



BÜRO FÜR ENERGIEWIRTSCHAFT
UND TECHNISCHE PLANUNG GMBH

AACHEN | HAMM | LEIPZIG

Theaterstraße 54-56
D-52062 Aachen
Telefon +49.(0)241.47062-0
Telefax +49.(0)241.47062-60
E-Mail bet@bet-aachen.de
Internet www.bet-aachen.de

Untersuchung von Einflussgrößen auf die Höhe der Belastungen der Endkunden aus dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)

Kurzgutachten im Auftrag des VDMA

Aachen, den 14.08.2002

**Bearbeitung:
Dr. Norbert Krzikalla
Knut Schrader**

Inhaltsverzeichnis

	Seite
1 Aufgabenstellung	1
2 Vorgehensweise	1
3 Auswirkungen des EEG auf die Energiekosten	2
3.1 EEG-Mengen.....	2
3.2 EEG-Preis	5
3.3 Marktpreis.....	6
3.4 Letztverbrauchermengen	7
3.5 Ergebnis	7
3.6 Sensitivität.....	9
4 Auswirkung des EEG auf Netznutzungsentgelte	10
4.1 Vermiedene Netznutzungsentgelte	10
4.2 Regelenergiekosten.....	11
4.3 Netzausbau und Netzverstärkung	11
5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen	12

Anhang: Tabellen

1 Aufgabenstellung

Durch das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) wird die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien durch gesetzlich festgelegte Einspeisevergütungen gefördert. Die Mehrkosten dieses Stroms gegenüber konventionell mit fossilen Energieträgern oder in Kernkraftwerken erzeugtem Strom werden über einen bundesweiten Ausgleichsmechanismus auf alle letztverbrauchenden Stromkunden (Endkunden) in Deutschland gleichmäßig umgelegt. Die Höhe dieser EEG-Umlage wird von verschiedenen Energieversorgungsunternehmen (EVU) in unterschiedlicher Höhe angegeben, obwohl alle EVU bezogen auf ihre Stromabgabe an Letztverbraucher mit denselben Beträgen belastet werden. Jedes EVU, das Letztverbraucher beliefert, ist verpflichtet, die bundeseinheitliche EEG-Quote als Anteil an seinem Stromportfolio vom Übertragungsnetzbetreiber der jeweiligen Regelzone zum bundeseinheitlichen Preis zu kaufen.

Ziel der vorliegenden Untersuchung ist die Berechnung der tatsächlich durch das EEG verursachten zusätzlichen Belastungen der Strompreise bei den Endkunden. Dies betrifft die aktuellen Werte für das Jahr 2001 (Basisjahr) und ihre voraussichtliche Entwicklung bis zum Jahr 2010. Des Weiteren werden die Einflussparameter auf die EEG-Umlage dargestellt und quantifiziert. Hierzu wird ein Berechnungsschema entwickelt, um die Auswirkungen der Einflussgrößen zu veranschaulichen.

2 Vorgehensweise

Die Belastungen der Endkunden aus dem EEG gliedert sich in die Bereiche Energiekosten und Netznutzungsentgelte und hängt im wesentlichen von folgenden Einflussgrößen ab:

Energiekosten

- Verhältnis der nach EEG geförderten Strommenge zum gesamten Stromverbrauch von Letztverbrauchern („EEG-Quote“)
- Mittlerer EEG-Strompreis, abhängig von den Anteilen der unterschiedlichen regenerativen Energien am gesamten EEG-Strom („EEG-Preis“)
- Marktpreis für die alternative Beschaffung des EEG-Stroms („Marktpreis“)

Die vorgenannten Einflusskomponenten werden im Folgenden in Bezug auf ihre Entwicklung vom Jahr 2001 (Basisjahr) bis zum Jahr 2010 untersucht und in einem Referenz- sowie einem MIN- und MAX-Szenario dargestellt.

Netznutzungskosten

- Durch dezentrale Einspeisung vermiedene Netznutzungsentgelte in vorgelagerten Netzebenen („Entgelt VV II“)
- Kosten für Regelenergie und Prognose der EEG-Einspeisung
- Kosten für Netzausbau und Netzverstärkung.

Die durch das EEG verursachte Veränderung der Netznutzungskosten wird im Rahmen des Gutachtens nicht eigenständig untersucht. Die aus zugängliche Quellen verfügbaren Daten werden zu Vergleichszwecken aufgearbeitet.

3 Auswirkungen des EEG auf die Energiekosten

Ein nach EEG zum Ankauf von EEG-Strom verpflichtetes Energieversorgungsunternehmen muss die sich aus der Quote ergebende EEG-Strommenge vom Übertragungsnetzbetreiber beschaffen und substituiert damit eigene anderweitige Strombeschaffung. Daher ist bei der Berechnung der zusätzlichen Belastung der Endkunden durch EEG-Strom vom EEG-Strompreis der Marktpreis für die alternative Beschaffung des Stroms abzuziehen. Die EEG-Umlage errechnet sich nach folgender Formel:

$$\text{EEG-Umlage} = (\text{EEG-Preis} - \text{Marktpreis}) * \text{EEG-Menge} / \text{Letztverbrauchermenge}$$

Im Rahmen der vorliegenden Untersuchung wurden plausible zu erwartende Bandbreiten für die einzelnen Parameter abgeschätzt und ihr Einfluss auf die EEG-Umlage untersucht. Zur Darstellung wahrscheinlicher Bandbreiten der Entwicklung der einzelnen Parameter wurden ein Referenzszenario und ein MIN- und MAX-Szenario entwickelt.

