoltaik soll davon ausgegangen werden, dass im Jahr 2014 der Korridor erreicht wird, gleiches soll für die Windenergie gelten.

Die EEG-Umlage ist eine Prognosegröße der zu erwartenden, notwendigen Deckungsbeiträge. Um den Einfluss des Zubaus auf die Umlage abschätzen zu können, muss daher von einer konstanten Basis ausgegangen werden, die die Kosten des Bestands bis Ende 2014 abdeckt. Dazu wird angenommen, dass der Umlagebetrag der Umlage 2014 mit den Komponenten Differenzkosten sowie der Liquiditätsreserve die notwendigen Beträge des Bestands im Rahmen der mittelfristigen Umlageberechnung abdeckt, also auch Markterlösabweichungen innerhalb des Zeitraums 2014.

Mit dem Reg EEG 2014 wird auch die grundsätzlich verpflichtende Direktvermarktung eingeführt. Für Strom, der dann von der optionalen Einspeisevergütung Gebrauch macht, reduziert sich der Förderanspruch um 0,4 (FEE) bzw. 0,2 (REE) ct/kWh. Der Strom, der im Rahmen der Einspeisevergütung gefördert wird, wird von den Übertragungsnetzbetreibern vermarktet, wobei ebenfalls Kosten entstehen die getragen werden müssen. Im Rahmen der Betrachtung der Auswirkungen auf den Umlagebetrag,

kann somit auf eine Differenzierung zwischen Direktvermarktung und Einspeisevergütung verzichtet werden, da die Kosten den Umlagebetrag erhöhen, unerheblich wer sie tatsächlich aufzubringen hat.

Wie in Kapitel 4.1 ausführlich dargestellt, ist bei der Wirkung des Zubaus zu differenzieren zwischen direkten und indirekten Wirkungen. Bei der indirekten Wirkung auf den durchschnittlichen Strompreis wird, wie bereits erwähnt, davon ausgegangen, dass der Markt diese Entwicklung mittlerweile vollständig antizipiert hat und sie entsprechend in den Preisen der (Finanz-)Marktprodukte, den Base-Futures<sup>36</sup>, berücksichtigt ist.

Bei der indirekten Wirkung des Zubaus auf den energieträgerspezifischen Erlös wird auf die Marktwertentwicklung der ÜNB aus dem entsprechenden Gutachten von r2b energy im Rahmen der Umlageberechnung 2014 abgestellt. Anhand dieser Zahlen werden nachfolgend die Auswirkungen des Zubaus innerhalb der Korridore auf die EEG-Umlage abgeschätzt.

#### 4.3.1 Auswirkungen Zubau Wind on-shore

Die Anpassung der Vergütungssätze erfolgt jeweils quartalsweise anhand des Zubaus, erstmalig zum 1.1.2016 (§28 Abs.1 Reg EEG 2014). Bei einem Zubau von Windenergieanlagen innerhalb des Korridors beträgt die Absenkung 0,4% pro Quartal. Bei der Betrachtung der Auswirkungen auf die mittelfristige Umlageentwicklung kann das Referenzertragsmodell, welches einen Einfluss auf den Anspruchszeitraum für die Anfangsvergütung hat, außen vor bleiben, da alle Neuanlagen unbeachtet ihres Referenzertrages innerhalb des Betrachtungszeitraums die (höhere) Anfangsvergütung erhalten.<sup>37</sup> Die Entwicklung der Fördersätze ist in Abbildung 20 aufgetragen.

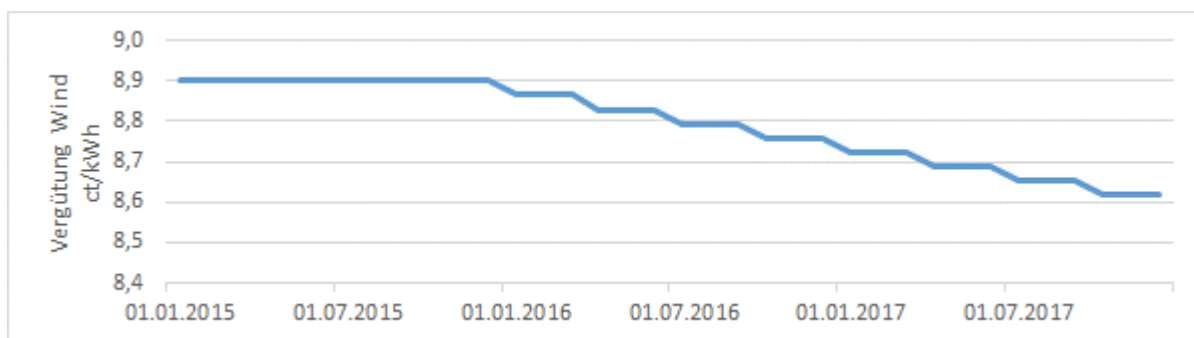


Abbildung 20 Entwicklung Fördersätze Wind on-shore innerhalb des Ausbaukorridors

<sup>36</sup> Zum Stichtag 02.05.14, Quelle: EEX

<sup>37</sup> Gem § 47 Abs. 2 erhalten alle Anlagen die ersten fünf Jahre die Anfangsvergütung



Aus dieser Entwicklung lassen sich, einen unterjährig linearen Zubau unterstellt, mittlere Vergütungen ableiten.

Bezüglich des Ertrages wird aufgrund der Weiterentwicklung der Technologien vereinfachend von einer jährlichen Vollbenutzungsdauer von 2.000 Stunden pro Jahr für Windenergie an Land ausgegangen.

Für den Zubau von Windenergie ergeben sich damit für die Jahre 2015 – 2017 nachfolgende Differenzkosten als direkte Auswirkungen auf den Umlagebetrag.

