ECONSTOR
Make Your Publications Visible.

A Service of
ZBW
Leibniz-Informationszentrum Wirtschaft
Leibniz Information Centre for Economics

Bode, Sven; Groscurth, Helmuth-Michael

Working Paper

Zur Wirkung des EEG auf den "Strompreis"

HWWA Discussion Paper, No. 348

Provided in Cooperation with:
Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv (HWWA)

Suggested Citation: Bode, Sven; Groscurth, Helmuth-Michael (2006) : Zur Wirkung des EEG auf den "Strompreis", HWWA Discussion Paper, No. 348, Hamburg Institute of International Economics (HWWA), Hamburg

This Version is available at:
https://hdl.handle.net/10419/19377

Standard-Nutzungsbedingungen:

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

Terms of use:

Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.

You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.

If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.

WWW.ECONSTOR.EU

Mitglied der Leibniz-Gemeinschaft

DISCUSSION PAPER

Zur Wirkung des EEG auf den „Strompreis“

Sven Bode
Helmuth Groscurth

HWWA DISCUSSION PAPER

348

Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv (HWWA)
Hamburg Institute of International Economics
2006
ISSN 1616-4814

Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv (HWWA)
Hamburg Institute of International Economics
Neuer Jungfernstieg 21 – 20347 Hamburg, Germany
Telefon: 040/428 34 355
Telefax: 040/428 34 451
e-mail: hwwa@hwwa.de
Internet: http://www.hwwa.de

The HWWA is a member of:

- Wissenschaftsgemeinschaft Gottfried Wilhelm Leibniz (WGL)
- Arbeitsgemeinschaft deutscher wirtschaftswissenschaftlicher Forschungsinstitute (ARGE)
- Association d'Instituts Européens de Conjoncture Economique (AIECE)

HWWA Discussion Paper

Zur Wirkung des EEG auf „den Strompreis“

Sven Bode *
Helmuth Groscurth **

HWWA Discussion Paper 348
www.hwwa.de

Hamburg Institute of International Economics (HWWA)
Neuer Jungfernstieg 21 – 20347 Hamburg, Germany
E-Mail: hwwa@hwwa.de

* Hamburg Institute of International Economics (HWWA), Hamburg
** arrhenius consult gmbh, Hamburg

Die Autoren danken Philipp Teichgräber, Heinrich Tschochohei & Lars Vogel für wertvolle Anmerkungen bei der Erstellung des vorliegenden Diskussionspapiers.

This version: August, 2006

Edited by: Department of World Economy

HWWA Discussion Paper 348
August 2006

Zur Wirkung des EEG auf „den Strompreis“

ABSTRACT

Anlagen zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien setzen sich zurzeit am Markt nicht durch, weil die Stromgestehungskosten höher sind als jene von konventionellen (thermischen) Kraftwerken. Da mit dieser Produktionsform aber verschiedene positive Eigenschaften verbunden sind, werden derartige Anlagen in Deutschland seit längerem staatlich gefördert, zurzeit über das Erneuerbare-Energie-Gesetz (EEG). Die Kosten dieser Förderung werden auf die Letztverbraucher von Strom umgelegt. Durch diese sog. EEG-Umlage steigen die Strombezugskosten der Unternehmen und ihre Wettbewerbsfähigkeit sinkt. Deshalb haben stromintensive Unternehmen regelmäßig gegen die Umlage protestiert und schließlich erwirkt, daß sie nur eine verminderte Umlage zahlen müssen. In der politischen Diskussion ist die mögliche Wirkung des EEG auf den Großhandelsstrompreis bisher allerdings nicht berücksichtigt worden. Vor diesem Hintergrund analysieren wir die Wirkungen des EEG auf den Strompreis in einem vollkommenen Markt. Wir zeigen, daß durch die Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien der Großhandelspreis von Strom sinkt. In der Folge können - in Abhängigkeit der EEG-Strommenge, der EEG-Umlage sowie der Modellannahmen - auch die Strombezugskosten der besonders stromintensiven Unternehmen, die unter die Härtefallregelung nach § 16 EEG fallen, sinken.

Keywords: Erneuerbare-Energien-Gesetz, EEG-Umlage
JEL classification: H 23, L 94, Q 28, Q 41

Address for correspondence:

Dr. Sven Bode
info@sven-bode.de

Dr. Helmuth-M. Groscurth
helmuth.groscurth@arrhenius.de

1 EINLEITUNG

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat sich in Deutschland als äußerst erfolgreiches Instrument erwiesen, um den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung zu erhöhen. Eine Reihe von Staaten hat mittlerweile ähnliche Regelungen eingeführt (z. B. Sijm 2002, Meyer 2003). Dennoch steht das EEG – aus verschiedenen Gründen – immer wieder in der Kritik. Ein Hauptangriffspunkt sind dabei seine tatsächlichen oder vermeintlichen Kosten. Insbesondere wird behauptet, das EEG führe zu einem steigenden Strompreis und gefährde somit die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Wirtschaft (z.B. E&M 2005, Gammelin 2005, VEA 2006). Dieser Argumentation folgend wurde die aus dem EEG resultierende „EEG-Umlage“ für besonders stromintensive Unternehmen begrenzt (Bundesrat 2006).

Wenn man über den „Strompreis“ redet, ist es notwendig, genau zu definieren, welchen Preis man eigentlich meint. Zu unterscheiden sind

- der *Großhandels- bzw. Börsenpreis*[1] sowie
- der *Preis bei bilateralen Geschäften*, der sich in der Regel am Börsenpreis orientiert, und ferner
- die *Strombeschaffungskosten* (Endverbraucherpreis) für Geschäftskunden und Privatkunden, die sich aus dem Großhandelspreis und weiteren Kostenelementen wie etwa Steuern und Abgaben zusammensetzen.

Weiter ist es wichtig, die Großhandelspreise, die letztlich die *Strombeschaffungskosten* der Verbraucher bestimmen, zu unterscheiden von den *Stromgestehungskosten*, also den Kosten für die Stromerzeugung in einzelnen Kraftwerken. Im nahezu vollständig staatlich regulierten Energiesystem, das bis Ende der 90er Jahre vorherrschte, gab es einen einfachen Zusammenhang zwischen den beiden Größen: Die Großhandelspreise waren im wesentlichen ein Mittelwert aus den Gestehungskosten der verschiedenen Kraftwerke plus einem Gewinnzuschlag. Im liberalisierten Strommarkt funktioniert die Preisbildung anders, nämlich durch Angebot und Nachfrage (z.B. BMU 2006, S. 21).

Im Folgenden wird zunächst der zugrunde liegende Marktmechanismus beschrieben. Anschließend wird analysiert, welchen Einfluss Strom aus erneuerbaren Energien auf die Preisbildung an der Börse und auf die Strombeschaffungskosten der Endverbraucher hat.

---

[1] Die beiden Begriffe werden nachfolgend synonym verwendet.

2 KOSTEN DER STROMERZEUGUNG

Die Förderung von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch das EEG wird damit begründet, daß sich diese Anlagen aufgrund der höheren Stromgestehungskosten am Markt von allein nicht durchsetzen würden. Ihr Ausbau wird jedoch u.a. aus Gründen des Umweltschutzes und der Versorgungssicherheit von der Gesellschaft gewünscht.[2]

Abbildung 1 zeigt beispielhaft die spezifischen Stromgestehungskosten für drei typische neue Kraftwerke in Deutschland: ein Kohlekraftwerk, ein Gas- und Dampfturbinenkraftwerk sowie einen Windpark. Die Investitionen wurden mit Hilfe der Annuitätenmethode in spezifische Kosten umgerechnet.[3] Für ein neues Steinkohle-Kraftwerk mit 5000 Volllaststunden pro Jahr machen die Kapitalkosten rund 60% der Gestehungskosten von 40 €/MWh aus. Bei dem hier angenommenen Kohlepreis von 6 €/MWh(fuel) belaufen sich die Brennstoffkosten auf 31% der Ge-

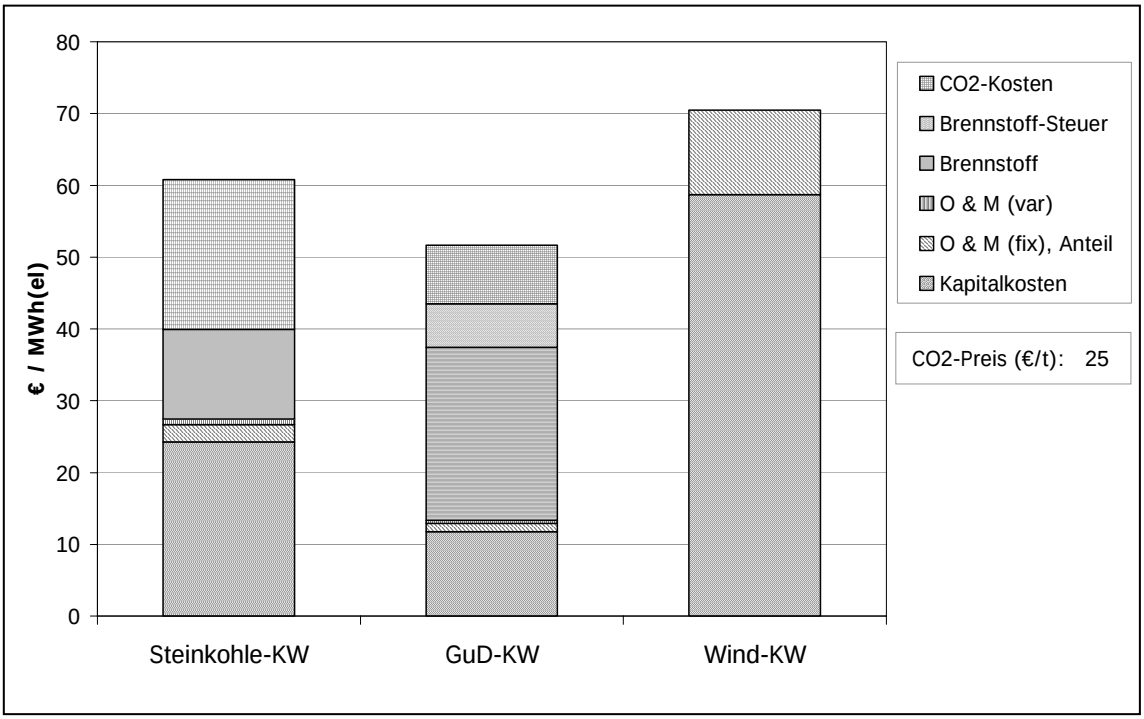

Abbildung 1: Beispielrechnung für die Stromgestehungskosten dreier typischer Kraftwerke (Daten und Quellen in Tabelle 6 im Anhang).

