

# Ökonomische Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes

Zusammenstellung der Kosten- und Nutzenwirkungen

Untersuchung im Auftrag des  
Bundesministeriums für Umwelt,  
Naturschutz und Reaktorsicherheit

**30. November 2007**

**Kontakt:**

Dr.-Ing. Bernd Wenzel

Bertholdstr. 24

14513 Teltow

[bwenzel@ifne.de](mailto:bwenzel@ifne.de)

# Inhalt

<b>1</b>	<b>Zusammenfassung.....</b>	<b>7</b>
<b>2</b>	<b>EEG-Kostenwirkungen .....</b>	<b>11</b>
2.1	Differenzkosten .....	11
2.1.1	Berechnung der Differenzkosten.....	11
2.1.1.1	Bestimmung vermiedener Strombezugskosten.....	12
2.1.1.2	Erzeugungskosten EEG gegenüber konventionellen Kraftwerken .....	13
2.1.1.3	Auswirkungen des § 16 EEG (Besondere Ausgleichsregelung) auf die Differenzkosten .....	14
2.1.1.4	Berücksichtigung vermiedener Netznutzungsentgelte in den Differenzkosten .....	14
2.1.2	Differenzkosten 2000 - 2006 .....	16
2.2	Regel- und Ausgleichsenergie .....	17
2.2.1	Benötigter Leistungsbedarf .....	17
2.2.2	Regelenergie.....	18
2.2.3	Ausgleichsenergie.....	19
2.3	Transaktionskosten der Netzbetreiber .....	20
2.4	Brennstoffmehrbedarf durch mehr Teillastfahrweise und häufigere Anfahrvorgänge.....	20
2.5	Stromnetz-Ausbau und –Integration .....	21
2.5.1	Geschätzter Ausbaubedarf und -kosten.....	21
2.5.2	Erzeugungsmanagement aufgrund von regionalen Netzengpässen ....	22
2.5.3	Temperatur-Monitoring bei Freilandleitungen .....	23
2.5.4	Nachfragemanagement.....	24
2.5.5	Netzausbau mit Erdkabeln .....	25
<b>3</b>	<b>EEG-Nutzenwirkungen.....</b>	<b>27</b>
3.1	Induzierung inländischer Wertschöpfung .....	27
3.1.1	Marktentwicklung in Deutschland.....	27
3.1.2	Globale Marktentwicklung .....	28
3.1.3	Beschäftigungswirkungen .....	29
3.2	Verminderung externer Kosten aus der Stromerzeugung.....	30

3.2.1	Ermittlung externer Kosten.....	30
3.2.2	Externe Kosten der Stromerzeugung.....	31
3.2.3	Minderung durch das EEG.....	32
3.3	Senkung des Großhandels-Strompreises .....	32
3.3.1	Wirkungszusammenhänge.....	32
3.3.2	Rolle der Übertragungsnetzbetreiber und der Strombörse .....	33
3.3.3	Preiswirkungen des Merit-Order-Effekts .....	34
3.3.4	Volumen des Merit-Order-Effektes.....	35
3.4	Einsparung von Energieimporten.....	35
<b>4</b>	<b>Weitere Aspekte .....</b>	<b>39</b>
4.1	Weitere Entwicklung der Differenzkosten .....	39
4.2	Verminderung von Importabhängigkeiten und energiepreisbedingter Teuerung.....	43
4.3	Eingeschränkter Wettbewerb im Stromsektor.....	43
4.4	Stromsteuer auf EEG-Strom .....	44
4.5	Berücksichtigung von Nutzenwirkungen im §15 EEG.....	45
<b>5</b>	<b>Literatur.....</b>	<b>47</b>

**Verzeichnis der Abbildungen**

Abbildung 2-1: Entwicklung der Anteile an der EEG-Gesamtvergütung 2000 – 2006.....17

Abbildung 2-2: Strombelastbarkeit eines Freileitungsseiles 243-AL1/39-ST1A mit und ohne Sonneneinstrahlung, als Funktion der Windgeschwindigkeit (Queranströmung) und der Temperatur .....24

Abbildung 3-1: Umsatz mit erneuerbaren Energien in Deutschland 2006 .....27

Abbildung 3-2: Internationale Marktentwicklung erneuerbarer Energien .....29

Abbildung 3-3. Externe Kosten der Stromerzeugung für verschiedene Stromerzeugungsoptionen (DK: Dampfkraftwerk; GuD: Gas- und Dampfkraftwerk) .....32

Abbildung 4-1: Varianten der Strompreisentwicklung zur Berechnung der Differenzkosten.....40

Abbildung 4-2 Entwicklung der nach EEG vergüteten Strommengen in Relation zur gesamten EEG-induzierten Strommenge.....40

Abbildung 4-3 Voraussichtliche Entwicklung der gesamten EEG-Differenzkosten und EEG-Umlage für einen Haushaltskunden (1.700 kWh/a) auf Basis der Handlungsempfehlungen im EEG-Erfahrungsbericht 2007 (Preisbasis 2007).....41

Abbildung 4-4: Differenzkostenänderungen aufgrund der Handlungsempfehlungen im Erfahrungsbericht gegenüber dem geltenden EEG .....42

## Verzeichnis der Tabellen

Tabelle 1-1:	Übersicht EEG-Kostenwirkungen 2006 .....	8
Tabelle 1-2:	Übersicht EEG-Nutzenwirkungen 2006 .....	9
Tabelle 2-1:	Entwicklung der nach § 16 EEG privilegierten Strommengen .....	14
Tabelle 2-2:	Entwicklung der durch EEG-Strom vermiedenen Netznutzungsentgelte (in jeweiligen Preisen).....	15
Tabelle 2-3:	Entwicklung der EEG-Differenzkosten 2000 – 2010 (nominal).....	16
Tabelle 2-4	Zusätzliche Kosten durch Regelenergie bzw. veränderte Fahrweise im Wärmekraftwerkspark für Windstrom in Abhängigkeit von den angesetzten spezifischen Zusatzkosten im Zeitraum 2000 – 2010 .....	19
Tabelle 3-1:	Volumen Merit-Order-Effekt.....	35
Tabelle 3-2:	Substitutionsfaktoren für Strom aus erneuerbaren Energien.....	36
Tabelle 3-3:	Einsparung fossiler Energieträger durch Nutzung erneuerbarer Energien 2004 - 2006 .....	36
Tabelle 3-4:	Kosteneinsparung Energieimporte 2004 – 2006 .....	37
Tabelle 4-1:	Stromsteueraufkommen aus erneuerbaren Energien und Verwendung für MAP.....	45

# 1 Zusammenfassung

Das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) hat sich als sehr erfolgreiches Instrument zur Markteinführung erneuerbarer Energien im Bereich Stromerzeugung erwiesen, indem es Stromnetzbetreiber verpflichtet, aus erneuerbaren Energien erzeugten Strom von den Anlagenbetreibern abzunehmen und zu einem Mindestpreis zu vergüten. Dadurch hat sich der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch seit Einführung des EEG im Jahr 2000 von 6,3% auf 11,6% im Jahr 2006 erhöht.

