

Beschaffungsmehrkosten der Stromlieferanten durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz 2008 (Differenzkosten nach § 15 EEG)

Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums
für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Teltow, März 2009

Kontakt:

Dr.-Ing. Bernd Wenzel
Bertholdstr. 24
14513 Teltow
bwenzel@ifne.de

Inhalt

1	Einleitung	5
2	Strombeschaffungskosten der Letztversorger.....	7
2.1	Rückblick 2008	7
2.2	Ausblick 2009	8
3	Beschaffungsmehrkosten für Letztversorger (Differenzkosten) und Umlage auf Letztverbraucher 2008.....	9
4	Volkswirtschaftliche Bedeutung	11
5	Literatur	12

Verzeichnis der Abbildungen und Tabellen

Abbildung 1:	Preisentwicklung für Phelix Day Base bzw. Day Peak seit 2002.....	7
Tabelle 1:	Herleitung des mengengewichteten Beschaffungspreises 2008	8
Tabelle 3:	Abschätzung der EEG-Durchschnittsvergütung 2008	9
Tabelle 4:	Beschaffungsmehrkosten und EEG-Umlage 2008	10

1 Einleitung

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) fördert die Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien durch feste Vergütungssätze. Für den jeweils zuständigen Netzbetreiber besteht eine Verpflichtung, Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien anzuschließen (Anschlusspflicht) und den erzeugten Strom vorrangig aufzunehmen (Abnahmepflicht).

Die insgesamt in Deutschland aufgenommenen EEG-Strommengen werden buchhalterisch an den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) weitergegeben, anschließend unter allen ÜNB gleich verteilt und dann so an alle Elektrizitätsversorgungsunternehmen (kurz Lieferant oder Letztversorger) weitergereicht, dass jeder den gleichen Anteil aus erneuerbaren Energien erhält (EEG-Quote) und gemäß EEG-Durchschnittsvergütung bezahlt. Damit werden regionale Unterschiede ausgeglichen. Die Stromlieferanten erhalten den EEG-Strom von den ÜNB in Form eines Grundlastbandes mit einer monatlich neu festgesetzten Quote.

Die Beschaffungsmehrkosten pro Kilowattstunde (Differenzkosten nach § 15 EEG), d.h. die Mehrkosten, die beim Letztversorger (Stromlieferant) durch die Pflichtabnahme des EEG-Stroms entstehen, sind für eine nach § 15 EEG optionale Angabe der EEG-Umlagenhöhe ggü. den Kunden bedeutsam und berechnen sich wie folgt:

$$\text{Differenzkosten} = \text{EEG-Durchschnittsvergütung} - \text{durchschnittliche Strombezugskosten}$$

Hieraus berechnet sich die lieferantenspezifische EEG-Umlage nach der Formel

$$\text{EEG-Umlage} = \text{EEG-Quote} \times \text{Differenzkosten}$$

Die EEG-Durchschnittsvergütungen ergeben sich hierbei aus dem gesamtdeutschen Durchschnitt der an die EEG-Anlagenbetreiber gezahlten Vergütungen unter Abzug vermiedener Netznutzungsentgelte und werden wie die EEG-Quote von den ÜNB festgesetzt¹.

Während die EEG-Durchschnittsvergütung und die EEG-Quote für alle Letztversorger gleich hoch sind, unterscheiden sich aber deren konventionellen Strombeschaffungskosten zum Teil deutlich voneinander. Dadurch ergeben sich bei jedem Letztversorger individuell verschiedene Differenzkosten und folglich auch unterschiedliche EEG-Umlagen. Über individuellen Beschaffungsmehrkosten aller Letztversorger liegen keine gesammelten Angaben vor. Um einen gesamtdeutschen Durchschnittswert der konventionellen Strombeschaffungskosten belastbar zu ermitteln, muss ein Näherungsverfahren angewendet werden.

Diese Verfahren setzen üblicherweise auf die Handelsdaten der Strombörse EEX in Leipzig auf. In einer Untersuchung für das Bundesumweltministerium, wurden die bekannten Ansätze analysiert und zwei neue Verfahrensvorschläge gemacht [Wenzel Diekmann 2006]. Das BMU hat sich für die dort vorgestellte Variante A entschieden. Hierbei werden zur nachträglichen Ermittlung des anzulegenden Beschaffungspreises die gehandelten Strommengen (Futures und Spot) sowie deren Preise in einem gewichteten Verhältnis betrachtet [Wenzel Diekmann 2006, 17].