---

2 Siehe hierzu § 1 des Erneuerbare-Energien-Gesetz Neufassung vom 21. Juli 2004.

3 In der Gewinn- und Verlustrechnung fallen bei kostenloser Vergabe der Emissionsberechtigungen (nahezu) keine zusätzlichen Kosten an. Sind Emittenten aber in der Lage, Opportunitätskosten an Konsumenten weiterzuleiten, können sie zusätzliche Einnahmen erzielen (siehe hierzu auch Abschnitt „Die Sicht der Betreiber ...“ weiter unten).

samtkosten. Nur 8% sind den festen und variablen Betriebs- und Wartungskosten (O&M) zuzurechnen.

Beim GuD-Kraftwerk hingegen dominieren bei einem Gaspreis von 14 €/MWh(fuel) die Brennstoffkosten. Sie tragen 54% zu den spezifischen Kosten von 44 €/MWh bei, während die Kapitalkosten nur 27% beisteuern. Die Gestehungskosten werden durch die Steuer auf Erdgas um 16% erhöht.

Die Kosten der Windparks (onshore, 2000 Volllaststunden) von 71 €/MWh werden zu 83% durch die Kapitalkosten bestimmt. Brennstoffkosten fallen hier nicht an.

3 DAS ERNEUERBARE ENERGIEN GESETZ (EEG)

Die Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien hat in Deutschland bereits eine lange Tradition.[4] Im Jahr 2000 wurde das damalige Stromeinspeisegesetz (StrEG) durch das EEG abgelöst, das 2004 nochmals novelliert wurde. Zurzeit wird eine erneute Änderung diskutiert (Bundesrat 2006).

Unter dem EEG erhalten Betreiber von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien über einen definierten Zeitraum eine vorab festgelegte Vergütung pro erzeugter und eingespeister Kilowattstunde Strom. Diese Vergütung ist von verschiedenen Faktoren abhängig wie Energiequelle, Technologie, Kapazität der Anlage etc. Abbildung 2 zeigt den Erfolg des EEG: Die Einspeisung von Strom aus Windenergie, Biomasse, Photovoltaik und kleinen Wasserkraftwerken hat sich in den vergangenen fünf Jahren von 3 auf 10% der gesamten Stromproduktion erhöht. Es wird erwartet, daß sie in den nächsten 5 Jahren weiter wächst und 2011 etwa 20% erreicht.

Gleichzeitig stieg die Summe der EEG-Vergütungen von einer auf 4 Mrd. Euro und wird bis auf knapp 9 Mrd. Euro weiter steigen (Abbildung 3). Die mittlere gezahlte EEG-Vergütung steigt im gesamten Zeitraum zunächst von 8,5 c€/kWh auf 9,9 c€/kWh an und sinkt dann wieder auf 9,4 c€/kWh ab.

[4] Für eine ausführliche Darstellung siehe z.B. Wüstenhagen et al. 2006.

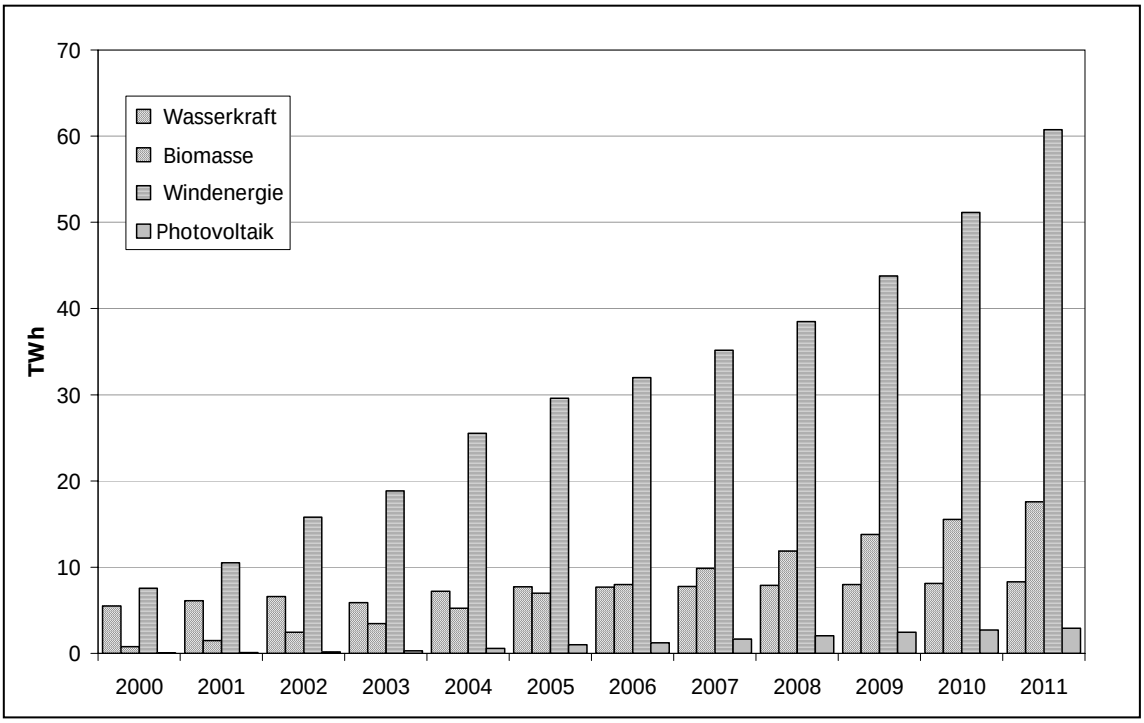

Abbildung 2: Historische (bis 2005) und erwartete Stromerzeugung aus EEG-Anlagen (Quelle: VDN 2006).

Von der Vergütung an die Betreiber ist die Umlage zur Finanzierung des EEG zu unterscheiden. Die Umlage wird auf den Letztverbrauch von Strom erhoben. Sie berechnet sich wie folgt:[5]

*EEG-Umlage = (durchschnittliche EEG-Vergütung - Strompreis) * EEG-Quote*

Problematisch ist dabei, daß derzeit kein einheitliches Verfahren zu Berechnung des Referenz-Strompreises für die Berechnung der Umlage existiert (IfnE 2006; BMU 2006, S. 20+21 & S. 24+25), so daß auch die Umlage unterschiedliche Werte annehmen kann. In der Begründung der EEG-Novelle von 2004 ging das BMU davon aus, daß diese Umlage für private Endverbraucher zunächst von 0,35 c€/kWh in 2004 auf 0,45 c€/kWh in 2010 ansteigt und dann bis 2020 auf 0,20 c€/kWh abfällt (BMU 2003). Vattenfall Europe Hamburg weist aber beispielsweise für 2006 bereits 0,56 c€/kWh in seinen Rechnungen aus.

[5] Die EEG-Quote ist dabei der Anteil des EEG-Stroms am gesamten Stromverbrauch der Endverbraucher.

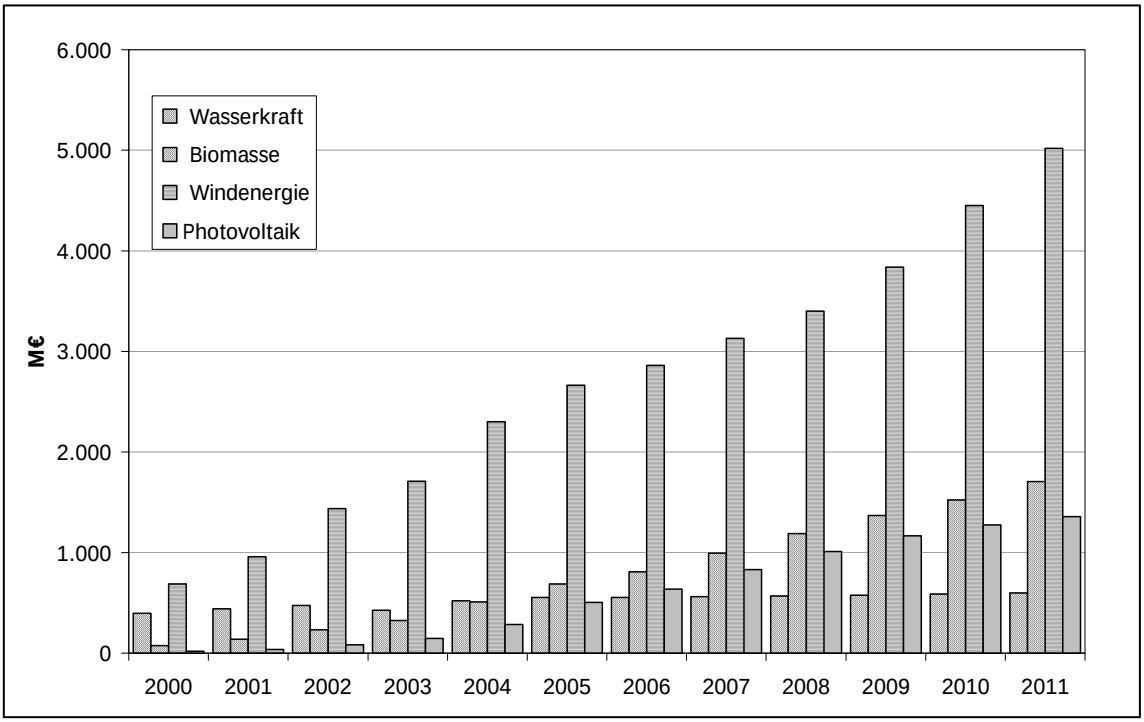

Abbildung 3: Summe der Vergütungen nach EEG (Quelle: VDN 2006).