Diese Entwicklung ging einher mit kontinuierlich gestiegenen Vergütungszahlungen an die Anlagenbetreiber. Für die Kostendiskussion des EEG wichtiger jedoch ist die in § 15 EEG definierte Differenzkostenberechnung. Differenzkosten sind Beschaffungsmehrkosten, die Stromlieferanten durch die Pflichtabnahme von EEG-Strom gegenüber der preisgünstigeren Beschaffung von Strom aus konventionellen Kraftwerken entstehen.

Aufgrund dieser primär betriebswirtschaftlichen Kostenbetrachtung spielen wirtschaftliche Nutzenaspekte in der EEG-Diskussion kaum eine Rolle, obwohl es sich um erhebliche Effekte handelt, wie sich gezeigt hat. Als Beitrag zu einer ausgewogeneren Betrachtung stand in dieser Untersuchung daher die Zusammenstellung aller Kosten- und Nutzenwirkungen des EEG im Mittelpunkt. Hierzu wurde überwiegend auf Ergebnisse bereits vorliegender Analysen und Gutachten aufgebaut und diese bei Bedarf um eigene Analysen ergänzt.

Als wesentliche EEG-bedingte Kostenwirkungen aus primär betriebswirtschaftlicher Sicht der Netzbetreiber, Stromlieferanten und Kraftwerksbetreiber sind zu nennen:

- EEG-Differenzkosten (Beschaffungsmehrkosten) nach § 15 EEG (Mehrkosten gegenüber Stromerzeugung aus nicht-erneuerbaren Energien).
- Steuerungsseitigen Ausregelung der fluktuierenden Windstromeinspeisung (Regelenergie, Ausgleichsenergie).
- Durch mehr Teillast bzw. Anfahrvorgänge bedingter Brennstoffmeherverbrauch in konventionellen Kraftwerken.
- Transaktionskosten der Übertragungsnetzbetreiber für die bilanzmäßige Abwicklung des EEG.
- Der aufgrund der in bestimmten Regionen konzentrierten Windenergieerzeugung erforderliche Ausbau und Umbau des Stromnetzes.

Dem gegenüber stehen als wesentliche betriebs- vor allem aber volkswirtschaftlich wirksame Nutzenwirkungen:

- Preissenkende Wirkung auf den Großhandelsstrompreis,
- Vermeiden von externen Kosten aus konventioneller Stromerzeugung.
- Verringerung der Energieimportabhängigkeit durch Einsparungen beim Steinkohle und Erdgasimport.
- Induzierung inländischer Wertschöpfung, daraus folgend Arbeitsplätze.

Eine gegenseitige Aufrechnung von Kosten und Nutzenwirkungen ist nicht möglich. Der Grund liegt zum einen in den vielfältigen Wechselbeziehungen und Verflechtungen einer Volkswirtschaft und zum andern an den nicht vergleichbaren Betrachtungs- und Wirkungszeiträumen sowie den unterschiedlichen Wirkungsebenen. Die folgenden Tabellen stellen daher nur eine **Übersicht** dar, um deutlich zu machen, um welche Größenordnungen es sich handelt. Für die vertiefte Betrachtung der Aspekte wird auf die entsprechenden Kapitel verwiesen.

**Tabelle 1-1: Übersicht EEG-Kostenwirkungen 2006**

	<b>Angesetzte Kosten</b>	<b>Anmerkungen</b>
Beschaffungsmehrkosten	3,3 Mrd. €	Mehrkosten ggü. konventioneller Stromerzeugung (Differenzkosten) für die Stromlieferanten.
Regel- und Ausgleichsenergie	< 0,1 Mrd. €	Abschätzung der Obergrenze, da keine nachvollziehbaren Angaben der Übertragungsnetzbetreiber verfügbar sind.
Brennstoffmehrbedarf	0,035 Mrd. €	Abschätzung auf Basis einer Studie, da keine nachvollziehbaren Angaben der Übertragungsnetzbetreiber verfügbar sind.
Transaktionskosten EEG-Wälzungsmechanismus	0,007 Mrd. €	Abschätzung der Personalkosten, da auch hier keine nachvollziehbaren Angaben der Netzbetreiber vorliegen.
Netzausbau	keine Angabe	Bei bisher regional erfolgten Netzverstärkungen ist nicht im Einzelnen bekannt, in wieweit diese ausschließlich durch die erneuerbaren Energien bedingt sind.

Die geschätzten Kosten für den künftigen Netzausbau und Integration der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien betragen rund 4 Mrd. €, insbesondere bedingt durch die Anbindung der Offshore-Windparks in Nord- und Ostsee. Die Kostenschätzungen beruhen auf Berechnungsansätzen in der dena-Netzstudie und werden aufgrund verbesserter Regelungen im Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetz voraussichtlich deutlich geringer ausfallen bzw. auch erst später anfallen. Weiterhin werden sich die Ausbaurkosten abschreibungsbedingt auf mehrere Jahrzehnte verteilen. Bislang sind noch keine Netzausbauten in nennenswertem Umfang vorgenommen worden.

Das EEG verursacht nicht nur Kosten, sondern weist erhebliche Nutzenwirkungen auf, wie sie in der folgenden Tabelle dargestellt sind:

**Tabelle 1-2: Übersicht EEG-Nutzenwirkungen 2006**

	<b>Angesetzter Nutzen</b>	<b>Anmerkungen</b>
Inländischer Umsatz (EEG-bedingt)	14,2 Mrd. €	Anlagenbau und Betrieb
Senkung des Großhandelspreises für Strom (Merit-Order-Effekt)	bis zu 5,0 Mrd. €	Preissenkung am Strom-Spotmarkt durch zusätzliches Stromangebot aus erneuerbaren Energien. Verdrängung teurerer Kraftwerke. Hochrechnung auf das Gesamtvolumens des Strombedarfs 2006.
Vermeidung externer Kosten der Stromerzeugung	3,4 Mrd. €	Externe Kosten durch Klimawandel und Luftschadstoffe.
Einsparungen bei Energieimporten	0,9 Mrd. €	Einsparung von Steinkohle und Gasimporten für die Stromerzeugung

Wie Tabelle 1-2 zeigt, erweist sich der gesamte inländische Umsatz aus Errichtung und Betrieb von EEG-Anlagen in Höhe von 14,2 Mrd. € im Jahr 2006 als derzeit größter Nutzen des EEG. Damit verbunden sind auch rund 134.000 Arbeitsplätze zum Ende des Jahres 2006.