Tabelle 1 Differenzkosten Zubau Wind

	2015	2016	2017	Einheit
Fördersatz Wind onShore p.a. (1)	8,90	8,81	8,67	[ct/kWh]
Phelix Base Future Year Stichtag (2)	34,76	33,89	33,25	[€/MWh]
MW Wind onShore (3)	0,85	0,84	0,84	
Differenzkosten (4) = (1)*10-(2)*(3)	59,63	59,58	58,85	[€/MWh]
Leistung p.a. (5)	2.500	2.500	2.500	[MW]
VbH (6)	2.000	2.000	2.000	
Differenzkosten Zubau p.a. (7) = (4)*(5)*(6)	298,1	297,9	294,2	Mio€

Die indirekten Effekte des Zubaus auf den energieträgerspezifischen Erlös lassen sich abschätzen, indem man die Veränderungen des Marktwertfaktors auf die Gesamtmenge der Erzeugung dieses Energieträgers betrachtet. Dabei gilt, dass dies nur der zusätzliche Effekt des Zubaus auf den energieträgerspezifischen Erlös ist, der allgemeine, anteilige Effekt der Technologie auf den Börsenpreis ist in der Entwicklung des Base-Preises berücksichtigt. „Startwert“ für die Erzeugung ist die der Umlage 2014 zugrundeliegende Erzeugung.<sup>38</sup>

Tabelle 2 indirekter Effekt Zubau Wind auf spezifischen Erlös

	2014	2015	2016	2017	Einheit
Marktwerte Wind	0,851	0,845	0,842	0,838	
MW Entwicklung Prozentpunkte (1)		-0,6	-0,3	-0,4	
Phelix Base Future Year Stichtag (2)		34,76	33,89	33,25	[€/MWh]
Erlösdifferenz (3) = (1)*(2)		-0,21	-0,10	-0,13	[€/MWh]
Stromerzeugung 2014* (4)	61.992.347				[MWh]
zzgl. Zubau 2014/15 (5)			5.000.000	5.000.000	[MWh]
indirekter Effekt Energietr. Spez. Erlös (3)*[(4)+(5)]		12,9	6,8	8,9	[Mio€]

<sup>38</sup> Als Summe aus Erzeugung im Rahmen der Einspeisevergütung, der Marktprämie sowie dem zukünftig abgeschafften Grünstromprivileg.

### 4.3.2 Auswirkungen Zubau PV

Analog zum Vorgehen bei den Auswirkungen von Wind on-shore lassen sich auch die Auswirkungen durch den Zubau von Photovoltaik berechnen. Dabei wird zunächst davon ausgegangen, dass über alle Anlagen ein Eigenverbrauch von 23 % erfolgt, auf Grundlage der Vollbenutzungsstunden aus dem Gutachten zur Umlage 2014 i.H.v. 966<sup>39</sup> Vbh ergeben sich somit 724,5 Vbh als Berechnungsgrundlage für die zu vergütende Arbeit.

Bei der Förderung von Photovoltaikanlagen wird nach der Größe der Anlage unterschieden. Zur Ermittlung der durchschnittlichen Förderhöhe wurde anhand der aktuellen Meldezahlen der BNetzA sowie den Anlagendaten von energymap.info<sup>40</sup> eine Abschätzung der Verteilung des Zubaus auf die einzelnen Klassen vorgenommen und anhand dessen die durchschnittliche Förderhöhe berechnet.

Tabelle 3 Anlagenklassen Zubau PV

Klasse	Anteil an Gesamtleistung
bis 10 KW	20%
10 - 40 KW	20%
40 KW - 1 MW	25%
bis 10 MW	35%

Die Anpassung der Förderung erfolgt gem. § 29 Abs. 2 Reg EEG 2014 monatlich. Für die Berechnung der Fördersätze wird davon ausgegangen, dass der Ausbau grundsätzlich linear innerhalb des Korridors erfolgt, auch schon im Jahr 2014. Damit ergibt sich als „Startvergütung“ zum 1.1.2015 eine durchschnittliche Vergütung von 11,02 ct/kWh.<sup>41</sup>

Für den Zubau durch Photovoltaik ergeben sich somit, analog zum Vorgehen bei Wind on-shore, nachfolgende direkte und indirekte Wirkungen auf den Umlagebetrag.

<sup>39</sup> (ÜNB, 2014)

<sup>40</sup> Daten online verfügbar unter: [www.energymap.info](http://www.energymap.info) (energymap, 2014)

<sup>41</sup> Das EEG 2014 startet zum 1.8.2014 mit einer durchschnittlichen Vergütung i.H.v. 11,3 ct/kWh welche sukzessive abgesenkt wird.

Tabelle 4 direkte Wirkungen Ausbau Photovoltaik

	2015	2016	2017	Einheit
mittlere Fördersatz PV p.a. (1)	10,72	10,10	9,51	[ct/kWh]
Phelix Base Future Year Stichtag (2)	34,76	33,89	33,25	[€/MWh]
MW PV (3)	0,992	0,977	0,963	
Differenzkosten (4) = (1)*10-(2)*(3)	72,74	67,85	63,05	[€/MWh]
Leistung p.a. (5)	2500	2500	2500	[MW]
VbH [966 * 90%] (6)	724,5	724,5	724,5	
Differenzkosten Zubau p.a. (7) = (4)*(5)*(6)	131,8	122,9	114,2	Mio€

Tabelle 5 indirekte Wirkung Ausbau Photovoltaik

	2014	2015	2016	2017	Einheit
Marktwerte PV	1,011	0,992	0,977	0,963	
MW Entwicklung Prozentpunkte p.a. (1)		-1,9	-1,5	-1,4	
Phelix Base Future Year Stichtag (2)		34,76	33,89	33,25	[€/MWh]
Erlösdifferenz (3) = (1)*(2)		-1,38	-1,02	-0,88	[€/MWh]
Stromerzeugung 2014* (4)	33.806.234				[MWh]
zzgl. Zubau (5)			1.811.250	1.811.250	
indirekter Effekt Energietr. Spez. Erlös (3)*(4)		46,7	36,3	31,4	[Mio€]

Dabei ist zu beachten, dass wenn die Eigenverbrauchsquote höher ist, die Differenzkosten sinken. Hinsichtlich der indirekten Effekte auf den Markterlös kann jedoch davon ausgegangen werden, dass der Eigenverbrauch keine Veränderungen hervorruft, da der Effekt der Reduzierung der Nachfrage durch Eigenverbrauch grundsätzlich äquivalent zu einer Angebotserhöhung zu sehen ist.<sup>42</sup>

### 4.3.3 Auswirkungen Zubau Biomasse

Die Regelungen für die zukünftige Förderung von Biomasse sehen einen massiven Eingriff in die Wirtschaftlichkeit der Technologie vor, bei dem fraglich ist, ob der Korridor von 100 MW pro Jahr überhaupt erreicht wird. Auch ist es derzeit kaum abzuschätzen, welche Anlagen mit welchen Vergütungssätzen gebaut werden.

Um dennoch die Biomasse entsprechend zu berücksichtigen wird (sehr vereinfachend) angenommen, dass ein jährlicher Zubau von 100 MW mit einer Vollbenutzungsstundendauer von 5.000 Vbh und einer durchschnittlichen Vergütung i.H.v. 13,8 ct/kWh für

<sup>42</sup> Speicherlösungen oder auch Verbrauchsverlagerungen können zu differenzierten Ergebnissen führen. Im Rahmen dieser Studie soll jedoch von einer äquivalenten Wirkung ausgegangen werden.