Große Stromverbraucher können die sog. Härtefallregelung (§ 16 EEG) in Anspruch nehmen. In der Kurzfassung kann man davon ausgehen, daß Unternehmen mit einem Stromverbrauch von mehr als 10 GWh/a oder Stromkosten von mehr als 15 % der Bruttowertschöpfung nur für die ersten 10% ihres Stromverbrauchs die volle Umlage bezahlen müssen. Für darüber hinaus gehende Mengen reduziert sich die Umlage auf 0,05 c€/kWh. Für Unternehmen mit einem Stromverbrauch von mehr 100 GWh/a oder Stromkosten von mehr als 20 % der Bruttowertschöpfung fällt lediglich ein Umlage von 0,05 c€/kWh auf den gesamten Strombezug an.

Um den Gesamteffekt abschätzen zu können, ist jedoch neben der EEG-Umlage, die zu höheren Strombezugskosten für die Letztverbraucher führt, zu untersuchen, welche Auswirkungen das EEG auf den Großhandelsstrompreis selbst hat.

4 STROMKOSTEN AUS SICHT DES ENDVERBRAUCHERS

Von den o. g. Großhandelsstrompreisen sind die Strombezugskosten aus Sicht der Endverbraucher zu unterscheiden, die noch weitere Elemente wie Steuern, Abgaben etc. enthalten. Bei genauerer Betrachtung stellt man fest, daß sich die Kosten für private und große gewerbliche Kunden, auch Tarif- bzw. Sondervertragskunden genannt, erheblich unterscheiden können.

Private Kunden

Die Kosten für die Lieferung Energie machen nur etwa 20% der Strombezugskosten für einen typischen deutschen Haushalt aus (Tabelle 1). Den größten Teil tragen Steuern und Abgaben wie Mehrwertsteuer, Ökosteuer und Konzessionsabgabe bei, die sich auf 38% der gesamten Stromrechnung summieren. Der zweitgrößte Beitrag kommt von der Netznutzung. Er beläuft sich – einschließlich der Zählerkosten – auf 36%. Nur 5% der Stromrechnung entfallen auf die Unterstützung von erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung. Diese Zahlen erlauben zwei Schlussfolgerungen:

- Private Haushalte bemerken die Förderung erneuerbarer Energien, gemessen an anderen Kostenelementen, kaum in ihrem Budget.
- Änderungen der Großhandelspreise für Strom treffen den privaten Endkunden nur mit einem Fünftel ihrer relativen Größe.

Tabelle 1: Komponenten der Stromkosten für private Haushalte in Hamburg, basierend auf einem Verbrauch von 4.000 kWh/a (Quelle: Vattenfall Europe Hamburg 2006, in ähnlicher Größenordnung allgemein BWE 2004 oder BMU 2006, S. 30).

Kostenkomponente	**c€ / kWh**	**Anteil**
Netznutzung	5,5	32%
Energie (Großhandelspreis)	3,4	20%
Mehrwertsteuer	2,4	14%
Konzessionsabgabe	2,1	12%
Ökosteuer	2,1	12%
Zähler	0,8	4%
EEG Umlage	0,6	3%
KWK Umlage	0,3	2%
Summe	*17,1*	*100%*

Gewerbliche Kunden

Für einen gewerblichen Kunden, der z.B. 20 GWh im Jahr bezieht, sieht das Bild deutlich anders aus (Tabelle 2). Zunächst bezahlt dieser im Endeffekt keine Mehrwertsteuer. Dann kommt er in den Genuss von Ausnahmeregelungen bei der EEG-Umlage und der KWK-Umlage. Er bezieht seinen Strom auf einer höheren Spannungsebene und zahlt daher geringere Netznutzungsentgelte. Insgesamt betragen die Stromkosten mit 5,65 c€/kWh nur ein Drittel der Kosten für private Kunden. Die „Elektronen“ machen jetzt rund 60% der Rechnung aus.

Insgesamt schlagen Änderungen des Großhandelspreises somit auf gewerbliche Kunden stärker durch als auf private. Außerdem sind sie aus Wettbewerbsgründen empfindlicher, wenn es um zusätzliche Kosten geht.

Tabelle 2: Komponenten des Strompreises für einen typischen Gewerbekunden (Härtefallregelung nach § 16 EEG) in Deutschland, basierend auf einem Verbrauch von 20 GWh/a (Quelle: Vattenfall Europe 2006 und eigene Berechnungen).

Kostenkomponente	**c€ / kWh**	**Anteil**
Energie (Großhandelspreis)	3,40	60%
Ökosteuer	1,23	22%
Netznutzung	0,75	13%
EEG-Umlage	0,11	2%
Konzessionsabgabe	0,11	2%
KWK-Umlage	0,05	1%
Summe	*5,65*	*100%*

Bei den genannten Werten ist zu beachten, daß die heute gültigen Strombezugskosten auf den Großhandelspreisen von vor einem Jahr oder früher basieren. Änderungen der Großhandelspreise werden sich also für die Verbraucher erst in der Zukunft auswirken. Nur sehr große Abnehmer haben Abnahmeverträge, die direkt an die Großhandelspreise gekoppelt sind, oder handeln selbst an der Strombörse.

5 BILDUNG DES GROßHANDELSSTROMPREISES

Wie erwähnt sind für die Bewertung des EEG nicht nur die zusätzlichen Kosten in Form der Umlage für die Verbraucher zu berücksichtigen, sondern auch mögliche Auswirkungen auf den Großhandelsstrompreis.

Die Sicht der Betreiber bei vollständiger Konkurrenz

Betreiber von Kraftwerken wollen ihre Gewinne maximieren. Sie werden daher in der kurzfristigen Betrachtung versuchen, ihre Anlagen immer dann einzusetzen, wenn sie aus dem Stromverkauf mehr erlösen als sie für den Betrieb des Kraftwerkes ausgeben müssen, in erster Näherung also wenn der Quotient aus Brennstoffkosten und Wirkungsgrad (d.h. die Grenzkosten der Erzeugung) kleiner ist als der erzielte Strompreis. Die Kapitalkosten sind für diese Überlegung nicht relevant.

Es wird immer wieder behauptet, daß der Emissionshandel keinen Einfluss auf die Strompreise haben dürfe, weil die Emissionsrechte doch umsonst vergeben würden. Diese Sichtweise ist aber nicht korrekt. Wenn das Kraftwerk nicht betrieben wird, können die kostenlos zugeteilten Emissionsrechte am CO_2-Markt verkauft werden. Wenn das Kraftwerk läuft, werden diese potentiellen Erlöse nicht realisiert und müssen als Opportunitätskosten betrachtet werden. Der Betreiber wird daher sein Kraftwerk nur betreiben, wenn er neben den Brennstoffkosten auch die vollen CO_2-Kosten erlöst.[6]

Abbildung 4 zeigt das Ergebnis dieser Denkweise. Die variablen Kosten des Kohlekraftwerks von 34 €/MWh werden von den CO_2-Kosten dominiert. Aber selbst bei diesem relativ hohen CO_2-Preis ist das GuD-Kraftwerk – auf Grund der Erdgassteuer – mit 39 €/MWh immer noch teurer. Für die Windkraftanlage sind keine variablen Kosten anzusetzen. Sie sollte daher immer laufen, wenn ausreichend Wind zur Verfügung steht.

Kumuliertes Angebot und Nachfrage

Da jeder Anlagenbetreiber sein Kraftwerk so lange wie möglich laufen lassen möchte, stellt sich die Frage, welche Kraftwerke tatsächlich produzieren und welcher Preis sich ergibt.

---

[6] Für eine detaillierte Darstellung siehe z.B. Bode (2006).