¹ Bis zum 30.9. des Folgejahres ist von den ÜNB eine von Wirtschaftsprüfern bestätigte EEG-Abrechnung vorzulegen.

Im diesem Gutachten werden die daher im ersten Schritt die durchschnittlichen Strombeschaffungskosten, zweitens die durchschnittliche EEG-Umlage und drittens die gesamten Beschaffungsmehrkosten (Differenzkosten) für das Jahr 2008 ex-post ermittelt.

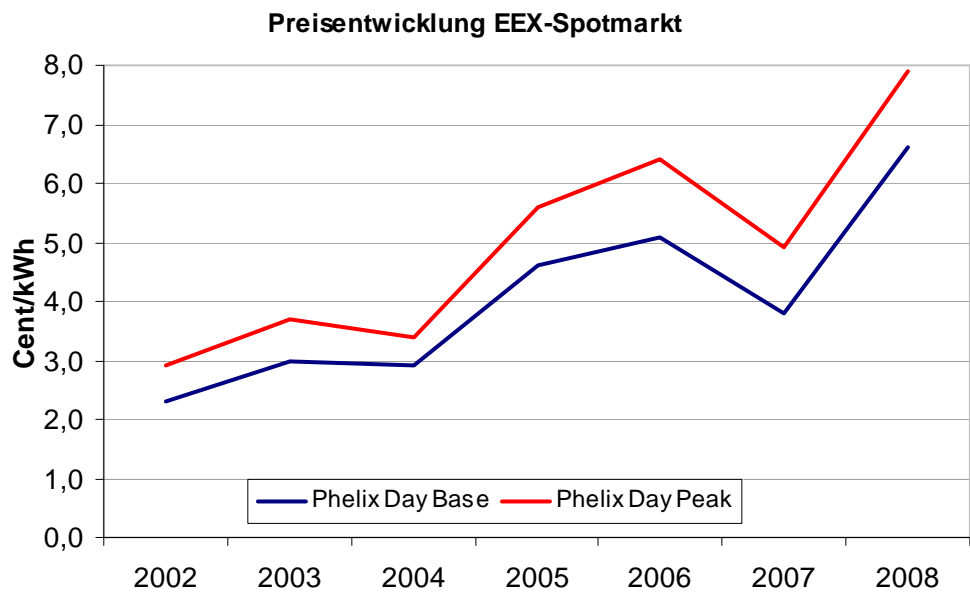
Für das laufende Jahre 2009 ergeben sich durch das neue EEG 2009 Änderungen bei der Ermittlung der durchschnittlichen Strombeschaffungskosten, so dass diese bereits zum jetzigen Zeitpunkt bestimmt werden können.

Generell handelt sich um rechnerische bzw. durchschnittliche Größen, die im Einzelfall d.h. je nach Stromlieferant deutlich nach oben oder unten abweichen können.

2 Strombeschaffungskosten der Letztversorger

2.1 Rückblick 2008

Der seit dem Jahr 2005 zu beobachtende starke Anstieg der Stromgroßhandelspreise hat sich auch im Jahr 2008 weiter fortgesetzt. Gegenüber dem Jahr 2002 haben sich die Großhandelspreise nahezu verdreifacht. Der Einbruch 2007 war vor allem durch den Verfall der CO₂-Zertifikatspreise (EUA) zum Ende der ersten Handelsperiode mit EU-weit erheblicher Überausstattung an Zertifikaten bestimmt.



Quelle: EEX, IfnE-Berechnungen

Quelle: EEX, eigene Darstellung

Abbildung 1: Preisentwicklung für Phelix Day Base bzw. Day Peak seit 2002

Neben dem CO₂-Zertifikatspreis ist für die Spotmarktpreise auch das Angebot aus erneuerbaren Energie Preis bestimmend, da die ÜNB die täglichen Abweichungen gegenüber dem fixen Monatsband zum großen Teil über den Spotmarkt abwickeln. Mehrere Untersuchungen bestätigten die deutlichen Auswirkungen auf den Spotmarktpreis über den sog. Merit-order-Effekt [Neubart et al 2006, Ragwitz & Sensfuss 2007].