Ein bedeutsamer Nutzeneffekt des EEG besteht auch in der Senkung des Stromgroßhandelspreises durch den Merit-Order-Effekt. Der Beschaffungswert des gesamten Strombedarfs der Stromlieferanten verringerte sich um bis zu 5 Mrd. €, wenn man die Preis senkende Wirkung von Strom aus erneuerbaren Energien am Spotmarkt für den gesamten Strombedarf zu Grunde legt. Die Weitergabe dieser Einsparungen an die Stromkunden erfolgt ggf. erst zeitverzögert.

Ein weiterer Nutzen ergibt sich perspektivisch aus der Vermeidung externer Schadenskosten des Klimawandels. Diese sind der fossilen Stromerzeugung zuzurechnen werden, da ohne den Strom aus erneuerbaren Energien dieser Bedarf aus Kohle- und Gaskraftwerken erzeugt und damit rund 44 Mill. Tonnen mehr Kohlendioxid in die Atmosphäre imitiert worden wären.

Knapp eine Milliarde € erbringen auch die Einsparungen aus vermiedenen Importen für Steinkohle und Erdgas, da dieser Brennstoff durch die erneuerbaren Energie ersetzt wird, auch wenn mehr Teillastbetrieb und Anfahrverluste diesen Effekt leicht mindern.



## 2 EEG-Kostenwirkungen

### 2.1 Differenzkosten

#### 2.1.1 Berechnung der Differenzkosten

Kernpunkt der Diskussion um das EEG stellen die Kostenbelastungen für die Stromverbraucher, insbesondere die der Industrie, dar. Dabei geht es nicht um die Summe aller an die Anlagenbetreiber gezahlten EEG-Vergütungen, sondern um die Differenzkosten, die sich aus den höheren Kosten der EEG-Pflichtabnahme und den geringeren Kosten der vermiedenen, konventionellen Strombeschaffung errechnen.

Die Differenzkosten - bzw. die EEG-Umlage pro kWh Strom - berechnen sich gemäß § 15 EEG für ein einzelnes Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU) wie folgt:

$$(1) \text{ Differenzkosten} = \text{EEG-Durchschnittsvergütung} - \text{verm. durchschnittl. Strombezugskosten}$$

$$(2) \text{ EEG-Umlage} = \text{EEG-Quote} \times \text{Differenzkosten.}$$

Das EEG verlangt von den EVU nicht, dass in den Stromrechnungen die EEG-Umlage ausgewiesen wird. Freiwillig *können* sie aber die Differenzkosten zwischen den gezahlten Vergütungen und ihren durchschnittlichen Strombezugskosten ausweisen, müssen diese Berechnungsbasis aber „durch eine zu veröffentliche Bescheinigung eines Wirtschaftsprüfers oder vereidigten Buchprüfers nachweisen“ (§ 15 Abs. 1 EEG). Maßgeblich ist dabei das letzte abgeschlossene Geschäftsjahr.

Die EEG-Durchschnittsvergütungen sind der Quotient aus den an die Anlagenbetreiber insgesamt gezahlten Vergütungen<sup>1</sup> und der insgesamt erzeugten EEG-Strommenge. Sie werden vom Verband der Netzbetreiber (VDN) zusammen mit der EEG-Quote<sup>2</sup> monatlich prognostiziert bzw. bis zum 31. Oktober des Folgejahres abgerechnet. Da die EEG-Durchschnittsvergütung und EEG-Quote aufgrund des Wälzungsmechanismus nach § 14 EEG bundeseinheitlich sind, können Unterschiede bei von EVU ausgewiesenen Differenzkosten bzw. EEG-Umlage nur aus verschiedenen hohen Ansätzen bei den vermiedenen, durchschnittlichen Strombezugskosten resultieren.

Gemäß § 15 EEG gelten von EVU angegebene EEG-Differenzkosten bzw. Umlagen nur für dieses spezielle Unternehmen, weil sich nach Formel (1) für ein EVU mit im Vergleich relativ geringen konventionellen Strombezugskosten höhere EEG-Differenzkosten ergeben als für ein EVU mit höheren durchschnittlichen Strombezugskosten. Dementsprechend kann es zu deutlichen regionalen Differenzen bei den ausgewiesenen EEG-Umlagen und auch zu Abweichungen zu einer bundesweiten durchschnittlichen EEG-Umlage kommen.

<sup>1</sup> Von der gesamten Vergütungssumme werden die vermiedenen Netznutzungsentgelte aufgrund der Einspeisung auf Nieder- oder Mittelspannungsebene abgezogen (vgl. 2.1.1.4).

<sup>2</sup> Die Quote berücksichtigt die deutlich verringerte Abnahmeverpflichtung von EEG-Strom für nach § 16 EEG begünstigte stromintensive Unternehmen (vgl. 2.1.1.2)

Eine Vorschrift zur Berechnung bundesdurchschnittlicher Differenzkosten ist bislang nicht im privatwirtschaftlichen angelegten EEG geregelt, ein Erfordernis zur Ermittlung ergibt sich aber aus dem übergeordneten öffentlichen Interesse. Zur Berechnung der bundesdurchschnittlichen Differenzkosten kann **nicht** auf die Angaben der EVU zu ihren EEG-Differenzkosten aufgebaut werden, da es sich um einen freiwilligen Ausweis der Kosten handelt. Dementsprechend gibt es auch bislang keine statistische Datenerfassung der ausgewiesenen Differenzkosten der rund 1.000 EVU. Somit ist ein gesamtdeutscher Durchschnittswert für die vermiedenen Strombezugskosten zu schätzen, wie im nächsten Abschnitt näher ausgeführt wird.