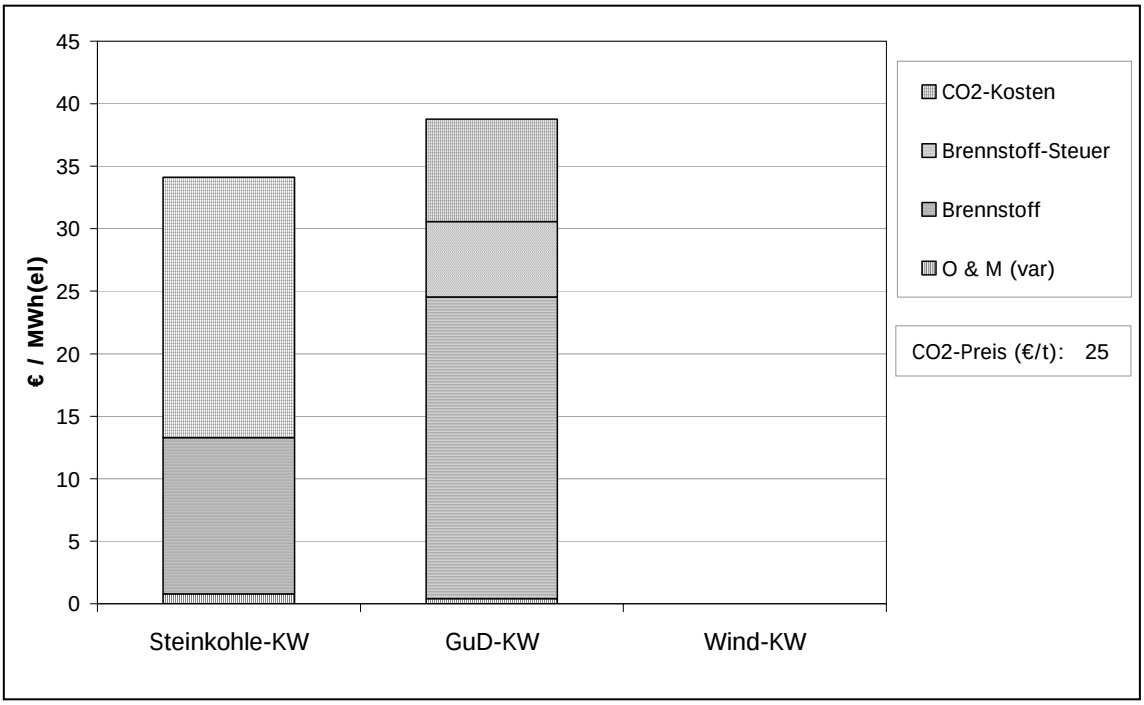

Abbildung 4: Variable Stückkosten (hier gleich Grenzkosten) der Beispielkraftwerke bei einem CO_2-Preis von 25 €/t.

Um die Preisgestaltung an der Börse zu beschreiben, wird im Folgenden ausschließlich der sogenannte Spot-Markt betrachtet, an dem Strom für die Stunden des nächsten Tages gehandelt wird („Day-ahead“ Handel).[7] Dieser kommt dem tatsächlichen physikalischen Geschehen am nächsten. Außerdem wird angenommen, daß der gesamte Strom auf einem einzigen Marktplatz gehandelt wird.

Jeder Betreiber muss für jede Stunde des folgenden Tages ein Gebot abgeben, das sich zusammen setzt aus einem Preis und der Menge Strom, die zu diesem Preis geliefert werden kann. Wie wir oben gesehen haben, wird der Betreiber in der Regel die maximale Leistung seines Kraftwerks zu dessen Grenzkosten anbieten. Die Grenzkosten eines Kraftwerks werden in erster Näherung als konstant angenommen. Die Börse sammelt alle Gebote und sortiert diese nach den Kosten in aufsteigender Reihenfolge. Daraus resultiert die sogenannte Einsatzreihenfolge der Kraftwerke oder „Merit order“.

---

[7] Neben dem Spotmarkt gibt es auch den Terminmarkt, an dem standardisierte Produkte, d.h. Strom einer definierten Leistung über feste Zeiträume (Jahre, Quartale, Monate), gehandelt werden.

Abbildung 5 zeigt ein Beispiel einer solchen „Merit order“ für einen synthetischen, aber typischen Kraftwerkspark. Auf der linken Seite finden sich die Kraftwerke, die keine oder sehr geringe Grenzkosten aufweisen wie Wasserkraft, PV und Wind. Daran schließen sich die Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen an, die einen Teil ihrer Erträge aus dem Wärmeverkauf beziehen. Als nächstes kommen die Kernkraftwerke und dann die neuen und die älteren Kohlekraftwerke. Ganz rechts finden sich die Gaskraftwerke, die zwar geringe Investitionskosten, aber hohe Grenzkosten aufweisen.

Die Börse erteilt nun den Kraftwerken der Reihe nach, beginnend mit dem niedrigsten Gebot, einen Zuschlag bis der prognostizierte Bedarf gedeckt ist. Das Gebot des letzten Kraftwerkes, das noch einen Zuschlag erhält, bestimmt den Strompreis, der dann für alle zustande gekommenen Lieferverträge bezahlt wird. Das heißt, die Kraftwerke werden nicht nach ihrem eigenen Gebot, sondern nach dem Gebot des Grenzkraftwerks bezahlt.

Abbildung 6 zeigt diesen Mechanismus für hohe und niedrige Stromnachfrage. Die Treppenkurve ist dabei die stilisierte Fassung der Balken aus Abbildung 5, wobei den einzelnen Kraftwerken noch deren Leistung zugeordnet ist. Die Nachfrage ist in diesem Bespiel eher unelastisch, d.h. die Nachfrage sinkt nur leicht mit steigendem Strompreis. Diese Annahme ist für die

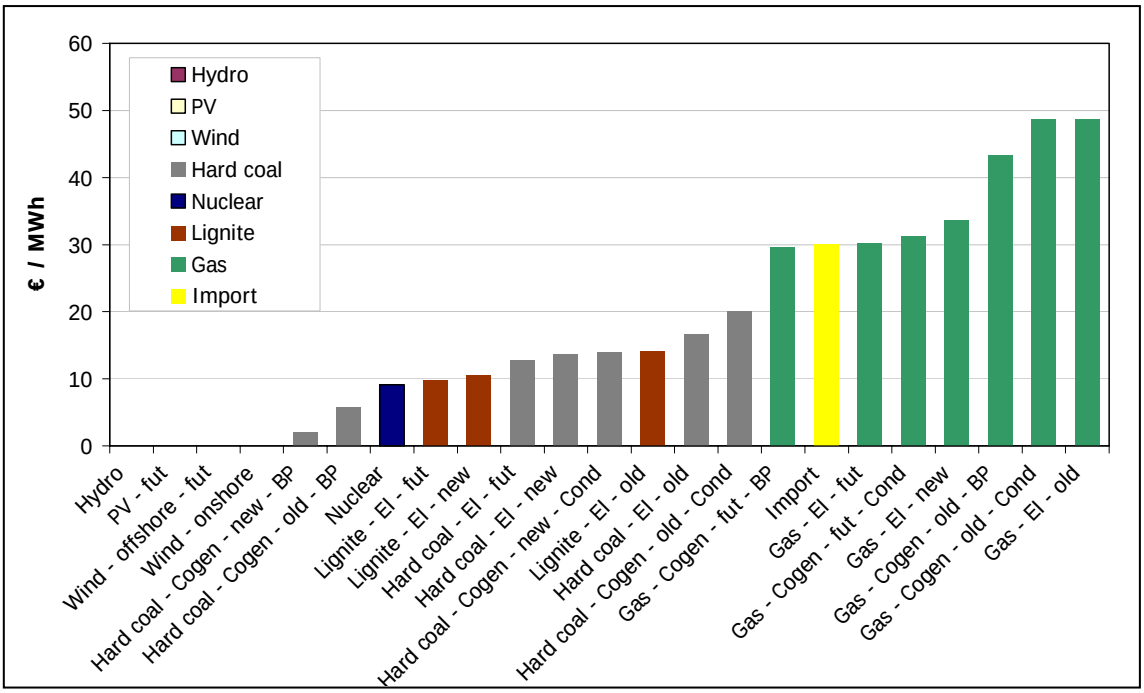

Abbildung 5: Beispiel für die Einsatzreihenfolge der Kraftwerke

(Quelle: Eigene Berechnung mit einem synthetischen, aber typischen Kraftwerkspark).

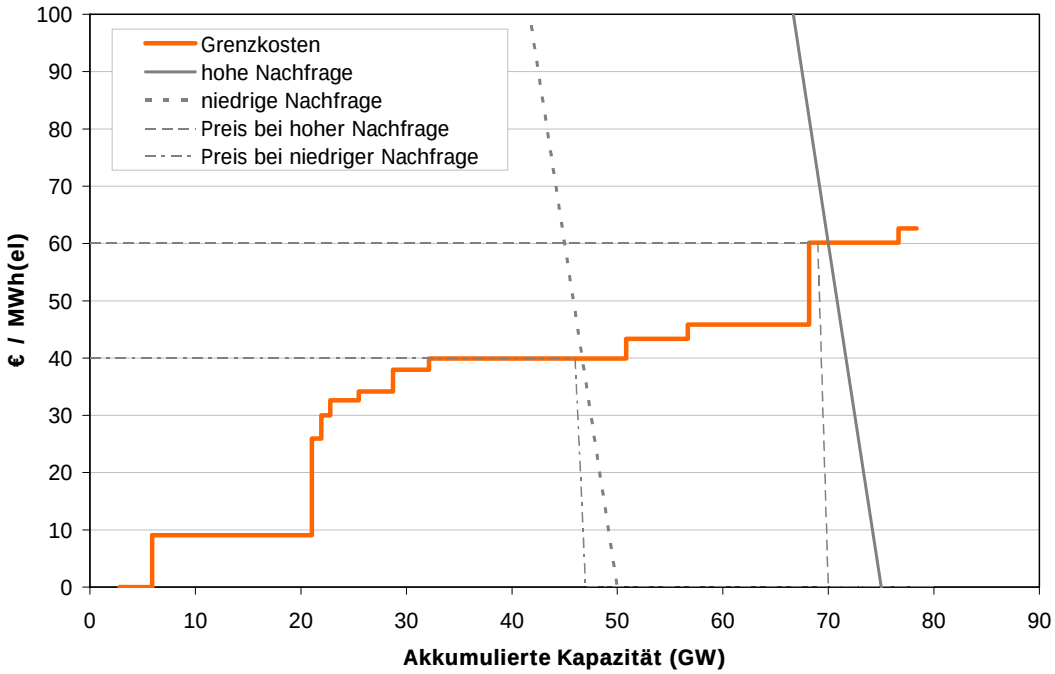

Abbildung 6: Preisbildungsmechanismus an einer Strombörse (Quelle: eigene Berechnung).

kurzfristige Nachfrage sinnvoll, da auf kurze Sicht nur auf wenig Strom verzichtet werden kann.