2015 welcher ab 2016 der quartalsmäßigen Degression von 0,4% unterliegt.

Der Marktwert von Biomasseanlagen ist gemäß Anlagen 1 Reg EEG 2014 mit dem Basepreis anzusetzen, sodass im Rahmen dieser Studie auf eine indirekte, energieträgerspezifische Wirkung verzichtet werden kann.<sup>43</sup>

Anhand dieser Annahmen ergeben sich als direkte Wirkungen nachfolgende Mehrkosten für den Umlagebetrag.

Tabelle 6 direkte Auswirkungen Zubau Biomasse

	2015	2016	2017	Einheit
Fördersatz Biomasse p.a. (1)	13,80	13,66	13,45	[ct/kWh]
Phelix Base Future Year Stichtag (2)	34,76	33,89	33,25	[€/MWh]
MW Biomasse (3)	1,00	1,00	1,00	
Differenzkosten (4) = (1)*10-(2)*(3)	103,24	102,74	101,20	[€/MWh]
Leistung p.a. (5)	100	100	100	[MW]
VbH (6)	5.000	5.000	5.000	
Differenzkosten Zubau p.a. (7) = (4)*(5)*(6)	51,6	51,4	50,6	Mio€

#### 4.3.4 Auswirkungen des EE-Zubaus auf den Umlagebetrag

Um die Abschätzung der Wirkung des Zubaus auf den Umlagebetrag zu komplettieren muss noch die (indirekte) Wirkung des Zubaus auf den allgemeinen Börsenpreis bestimmt werden. Diese soll wie folgt abgeschätzt werden:

Tabelle 7 Auswirkungen auf den Marktwert

	2015	2016	2017	Einheit
Phelix Base-Future	34,76	33,89	33,25	[€/MWh]
Differenz (1)		-0,87	-0,64	[€/MWh]
Zubau (Wind onshore, PV, BioM)	7.915	7.915		[GWh]
Bestand (2)	146.448	154.363	162.278	[GWh]
Mehrkosten Bestand gesamt (1)*(2)	140*	134	104	[Mio€]

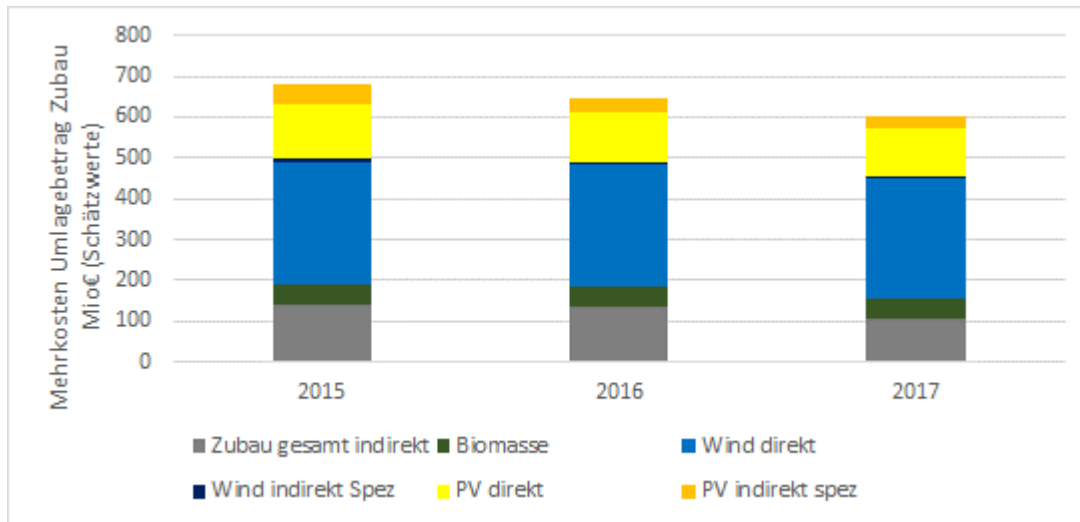
Dabei wird unterstellt, dass der Markt den Preiseffekt des Zubaus mittlerweile antizipiert hat und der sinkende Preiseffekt ausschließlich den Erneuerbaren zuzuschlagen ist.<sup>44</sup>

<sup>43</sup> Die Auswirkungen des Zubaus auf den durchschnittlichen Preis werden über den gesamten Zubau berücksichtigt.

<sup>44</sup> Dies stellt eine vereinfachte Annahme dar, so bspw. ist der zukünftige Börsenpreis abhängig von der Entwicklung der konventionellen Grenzkosten, der Future-Preis auch bestimmt durch Zins und historische Preisentwicklung.

Die nachfolgende Abbildung zeigt die Zusammenfassung der eigenen Abschätzung als Gesamteffekt auf den Umlagebetrag.

Abbildung 21 Schätzung der Mehrkosten



Dabei ist grundsätzlich zu beachten, dass ein generelles Absinken der Börsenpreise zu einer Erhöhung der Umlage führt, allerdings auch zu einem Absinken der Beschaffungskosten. Er kann damit nur sehr begrenzt als eine "Kostensteigerung" im Sinne der Gesamtkostensicht der Stromverbraucher interpretiert werden.

Setzt man diese Mehrkosten zur „Einmalposition“ Kontostandverrechnung aus dem Umlagebetrag 2014 in Relation, lassen sich etwa drei Perioden eines EE-Zubaus innerhalb der Korridore mit den heute schon berücksichtigten Betrag refinanzieren.