#### 2.1.1.1 Bestimmung vermiedener Strombezugskosten

Im Auftrag des Bundesumweltministeriums wurden verschiedene Ansätze zur Abschätzung bundesdurchschnittlicher Strombezugskosten untersucht. [Wenzel Diekmann 2006]

Basis der alternativen Näherungsverfahren für durchschnittliche Strombezugskosten sind Börsenhandelsdaten der European Energy Exchange EEX in Leipzig. Die Auswertung dieser Daten ergab einerseits Anhaltspunkte für das zeitliche Beschaffungsverhalten der EVU und andererseits der Preisentwicklung am Strommarkt. Die Analyse der Handelsstruktur zeigte, dass Stromverkäufer ihren prognostizierten Strombedarf zum überwiegenden Teil im Jahr (n-1) vor dem Lieferjahr (n) beschaffen und finanziell am Terminmarkt durch sog. Futures absichern. Es verbleibt aber noch ein erheblicher Anteil beim unterjährigen Stromhandel am Spotmarkt, weshalb die alternativen Näherungsverfahren einen Mix aus Future- und Spotpreisen berücksichtigen [Wenzel/Diekmann 2006, S. 19]. Demgegenüber wird in anderen Ansätzen nur der Spotmarktpreis oder auch nur der Terminmarktpreis zur Abschätzung der bundesdurchschnittlichen Strombezugskosten verwendet. Je nach Ansatz kommt es bei stark steigenden oder auch sinkenden Preisverläufen zu mehr oder weniger großen Abweichungen bei den ermittelten Werten.

Die Großhandelspreise für Strom haben sich in den vergangenen zwei Jahren steil nach oben bewegt. Während diese bis Anfang 2004 noch unter 3 Cent je Kilowattstunde lagen, erreichten sie im Jahresdurchschnitt 2006 am Spotmarkt bereits 5,1 Cent/kWh, einen Zuwachs von rund 80%. Der Preistrend nach oben setzte im April 2005 mit dem Start des CO<sub>2</sub>-Emissionshandels ein. Die zugeteilten Emissionszertifikate wurden – auch wenn sie kostenlos waren – betriebswirtschaftlich folgerichtig als Opportunitätskosten in den Erzeugungspreis eingerechnet. Dies entspricht auch der Intention des Zertifikathandels. Problematisch ist dabei, dass dies zu erheblichen Zusatzeinnahmen bei den Kraftwerksbetreibern führt, denen keine echten Kosten gegenüberstehen, weil die Zertifikate kostenlos verteilt wurden. Hätte man ein anderes Ausgabeverfahren gewählt, bei dem der Erwerb der Zertifikate mit Kosten verbunden wäre, könnten die dadurch erzielten Einnahmen beispielsweise für Klimaschutzprojekte oder die Förderung erneuerbarer Energien eingesetzt werden, um so die externen Kosten der Stromerzeugung ansatzweise zu kompensieren.

Der Zertifikatspreis fluktuierte in der ersten Handelsperiode noch sehr stark, was entsprechend zu deutlichen Rückwirkungen auf den Börsenpreis für Strom führt. So kam es im April 2006 nach Bekanntgabe der EU-Länderergebnisse zu den tatsächlichen Emissionszahlen (die sog. „Verified emission tables“ VET) zu einem deutlichen Preis einbruch des Zertifikatspreises von etwa 30 €/t CO<sub>2</sub> auf etwa die Hälfte, weil sich

herausstellte, dass einige EU-Länder ihre Bedarf zum Teil im zweistelligen Bereich überzeichnet hatten. Der Börsen-Strompreis reagierte entsprechend und verminderte sich mit 2 Cent/kWh zunächst deutlich. Obwohl die CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise zum Ende der ersten Handelsperiode auf ein sehr niedriges Niveau abgesunken sind – Ende 2007 nur noch wenige Cent pro Tonne CO<sub>2</sub> – lagen die Großhandelspreise für Strom Ende 2006 dennoch deutlich über den Notierungen vor Einführung des Zertifikathandels.

An der Börse hat nun nicht nur der CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreis deutlichen Einfluss auf den zustande kommenden Großhandelspreis. Ein zentraler Einflussfaktor ist das Verhältnis von Angebot und Nachfrage. Hier spielt das verfügbare Einsatzangebot bei Wärmekraftwerken, auch das Stromangebot aus erneuerbaren Energien (siehe auch Kapitel 3.3) sowie die schwankende Auslands-Stromnachfrage eine bedeutende Rolle. Auch die spezifischen Stromgestehungskosten der eingesetzten Kraftwerke, vor allem die Brennstoffkosten stellen eine wichtige Einflussgröße dar. Nicht zu unterschätzen ist auch der sehr eingeschränkte Wettbewerb auf Erzeugerseite (vgl. auch 4.3).

#### 2.1.1.2 Erzeugungskosten EEG gegenüber konventionellen Kraftwerken

Bei den spezifischen Stromgestehungskosten kann man zum einen zwischen den Vollkosten und kurzfristigen, variablen Grenzkosten unterscheiden. Erstere umfassen die gesamten Kosten inkl. Abschreibung und letztere primär die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten. Neue bis 2010 in Betrieb gehende Kraftwerke weisen gegenüber älteren, abgeschriebenen Kraftwerken höhere Vollkosten, aber aufgrund höherer Wirkungsgrade auch niedrigere Grenzkosten auf. Die Vollkosten für neue, fossile Wärmekraftwerke mit Inbetriebnahme bis 2010 liegen im Bereich von 5 bis 6 Cent/kWh<sup>3</sup> [Fischedick et al 2006, S. 178]. Die spezifischen Erzeugungskosten sind dabei sehr abhängig von der weiteren Entwicklung der Energie- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise und würden sich durch eine CO<sub>2</sub>-Abscheidung nochmals deutlich verteuern, so dass neue Kraftwerke mit CO<sub>2</sub>-Abscheidung 2025 bei den Stromgestehungskosten gleichauf mit den erneuerbaren Energien liegen würden [Fischedick et al 2006, S. 184].

Die festen Vergütungssätze des EEG entsprechen den Vollkosten der EEG-Anlagen und unterliegen i.d.R. einer Degression, d.h. sie gehen für Neuanlagen jährlich zurück. EEG-Anlagen weisen – abgesehen von Biomasseanlagen – keine Brennstoffkosten und damit auch keine nennenswerten Grenzkosten auf. Trotz der Degression stieg die durchschnittliche EEG-Vergütung in den letzten Jahren deutlich an und betrug 2006 mit 10,9 Cent/kWh rund 1,4 Cent/kWh mehr als im Jahr 2004 [VDN]. Begründet liegt dies in der Verschiebung des EEG-Erzeugungsmixes hin zu spezifisch teureren Sparten wie Photovoltaik- und Biomasse-Anlagen. Dieser Trend wird sich auf Basis eines aktualisierten Ausbauszenarios der erneuerbaren Energien im Stromsektor [Nitsch2007] noch fortsetzen. Jedoch wird in den nächsten 2-3 Jahren mit etwa 12 Cent/kWh voraussichtlich ein Plateau erreicht, das danach - in heutigen Preisen - annähernd konstant bleibt. Zu ähnlichen Ergebnissen kommen auch die Berechnungen der Netzbetreiber [VDN 2007a].