Der Durchschnittspreis für das Spotmarktprodukt Phelix Day Base (0-24 h) betrug 2008 rund 66 €/MWh gegenüber 2007 noch 38 €/MWh. Im Jahresverlauf war ein stetiger Preisanstieg zu beobachten. Das gesamte Handelsvolumen am Spotmarkt ist ggü. 2007 um rund 25% gewachsen und betrug rund 146 TWh.

Aufgrund des vorlaufenden Beschaffungsverhaltens der Stromlieferanten ist neben dem Spotmarktpreis auch der Preis für Jahresfutures 2008 in den Handelsjahren 2006 und 2007 zu berücksichtigen. Der Durchschnittspreis lag in beiden Jahren mit rund 55 bzw. 56 Euro/GWh nah beieinander. Für das Lieferjahr 2008 betrug das Handelsvolumen bei Jahresfutures 2006 rund 188 TWh und rund 573 TWh in 2007.

Aus der Gewichtung der jährlichen Handelsmengen für 2008 mit den korrespondierenden Börsenpreisen errechnet sich für **2008 ein durchschnittlicher Beschaffungspreis**

von rund 57 Euro / MWh bzw. 5,7 Cent/kWh. Das sind rund 0,7 Cent/kWh mehr, als im Jahr 2007.

Tabelle 1: Herleitung des mengengewichteten Beschaffungspreises 2008

Stromhandel im Jahr	Produkt	für das Lieferjahr 2008		
		Volumen TWh	Anteil %	Ø-Preis €/MWh
2006	FB1Y	188,4	21	54,9
2007	FB1Y	573,1	63	55,8
2008	Phelix Day Base	145,6	16	65,9
Gesamt		907,1	100	57,2

Quelle: EEX Leipzig, eigene Berechnungen

2.2 Ausblick 2009

Die Bestimmung der durchschnittlichen Beschaffungskosten für das Jahr 2009 erfolgt auf einer veränderten Methodik, die nun im EEG mit dem § 54 Abs. 2 für alle Stromlieferanten einheitliche geregelt ist. Abweichend von der weiterhin möglichen Abrechnung der EEG-Differenzkosten auf Basis der tatsächlichen Strombezugskosten, können jetzt erstmals auch Durchschnittswerte auf Basis von EEX-Börsenpreisen herangezogen werden. Die durchschnittlichen Bezugskosten werden dabei nur auf Basis des durchschnittlichen, ungewichteten Preises für Jahresfutures ermittelt. Maßgeblich ist dabei jeweils der Handelszeitraum zwischen dem 1. Oktober des dem betrachteten Jahr vorangegangenen Vorjahres und dem 30. September des Vorjahres.

Aus dieser vereinfachten Berechnungsgrundlage resultiert für das **Jahr 2009 ein durchschnittlicher Strombeschaffungspreis von 68,8 €/MWh**, d.h. rund 20% mehr als im vergangenen Jahr.

3 Beschaffungsmehrkosten für Letztversorger (Differenzkosten) und Umlage auf Letztverbraucher 2008

Auf Basis der durch die Arbeitsgemeinschaft Erneuerbare Energien Statistik (AGEE Stat) für 2008 vorläufig ermittelten EEG Strommengen und der im vorangegangenen Kapitel abgeleiteten durchschnittlichen Strombeschaffungskosten, lassen sich jetzt die EEG-Differenzkosten und die durchschnittliche EEG-Umlage berechnen.

Laut AGEE Stat wurden 2008 nach vorläufigen Berechnungen 71 TWh Strom aus EEG-Anlagen erzeugt [BMU 2009]. Die EEG-Durchschnittsvergütung wird mit 12 Cent/kWh abgeschätzt, die EEG-Quote² (bundesweite Pflichtabnahme für nicht privilegierte Stromkunden) mit rund 17%. Das gesamte an die Anlagenbetreiber ausgezahlte Vergütungsvolumen (ohne Berücksichtigung vermiedener Netzentgelte) beträgt rund 8,9 Mrd. Euro (vgl. Tabelle 2).