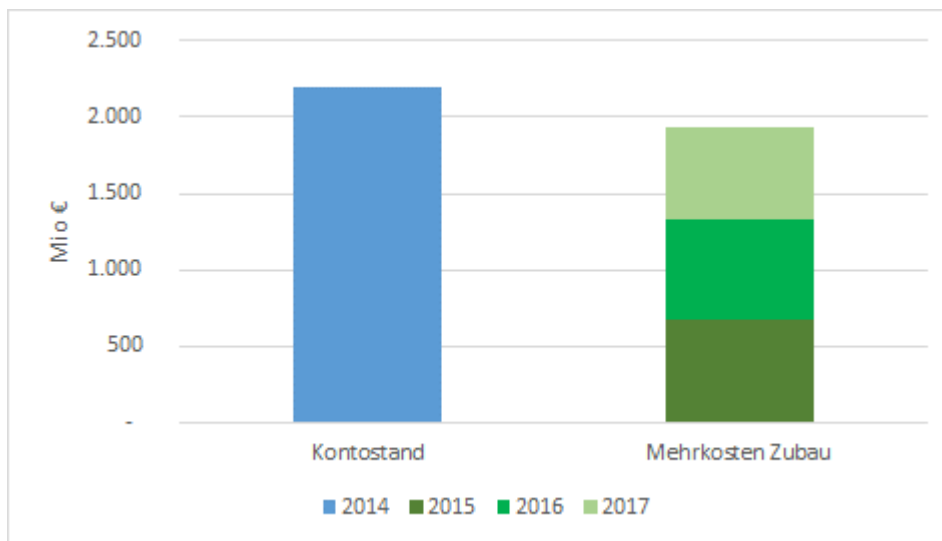


Abbildung 22 Zubaukosten in Realtion zur Kontostandsverrechnung

Oder anders formuliert: Es ist damit zu rechnen, dass der im Jahr 2014 veranschlagte Umlagebetrag die jährlichen Kosten Differenzkosten bis einschließlich 2017 abdeckt. Starke Abweichung von den Annahmen hinsichtlich der Erzeugungsmengen eines sehr starken FEE-Jahres (Mengenänderungen) oder externe Effekte auf die Markterlöse (Erlösänderungen) können jedoch dazu führen, dass der Umlagebetrag früher - aber auch später, angehoben werden muss.

## **5 Besondere Ausgleichsregelung**

### **5.1 Hintergrund**

Ziel der Besonderen Ausgleichsregelung (§§ 40 ff. EEG 2012), kurz BesAR, ist es die internationale Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Unternehmen sowie die intermodale Wettbewerbsfähigkeit von Schienenbahnen durch die EEG-Umlage nicht zu gefährden. Unternehmen, die gemäß den definierten Voraussetzungen der Regelung als gefährdet gelten, können einen Teil der EEG-Umlage per Antrag erlassen bekommen. Die Kosten, um die diese Unternehmen entlastet werden, sind von allen anderen Stromverbrauchern zu tragen.

In den bisherigen wissenschaftlichen Arbeiten zum EEG-Erfahrungsbericht konnte nicht nachgewiesen werden, dass die BesAR ihre Aufgabe nicht erfüllt hätte. Allerdings haben zum einen die Absenkungen der Begünstigungsschwellen über die Jahre sowie zum anderen der für einen großen Anteil der begünstigten Strommengen nominal fixierte Beitrag von 0,05 ct/kWh dazu beigetragen, dass die nichtbegünstigten Stromletztverbraucher von Jahr zu Jahr eine höhere Umverteilung mitzutragen haben.

Diese Mehrkosten werden in der öffentlichen Diskussion angeprangert, da das bestehende Begünstigungssystem der BesAR nicht ausreichend die Wettbewerbssituation der Unternehmen und Branchen berücksichtigt, sondern sehr breit die Begünstigung vergibt. Über die Jahre ist die begünstigte Strommenge deutlich angewachsen. Die Europäische Kommission hat unter anderem auch daher ein Notifizierungsverfahren auf den Weg gebracht, um zu prüfen, ob es sich hierbei um gemeinschaftsrechtswidrige Beihilfen handelt. Die Bundesregierung konnte in diesem Zusammenhang im April 2014 mit der Europäischen Wettbewerbskommission über die Ausgestaltung der Besonderen Ausgleichsregelung Einigung erlangen. Die Neufassung der BesAR im Referentenentwurf vom 5. Mai 2014 begrenzt nun die Begünstigung auf von der Kommission definierte Branchen sowie darüber hinaus auf Unternehmen, die eine besonders hohe Stromintensität nachweisen können. Darüber hinaus muss jedes Unternehmen selbst nachweisen, dass es die Begünstigungsschwelle erreicht bzw. überschreitet.

### **5.2 Wesentliche Inhalte des Entwurfs eines Gesetzes zur Neuregelung der Besonderen Ausgleichsregelung**

Die Antragsberechtigung ist auf bestimmte Branchen begrenzt, die seitens der Europäischen Wettbewerbskommission anhand von Wettbewerbskennziffern ausgewählt wurden. Unterteilt sind diese Branchen in zwei Listen. Liste 1 enthält 68 Branchen, deren Unternehmen ab einem nachgewiesenen Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung (zu Faktorkosten) (SKA/BWS) von 16 % (ab dem Antragsjahr 2015 mindestens 17 %) in die Begünstigung kommen können. Liste 2 enthält weitere Branchen, die

über eine Handelsintensität von mindestens 4 % mit Ländern außerhalb der Europäischen Union verfügen. Unternehmen dieser Branchen müssen mindesten 20 % SKA/BWS nachweisen, um von der BesAR profitieren zu können.

Gemäß Annex 4 der EU-Umwelt- und Energiebeihilferichtlinien bzw. gemäß dem EEG 2014 sind bei der Ermittlung der Kennzahl Stromkostenanteil an der Bruttowertschöpfung zu Faktorkosten die Stromkosten nicht als individuelle Gesamtkosten für Strom, sondern aus dem Stromverbrauch multipliziert mit einem durchschnittlichen Strompreis gleichartiger Stromverbraucher (bezogen auf Strommenge und Lastverlauf) zu errechnen (vgl. § 64 Abs 6 Nr. 3 EEG 2014). Als Stromverbrauch ist dabei das arithmetische Mittel des Stromverbrauchs des Unternehmens in den letzten drei abgeschlossenen Geschäftsjahren heranzuziehen (vgl. § 64 Abs 6 Nr. 3 S.1 EEG 2014), oder, sofern vorliegend, ein Stromeffizienzreferenzwert mit Bezug auf die Produktionsmenge in Ansatz zu bringen (vgl. § 94 Nr. 1 EEG 2014). Anwendung findet diese Harmonisierung jedoch erst ab dem Begrenzungsjahr 2017 (vgl. §103 Abs 1 und 2 EEG 2014), d.h. im Antragsjahr 2016.

Die Bundesregierung gewährt einem Unternehmen jedoch nur dann eine Privilegierung, wenn es den SKA/BWS selbst nochmals nachweisen kann (§ 64 Abs 1 Nr 2 EEG 2014). Sie gibt zudem vor, dass bei der Ermittlung der Bruttowertschöpfung zu Faktorkosten Personalkosten für Leiharbeitsverhältnisse nicht in Abzug gebracht werden dürfen. Sie will damit verhindern, dass zur Überschreitung der Begünstigungsschwellen die Unternehmen zunehmend auf Leiharbeit setzen.

Voraussetzung ist für beide Listen generell, dass der Stromverbrauch 1 GWh/a überschreitet und ein zertifiziertes Umwelt- oder Energiemanagementsystem im letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr bereits existierte bzw. bei einem Verbrauch von unter 5 GWh/a ein alternatives System nach SpaEfV.