Dieser Vergleich der Stromgestehungskosten von erneuerbaren Energien und konventioneller Wärmekraftwerke lässt unberücksichtigt, dass nicht nur die erneuerbaren

---

<sup>3</sup> CO<sub>2</sub>-Aufschlag 7,5 €/t CO<sub>2</sub>; Eigenkapitalverzinsung 10%.  
Sensitivität: 10 €/t CO<sub>2</sub> bedeuten etwa 0,5 Cent/kWh Vollkostenänderung bei vollständiger Einpreisung.

Energien durch gesetzliche Regelungen unterstützt werden, sondern auch die Stromerzeugung aus den fossilen Energieträgern Stein-/Braunkohle bzw. Kernenergie über langjährige Finanzhilfen oder Steuervergünstigungen begünstigt wurden und bzw. noch werden [Meyer 2006].

### 2.1.1.3 Auswirkungen des § 16 EEG (Besondere Ausgleichsregelung) auf die Differenzkosten

Die Besondere Ausgleichsregelung des § 16 EEG (bis 2004: § 11 - Härtefallregelung) entlastet stromintensive Unternehmen von der vollen EEG-Umlage, wenn sie mehr als 10 GWh Stromverbrauch im Jahr nachweisen und gleichzeitig die Strombezugskosten 15% an der Bruttowertschöpfung übersteigen. Dann müssen nur noch 0,05 Cent/kWh - bezogen auf den nachgewiesenen Stromverbrauch - als EEG-Umlage gezahlt werden.

Gemäß dem Bescheidverfahren des Bundesamtes für Ausfuhr (BAFA) wurden 2006 327 Unternehmen privilegiert. Die privilegierte Strommenge betrug rund 70,2 TWh [VDN 2007b]. Dies entspricht mehr als 11% des gesamten Stromverbrauchs in Deutschland. Das Entlastungsvolumen beträgt rund 440 M€, die abzunehmende EEG-Strommenge nur noch 520 GWh statt anteilig 7.300 GWh, wenn es keine Privilegierung gäbe.

Die nicht-privilegierten Stromverbraucher müssen die bei den privilegierten Unternehmen eingesparte EEG-Menge übernehmen. Dadurch erhöht sich für sie die abzunehmende EEG-Quote bzw. die EEG-Umlage um rund 15%. Tabelle 2-1 zeigt die Entwicklung der Entlastungsregelungen für als stromintensiv geltende Unternehmen. Der Anstieg beruht primär auf der Absenkung der Schwellenwerte für antragsberechtigten Unternehmen.

**Tabelle 2-1: Entwicklung der nach § 16 EEG privilegierten Strommengen**

	EEG	Zahl der begünstigten Unternehmen	Privilegierte Strommenge [GWh]	Entlastungsvolumen [M€]
2000	Begünstigung erst 2003 eingeführt			
2004*	§ 11	59	36.865	110
2005	§ 16	297	63.474	270
2006	§ 16 neu	327	70.161	440
2007**	§ 16 neu	382	72.040	550

\* Zeitraum 6.2003 bis 12.2004

\*\* vorläufige Schätzung bis zur Jahresabrechnung des VDN

Quellen: VDN 2006b, BMU 2005b, BMU 2007, IfnE-Berechnungen

### 2.1.1.4 Berücksichtigung vermiedener Netznutzungsentgelte in den Differenzkosten

Durch die Einspeisung von Strom aus EEG-Anlagen in das Nieder- und Mittelspannungsnetz (Verteilnetz) wird der Strombezug aus der vorgelagerten Netzebene (Übertragungsnetz) vermindert. Dadurch vermindern sich auch die von den Verteil- an die Übertragungsnetzbetreiber zu zahlenden Netzentgelte. Gemäß § 5 Abs. 2 EEG sind durch die Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) von der zu vergütenden EEG-

Strommenge die nach „guter fachlicher Praxis“ zu ermittelnden Netznutzungsentgelte abzuziehen. Die bei den Verteilnetzbetreibern eingesparten Netzentgelte werden dadurch erneuerbaren Energien zugerechnet und reduzieren so die EEG-Durchschnittsvergütung (siehe Tabelle 2-3).

Die Höhe der berücksichtigten vNNE werden vom VDN mit den Jahresabrechnungen veröffentlicht bekanntgegeben (vgl. Tabelle 2-2). Im Vergleich mit den von den Stromverbrauchern auf der Mittel- und Niederspannungsebene zu zahlenden Netzentgelten beim Strombezug, bewegen sich die in Ansatz gebrachten vNNE mit  $\frac{1}{4}$  bis  $\frac{1}{3}$  Cent auf einem sehr geringem Niveau.

**Tabelle 2-2: Entwicklung der durch EEG-Strom vermiedenen Netznutzungsentgelte (in jeweiligen Preisen)**

	vNNE [M€]	vNNE pro kWh EEG-Strom [Cent/kWh]
2000	Keine Berücksichtigung	
2004 (ab 21.7.)	34	0,88
2005	103	0,23
2006*	205	0,40
2010*	236	0,35

\* Prognosen

Quelle: VDN 2006, VDN 2007a, VDN 2007b, IfnE-Berechnungen

Die Berechnung der vNNE „nach guter fachlicher Praxis“, ist in der Verbändevereinbarung VV II+, Anlage 6 festgelegt worden, wurde aber auch in wesentlichen Aspekten als unzureichendes Verfahren zur Ermittlung der vNNE angesehen [Mühlstein 2003]. Durch die Regelung des § 18 StromNEV ist eine wesentliche Verbesserung erreicht worden. Diese besteht darin, dass die Berechnung nun jede Netzebene, also auch die Umspannungsebene berücksichtigt. „In der Verordnung selbst ist allerdings die Festlegung unbefriedigend, dass bei **dezentralen Einspeisungen ohne Lastgangmessung grundsätzlich nur die Vermeidungsarbeit**, nicht jedoch die Vermeidungsleistung zu berücksichtigen ist. Dies ist objektiv nicht sachgerecht, da auch solche Anlagen einen Beitrag zu vermiedener Leistung erbringen, der - analog zum Stromverbrauch - über ein Standardeinspeiseprofil berücksichtigt werden müsste“ [BKWK 2005]. Angemessen wären im Niederspannungsbereich unter Berücksichtigung von Leistungsanteilen etwa 1,5 Cent/kWh [Mühlstein 2003, S. 21]. Auf der Niederspannungsebene speisen überwiegend Photovoltaik-Anlagen, ein Teil der Biomasse-BHKW und kleinere Windkraftanlagen ein. Wie sich ein höherer Ansatz der vNNE der auf der Nieder- und Mittelspannungsebene einspeisenden Anlagen auf die gesamten durch das EEG vermiedenen Netznutzungsentgelte auswirken würde, ist wegen fehlender Daten zur den Einspeiseebenen von EEG-Anlagen an dieser Stelle nicht näher bezifferbar.