3.1 EEG-Mengen

Je größer die durch das EEG geförderte Strommenge ist, desto höher werden die Belastungen der Strompreise durch das EEG. Mit dem EEG wird eine Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energien am gesamten Stromaufkommen der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2010 angestrebt. Da nicht aller aus erneuerbaren Energien erzeugter Strom über das EEG gefördert wird (Wasserkraftanlagen über 5 MW werden nicht durch das EEG erfasst), muss die EEG-Strommenge bezogen auf das Jahr 2000 um den Faktor 2,5 bzw. bezogen auf das Jahr 1990 um den Faktor 4,1 gesteigert werden, um das Verdoppelungsziel zu erreichen. Eine Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energien an der gesamten Stromerzeugung ergibt sich etwa bei Erreichung einer über das EEG geförderten Strommenge von ca. 36.000 GWh.

Für die vorliegende Untersuchung wurden drei Entwicklungsszenarien mit folgenden EEG-Strommengen im Jahr 2010 zugrunde gelegt. Bei den Szenarien wurde eine plausible Aufteilung der Energiemengen auf die verschiedenen Energieträger und ein linearer Anstieg bis

zum Jahr 2010 angenommen. Für das Referenzszenario ergeben sich damit die folgenden Anteile der einzelnen Energieträger.

Tabelle 3-1 Szenarien der EEG-Mengenentwicklung

	EEG-Menge 2001 GWh	EEG-Menge 2010 GWh	Quote 2010 %	Steigerung 2010/2001 %/a
Szenario Min	17.819	30.000	6,1%	6,0%/a
Referenzszenario	17.819	36.000	7,3%	8,1%/a
Szenario Max	17.819	50.000	10,2%	12,1%/a
Wasserkraft, Gase	5.909	8.000	22,2%	3,4%/a
Biomasse	1.393	4.000	11,1%	12,4%/a
Windkraft	10.456	23.670	65,7%	9,5%/a
Solarenergie	60	330	0,9%	20,8%/a
Summe	17.819	36.000	7,3%	8,1%/a

Im Szenario MAX wurde für die Stromerzeugung aus Solarenergie ein exponentieller Anstieg mit einer jährlichen Erhöhung um 33,5 % zugrunde gelegt. Auch mit diesen hohen Zuwachsraten bleibt aber der Anteil der Solarenergie am gesamten EEG-Strom mit 1,6 % im Szenario MAX eher gering. Damit bleibt auch der Einfluss auf den EEG-Strompreis gering, obwohl die Stromerzeugung aus Solarenergie mit hohen Fördersätzen vergütet wird. Die durchschnittlichen jährlichen Zuwachsraten der einzelnen Energieträger sind für das Referenzszenario in Tabelle 3-1 dargestellt.

Bild 1 zeigt die Prognosen für die Entwicklung der Strommengen bis zum Jahr 2010 mit den je Energieträger angenommenen Bandbreiten. Bild 2 zeigt noch einmal separat die Prognose für die Stromerzeugung aus Solarenergie.