Die begünstigten Unternehmen haben dann für den Strombezug über 1 GWh/a nur 15 % der EEG-Umlage zu zahlen. Für die erste Gigawattstunde ist die volle Umlage zu entrichten. Die Belastung für die Unternehmen wird jedoch durch eine Deckelregelung auf 4 % bzw. 0,5 % der Bruttowertschöpfung zu Faktorkosten (vgl. „Cap“ und „Super-Cap“ der EU-Umwelt- und Energiebeihilferichtlinien) nach oben begrenzt.

Davon unberücksichtigt gibt der Gesetzgeber aber auch vor, dass ein Mindestbeitrag existieren muss, der sich aus der ersten Gigawattstunde mit voller EEG-Umlagehöhe und einem EEG-Umlagebeitrag von 0,1 ct/kWh (0,05 ct/kWh für NE-Branche) für alle folgenden Strombezugsmengen zusammensetzt.

Um Unternehmen, die nicht mehr oder in vergleichbarem Umfang von der BesAR profitieren können, nicht mit einer übermäßigen Neubelastung zu konfrontieren, hat der Gesetzgeber eine Übergangszeit bis einschließlich 2018 festgesetzt (§ 103 Abs 3 EEG



2014). Dabei wird unterschieden, ob das Unternehmen die neuen Bedingungen einhalten kann (§ 103 Abs 3 EEG 2014) oder nicht (§ 103 Abs 4 EEG 2014). Insofern eine Abnahmestelle, die bereits 2014 von der BesAR profitiert, die Vorgaben des § 61 (bei Schienenbahnen § 62) einhält, zahlt diese maximal die doppelte „individuelle“ EEG-Umlage des jeweiligen Vorjahres. Stellt sich die Abnahmestelle mit den neuen Regelungen jedoch besser, kommen diese für die Ermittlung der individuellen EEG-Umlage zur Anwendung.

Abnahmestellen, welche die neuen Vorgaben nicht mehr einhalten, können sich jedoch auf Antrag bis einschließlich 2018<sup>45</sup> eine verminderte EEG-Umlage sichern, sofern sie eine Stromkostenintensität nach den Regelungen des § 61 iVm § 103 Abs 1 und 2 von mindestens 14 % nachweisen können. Sie zahlen dann nur die erste Gigawattstunde mit voller EEG-Umlage (Sockel) und dann für jede weitere Kilowattstunde lediglich 20 % der EEG-Umlage. Betroffen sind 57 Branchen mit 512 Unternehmen<sup>46</sup>. Hierunter fallen u.a. die Gewinnung von Erdöl und Erdgas (WZ 600), die Herstellung von Kunststoffwaren (WZ 2220), die Herstellung von Schmiede-, Press-, Zieh- und Stanzteilen (WZ 2550) und die Oberflächenveredelung (WZ 2561).

Selbständige Unternehmensteile können von der Besonderen Ausgleichsregelung allerdings nur dann partizipieren, wenn sie der Liste 1 angehören.<sup>47</sup> Angesichts der Vorgaben der Führung einer eigenen Bilanz sowie einer Gewinn- und Verlustrechnung kann es sich durchaus lohnen die Unternehmensteile auszugründen. Damit entfällt zugleich die Forderung, dass die Erlöse im Wesentlichen mit externen Dritten<sup>48</sup> zu realisieren sind.

### 5.3 Quantitative Abschätzung

Die Ermittlung der Wirkung auf die EEG-Umlage erfolgt mit dem BesAR-Modell der IZES gGmbH. Es wurde bereits in 2010 entwickelt und kontinuierlich den neuen Rahmenbedingungen angepasst. Das Modell berücksichtigt auf Ebene der Wirtschaftsklassen (4-Steller-Ebene der Klassifikation der Wirtschaftszweige, Ausgabe 2008) aktuelle Daten zum Stromverbrauch (aufgeteilt in Strombezug und Stromeigenerzeugung), privilegierte Strommengen (aus Veröffentlichungen in Studien, der Ministerien und des Bundestages), branchenspezifische Strompreise, Bruttowertschöpfung zu Faktorkosten und Handelsintensität.

---

<sup>45</sup> Siehe § 103 Abs 4 letzter Satz

<sup>46</sup> Ermittlungen der IZES gGmbH aus den öffentlichen Statistiken des BAFA in Abgleich mit den Listen 1 und 2 der Anlage 4 des EEG 2014

<sup>47</sup> Siehe § 64 Abs 5 S.1 EEG 2014

<sup>48</sup> Siehe § 64 Abs 5 S.1 EEG 2014

Zur Vereinheitlichung werden alle Daten auf das Jahr 2012 normiert, da die Antragsteller mit dem letzten abgeschlossenen Geschäftsjahr ihren Antrag in 2013 für 2014 stellen. Es werden somit nur die Veränderungen innerhalb der BesAR auf die EEG-Umlage des Jahres 2014 abgeschätzt.

Da jedes Unternehmen der privilegierten Wirtschaftsklassen selbst nochmals die Einhaltung der Schwellenwerte nachweisen muss, bedarf es zur genauen Ermittlung unternehmensspezifischer Daten, die nicht vorliegen. Auf Grundlage veröffentlichter Daten<sup>49</sup> wird ersichtlich, dass nur ein Teil des Stromverbrauchs einer Branche privilegiert ist. Bei näherer Betrachtung ist zu erkennen, dass je höher der SKA/BWS, desto höher ist auch der Anteil der privilegierten Strommenge. Eine Allgemeinaussage zum Anteil des privilegierten Stroms in Abhängigkeit des SKA/BWS zwischen den Branchen ist jedoch nicht möglich. Als guter Schätzer wird unterstellt, dass bei doppeltem SKA/BWS (entspricht 32 %) der gesamte Stromverbrauch einschließlich der Eigenerzeugung privilegiert ist. Die Abschätzung der privilegierten Strommengen erfolgt im Modell somit auf Branchenebene und deren jeweiliger Stromintensität.

Die Stromkosten liegen aus der Wareneingangsstatistik des produzierenden Gewerbes für das Jahr 2010 vor. Aus Angaben und Plausibilitätsrechnungen zu privilegierten Strommengen der Branchen<sup>50</sup> werden die Stromkosten des Jahres 2012 inklusive voller EEG-Umlage errechnet sowie ein Branchenstrompreis und –verbrauch ermittelt. Da eine Vereinheitlichung der Strompreise erst ab 2017<sup>51</sup> vorgesehen ist, wird an dieser Stelle auf entsprechende Korrekturrechnungen des Strompreises verzichtet.