## 2.1.2 Differenzkosten 2000 - 2006

Die Berechnung der durchschnittlichen, bundesweiten Differenzkosten erfolgt in diesem Gutachten auf Grundlage der EEG-Jahresabrechnungen<sup>4</sup> des Verbandes der Netzbetreiber und auf Basis von EEX-Börsendaten errechneten Näherungswerten für die bundesdurchschnittlich vermiedenen Strombezugskosten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen (vgl. 2.1.1.1). Tabelle 2-3 zeigt die Entwicklung der EEG-Differenzkosten ab dem Jahr 2000.

Die gesamten Differenzkosten stiegen danach in diesem Zeitraum nominal von 0,9 auf 3,3 Mrd. €. Seit 2004 betrug der Anstieg 0,8 Mrd. €.

**Tabelle 2-3: Entwicklung der EEG-Differenzkosten 2000 – 2010 (nominal)**

	EEG-Menge	EEG Ø-Vergütung*	Ø Strombezugskosten**	Differenzkosten	Gesamte Differenzkosten	EEG-Quote***	EEG-Umlage****	Kosten für 3.500 kWh
	TWh	Cent/kWh	Cent/kWh	Cent/kWh	Mrd. €		Cent/kWh	Euro/Monat
2000	13,9	8,5	1,9	6,60	<b>0,9</b>	3,0%	0,20	0,58
2004	38,5	9,3	2,8	6,49	<b>2,5</b>	8,5%	0,55	1,61
2005	44,0	10,0	3,7	6,30	<b>2,8</b>	10,0%	0,63	1,84
2006	51,5	10,9	4,4	6,50	<b>3,3</b>	12,0%	0,78	2,28
2010	85,0	12,0	5,5	6,50	<b>5,5</b>	21,0%	1,37	3,98

\* nominal, unter Berücksichtigung vermiedener Netznutzungsentgelte

\*\* Berechnungsverfahren 2004 - 2006 nach Wenzel/Diekmann (2006), S. 17

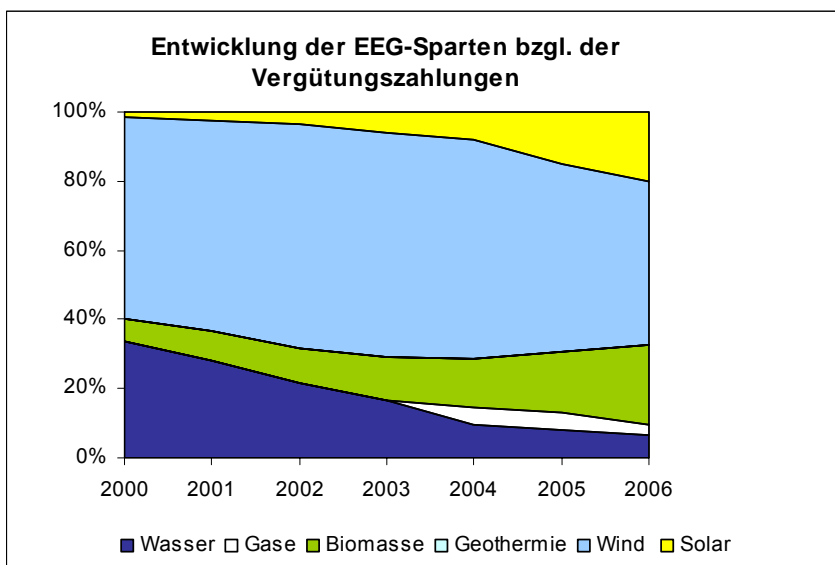
\*\*\* inkl. Besondere Ausgleichsregelung nach § 16 EEG ab 2003

\*\*\*\* für nicht privilegierten Letztverbrauch; 2006 inkl. Änderung des §16 EEG, ohne Änderung 0,75 Cent/kWh

Datenbasis: VDN, EEX, Nitsch 2007; IfnE-Berechnungen

Die bereits angesprochene Struktur der EEG-Stromerzeugung hat sich in dieser Zeit deutlich verändert (vgl. Abbildung 2-1). So stellen die Vergütungszahlungen für Solarstrom und Strom aus Biomasse einen ständig wachsenden Anteil dar. Relativ gesehen nimmt so die Bedeutung der Vergütungszahlungen an die Betreiber von Wasser- und Windkraftanlagen ab, obwohl deren Stromerzeugung gleich geblieben bzw. deutlich zugenommen hat.

<sup>4</sup> Die Jahresabrechnungen sind nach § 14 EEG jeweils bis zum 31. Oktober vorzulegen. Die Werte für 2006 sind vorläufig.



Datenbasis: EEG-Jahresabrechnungen; IfnE-Darstellung

**Abbildung 2-1: Entwicklung der Anteile an der EEG-Gesamtvergütung 2000 – 2006**

## 2.2 Regel- und Ausgleichsenergie

### 2.2.1 Benötigter Leistungsbedarf

Der Zubau von Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bringt neue Herausforderungen für die Netzbetreiber. Insbesondere die wachsende und räumlich konzentrierte Strommenge stochastischer Windstrom-Einspeisung – und auf mittlere Sicht zunehmend auch Solarenergie - erfordert einen ständigen Abgleich von Stromangebot und Nachfrage. Dieser Abgleich ist wegen der bislang sehr eingeschränkten Speichermöglichkeiten von Strom auch bei einem reinen Wärmekraftwerkspark notwendig, daher keine spezielle Anforderung der erneuerbaren Energien.

Zum ständigen Ausgleich von Stromangebot und -nachfrage wird in den vier deutschen Regelzonen von den Übertragungsnetzbetreibern so genannte Regelenergie eingesetzt. Hierfür werden speziell Kraftwerke bereitgehalten, die in definierten Zeitbereichen (Sekunden-, Sekundär- und Tertiärreserve) die permanent auftretenden Abweichungen zwischen Leistungsbedarf und Leistungsangebot ausgleichen. Damit soll erreicht werden, dass die Stromqualität stets gleich bleibend ist und es nicht zu größeren Spannungs- und Frequenzschwankungen kommt, die dazu führen würden, dass viele elektrische Anlagen ausfallen würden. Kurzfristige von schwankender Windenergieeinspeisung verursachte Abweichungen werden durch die Sekunden- und Sekundärreserve der ÜNB ausgeglichen und sind nach [Dena 2005, Dany 2000] im Zeitbereich  $< \frac{1}{4}$  h gegenüber dem Lastrauschen zu vernachlässigen.