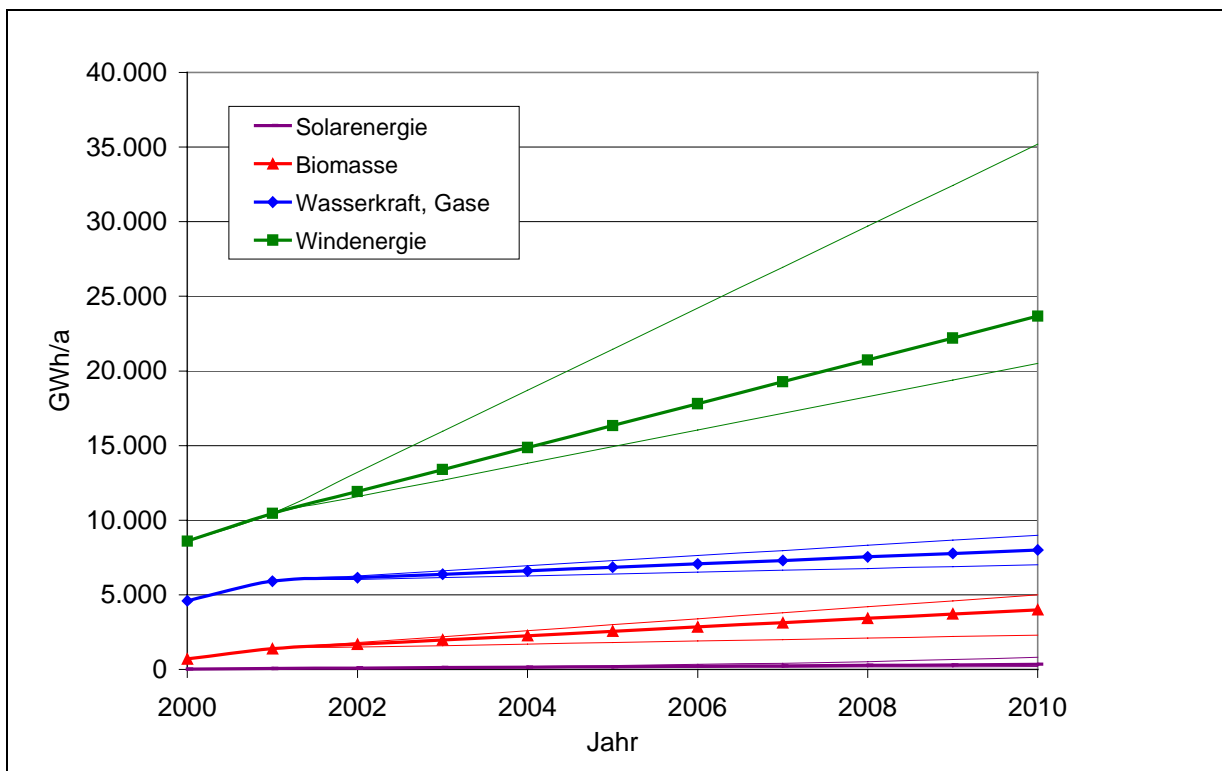


Bild 1 Prognose EEG-Strom

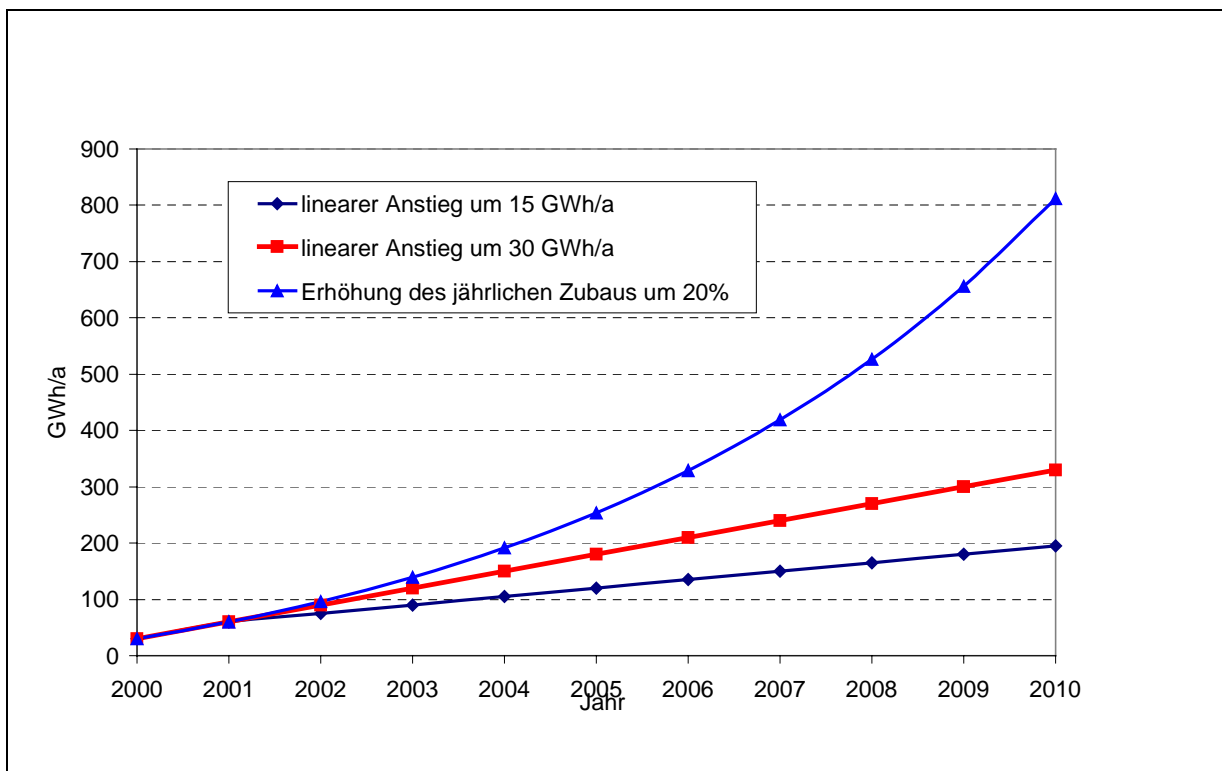


Bild 2 Prognose Solarenergie

3.2 EEG-Preis

Der Preis für den EEG-Strom ergibt sich aus der Vergütungshöhe für die einzelnen Energiearten multipliziert mit der jeweiligen Energiemenge. Mit besonders hohen Sätzen vergütet wird Strom aus Solarenergie mit 50,6 Ct/kWh im Jahr 2001. Die Vergütungssätze für alle anderen Energien differieren nicht so stark. Sie liegen je nach Energieart zwischen 6,0 und 10,0 Ct/kWh. Die hier kalkulierten Mischvergütungssätze können sich deutlich ändern, wenn sich die Mengenverhältnisse der einzelnen Energieträger gegenüber den Annahmen stark ändern, insbesondere in Bezug auf die Solarenergie oder wenn im Rahmen der im Gesetz vorgesehenen Erfahrungsberichte die Vergütungssätze angepasst werden.