Der Strompreis ergibt sich als Schnittpunkt von Nachfrage- und Angebotskurve. Bei hoher Nachfrage wird das Grenzkraftwerk ein Gaskraftwerk sein und der Preis bei rund 60 €/MWh liegen. In Zeiten niedriger Nachfrage ist das Grenzkraftwerk meist ein Kohlekraftwerk und der Preis kann bis 40 €/MWh sinken.

Bisher wurden nur einzelne Stunden betrachtet. Um den mittleren Strompreis eines Jahres zu ermitteln, muss man die Schwankungen der Nachfrage im Detail kennen und über alle Stunden eines Jahres integrieren. Abbildung 7 zeigt den typischen Verlauf einer Lastkurve, d. h. die Nachfrage zur verschieden Zeiten eines Tages (vgl. hierzu auch Tabelle 7), für europäische Länder.

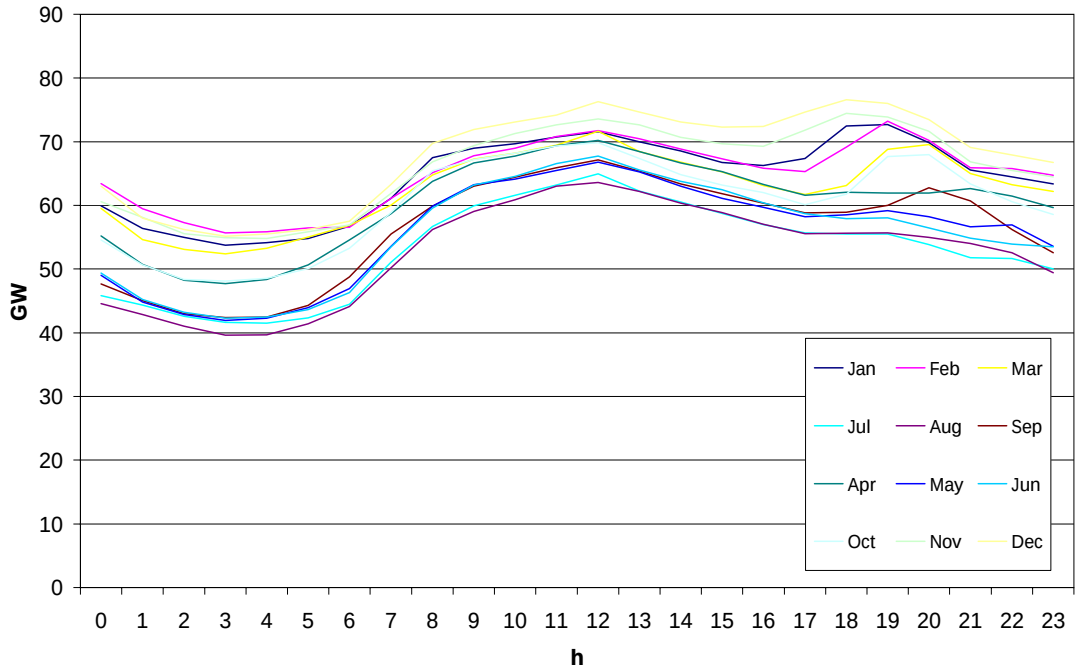

Abbildung 7: Typische Tageslastganglinien für den Strombedarf in Deutschland (Quelle: UCTE 2006).

6 DER EINFLUß DES EEG AUF DEN STROMPREIS

Bei der Diskussion des Einflusses, den das EEG auf den Strompreis hat, ist zwischen einem direkten und einem indirekten Effekt zu unterscheiden.

Direkter Effekt

Nachdem die Bildung der Strompreise generell beschrieben wurde, kann nun diskutiert werden, was geschieht, wenn mehr Strom aus erneuerbaren Energien eingespeist wird. Hierzu wird angenommen, daß gegenüber der Situation in Abbildung 6 zusätzlicher Strom aus erneuerbaren Energien angeboten wird. Wenn es sich um Windkraftanlagen handelt, wird deren Strom in einem vollkommenen Markt an der Börse zum Preis von 0 €/MWh angeboten. Das Angebot aus diesen Windparks würde daher ganz links in der „Merit order“ auftauchen und die gesamte restliche Kurve nach rechts verschieben (gestrichelte Treppenkurve in Abbildung 8). Somit kann sich ein neues Gleichgewicht auf dem Strommarkt einstellen. In dem Beispiel fällt der Strompreis von 60 auf 46 €/MWh. Wie hoch dieser Effekt jeweils ist, hängt jedoch vom Windenergie-

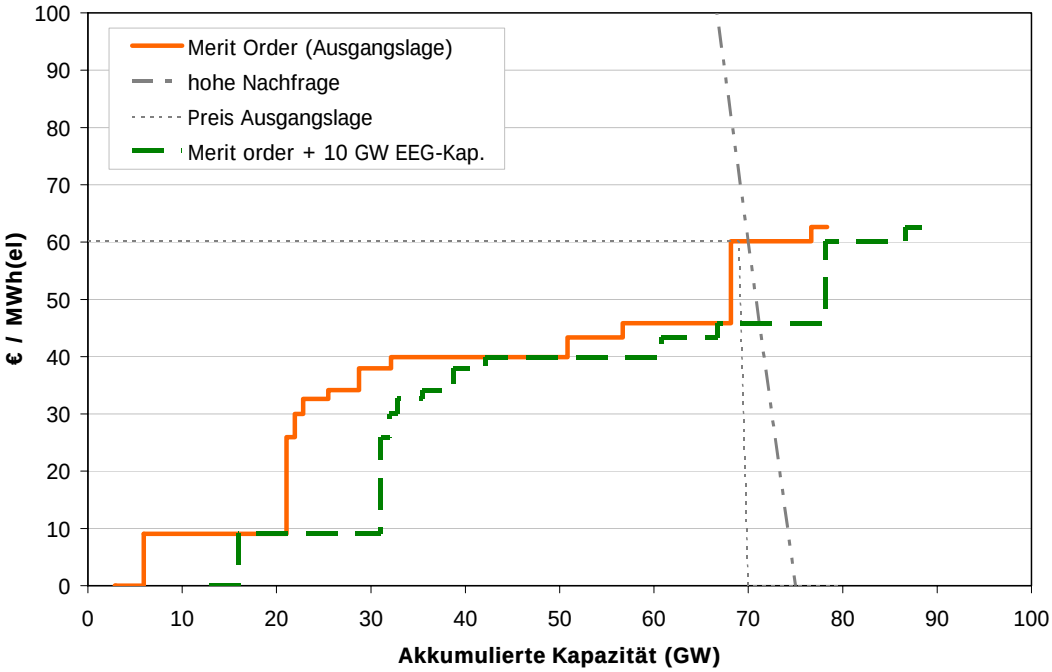

Abbildung 8: Auswirkungen zusätzlicher EEG-Kapazität von 10 GW auf die Merit order (Quelle: eigene Berechnung).

angebot und der Stromnachfrage ab.[8] Beide schwanken im Tages- und Jahresverlauf erheblich. Der mittlere Effekt lässt sich deshalb wiederum erst bestimmen, wenn man die Lastgänge und die Schwankungen der Windverfügbarkeit integriert.

Wenn die zusätzlichen Strommengen nicht an der Börse gehandelt werden, sondern das EEG quasi vorab die Nachfrage befriedigt, dann verschieben sich die Nachfragekurven in Abbildung 6 nach links. Der Effekt auf den Strompreis ist aber derselbe wie bei einem Börsenhandel des zusätzlichen Windstroms.

Als Schlussfolgerung lässt sich festhalten, daß zusätzlicher Strom aus erneuerbaren Energien den Strompreis an der Börse keinesfalls erhöht, sondern senkt. Interessanterweise ist dieser Effekt des EEG in der politischen Diskussion bisher nicht beachtet worden (vgl. z. B. BET 2002, BDI ohne Datum, BMU 2006). Für bestehende Windkraftkapazitäten wurde dieser Effekt bereits statistisch gezeigt (Neubarth et al. 2006). Im nächsten Kapitel wird an Hand eines einfa-

[8] Ein Veränderung des Windenergieangebots verschiebt die gestrichelte Merit-Order-Kurve nach links und rechts. Schwankungen der Last verschieben die Nachfragekurve nach links und rechts. In beiden Fällen kann sich der Schnittpunkt, der den Strompreis bestimmt, verändern. Ferner ist die Elastizität von Angebot und Nachfrage von Bedeutung.

chen Modells untersucht, wie sich der zuvor schematisch gezeigte Effekt quantitativ auswirken kann.