Es verbleiben damit mögliche Aufwendungen für den EEG-Ausgleich Day-ahead und Intra-Day, da gegenüber dem im Voraus festgelegten EEG-Monatsband grundsätzlich Mengenabweichungen entstehen, die von den ÜNB im ersten Schritt Day ahead über den EEX-Spotmarkt ausgeglichen werden. Intra-Day besteht ggf. weiter Ausgleichs-

energiebedarf, weil vor allem der Wind-Prognosefehler ggf. zu Abweichungen gegenüber dem am Vortag zu Grunde gelegtem Einspeiseaufkommen führt. Dieser Prognosefehler liegt je nach verwendetem Prognosemodell einen Tag vorher (Day-ahead) bei 6-8% und kann bei neuen Kombinations-Prognosemodellen Intraday, d.h. 4h vorher unter 3% liegen [Krauss et al 2006]. Demgegenüber wird der allgemeine Last-Prognosefehler der ÜNB für das Gesamtnetz mit 2,5% bezogen auf die jährliche Höchstlast angegeben [Dena 2005].

Die zentrale Frage lautet damit: Erhöhen sich nun durch den Ausbau der erneuerbaren Energien nachweislich die Aufwendungen für Regel- und Ausgleichsenergie bei den Übertragungsnetzbetreibern?

Einzelne Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) begründen Preiserhöhungen auf der Höchstspannungsebene damit, dass sie durch die Einspeisefluktuations bei Windstrom höhere Kosten haben würden, da Prognosefehler der erwarteten Windeinspeisung ausgeglichen werden müssen<sup>5</sup>.

### 2.2.2 Regelenergie

Im Sinne von mehr Transparenz schreibt aktuell nur Vattenfall Transmission seit Februar 2007 spezielle EEG-Ausgleichsenergie aus und veröffentlicht die Ergebnisse<sup>6</sup>. Die Höhe der monatlich ausgeschriebenen Ausgleichsleistung liegt bei 150 MW positiv und 250 MW negativ. Derzeit liegen aber noch keine Daten für ein ganzes Jahr vor, so dass eine Hochrechnung der bereits vorliegenden Ergebnisse Gesamtkosten für Vattenfall Transmission im Bereich vom 25 bis 30 Mio. € erwarten lässt. Werden diese Kosten auf alle ÜNB hochgerechnet, lassen sich bundesweit Ausgleichsenergiekosten von 60 bis 70 Mio. € abschätzen.

In der Literatur werden die zusätzlichen Kosten für Regelung **und** Betrieb (durch mehr Teillast sowie Anfahrvorgänge bei Wärmekraftwerken) im Bereich von 1-3 €/MWh, bei hohen Windenergie-Penetrationsraten mit 2-4 €/MWh Windstrom angegeben [Auer et al 2004]. Auf Basis dieser Angaben zeigt Tabelle 2-4 die dadurch entstehenden Zusatzkosten bezogen auf die jeweilige Windstrom-Erzeugung. Diese bewegten sich – je nach spez. Kostenansatz und im Zeitraum 2004 – 2006 – damit im Bereich von 26 bis 122 Mio. € jährlich. Zieht man den Anteil für den Betriebsmehraufwand (siehe auch 2.4) ab, bleiben die Regelungskosten im Bereich von deutlich unter 100 Mio. €.

---

<sup>5</sup> E.ON beziffert die Zusatzkosten mit über 100 Mio. Euro [E.ON 2004, S.9].

<sup>6</sup> [www.vattenfall.de/www/trm\\_de/trm\\_de/717435eeg/717451vorlx/index.jsp](http://www.vattenfall.de/www/trm_de/trm_de/717435eeg/717451vorlx/index.jsp)

**Tabelle 2-4      Zusätzliche Kosten durch Regelenergie bzw. veränderte Fahrweise im Wärmekraftwerkspark für Windstrom in Abhängigkeit von den angesetzten spezifischen Zusatzkosten im Zeitraum 2000 – 2010**

	Erzeugung [GWh]	Zusatzkosten [M€]		
		bei 1 €/MWh	bei 2 €/MWh	bei 4 €/MWh
2000	7.750	8	16	32
2004	25.509	26	51	102
2005	27.229	27	54	109
2006	30.500	31	61	122
2010	39.000	39	78	156

Quelle: VDN 2006, 2006b, 2006c, IfnE-Berechnungen

Eine Analyse der gesamten Netznutzungskosten im Höchstspannungsnetz zeigte im Zeitraum 2001 – 2005 - u.a. begründet mit EEG-Mehrkosten - zwischen 2001 und 2005 einen Anstieg um insgesamt 664 Mio. €. Dies entspricht einer Erhöhung von durchschnittlich 37%. Demgegenüber aber seien die von den ÜNB ausgewiesenen Kosten für Regelenergie im gleichen Zeitraum jedoch nur gering im Bereich von 1,3 - 3,6% gestiegen (E.ON, RWE) oder sogar leicht gesunken (EnBW, Vattenfall). Auch bei den anderen Kostenbestandteilen des Netzbetriebes konnten auf Basis dafür abgeschätzter Kostenentwicklungen keine Gründe für Erhöhungen gesehen werden [Schlemmermeier Klebsch 2005, S. 7ff.]. Die Preiserhöhungen lassen sich demnach nicht auf zusätzliche - auch windstrombedingte – Regelenergie-Zusatzkosten zurückführen. Auch eine Analyse des Regelenergieeinsatzes und der Windenergieeinspeisung zeigten keine Korrelation [BNE 2005, S. 6] und bestätigen somit die Feststellungen in [Dany 2000].

Schlemmermeier und Klebsch kommen so in ihrer Untersuchung zu dem Schluss: „Die von den Übertragungsnetzbetreibern herbeigeführte Intransparenz des Regelenergie-marktes sowie die Erfüllung der Aufgaben nach EEG schafft die Möglichkeit zur Verschiebung von Erträgen aus dem regulierten Netzbereich zum wettbewerblichen Erzeugungsbereich innerhalb eines Unternehmens.“ [ebd S. 43].