Die Vergütungssätze für Windenergie sinken in Abhängigkeit vom Ertrag der jeweiligen Windkraftanlage. Die Mindestvergütung für Strom aus Windkraftanlagen liegt zunächst bei der Anfangsvergütung von 9,1 Ct/kWh für im Jahr 2001 in Betrieb genommene Anlagen. In Abhängigkeit vom Ertrag der Anlage sinkt diese Vergütung frühestens nach fünf Jahren auf die Endvergütung von 6,2 Ct/kWh. Liegt der Ertrag der Anlage unter einem bestimmten Referenzwert, verlängert sich die Dauer, für die die Anfangsvergütung von 9,1 Ct/kWh gezahlt werden. Damit hängt der künftige EEG-Strompreis wesentlich davon ab, welcher Anteil Windenergie an Küsten-Standorten und welcher an Binnen-Standorten erzeugt wird. Wird der Strom aus Windkraftanlagen überwiegend an Küsten-Standorten erzeugt, werden die Vergütungssätze für Windenergie ab dem Jahr 2005 zu sinken beginnen. Da bei einem weiteren starken Ausbau der Windenergie immer weniger Standorte in Küstennähe verfügbar sein werden, ist davon auszugehen, dass künftig zunehmend Standorte im Binnenland genutzt werden. Dies hätte zur Folge, dass die Durchschnittsvergütungen für Windenergie künftig eher in der Nähe der Anfangsvergütung liegen werden.

Für die vorliegende Untersuchung wurden drei Preisszenarien betrachtet, die in Bild 3 grafisch dargestellt sind. Die Abbildung zeigt, dass nach anfänglichem Anstieg des EEG-Strompreisniveaus in den Jahren 2002 bis 2004 ein starkes Absinken des EEG-Strompreises zu erwarten ist. Der Anstieg bis zum Jahr 2004 resultiert aus der starken angenommenen Steigerung der Stromerzeugung aus Solarenergie sowie einem überproportionalen Anstieg der Stromerzeugung aus Biomasse, die auch mit höheren Sätzen vergütet wird als Strom aus Windkraft- und Wasserkraftanlagen. Das dargestellte Hochpreisszenario tritt dann ein, wenn Windkraftanlagen überwiegend an Binnen-Standorten aufgestellt werden und gleichzeitig die Stromerzeugung aus Solarenergie stärker zunimmt als im Referenzszenario erwartet.

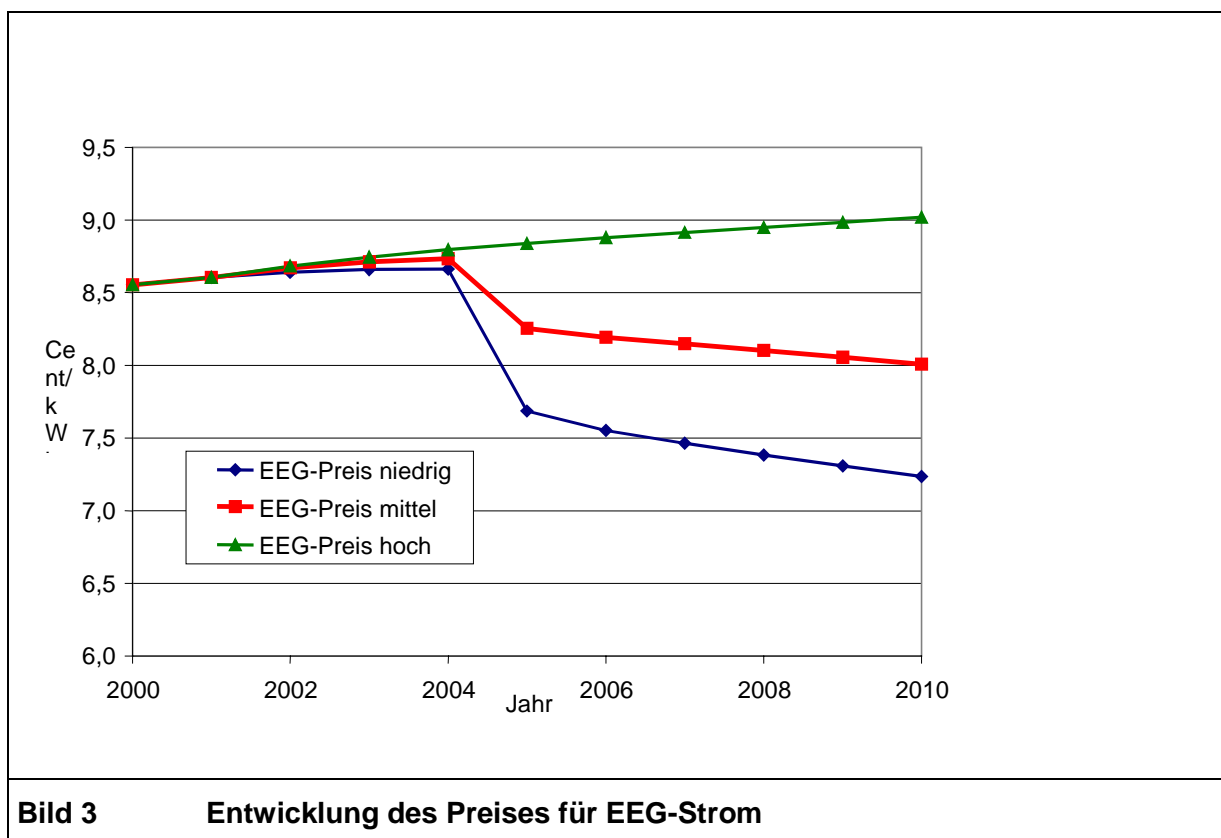


Bild 3 Entwicklung des Preises für EEG-Strom

Es ist als Referenzszenario zu erwarten, dass der EEG-Strompreis ab dem Jahr 2005 auf ca. 8,0 Ct/kWh absinken wird. Im Szenario MIN (starke Wirksamkeit der Endvergütung bei Windenergie) wird ein EEG-Preis von 7,24 Ct/kWh, im Szenario MAX von 9,02 Ct/kWh erwartet.