Tabelle 2: Abschätzung der EEG-Durchschnittsvergütung 2008

	Wasser	Gase	Biomasse	Geothermie	Wind	Solar	Gesamt
Geschätzte durchschnittliche Vergütung [Cent/kWh]	7,60	7,00	14,00	15,00	8,77	51,00	
EEG-Menge [GWh]	5.300	2.800	19.000	18	40.400	4.000	71.518
Gesamtvergütung [Mio. €]	403	196	2.698	3	3.543	2.040	8.883
Vermiedene Netznutzung [Mio. €]							284
EEG-Wälzungssumme [Mio. €]							8.597
Resultierende EEG-Durchschnittsvergütung [Cent/kWh]							12,0

Quelle: AGEE Stat, eigene Berechnungen

Der Wert des EEG-Stroms auf Basis der durchschnittlichen Beschaffungskosten betrug bei 71,5 TWh rund 4 Mrd. Euro. Das bedeutet, dass die gesamten EEG-bedingten Beschaffungsmehrkosten für die Letztversorger ggü. 2007 trotz deutlich gewachsener EEG-Strommenge nur um rund 0,2 Mrd. € auf rund 4,5 Mrd. € angestiegen sind.

Die rechnerische EEG-Umlage ist - bei gleich verteilter Umlegung der gesamten Beschaffungsmehrkosten auf die gesamte nicht privilegierte Letztverbraucherstrommenge - nur geringfügig **von 1,0 Cent/kWh auf rund 1,1 Cent/kWh gestiegen.**

Wegen der Ende 2006 rückwirkend zum 1.1.2006 erfolgten Änderung des früheren § 16 EEG 2004, erhöhte sich nachträglich für das Jahr 2006 der Anteil der privilegierten Strommenge von 10 auf rund 15%. Die zusätzliche Entlastung muss von allen nicht privilegierten Letztverbrauchern getragen werden, konnte jedoch in den Tarifen für 2006

² Die EEG-Quote ist nicht zu verwechseln mit dem Anteil des EEG am gesamten Stromverbrauch. Die EEG-Quote liegt höher, weil ein Teil der Stromkunden (Stromintensive Industrie und Schienenbahnen gemäß § 16 EEG) fast keinen EEG-Strom abnehmen müssen, die anderen Letztverbraucher dafür etwas mehr. Die sog. privilegierte Menge bei den nach § 16 EEG begünstigten Unternehmen betrug 2008 nach Auswertung des BafA-Bescheidverfahrens rund 76 TWh. Der abschließende Wert wird erst mit der EEG-Jahresabrechnung bestehen.

von den Stromlieferanten nicht mehr berücksichtigt werden. Dieses wird im Jahr 2008 nachgeholt werden und erhöht damit die 2008er Umlagen nur geringfügig.

Für einen Musterhaushalt (3.500 kWh/a) ergeben sich daraus rund 3,10 Euro monatliche EEG-bedingte Zusatzkosten, inklusive der Nachholung für 2006 ca. 3,15 Euro.

Tabelle 3: Beschaffungsmehrkosten und EEG-Umlage 2008³

		2008	2007	Veränderung
EEG-Stromerzeugung	GWh	71.518	67.100	7%
Durchschnittsvergütung des EEG-Stroms	Cent / kWh	12	11,4	5%
Abzuziehende Beschaffungskosten	Cent / kWh	5,7	5	14%
Spezifische Beschaffungsmehrkosten (Differenzkosten nach § 15 EEG)	Cent / kWh	6,3	6,4	-2%
EEG-pflichtiger Letztverbrauch	GWh	495.000	495.000	0%
Nach § 16 EEG privilegierte Strommenge		75.900	72.040	5%
Resultierende EEG-Quote für nicht privilegierte Letztverbraucher	%	17	15,8	8%
Durchschnittliche EEG-Umlage der nicht privilegierten Stromabnehmer (z.B. Haushalte, Gewerbe, Handel)	Cent / kWh	1,1	1,0	10%
Gesamte EEG Vergütung (abzgl. vermiedene Netzentgelte)	Mrd. €	8,9	7,7	16%
Gesamte EEG-Beschaffungsmehrkosten (Differenzkosten nach § 15 EEG)	Mrd. €	4,5	4,3	5%
EEG-Kosten eines Muster-Haushalts (3.500 kWh/a)	Euro / Monat	3,10	2,94	5%

Quelle: AGEE Stat, BAFA, EEG-Letztverbrauch 2008 geschätzt, ohne Nachholung 2006, eigene Berechnungen

Über die Höhe der Beschaffungsmehrkosten und der EEG-Umlage im Jahr 2009 können zu diesem Zeitpunkt noch keine ausreichend belastbaren Angaben gemacht werden, da noch zu große Unsicherheiten bei den tatsächlichen Erzeugungsmengen bestehen.