Indirekter Effekt

Neben dem direkten Strompreis-Effekt gibt es noch einen zweiten, indirekten Effekt, über den Strom aus erneuerbaren Energien den Strompreis an der Börse senken kann. Die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien verdrängt Strom aus konventionellen Kraftwerken. Sofern es sich um fossil befeuerte Kraftwerke handelt, werden dadurch die CO_2-Emissionen der Stromproduktion gesenkt, wobei je nach Berechnungsmethode unterschiedliche Werte bestimmt werden können (BMU 2004, S. 15). Diese durch das EEG induzierte CO_2-Minderung muss dann nicht mehr durch andere Maßnahmen erbracht werden und kann somit den Preis für Emissionsrechte auf dem CO_2-Markt senken (Rathmann 2006). Da sich der CO_2-Preis, wie oben beschrieben, stark auf den Strompreis auswirkt, existiert hier ein zweiter, indirekter Mechanismus, wie Strom aus erneuerbaren Energien den Börsenpreis für Strom reduziert. Eine quantitative Abschätzung dieses Effekts ist allerdings schwierig. Zum einen hängt er vom Anteil der durch das EEG reduzierten Emissionen an der notwendigen Gesamtreduktion in EU-Emissionshandelssystem ab. Zum anderen ist der CO_2-Preis derzeit noch stark von politischen und „psychologischen“ Effekten dominiert und es ist daher schwierig, zu bestimmen, wie stark er durch das EEG reduziert wird.

7 MODELLIERUNG DES EEG-EFFEKTS

Nachdem in den vorherigen Abschnitten die Wirkungen des EEG auf die Strompreise in allgemeiner Form diskutiert wurden, folgt in diesem Abschnitt eine Analyse eines synthetischen Strommarkts, auf dem unterschiedliche Mengen an Strom aus erneuerbaren Energien eingespeist werden. Es wird dabei ausdrücklich betont, daß die Preisbildung in der Realität deutlich komplizierter ist, als hier unterstellt.[9]

Modellbeschreibung

Auf der Angebotsseite steht ein Kraftwerkspark mit 199 konventionellen Kraftwerken bereit. Das Angebot aus zahlreichen dezentralen erneuerbaren Energieanlagen wird aggregiert in einem virtuellen Kraftwerk abgebildet, so daß in Summe 200 Kraftwerke anbieten können.

Einen Überblick über die konventionellen Kraftwerke gibt Tabelle 3. Die kumulierte Leistung dieser Kraftwerke liegt bei 76,2 GW. Entgegen der schematischen Darstellung in den vorherigen Abbildungen, unterscheiden sich die Grenzkosten der Kraftwerke (genauer gesagt, deren Wirkungsgrade), so daß die Angebotskurve in diesem Fall keinen treppenförmigen Verlauf hat, sondern quasi-kontinuierlich ist. Hinsichtlich der erneuerbaren Energien wird eine unterschiedlich große installierte sowie unterschiedlich große tatsächliche Leistung angenommen. Letztere ist durch eine Zufallszahl bestimmt.

Tabelle 3: Übersicht über die thermischen Kraftwerke im Modell

Typ	Anzahl	Max. Leistung der Kraftwerke (MW)	Wirkungsgrad (%)	durchschnittl. Grenzkosten (EUR/MWh)
Kernenergie	20	600	35,1	20,0
Braunkohle	50	550	36,3	27,8
Steinkohle	71	400	41,2	44,6
Gas	58	150	45,1	52,7

Die im Model unterstellte Nachfrage im Ausgangszustand, d.h. ohne den Strom aus erneuerbaren Energien, basiert auf UCTE (2002). Die genauen Werte sind im Anhang wiedergegeben.

[9] Wie erwähnt werden Kontrakte nicht nur am Spotmarkt sondern auch auf dem Terminmarkt geschlossen. Außerdem kommt es zu Preisschwankungen durch externe Einflüsse wie z. B. Kapazitätsausfälle auf Grund mangelnder Kühlwassermengen in Hitzeperioden etc. Schließlich wird eine vollkommener Markt unterstellt, der in Deutschland derzeit so nicht gegeben ist.

Die Gesamtnachfrage in einem Jahr beträgt in der Ausgangslage 500 TWh. Mit Hilfe der Nachfrage- (Last-) und der Angebotskurve lässt sich im Ausgangszustand für jede der 24 Stunden eines Tages der Preis bestimmen (siehe Abbildung 9). Unterstellt man für alle Tage eines Monats einen einzigen durchschnittlichen Lastverlauf, so ergeben sich insgesamt 288 (24 Stunden mal 12 Monate) Werte pro Jahr für den jeweiligen gleichgewichtigen Preis. Durch Multiplikation der Ergebnisse für einen Tag eines Monats mit der Anzahl der Tage in diesem Monat lassen sich schließlich bestimmte Werte, wie z. B. die Produktion auf ein ganzes Jahr, hochrechnen.[10] Neben diesen Daten für die Ausgangslage auf der Angebotsseite sind Annahmen über die Nachfrageelastizität zu treffen. Der Einfachheit halber werden lineare Nachfragekurven unterstellt.

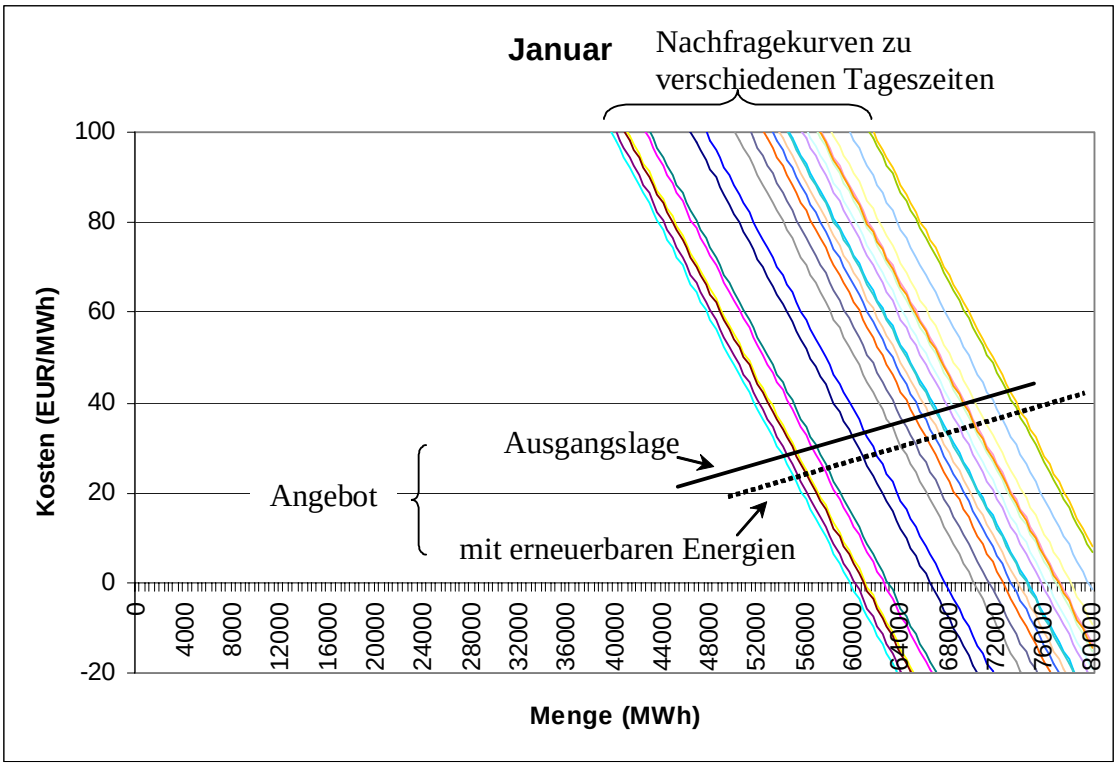

Abbildung 9: Beispielhafte Darstellung von Angebots- und Nachfragekurven für die numerische Analyse.

[10] Insofern wird von der Tatsache, daß die Nachfrage an unterschiedlichen Tagen (z.B. Werk- und Feiertage) variiert, abstrahiert.

Ergebnisse

Durch die über das EEG induzierte Ausweitung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien kommt es nun wie erwähnt zu einer Senkung der Strompreise auf dem Spotmarkt. Demgegenüber steht die EEG-Umlage, die zu einer Erhöhung der Strombezugskosten führt. Der Nettoeffekt dieser beiden Einzeleffekte hängt von den Modellannahmen sowie der genauen Ausgestaltung der Umlage ab.

Tabelle 4 und Tabelle 5 zeigen die Auswirkungen der aktuell diskutierten EEG Ausgestaltung (Bundesrat 2006) auf den Großhandelspreis sowie die Stromkosten für Unternehmen, die mehr als 100 GWh Strom pro Jahr beziehen und deren Stromkosten mehr als 20% der Bruttowertschöpfung betragen für zwei unterschiedliche Nachfrageelastizitäten. Wie erwähnt zahlen diese Unternehmen eine geringere EEG-Umlage in Höhe von 0,05 c/kWh.[11]

Wie grundsätzlich zu sehen, führt eine steigende Stromproduktion aus erneuerbaren Energien zu sinkenden Großhandelsstrompreisen. Steigt beispielsweise bei einer jährlichen Betrachtung die Stromproduktion bei eher elastischer Nachfrage und einer installierten Leistung der erneuerbaren von 20.000 MW von 0 auf 36.714 GWh so sinkt der durchschnittliche Großhandelsstrompreis von 45,3 Euro/MWh um 2,4 Euro auf 42,9 €/MWh (Tabelle 4). Rechnet man zu dem gesunkenen Großhandelsstrompreis die EEG-Umlage in Höhe von 0,5 €/MWh dazu, so ergeben sich „Strombezugskosten“[12] von 43,4 Euro/MWh für besonders stromintensive Unternehmen. Trotz der EEG-Umlage liegen diese Kosten noch 1,9 Euro/MWh oder 4,2 % unter dem Großhandelspreis des Ausgangsszenarios ohne Stromproduktion aus erneuerbaren Energien.