3.3 Marktpreis

Der Marktpreis für Strom beeinflusst die Höhe der EEG-Umlage, da sich die Mehrkosten für den EEG-Strom aus der Differenz des EEG-Strompreises und des Marktpreises ergeben. Für die Berechnung der Mehrkosten des EEG-Stroms ist von Bedeutung, welcher Strom durch die EEG-Lieferung verdrängt wird. Die Übertragungsnetzbetreiber liefern die EEG-Mengen zur Zeit in Form von Bändern an die Energieversorgungsunternehmen, die Letztverbraucher beliefern. Bandlieferungen stellen die am Markt am günstigsten zu beziehenden Stromprodukte dar. Solange der EEG-Strom als Band geliefert wird, ist somit aus der Sicht eines EVU zur Bewertung der Mehrkosten der EEG-Lieferungen der Preis eines alternativen Bandbezugs heranzuziehen. Dieser lässt sich z. B. aus dem Mittelwert der im zweiten Halbjahr 2000 an der Börse gehandelten forwards für base load 2001 errechnen. Hierbei ergibt sich für 2001 als Großhandelspreis ein Wert von **2,18 Ct/kWh**.

Mittelfristig wird mit einem Ansteigen des Marktpreisniveaus gerechnet, da die Vollkosten der Stromerzeugung zur Zeit über dem derzeitigen Marktpreisniveau liegen. Mit angenommenen

nominalen Steigerungsraten vom 4,0 %/a im Referenzszenario, 3,0 %/a im Szenario MIN und 5,0 %/a im Szenario MAX ergeben sich in 2010 folgende Preise für base load:

Szenario MIN:	3,38 Ct/kWh
Referenzszenario:	3,10 Ct/kWh
Szenario MAX:	2,84 Ct/kWh

Die Zuordnung der Bezeichnungen MIN und MAX für die Szenarien bezieht sich auf ihre Auswirkungen auf die Höhe der EEG-Umlage und ist somit für die Parameter Marktpreis und Letztverbrauchermerkmale invers. Mit steigendem allgemeinem Strompreisniveau sinken die Belastungen aus dem EEG, da der EEG-Preis marktunabhängig ist und im Referenzszenario tendenziell sinkt. Die von den Übertragungsnetzbetreibern praktizierte Rückwälzung des EEG-Stromes als Band ist zwar praktikabel, verursacht aber zusätzliche Veredelungskosten. Wünschenswert wäre die Rückwälzung in Form einer 1/4-h-Quote, die die Struktur des EVU-Portfolios nicht verändern würde¹.

3.4 Letztverbrauchermerkmale

Die EEG-Quote ist das Verhältnis des EEG-Stroms zu der insgesamt an Letztverbraucher gelieferten Energie. Im Jahr 2001 betrug die an Letztverbraucher gelieferte Strommenge 458 TWh. Die prognostizierten Zuwächse des Stromverbrauchs in der Bundesrepublik Deutschland sind nach Angaben der Verbände relativ gering, so dass folgende jährliche Steigerungsraten für die Szenarien angenommen wurden:

Szenario MIN:	1,0 %/a
Referenzszenario:	0,8 %/a
Szenario MAX:	0,6 %/a

3.5 Ergebnis

Die vorbeschriebenen Szenarien der Einflussparameter führen zu den in der Tabelle 3-2 und in Bild 4 dargestellten Ergebnissen. Ausgehend vom Basisjahr 2001 sind die Entwicklungen für alle Referenzszenarien, für alle Szenarien MIN und für alle Szenarien MAX zusammengefasst. Für das Jahr 2001 ergibt sich eine EEG-Umlage in Höhe von 0,251 Ct/kWh, die in der Entwicklung des Referenzszenarios auf 0,360 Ct/kWh im Jahre 2010 steigen wird. Dies entspricht einer durchschnittlichen jährlichen Zunahme von 4,10 %/a. Die zusammengefassten Szenarien MIN ergeben im Jahre 2010 eine EEG-Umlage in Höhe von 0,231 Ct/kWh, entsprechend einer jährlichen Abnahme von 0,88 %/a. Die zusammenge-

¹ Dr. Krzikalla, N., Schrader, K.,: „Veredelter EEG-Strom“, Marktpreis Energie 5/6–2001, Seite 34 ff.

fassten Szenarien MAX ergeben im Jahr 2010 eine EEG-Umlage in Höhe von 0,640 Ct/kWh, entsprechend einer Steigerung von 10,99 %/a. Der Anteil der Windenergie steigt von derzeit ca. 58 % auf 66 bis 70 % im Jahre 2010.