Gemäß § 64 Abs. 6 Nr.3 iVm § 94 Nr.1 des EEG 2014 sind Effizienzbenchmarks zu verwenden. Bislang sind weder seitens der Europäischen Wettbewerbskommission (Vorgabe zur Verwendung von Effizienzreferenzwerten in Anhang 4 Abs.5) noch durch den deutschen Gesetzgeber Referenzwerte vorgestellt worden. Effizienzbenchmarks beziehen sich üblicherweise auf den Energieverbrauch von Prozessen. Ist dies auch hier angedacht, so würde sich künftig der anrechenbare Stromverbrauch nur auf die prozessbedingten Strombezüge begrenzen. Dies würde zu einer deutlichen Einschränkung der privilegierten Strommengen führen, die an dieser Stelle noch nicht

---

<sup>49</sup> (Jennrich et al., 2014) S. 14, (BT Drs 18/967, 2014), S.8f

<sup>50</sup> U.a. aus Drucksache 18/967, Veröffentlichungen zu Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung seitens des BMU und BAFA

<sup>51</sup> Siehe § 103 Abs 1 bis 2

eingeschätzt werden kann.<sup>52</sup> In den hiesigen Berechnungen werden keine Referenzwerte unterstellt.

Abnahmestellen, die unter die Übergangsregelung des § 103 Abs 4 fallen, konnten auf Branchenebene nur in geringem Umfang identifiziert werden. Vielfach lagen hierfür keine Strommengen der Branchen vor. Auf Basis der Statistik wurden etwa 2.700 GWh ermittelt. Es ist jedoch zu erwarten, dass durch die Übergangsregelung die privilegierte Strommenge zunächst nicht absinkt. Für die Abschätzung wird daher angenommen, dass die Differenz aus seitens der vom BAFA veröffentlichten privilegierten Strommenge von 96.136 GWh für 2014 und den aus der Liste 1 und 2 abgeschätzten 84.073 GWh die privilegierte Strommenge der Übergangsregelung darstellt. Die 12.063 GWh werden mit 20 % der EEG-Umlage in die Berechnung aufgenommen.

Die Schienenbahnen werden dergestalt berücksichtigt, als das die Angaben über die privilegierte Strommenge der Schienenbahnen von 10.965 GWh<sup>53</sup> um den Selbstbehalt von 10 % ergänzt wird. Angaben zu den Fahrstrommengen von Schienenbahnen ab 2 GWh/a liegen nicht vor.

Anhand dieser Grundlagen ergeben sich 84.073 GWh für Unternehmen der Liste 1 und 0 GWh für Unternehmen der Liste 2. Sensitivitätsrechnungen zeigen, dass wenn überhaupt nur lediglich Unternehmen der Liste 2 mit vergleichsweise geringem Strombezug in den Genuss der BesAR kommen könnten. Deren Wirkung auf die Umlage wird daher auf Basis der Metadaten, die hier zur Verfügung stehen, als vernachlässigbar für die EEG-Umlage eingeschätzt.

Gemeinsam mit den Schienenbahnen ergibt sich eine privilegierte Strommenge von 108.319 GWh. Die Industrie und die Schienenbahnen tragen gemeinsam knapp 3565 Millionen Euro zum EEG bei. Gegenüber einer Gleichverteilung der EEG-Kosten auf alle Stromverbraucher hätten sie nach diesen Berechnungen eine Ersparnis von 4,8 Mrd. Euro.

Die EEG-Umlage würde auf Basis dieser Berechnungen zur BesAR von 6,24 ct/kWh auf etwa 6,16 ct/kWh absinken.

Zeitungsberichte vom 05. Und 6. Juni 2014 verweisen auf einen Brief von Minister Gabriel, nach dem der Kohleabbau künftig nicht mehr zu den privilegierten Branchen gehören soll. Gemäß Liste 1 des Gesetzesentwurfs zur Neuregelung der BesAR ist lediglich noch die Steinkohle privilegiert, sofern das jeweilige Unternehmen einen

---

<sup>52</sup> Siehe auch Horst in Sensfuß et al. 2013: „Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichtes 2011 gemäß § 65 EEG – Endbericht zum Vorhaben IV Instrumentelle und rechtliche Weiterentwicklung im EEG“; Kap. 6.4.2.3 S.259 zum StromStG; im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit; Berlin im Juni 2011

<sup>53</sup> Siehe BMU 2014, Tabelle 1, S. 12

SKA/BWS von mindestens 16 % nachweisen kann. Der Braunkohletagebau ist dagegen nur durch die Übergangsregelung noch in der BesAR vertreten. Würden beide wegfallen, so würde die privilegierte Strommenge um etwa 7,2 TWh absinken, was auf die Umlage einen Senkungseffekt von bis zu etwa 0,1 ct/kWh haben könnte.

Aufgrund der schlechten Datenlage für die Berechnungen könnten sich im Vollzug aber auch Auswirkungen in anderer Richtung ergeben. Im rechnerisch ermittelten Extremfall könnte aufgrund der BesAR die EEG-Umlage um 0,2 ct/kWh ansteigen.

## 6 Eigenversorgung

Mit dem EEG 2014 ist zukünftig der Eigenverbrauch mit einer verminderten EEG-Umlage belastet.

Wird Strom, der einen grundsätzlichen Förderanspruch nach dem EEG hat, eigenverbraucht, so muss für diesen Strom keine Förderung ausbezahlt werden. Der Umlagebetrag wird um die Differenzkosten verringert, der Zähler wird kleiner. Gleichzeitig sinkt jedoch auch der Letztverbrauch, womit auch der Nenner kleiner wird.

Dieser Effekt führt dazu, dass der Eigenverbrauch von EEG-fähigem Strom immer die EEG-Umlage entlastet, solange die Differenzkosten<sup>54</sup> positiv und die zu vergütende Strommenge kleiner als der nichtprivilegierte Letztverbrauch sind.<sup>55</sup>

Die Belastung des EE-Eigenverbrauchs mit einer anteiligen EEG-Umlage führt somit im Rahmen der Wirkungsbetrachtung grundsätzlich zu einer Erhöhung der Einnahmen aus der EEG-Umlage, sofern der Strom weiterhin zur Eigenerzeugung genutzt wird, wovon im Folgenden ausgegangen werden soll.

Vereinfacht lässt sich die EEG-Umlage darstellen als:

$$Umlage = \frac{Umlagebetrag (U)}{Letztverbrauch (LV)}$$

Wird nun der Eigenverbrauch aus EEG-Anlagen belastet, so führt dies zu einem Anstieg des Letztverbrauchs. Der Umlagebetrag bleibt bei dem reinen Vergleich der Wirkung der Belastung des (sowieso getätigten) Eigenverbrauches konstant.