In einer vereinfachten Abschätzung kann man anders formuliert festhalten, daß die Stromkosten bei Erhöhung der effektiven installierten Leistung um 1.000 MW bei eher elastischer Nachfrage um durchschnittlich 0,55 Euro/MWh sinken.[13] Wie ebenfalls zu sehen, nimmt die Preissenkung – wie zu erwarten – bei eher unelastsicher Nachfrage zu (siehe Tabelle 5). Vereinfacht abgeschätzt sinken in diesem Fall die Strombezugskosten um ca. 0,61 Euro pro 1.000 MW zusätzlich installierter Effektivleistung der erneuerbaren Energie-Anlagen. Gleichzeitig steigt in diesem

---

[11] Für Unternehmen mit einem Strombezug von über 10 und unter 100 GWh pro Jahr und einem Stromkostenanteil von 15% an der Bruttowertschöpfung kommt es zu einer gemischten EEG-Umlage.

[12] Ohne die bisher unter diesem Begriff ebenfalls gefassten anderen Kostenelemente wie z. B. Netzentgelte.

[13] Die Preisminderung ist kleiner als bei Neubarth et al., die pro 1000 MW eine Preissenkung von 1,90 Euro/MWh berechnen (Neubarth et al. 2006, S. 43-44).

Fall die Reduktion von CO_2 Emissionen, da mehr Strom aus thermischen Kraftwerken verdrängt wird.[14]

Unberücksichtigt bleiben in den hier quantitativ betrachteten Fällen die mit dem Ausbau verbundenen zusätzlichen Kosten wie z. B. für den steigenden Bedarf an Regelenergie, aber auch der indirekte Effekt durch die CO_2-Minderung.[15]

Die Senkung der Strompreise führt bei elastischer Nachfrage ferner zu einer größeren Nachfrage. Im Hinblick auf die Erreichung es prozentualen Ziel für den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung in Höhe von 20 % impliziert diese wachsende Nachfrage, daß die absoluten Kapazitäten der Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Vergleich zur Ausgangslage ebenfalls zunehmen müssen.

[14] Dies wäre bei einer Analyse der Auswirkungen auf den CO_2 Preis (und des CO_2 Preises auf den Strompreise) zu berücksichtigen.

[15] Siehe hierzu z. B. Nitsch et al. (2005).

Tabelle 4: Auswirkungen des EEG auf Stromgroßhandelspreise sowie die Strombezugskosten) für Unternehmen mit EEG-Umlage nach § 16 EEG („Härtefälle“ Strombezug > 100GWh, 0,05 c/kWh); **Nachfrage: „elastisch“**; Preis CO_2 Berechtigungen: 0 Euro/t).*

Installierte EE-Leistung (MW)	Gesamte Strom-produktion (GWh)	EE Strom-produktion (GWh)	durch-schnittliche EE Leistung (MW)	Durchschnitts-preis, Spot (€/MWh)	Preis-änderung **) (€/MWh)	Strompreis + EEG-Umlage (Härtefälle) (€/MWh)	Änderung (%)**)	Anteil EE Produktion (%)	Emissionen (Mio. t CO_2)
0	500.000	0	0	45,3	0,00	45,8	1,1	0,0	377
2.000	500.460	3.671	419	45,1	-0,26	45,6	0,5	0,7	374
4.000	500.898	7.343	838	44,8	-0,51	45,3	0,0	1,5	372
6.000	501.316	11.014	1.257	44,6	-0,75	45,1	-0,6	2,2	369
8.000	501.742	14.686	1.676	44,3	-0,99	44,8	-1,1	2,9	367
10.000	502.165	18.357	2.096	44,1	-1,24	44,6	-1,6	3,7	364
12.000	502.558	22.028	2.515	43,9	-1,46	44,4	-2,1	4,4	362
14.000	502.992	25.700	2.934	43,6	-1,71	44,1	-2,7	5,1	359
16.000	503.397	29.371	3.353	43,4	-1,94	43,9	-3,2	5,8	357
18.000	503.816	33.042	3.772	43,2	-2,18	43,7	-3,7	6,6	354
20.000	504.212	36.714	4.191	42,9	-2,40	43,4	-4,2	7,3	351
22.000	504.603	40.385	4.610	42,7	-2,63	43,2	-4,7	8,0	349
24.000	505.010	44.057	5.029	42,5	-2,86	43,0	-5,2	8,7	346
26.000	505.421	47.728	5.448	42,2	-3,09	42,7	-5,7	9,4	344
28.000	505.822	51.399	5.867	42,0	-3,32	42,5	-6,2	10,2	341
30.000	506.210	55.071	6.287	41,8	-3,54	42,3	-6,7	10,9	338
32.000	506.600	58.742	6.706	41,6	-3,77	42,1	-7,2	11,6	336
34.000	506.989	62.413	7.125	41,3	-3,99	41,8	-7,7	12,3	333
36.000	507.381	66.085	7.544	41,1	-4,21	41,6	-8,2	13,0	330
38.000	507.759	69.756	7.963	40,9	-4,43	41,4	-8,7	13,7	328
40.000	508.199	73.428	8.382	40,7	-4,68	41,2	-9,2	14,4	325

*) Nur Energiekosten; Ökosteuer, Netznutzung, Konzessionsabgabe, KWK-Umlage sind nicht berücksichtigt.
**) Gegenüber dem Ausgangsszenario mit EE Produktion = 0 GWh

Tabelle 5: Auswirkungen des EEG auf Stromgroßhandelspreise sowie die Strombezugskosten[*)] *für Unternehmen mit EEG-Umlage nach § 16 EEG („Härtefälle“ Strombezug > 100GWh, 0,05 c/kWh);* ***Nachfrageelastizität: „unelastisch“****; Preis CO_2 Berechtigungen: 0 Euro/t.)*

Installierte EE-Leistung (MW)	Gesamte Strom-produktion (GWh)	EE Strom-produktion (GWh)	durch-schnittliche EE Leistung (MW)	Durchschnitts-preis, Spot (€/MWh)	Preis-änderung [**)] (€/MWh)	Strompreis + EEG-Umlage (Härtefälle) (€/MWh)	Änderung (%)[**)]	Anteil EE Produktion (%)	Emissionen (Mio. t CO_2)
0	500.000	0	0	45,3	0,00	45,8	1,1	0,0	377
2.000	500.049	3.671	419	45,1	-0,28	45,6	0,5	0,7	374
4.000	500.098	7.343	838	44,8	-0,56	45,3	-0,1	1,5	371
6.000	500.144	11.014	1.257	44,5	-0,82	45,0	-0,7	2,2	368
8.000	500.190	14.686	1.676	44,3	-1,08	44,8	-1,3	2,9	366
10.000	500.236	18.357	2.096	44,0	-1,35	44,5	-1,9	3,7	363
12.000	500.285	22.028	2.515	43,7	-1,62	44,2	-2,5	4,4	360
14.000	500.329	25.700	2.934	43,5	-1,88	44,0	-3,0	5,1	357
16.000	500.376	29.371	3.353	43,2	-2,14	43,7	-3,6	5,9	354
18.000	500.419	33.042	3.772	42,9	-2,39	43,4	-4,2	6,6	351
20.000	500.463	36.714	4.191	42,7	-2,64	43,2	-4,7	7,3	348
22.000	500.509	40.385	4.610	42,4	-2,90	42,9	-5,3	8,1	346
24.000	500.552	44.057	5.029	42,2	-3,15	42,7	-5,8	8,8	343
26.000	500.598	47.728	5.448	41,9	-3,41	42,4	-6,4	9,5	340
28.000	500.642	51.399	5.867	41,7	-3,66	42,2	-7,0	10,3	337
30.000	500.684	55.071	6.287	41,4	-3,91	41,9	-7,5	11,0	334
32.000	500.726	58.742	6.706	41,2	-4,15	41,7	-8,0	11,7	331
34.000	500.768	62.413	7.125	41,0	-4,38	41,5	-8,6	12,5	328
36.000	500.818	66.085	7.544	40,7	-4,67	41,2	-9,2	13,2	325
38.000	500.858	69.756	7.963	40,4	-4,90	40,9	-9,7	13,9	322
40.000	500.900	73.428	8.382	40,2	-5,14	40,7	-10,2	14,7	319

[*)] Nur Energiekosten; Ökosteuer, Netznutzung, Konzessionsabgabe, KWK-Umlage sind nicht berücksichtigt.
[**)] Gegenüber dem Ausgangsszenario mit EE Produktion = 0 GWh

8 ZUSAMMENFASSUNG

Die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien, die zurzeit in Deutschland in der Regel nur zu höheren Kosten als in thermischen Kraftwerken möglich ist, wird über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert. Die an entsprechende Anlagenbetreiber gezahlte Vergütung wird über die sog. EEG-Umlage finanziert. Diese Umlage erhöht insbesondere die Strombezugskosten der stromintensiven Industrie, deren Wettbewerbsfähigkeit dadurch potentiell verringert wird. Sie hat in der politischen daher regelmäßig gegen das EEG bzw. die Umlage interveniert. Derzeit gibt es für eine Sonderregel für Härtefälle (§ 16 EEG), wonach stromintensive Unternehmen eine verringerte Umlage zahlen, deren durchschnittliche Höhe im Einzelfall vom Stromverbrauch abhängt.