Tabelle 3-2 Mehrkosten aus EEG für Energie

		Basis Szenario 2001	Szenario Min 2010	Referenz Szenario 2010	Szenario Max 2010
EEG-Menge	GWh	17.820	30.000	36.000	50.000
Letztverbrauchermenge	GWh	456.900	499.705	490.869	482.173
EEG-Quote	%	3,9%	6,0%	7,3%	10,4%
EEG-Preis	Ct/kWh	8,61	7,24	8,01	9,02
Marktpreis	Ct/kWh	2,18	3,38	3,10	2,84
EEG-Umlage-Preis	Ct/kWh	0,251	0,231	0,360	0,640

Bezogen auf die Stromkosten verschiedener Kundengruppen resultieren folgende absolute und prozentuale Belastungen. Als Kundengruppen wurde im Preisstand 2001 ein Industriekunde mit 10 Mio. kWh, 4.000 Folgenutzungsstunden pro Jahr und einem Strompreis von 7,1 Ct/kWh zugrunde gelegt. Als Gewerbekunde wurde ein Stromverbrauch von 30.000 kWh/a und ein Strompreis von 12,3 Ct/kWh angenommen. Im Weiteren wurde ein Haushaltskunde mit 3.500 kWh/a und einem Strompreis von 16,5 Ct/kWh angenommen. Daraus ergeben sich folgende absolute und anteilige Belastungen in Bezug auf die jeweiligen Stromkosten der einzelnen Verbrauchssektoren für das Jahr 2001:

Industriekunde	25.000 €/a	entsprechend	3,52 %
Gewerbekunde	75 €/a	entsprechend	2,04 %
Haushaltskunde	8,77 €/a	entsprechend	1,52 %.

Im Referenzszenario steigen die Werte für das Jahr 2010 entsprechend der insgesamt angenommenen Strommarktpreiserhöhungen auf folgende Werte:

Industriekunde	36.000 €/a	entsprechend	4,19 %
Gewerbekunde	108 €/a	entsprechend	2,42 %
Haushaltskunde	12,60 €/a	entsprechend	1,81 %.

Die absoluten Beträge der Belastung aus dem EEG steigen damit um 4,1 %/a.

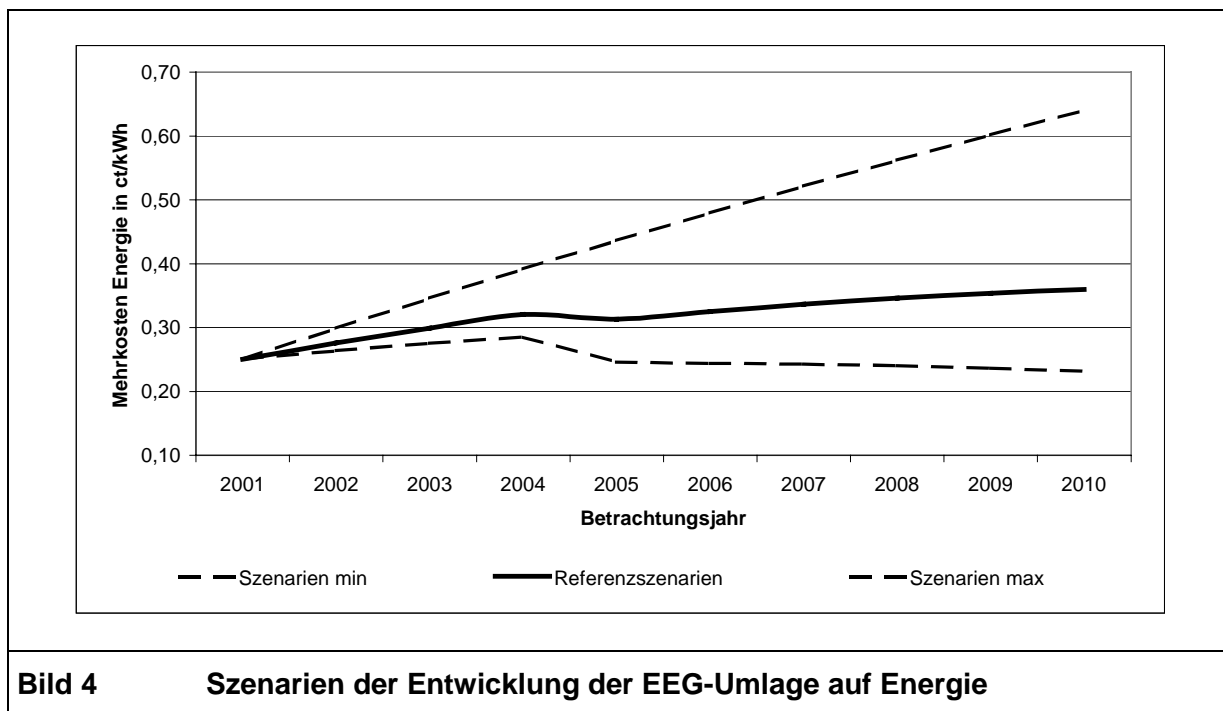


Bild 4 Szenarien der Entwicklung der EEG-Umlage auf Energie

3.6 Sensitivität

Zur Verdeutlichung der Stärke des Einflusses der einzelnen Parameter auf das Gesamtergebnis wurde eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Wird für alle jeweils anderen Parameter das Referenzszenario angenommen, so ist nachfolgend für jeden Parameter der maximale Ausschlag in Steigerung oder Minderung für den Fall des Szenario MIN bzw. Szenario MAX ausgewiesen.