Die Umlage mit Eigenverbrauch lässt sich somit formulieren als:

$$q * Umlage = \frac{Umlagebetrag (U)}{Letztverbrauch (LV) + Eigenverbrauch(EV)}$$

Dabei meint Eigenverbrauch die Menge des Eigenverbrauchs umgerechnet als Äquivalent zum nicht privilegierten Letztverbrauch. Bei einer Pflicht zur Zahlung von 50 %

---

<sup>54</sup> Förderung abzgl. Markterlös

<sup>55</sup> Für die mathematische Herleitung siehe Anhang

der EEG-Umlage entspricht dies 50 % der selbsterzeugten und eigenverbrauchten Strommenge<sup>56</sup>, bei 15 % analog 15 % der selbsterzeugten und eigenverbrauchten Strommenge.

Der Faktor  $q$  beschreibt die relative Veränderung der Umlage ohne eine Belastung des Eigenverbrauchs.

Durch Umformungen ergibt sich:

$$q = \frac{LV}{LV + EV}$$

für die absolute Wirkung. Wird der belastete Eigenverbrauch in Relation zum nicht privilegierten Letztverbrauch beschrieben, so lässt sich diese Formel umformen als:

$$q = \frac{LV}{LV + p_{EV} * LV} = \frac{1}{1 + p_{EV}}$$

Mit  $p_{EV}$  als belasteter Eigenverbrauch im Verhältnis zum nicht privilegierten Letztverbrauch. Beträgt beispielsweise der neu belastete Eigenverbrauch umgerechnet in „volle“ EEG-Umlage 20 % - der anzulegende Letztverbrauch steigt damit auf 120 % -, so sinkt die Umlage auf 83,7 % bzw. um 16,7 %.

## 6.1 Wertabschätzung des zusätzlichen Eigenverbrauchs

## 6.2 Wertabschätzung des zusätzlichen Eigenverbrauchs

Mit Einführung der Eigenverbrauchsregelung ist grundsätzlich jeglicher, selbsterzeugte Strom umlagepflichtig (§ 61 Abs. EEG 2014).

Ausgenommen sind jedoch Bestandsanlagen, die ersten 10 MWh Strom aus Anlagen kleiner 10 kW, Kraftwerkseigenverbrauch und Strom aus autarken Anlagen.

Für Strom aus Anlagen die grundsätzlich einen Anspruch auf eine Förderung nach dem EEG haben sowie hocheffiziente KWK Anlagen sind folgende Anteile der EEG-Umlage zu entrichten: 30 % bis Ende 2015, 35 % bis Ende 2016 und 40 % der jeweils gültigen Umlage ab 2017.

Anhand der Gutachten zur Berechnung der Umlage 2014 lässt sich der Eigenverbrauch bei der Photovoltaik mit etwa 25 % abschätzen, was bezogen auf den Zubau 604 GWh p.a. entspricht.<sup>57</sup>

<sup>56</sup> 2 KWh Eigenverbrauch entsprechen 1 kWh anzulegendem Letztverbrauch

<sup>57</sup> 2.500 GW \* 966Vbh \* 25 % = 603,750 GWh

Der Eigenverbrauch von KWK-Anlagen kann anhand der Mittelfristprognosen der ÜNB<sup>58</sup> abgeschätzt werden, wobei in Anlehnung an das Statistische Bundesamt<sup>59</sup> ein Eigenverbrauch von 70 % bei Neuanlagen unterstellt wird.

Für das Jahr 2017 kann so ein Eigenverbrauch von etwa 6 TWh aus Neuanlagen angenommen werden.

	PV kum.	KWK kum.	gesamt kum.	Einheit
2015	604	953	1.557	[GWh]
2016	1.208	2.273	3.481	[GWh]
2017	1.812	4.103	5.915	[GWh]

Berechnet man nun das Letztverbrauchäquivalent bzw. den anzulegenden Letztverbrauch (für die volle Umlage) ergibt sich ohne weitere Befreiungstatbestände eine Letztverbrauchssteigerung von 0,81% im Jahr 2017<sup>60</sup>.

	Satz	Befreiung
2015	30%	0,12%
2016	35%	0,33%
2017	40%	0,64%

Dies entspricht einer Entlastung der Umlage in Höhe von 0,64% im Jahr 2017 – ohne Berücksichtigung weiterer Entlastungstatbestände wie der Besonderen Ausgleichsregelung, für das produzierende Gewerbe oder der vollständigen Befreiung von Kleinanlagen.

<sup>58</sup> Online verfügbar unter [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de)

<sup>59</sup> (StaBu, Erhebung über die Energieverwendung der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von Steinen und Erden, 2013a) iVm. (StaBu, Jahrerhebung über die Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von Steinen und Erden, 2013b)

<sup>60</sup> Berechnung auf Basis des anzulegenden Letztverbrauchs der Umlage 2014, bereinigt um die zusätzlichen Eigenverbrauchsmengen

## 7 Anhang

### Markterlöse in der Umlageberechnung 2014:

Alle Zahlen entstammen aus dem Prognosekonzept und Berechnung der Übertragungsnetzbetreiber für die EEG-Umlage 2014.

Tabelle 8 Abgedeckte Abweichungen durch Liquiditätsreserve Umlage 2014<sup>61</sup>

zugrundeliegender Basepreis €/MWh (1)		41,45	
	DVM Menge MWh (2)	MW Faktor (3)	Markterlös DVM (1*2*3)
Wasser	2.831.824	0,999	117.261.726 €
Gase	521.492	1,001	21.637.459 €
BM	21.925.465	1	908.810.524 €
Geo	16.800	1,001	697.056 €
onshore	51.661.168	0,851	1.822.293.457 €
offshore	7.397.958	0,918	281.500.440 €
PV	48.418.570	1,011	2.029.026.173 €
<b>Veranschlagte Erlöse DVM (4) (Summe)</b>			<b>5.181.226.836 €</b>
<b>Markterlöse für Einspeisevergütung (5)</b>			<b>2.192.603.626 €</b>
<b>berücksichtigte Erlöse gesamt (6)(4 + 5)</b>			<b>7.373.830.461 €</b>
<b>Liquiditätsreserve (7)</b>			<b>1.936.149.830 €</b>
<b>abgedeckte Abw. Markterlöse [(6-7)/6]-1</b>			<b>-26%</b>
<b>Differenzkosten (8)</b>			<b>19.481.043.113 €</b>
<b>abgedeckte Abw. Differenzkosten [(8-7)/8]-1</b>			<b>-10%</b>

<sup>61</sup> Eigene Darstellung, Daten (ÜNB, 2014)



## Grundsätzliche Wirkung Eigenverbrauch vs. Einspeisung

Die EEG-Umlage ist das Summenprodukt aus eingespeister Menge und deren Differenzkosten, geteilt durch den (nicht privilegierten) Letztverbrauch. Da sie im Voraus berechnet wird, besteht sie im Wesentlichen aus Prognosewerten.