Unberücksichtigt blieb in der Diskussion bisher allerdings die Auswirkung des EEG auf den Großhandelsstrompreis, der eine Komponente der Strombezugskosten ausmacht. Wir zeigen, daß dieser Preis in vollkommenen Märkten durch das EEG sinken kann. Wir argumentieren, daß es auf Grund der geringen Grenzkosten von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die durch das EEG gefördert werden, zu einer Verschiebung der Angebotskurve (sog. merit-order-curve) kommt, in deren Verlauf thermische Kraftwerke mit hohen Grenzkosten aus dem Markt gedrängt werden. Als Konsequenz kann es in Abhängigkeit der Nachfrageelastizität zu unterschiedlichen Preissenkungen am Großhandelsmarkt kommen. Durch die für besonders stromintensive Unternehmen in ihrer Höhe begrenzte EEG-Umlage kann es auch im Saldo zu einer Minderung der Strombezugskosten der Unternehmen kommen. Die absolute Höhe dieser Preisänderung hängt u. a. von den gemachten Annahmen ab. Eine erste Abschätzung ergibt eine Senkung der Großhandelsstrompreise von 0,50 bis 0,60 Euro/MWh pro 1.000 MW zusätzlicher Effektivleistung der erneuerbaren Energieanlagen. In Abhängigkeit der installierten Leistung der erneuerbaren Energieanlagen können daher auch die Strombezugskosten für die besonders stromintensiven Unternehmen (Härtefälle) sinken. Die mit dem Ausbau von erneuerbaren Energien zusätzlich anfallenden Kosten (z. B. Netzausbau, Regelkraftwerke etc.) sowie der indirekte Preissenkungseffekt über den CO_2-Preis sind dabei nicht berücksichtigt.

LITERATUR

BET (2002): Untersuchung von Einflussgrößen auf die Höhe der Belastungen der Endkunden aus dem Erneuerbare Energien Gesetz (EEG), Kurzgutachten im Auftrag des VDMA, Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, 14. August 2002, Achen

BDI (ohne Datum): Wettbewerbsfähige Strompreise für die deutsche Industrie, BDI, http://www.bdi-online.de/de/fachabteilungen/125.htm, Zugang: 3. August 2006

Bode, S. (2006): On multi-period emissions trading in the electricity sector, HWWA Discussion Paper 343

BMU (2006): Was Strom aus erneuerbaren Energien wirklich kosten, Februar 2006, Berlin

BMU (2004): Umweltpolitik - Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung, März 2004, Berlin

BMU (2003): EEG-Novelle: Entwicklung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien und finanzielle Auswirkungen, Berlin

BWE (2004): Zum Strompreis, Hintergrundinformation des Bundesverbandes Wind-Energie e. v., Dezember 2004

Bundesrat (2006): Entwurf eines Ersten Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes, Gesetzentwurf der Bundesregierung, Drucksache 427/06

E&M (2005): Alu-Hütten fordern Sonderregelungen, in: Energie & Management, 15. Februar 2005,

IEA (2005): Projected Costs of Generating Electricity, International Energy Agency, Paris, France

Gammelin, C. (2005): Energieintensive Betriebe planen Investitionsstopp, in: Financial Times Deutschland, 6. Januar 2006,

IFnE (2006): Bestimmung der durch EEG-Strom vermiedenen Strombezugskosten (anlegbarer Wert), Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Ingenieurbüro für neue Energien, Teltow.

Meyer, Niels, I. (2003): European schemes for promoting renewables in liberalised markets in: Energy Policy 31, pp. 665-676

Neubarth, Woll, Weber, Gerecht (2006): Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 56 (2006), Heft 7, S. 42-45.

Nitsch, J.; Staiß, F.; Wenzel, B.; Fischedick, M. (2005): Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020, Vergütungszahlen und Differenzkosten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz.

Pfaffenberger, W.; Hille, M. (2004): Investitionen im liberalisierten Energiemarkt, Bremen 2004.

Rathmann, Max (2006): Do support systems for RES-E reduce EU-ETS-driven electricity prices? Forthcoming in: Energy Policy, Corrected Proof, Available online 4 January 2006.

Sijm, J.P.M. (2002): The Performance of Feed-in Tariffs to Promote Renewable Electricity in European Countries, Report ECN-C02-083, Energy Center of the Netherlands (ECN), Petten

UBS (2003): ‘German electricity wholesale market’ UBS Investment Research, October 16, 2003

UCTE (2002): Statistical Yearbook 2002, Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity

UCTE (2006): www.ucte.org, April 2006.

Vattenfall Europe Hamburg (2006): www.vattenfall.de, Juli 2006.

VDN (2006): www.vdn-berlin.de, Juli 2006.

VEA (2006): Erneuerbare-Energien-Gesetz ist eine Auslaufmodell, VEA Presseerklärung vom 28. Juli 2006

Wüstenhagen, R.; Bilharz, M. (2006): Green energy market development in Germany: effective public policy and emerging customer demand, in: Energy Policy, 34, p. 1681-1696

ANHANG

Tabelle 6: Beispielrechnung für die Stromgestehungskosten dreier typischer Kraftwerke (Basierend auf: EEX 2006, IEA 2005; Pfaffenberger et al. 2004; UBS 2003, eigene Abschätzungen).

			Steinkohle KW	**GuD-KW**	**Windpark**
Zinssatz	1/a	10%			
CO_2 Preis	€/t	25			
Kapazität	MW(el)		850	500	500
Investition	€/W		1,1	0,5	1,0
	M€		*935*	*250*	*500*
Ökonomische Lebensdauer	a		25	20	20
Vollast-Stunden	h/a		5000	5000	2000
Stromproduktion	TWh/a		*4,3*	*2,5*	*1,0*
Wirkungsgrad			48%	58%	100%
Brennstoff-Input	MWh(f)/a		*8,9*	*4,3*	0
Spez. CO_2-Emissionen	t/MWh(f)		0,40	0,19	0
CO_2-Emissionen	Mt/a		*3,5*	*0,8*	0
	t/MWh(el)		*0,8*	*0,3*	0
Brennstoffpreis	€/MWh(f)		6	14	0
Kapitalkosten	€/MWh		*24,2*	*11,7*	*58,7*
O & M (fest)			*10%*	*10%*	*20%*
	€/MWh		*2,4*	*1,2*	*11,7*
O & M (var)	€/MWh		0,8	0,4	0,0
Brennstoffkosten	€/MWh		*12,5*	*24,1*	*0,0*
Brennstoffsteuer	€/MWh		0,0	6,0	0,0
CO_2-Kosten	€/MWh		*20,8*	*8,2*	*0,0*
ohne CO_2 Kosten					
Gestehungskosten	***€/MWh***		***40***	***44***	***71***
Durchschnittliche var. Kosten (hier = Grenzkosten)	***€/MWh***		***13***	***31***	***0***
mit CO_2 Kosten					
Gestehungskosten	***€/MWh***		***61***	***52***	***71***
Durchschnittliche var. Kosten (hier =Grenzkosten)	***€/MWh***		***34***	***39***	***0***

Tabelle 7: Stromnachfrage (Last) für numerische Analyse in MW (Quelle: UCTE 2002).

Uhrzeit	Januar	Februar	März	April	Mai	Juni	Juli	August	September	Oktober	November	Dezember
0	57109	60433	56705	43620	42435	45412	52612	46696	47023	51980	57708	60036
1	53726	56636	51998	42256	40817	42928	48327	42703	43055	48280	55344	55215
2	52386	54552	50571	40552	39081	40969	45957	40846	41143	46083	52934	53532
3	51208	53017	49889	39678	37721	40374	45441	39948	40261	45822	52305	52509
4	51563	53198	50711	39544	37778	40414	46056	40285	40415	46214	52209	52855
5	52207	53796	52391	40340	39446	42200	48280	41847	41538	47721	53211	53560
6	54035	53892	54153	42352	42035	46441	51962	44725	44087	50707	54195	54754
7	58230	58236	57210	48674	47830	52877	55877	51008	50938	56100	58938	60275
8	64285	62029	61694	53972	53533	57055	60766	57044	56772	62292	63663	66413
9	65678	64558	64039	57114	56220	59997	63513	60228	60207	64005	66099	68493
10	66370	65716	64937	58668	57970	61338	64530	61079	61466	64934	67869	69638
11	67396	67426	66114	60182	60020	62795	66084	62357	63375	66054	69203	70666
12	68173	68322	68234	61854	60595	63960	66869	63589	64532	66524	70079	72645
13	66675	67077	65179	59304	59226	62277	65175	62175	62421	64178	69178	71071
14	65279	65569	63629	57669	57476	60353	63518	60005	60724	61779	67329	69647
15	63567	64124	62133	55980	56090	58866	62190	58216	59503	60165	66341	68818
16	63083	62738	60134	54264	54342	57471	60311	56887	57559	59029	65982	68963
17	64159	62180	58800	53034	52942	56014	58642	55465	55890	57240	68379	71073
18	69034	65863	60139	52849	52967	56110	59100	55709	55199	58821	70905	72924
19	69254	69751	65508	52848	53021	57163	59003	56349	55277	64470	70368	72411
20	66556	66853	66262	51309	52389	59772	59013	55477	53759	64736	68230	69992
21	62440	62745	61936	49316	51477	57790	59665	53925	52272	60335	63669	65788
22	61428	62634	60263	49238	50040	53526	58550	54201	51352	57694	62386	64658
23	60376	61656	59230	47658	47067	50038	56794	51028	50954	55766	61395	63544