EEG-Menge:	+/-	25,0 %
EEG-Preis:	+/-	17,7 %
Marktpreis:	+/-	5,5 %
Letztverbrauchermenge:	+/-	1,8 %

Es wird deutlich, dass die angenommenen Bandbreiten der Entwicklung des Marktpreises und der Letztverbrauchermenge einen nur geringen Einfluss auf die Höhe der EEG-Umlage für Energie ausübt. Als wesentlicher Parameter ist die EEG-Menge selbst anzusehen.

4 Auswirkung des EEG auf Netznutzungsentgelte

4.1 Vermiedene Netznutzungsentgelte

Durch die dezentrale Einspeisung von EEG-Strom werden Netznutzungsentgelte in den vorgelagerten Netzen vermieden. Die Verbändevereinbarung Strom² sieht eine Entgeltzahlung an Betreiber dezentraler Stromerzeugungsanlagen in Höhe der durch diese Einspeisung vermiedenen Netznutzungsentgelte vor. Die Verbändevereinbarung geht damit davon aus bzw. definiert, dass durch dezentrale Einspeisungen langfristig Kosten der vorgelagerten Netze vermieden werden. Anlagen, die über das EEG gefördert werden, sollen nach der Verbändevereinbarung dieses Entgelt jedoch nicht erhalten. Der Ausschluss der EEG-Einspeiser von dem Entgelt VV II kann so verstanden werden, dass der Gesetzgeber offensichtlich davon ausging, dass mit der Zahlung der Mindestvergütung alle Ansprüche des Anlagenbetreibers abgegolten sind.

EEG-Strom wird in Hoch- und Rückwärtung entsprechend der aktuellen energiewirtschaftlichen Praxis als Energie auf der Höchstspannungsebene gehandelt, unabhängig davon, wo dieser Strom eingespeist wurde und wo er wiederum aus einem Netz entnommen wird.

Daher müsste konsequenterweise auch der EEG-Strom die Entgelte für dezentrale Einspeisung nach Verbändevereinbarung Strom erhalten. Auch wenn dieser Zahlungsfluss an den Einspeiser nicht erfolgt, wird dennoch die energiewirtschaftliche Leistung der dezentralen Einspeisung erbracht. Der wirtschaftliche Vorteil der dezentralen Einspeisung geht nicht in den bundesweiten Belastungsausgleich für Energie ein, er mindert aber die Netznutzungsentgelte der der Einspeisung vorgelagerten Netzebene.

Zur Quantifizierung der durch die EEG-Einspeisungen erzielten Einsparungen von Netznutzungsentgelten sind die Einspeiseebenen und der Leistungsbeitrag der Anlagen zur Verminderung der Netzlast zu ermitteln. Geht man davon aus, dass die EEG-Anlagen zu einem Drittel in das Hochspannungsnetz und zu 2/3 in das Mittelspannungsnetz einspeisen, ergeben sich mit den unten benannten angenommenen Leistungsbeiträgen vermiedene Netznutzungsentgelte in Höhe von ca. **0,61 Ct/kWh** je eingespeister EEG-Energie (Basis RWE-Tarife).

	Wind	Wasser	Biomasse
Einspeisenetzebene	1/3 HS, 2/3 MS	1/3 HS, 2/3 MS	1/3 HS, 2/3 MS
Vollbenutzungsstunden [h/a]	1.337	6.000	6.000
Einsparung Netzkapazität	15 %	60 %	60 %

² Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung vom 13. Dezember 2001

Zum Vergleich mit der EEG-Umlage für Energie ergeben die vorgenannten 0,61 Ct/kWh je eingespeister EEG-Energie mit Bezug auf die Letztverbrauchermengen im Jahr 2001 einen Betrag von 0,023 Ct/kWh bzw. 108 Mio. €/a. Die Entlastung der Netznutzungsentgelte ist nicht bundeseinheitlich, sondern abhängig von der jeweiligen Einspeisung.

4.2 Regelenergiekosten

Da die Einspeisungen insbesondere aus Windenergie relativ schwer zu prognostizieren sind, verursachen Windkraftanlagen zusätzliche Regelenergiekosten für den kurzfristigen Ausgleich zwischen tatsächlicher Einspeisung und prognostizierter Einspeisung. Eine genaue Quantifizierung dieser Kosten konnte im Rahmen dieses Kurzgutachtens nicht vorgenommen werden. Die Kosten der Regelenergie gehen überwiegend in die Systemdienstleistungen ein und werden Bestandteile der Netznutzungsentgelte.

Eine grobe Maximalabschätzung kann auf Basis der Ausgleichsenergiemengen und -preise in einer Regelzone vorgenommen werden. Ausgleichsenergie ist die von den Übertragungsnetzbetreibern an Bilanzkreisverantwortliche gelieferte Energie zum Ausgleich der Bilanzabweichungen. Der Saldo der Ausgleichsenergie in einer Regelzone ist gleich der erforderlichen Beschaffung von Regelenergie. Durch die Erlöse aus dem Verkauf von Ausgleichsenergie werden die Kosten für die Beschaffung der Regelenergie gedeckt, so dass diese näherungsweise gleich sind.