Es ist jedoch mit einem weiteren Anstieg der EEG-Strommengen zu rechnen. Da die durchschnittlichen Strombeschaffungskosten für 2009 wiederum um rund 20% gestiegen sind, dürften die EEG-Differenzkosten wie schon 2008 voraussichtlich nur sehr gering oder gar nicht ansteigen, da auch die zu erwartenden Zuwächse bei der durchschnittlichen EEG-Vergütung aller Voraussicht kompensiert werden.

³ Die Angaben für 2008 sind in Teilen vorläufig und stehen abschließend erst mit Vorlage der EEG-Jahresabrechnung 2008 fest.

4 Volkswirtschaftliche Bedeutung

Die hergeleiteten Beschaffungsmehrkosten stellen in erster Linie zusätzliche Kostenbelastung für die Letztversorger dar, da sie für den EEG-Strom mehr zahlen müssen, als sie für konventionell erzeugten Strom müssten (Differenzkosten). Im Rahmen der individuellen Preiskalkulation entsprechen die EEG-Beschaffungsmehrkosten durchschnittlich 1,1 Cent je Kilowattstunde.

Ob diese Mehrkosten nun gleichmäßig an alle Kunden weitergereicht werden oder je nach Kundengruppe unterschiedlich, kann hier nicht abschließend beantwortet werden. Es ist insgesamt jedoch davon auszugehen, dass für Stromlieferanten eine Weitergabe der Kosten möglich ist, da der Strommarkt als Verkäufermarkt anzusehen ist. Stromkunden können nicht einfach auf eine andere Energieform ausweichen (fehlende Substitutionsmöglichkeiten) und der Strommarkt ist durch eine hohe Marktbeherrschung der vier Verbundunternehmen E.ON, RWE, Vattenfall und EnBW gekennzeichnet ist (z.B. bei Erzeugungskapazitäten, Übertragungsnetz, Regelzonen, Beteiligung an regionalen Anbietern) [BT 2007, 66f.]. Preiserhöhungen sind damit, wie die Erhöhungen für 2008 gezeigt haben, am Markt leicht durchzusetzen, zumal es auch nur noch eine sehr allgemeine Preisaufsicht nach Kartellrecht gibt.

Auf der anderen Seite stehen den EEG-Mehrkosten auch erhebliche volkswirtschaftliche Vorteile gegenüber, wie die Vermeidung von CO₂-Emissionen, externer Kosten und die Verminderung von Energieimporten [Wenzel 2008, Wenzel & Nitsch 2008].

5 Literatur

- BMU (2009) Entwicklung der erneuerbaren Energien 2008. Vorläufige Angaben. Stand März 2009. Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Berlin 2009.
- BT (2007) Deutscher Bundestag: Sondergutachten der Monopolkommission gemäß § 62 Abs. 1 des Energiewirtschaftsgesetzes - Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung. Bundestagsdrucksache 16/7087.
- Neubart et al (2006) Neubarth, J.; Woll, O.; Weber, C.; Gerecht, M.: Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung“. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 7/2006, S. 42-46.
- Ragwitz & Sensfuss (2007) Sensfuss, F.; Ragwitz, M.: Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel - Analyse für das Jahr 2006. Untersuchung im Rahmen von Beratungsleistungen im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Wenzel (2008) Vermiedene Energie-Importe und externe Kosten durch die Nutzung erneuerbarer Energien 2007. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Teltow 2008.
- Wenzel & Diekmann (2006) Wenzel, B.; Diekmann, J.: Ermittlung bundesweiter, durchschnittlicher Strombezugskosten von Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Teltow 2006.
- Wenzel & Nitsch (2008) Wenzel, B.; Nitsch, J.: Ausbau erneuerbarer Energien im Strombereich bis zum Jahr 2030. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Teltow/Stuttgart 2008.