Unterstellt man 100%ige Prognosegenauigkeit hinsichtlich aller Faktoren, so kann man die Berechnung der Umlage wie folgt darstellen:

$$\frac{kWh(EEG) * DK(kWh)}{kWh(LV)} = EEG_{Umlage}$$

Formel 1 vereinfachte Darstellung der Ermittlung der EEG-Umlage

Dabei bezeichnet DK(kWh) die spezifischen Differenzkosten als die gesamten zu deckenden Kosten je vergüteter kWh, kWh(EEG) die vergütete Kilowattstunde und kWh(LV) die mit der Umlage belastbare Arbeit.

Wird nun, statt einzuspeisen, eigenverbraucht, so lässt sich dies zum Beispiel dadurch veranschaulichen, indem aus jeder der beiden Summe der Eigenverbrauch entfernt wird.

Dann ergibt sich für die EEG-Umlage(neu) als Ergebnis:

$$\frac{(kWh(EEG) - kWh(EV)) * DK(kWh)}{kWh(LV) - kWh(EV)} = EEG_{Umlage_{neu}} = q * EEG_{Umlage}$$

Formel 2 vereinfachte Darstellung der Ermittlung der EEG-Umlage unter Ausweisung des Eigenstromverbrauchs (EV)

Dabei stellt kWh (EV) den Eigenverbrauch, als Teilmenge von kWh (EEG) dar. Löst man diese Gleichung nach q auf, so erhält man die relative Änderung, um die sich die ursprüngliche EEG-Umlage durch den Eigenverbrauch geändert hat.

Wird nach q aufgelöst, ergibt sich:

$$q = \frac{kWh(LV) * kWh(EEG) - kWh(EV) * kWh(LV)}{kWh(LV) * kWh(EEG) - kWh(EV) * kWh(EEG)}$$

Formel 3 relative Änderung „q“ der EEG-Umlage durch Eigenverbrauch

Die jeweils ersten Terme des Zählers und des Nenners sind konstant. Da, wie oben erwähnt kWh(EV) eine Teilmenge von kWh(EEG) ist, gilt  $kWh(EV) \leq kWh(EEG)$ . Damit ist  $q \leq 1$ , für alle  $kWh(EEG) \leq kWh(LV)$ .

Der Quotient  $q$  ist kleiner eins, solange der Letztverbrauch größer ist, als die EEG-zu vergütende Strommenge. Da  $q$  die Änderung der EEG-Umlage durch Eigenverbrauch beschreibt, sinkt im Modell die EEG-Umlage durch Eigenverbrauch solange die EEG-Strommenge<sup>62</sup> kleiner ist, als der gesamte Letztverbrauch.

Diese Betrachtung fokussiert hier zunächst den Status Quo (Bestand) und nicht den Zubau. Für den Zubau von EEG-Eigenstromerzeugungsanlagen bedeutet dies, dass die EEG-Umlage weniger stark ansteigt, als dies gegenüber einer Volleinspeisung der Fall wäre.

**Beispiel:**

Formel 1: Sei die EEG-Strommenge 100 Einheiten, die Differenzkosten 2 und der Letztverbrauch 1.000:

$$EEG - Umlage = \frac{100 * 2}{1.000} = 0,2$$

Werden nun 10 Einheiten eigenverbraucht statt eingespeist, ergeben sich als Differenzkosten neu:

$$EEG - Umlage_{Eigenverbrauch} = \frac{90 * 2}{990} = 0,182 < 0,2(EEG - Umlage_{alt})$$

Weitere Nebenbedingung ist, dass die Differenzkosten größer als null sind. Dies kann jedoch unterstellt werden, da EEG-Mengen mit negativen Differenzkosten nicht innerhalb der EEG-Vergütung wären sondern direkt am Markt gehandelt würden.

---

<sup>62</sup> Als Gesamte Strommenge mit einem grundsätzlichen Vergütungsanspruch.

## Quellen

- BMU 2014 Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung - Antragsverfahren 2013 auf Begrenzung der EEG-Umlage 2014, Stand 27.01.2014
- 18/967, B. D. (1. April 2014). Antwort der Bundesregierung auf die kleine Anfrage der Fraktion Bündnis90/Die Grünen zur Berechnungsgrundlage für Industrieausnahmen der Besonderen Ausgleichsregelung im EEG. Berlin.
- BNetzA. (02. 05 2014). *Photovoltaikanlagen: Datenmeldungen* . Von [www.bundesnetzagentur.de](http://www.bundesnetzagentur.de) abgerufen
- BT Drs 17 0671. (2011). *entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechtsrahmens für die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien*.
- BT Drs. 16/13188. (2009). *Verordnung zur Weiterentwicklung des bundesweiten Ausgleichsmechanismus*. Berlin.
- DEWI. (2013). *Windenergie in Deutschland - Aufstellungszahlen für das Jahr 2013*.
- EEG. (2012). *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien*.
- energymap. (2014). <http://www.energymap.info/>. Von <http://www.energymap.info/> abgerufen
- Hirth, L. (2013). The market value of variable renewables; The effect of solar wind power variability on their relative price. *Energy Economics Vol. 38*, S. 218-236.
- Jennrich et al., K. (27. Januar 2014). Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung - Antragsverfahren 2013 auf Begrenzung der EEG-Umlage 2014. Berlin.
- r2b energy. (2013). *Ermittlung des Marktwertes der deutschlandweiten Stromerzeugung aus regenerativen Kraftwerken*. Im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber.
- Reg BesAR Entwurf eines Gesetzes zur Neuregelung der Besonderen Ausgleichsregelung, Stand 07. Mai 2014
- Reg EEG. (2014). *Gesetzentwurf der Bundesregierung eines Gesetzes zur grundlegenden Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes und zur*

*Änderung weiterer Bestimmungen des Energiewirtschaftsrechts. Berlin  
08.04.2014.*

StaBu. (2013a). *Erhebung über die Energiever-wendung der Betriebe des  
Verarbeitenden Gewerbes sowie des Bergbaus und der Gewinnung von  
Steinen und Erden.* Statistisches Bundesamt.

StaBu. (2013b). *Jahreserhebung über die Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im  
Verarbeitenden Gewerbe sowie im Bergbau und in der Gewinnung von  
Steinen und Erden.* Statistisches Bundesamt.

ÜNB. (17. 04 2014). *netztransparenz.de Konzepte zur Prognose der EEG-Umlage.*  
Von [www.netztransparenz.de](http://www.netztransparenz.de) abgerufen