Bezieht man die gesamten Kosten für Regelenergie eines Jahres in der Regelzone RWE auf die gesamte Stromabgabe in der Regelzone, ergibt sich ein spezifischer Anteil der Regelenergie am gesamten Strompreis von ca. 0,05 Ct/kWh. Nur ein Teil dieser Kosten ist durch die Windenergie verursacht. Die übrigen Kosten entstehen durch Abweichungen des Kundenverhaltens von der prognostizierten Vertriebslast der Bilanzkreise.

Nach Angaben der E.ON Energie betragen die Regelenergiekosten für Einspeisung aus Windkraftanlagen ca. 0,7 Ct/kWh³. Gemessen an einer Einspeisung aus Windkraftanlagen im Jahre 2001 in Höhe von 10.460 GWh ergibt der Regelenergieaufwand Mehrkosten für die Letztverbraucher (Netznutzer) in Höhe von 0,016 Ct/kWh entsprechend 73,2 Mio. €/a für durch Windenergie verursachte Regelenergie. Aus allgemeinen energiewirtschaftlichen Informationen sind Nennungen von ca. 100 Mio. € Mehrkosten aus den durch das EEG verursachten Regelenergiekosten für das Jahr 2001 bekannt.

4.3 Netzausbau und Netzverstärkung

Der Abtransport von Einspeisungen in den Küstenregionen zu den Verbrauchsschwerpunkten, insbesondere für die Windenergie, wird zukünftig einen Ausbau der bestehenden Netz-

³ Prof. Reiner Frank Elsässer, Mitglied des Vorstandes der E.ON Energie, Sitzung des Wirtschaftsbereites der Union am 23.07.2002

infrastruktur erfordern. Die Transportkapazitäten der bestehenden Netze sind teilweise nicht für die Steigerung der Windenergieeinspeisung (insbesondere für Off-shore-Anlagen) ausgelegt. Für Netzausbau und Erzeugungsverlagerung werden von E.ON in der o. g. Quelle zukünftige Kosten von ca. 0,2 Ct./kWh eingespeister Windenergie benannt. Bezieht man diese zukünftigen Kosten beispielhaft auf das Mengengerüst des Jahres 2010, ergeben sich daraus für den Letztverbraucher relevante Mehrkosten der Netznutzungsentgelte in Höhe von 0,01 Ct/kWh entsprechend 47 Mio. €/a.

5 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Im vorliegenden Kurzgutachten wurde der Einfluss der wesentlichen Parameter auf die Höhe der durch das EEG verursachten Belastungen der Energiepreise für die Endkunden untersucht. Die wesentlichen Einflussgrößen sind die EEG-Menge, der gemittelte EEG-Preis für alle Energiearten, die an Letztverbraucher insgesamt abgegebene Strommenge und der Strommarktpreis. Zur Bewertung der Ergebnisse sind in Bezug auf die EEG-Energiekosten nachfolgend die absoluten Höhen der EEG-Umlage und Kennzahlen der untersuchten Entwicklung aufgeführt.

Tabelle 5-1 Belastung der Energiekosten durch das EEG

		Basis Szenario 2001	Szenario Min 2010	Referenz Szenario 2010	Szenario Max 2010
EEG-Umlage-Preis	Ct/kWh	0,251	0,231	0,360	0,640
EEG-Umlage	euro	1.145.079.951	1.156.208.626	1.766.137.838	3.087.656.539
Zuwachs EEG-Menge	%/a	0	6,0%	8,1%	12,1%
Zuwachs EEG-Umlage	%/a	0	0,1%	4,9%	11,7%
Anteil Windenergie	%	58,7%	68,3%	65,7%	70,4%

In der Bewertung der Ergebnisse der untersuchten Entwicklung der Mehrkosten aus EEG werden folgende Aspekte deutlich:

- Die untersuchten Szenarien weisen eine große Bandbreite auf. Im Szenario MIN bleibt die EEG-Umlage trotz einer durchschnittlichen jährlichen Steigerung der EEG-Menge von 6 %/a nahezu konstant. Im Szenario MAX nehmen EEG-Menge und EEG-Umlage gleichermaßen um ca. 12 %/a zu.
- Die jährlichen Belastungen der Haushalte und des Gewerbes sind mit 9–13 €/a bzw. mit 75–108 €/a als gering anzusehen. Die Belastung der Industrie ist mit 2,8 % bis 3,6 % der Energiekosten als erheblicher einzuschätzen.

- Der Anteil der Windenergie an den EEG-Kosten wird sich von ca. 60% auf ca. 70 % in 2010 erhöhen.
- Die Netznutzungsentgelte werden im Ordnungsrahmen der Verbändevereinbarung Strom durch das EEG regional unterschiedlich be- und entlastet. Der Saldo aus den Be- und Entlastungen ist im Vergleich zu der Belastung der Energiekosten gering.

An die mit der Abwicklung des EEG betrauten Kreise sei appelliert, alle Anstrengungen zu unternehmen, um die Kosten der Netzanbindung, der Netzverstärkung und der Wälzung der Energiemengen effizient und kostengünstig durchzuführen, um die von der breiten Öffentlichkeit gewünschte Erhöhung des Anteils an erneuerbare Energie nicht mit vermeidbaren Mehrkosten zu belasten.

Anhang

Tabellen