### 2.2.3 Ausgleichsenergie

Die Weiterverteilung des EEG-Stroms an die Stromlieferanten durch die ÜNB erfolgt in Grundlast-Monatsbändern. Diese werden bis zum 10. des Vormonats festgelegt, so dass die Stromhändler ihren Einkauf planen können.

Wetterbedingt kommt es insbesondere bei der stark fluktuierenden Einspeisung von Windstrom aus Sicht ggü. dem definierten Monatsband zu mehr oder weniger großen Abweichungen. Diese Abweichungen müssen durch Zukauf oder Verkauf von Strom ausgeglichen werden. Praktisch erfolgt dies über den Spotmarkt Day-ahead bzw. Intra-Day.

Dabei führt ein großes Überangebot zu fallenden Preisen am Spotmarkt, während ein geringeres Stromangebot aus EE zu steigenden Preisen aufgrund erhöhter Nachfrage führt. Tendenziell entstehen so auf der Beschaffungsseite höhere Kosten als Erlöse er-

zielt werden können. Eine Marktdatenanalyse ermittelte für den Zeitraum 1.9.04 bis 31.8.05 Mehrkosten in Höhe von 56 Mio. € [Neubart et al 2006].

Auch der Schritt von Vattenfall Transmission zu einem transparenten Ausschreibungsverfahren macht deutlich, dass die Kosten für EEG-Ausgleichsenergie um den Faktor 3-4 niedriger liegen, als in der Vergangenheit von E.ON und Vattenfall angegeben.

## **2.3 Transaktionskosten der Netzbetreiber**

Der Wälzungsmechanismus des EEG verursacht bei Netzbetreibern einen Administrationsaufwand, da jede angeschlossene EEG-Anlage abgerechnet werden muss. Die Erfassung und Weitergabe der Einspeise und Vergütungsdaten von den Verteilnetzbetreibern hin zu den Übertragungsnetzbetreibern und wieder zurück verursachen Kosten, die den Netzbetreibern nicht vergütet werden [Leprich et al 2005, S. 63]. Insbesondere sind es die große Zahl der Vergütungssätze, die Bearbeitung der Nachweise bzw. die Prüfung des Einsatzstoff-Tagesbuchs bei Biomasse-Anlagen, die ein Netzbetreiber zu prüfen hat. Mit der Zahl der installierten Anlagen in seinem Netzgebiet steigt der Verwaltungsaufwand entsprechend an.

Zu den gesamten Transaktionskosten sind keine Angaben verfügbar. Eine grobe Abschätzung der Transaktionskosten ist anhand der installierten Anlagen möglich. So sind in Deutschland derzeit geschätzte 200.000 EEG-Anlagen (zum großen Teil PV-Anlagen) in Betrieb. Setzt man über alle Anlagen im Durchschnitt den jährlichen Administrationsaufwand je Anlage mit 30 Minuten pro Jahr an, so werden bei 1.700 Arbeitsstunden/Jahr rechnerisch insgesamt rund 60 Vollzeitkräfte benötigt. Das entspricht bei 50.000 €/Vollzeitkraft im Jahr etwa 3 Mio. € Transaktionskosten jährlich. Hinzu kommen die Kosten für Entwicklung und Anpassung der Informationstechnik, deren Kosten hier nicht näher abgeschätzt werden können.

Setzt man vereinfacht dafür noch mal den gleichen Betrag an, wie bei den zuvor überschlägig errechneten Personalkosten, so bewegen sich die Transaktionskosten aller Netzbetreiber zusammen im Bereich von rund 6 M€ pro Jahr.

Hinzu kommen die Transaktionskosten für den Horizontalausgleich bei den ÜNB und deren Aufwand zur transparenten Darstellung der Daten. Rechnet man überschlägig pro ÜNB dafür zwei Vollzeitkräfte, fallen weitere rund 400.000 € Kosten an.

Insgesamt liegen die Transaktionskosten damit überschlägig bei 6,5 Mio. €.

## **2.4 Brennstoffmehrbedarf durch mehr Teillastfahrweise und häufigere Anfahrvorgänge**

Die Anpassung des konventionellen Kraftwerksparks führt vor allem bei Kohlekraftwerken zu mehr Teillastbetrieb und häufigeren Anfahrvorgängen. Im welchem Umfang dies erforderlich ist, wurde mit Modellrechnungen von Roth et al für das Jahr 2004 untersucht. Dort ging es um die Frage, in welchem Maß die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Kraftwerke durch den Brennstoffmehrverbrauch gegenüber einer Fahrweise ohne Windeinspeisung ansteigen. Die Untersuchung kam zu dem Ergebnis, dass es 2004

durch Teillastverluste und häufigere Anfahrvorgänge zu zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen von 1,2 bis 1,5 Mio. t gekommen ist [Roth et al 2005, 47].

Da die Studie keine Angaben zum Brennstoffbedarf bzw. den Kosten macht, wird dieser unter der vereinfachten Annahme, dass überwiegend Steinkohlekraftwerke verdrängt und es 2006 wegen eines höheren Windstromanteils zu etwas höheren Teillastverlusten gekommen ist, überschlägig abgeschätzt. Sie betragen für die Kraftwerksbetreiber etwa 35 Mio. €<sup>7</sup>.

## 2.5 Stromnetz-Ausbau und –Integration

### 2.5.1 Geschätzter Ausbaubedarf und -kosten

Seit der Liberalisierung des Strommarktes in Deutschland 1998 zum einen und innerhalb der EU zum anderen, werden an das Stromnetz neue Anforderungen gestellt, da ein stark wachsender nationaler und internationaler Stromhandel die bisherigen Lastflüsse verändert. Bislang hat eine nationale bzw. regionale Top-Down-Verteilungsstruktur von wenigen zentralen Kraftwerken hin zum Verbraucher vorgeherrscht. Das Erneuerbare-Energien-Gesetz und das Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz haben den Ausbau dezentraler Stromerzeugungsanlagen stark befördert. Dezentrale Anlagen mit kleinen bis mittleren Leistungen speisen ihren Strom überwiegend auf der Mittel- oder Niederspannungsebene ins Netz ein. Großkraftwerke benötigen dagegen ein überregionales Höchst- und Hochspannungsnetz zur Verteilung. Das Mittel- und Niederspannungsnetz wurde daher aus der Historie primär als Verteilnetz hin zum Verbraucher aufgebaut. Lastflüsse in vorgelagerte Netzebenen bzw. quer waren kein Auslegungskriterium.

Vor allem der Zubau von Windenergieanlagen und deren räumliche Konzentration in Norddeutschland erfordern mittelfristig regional eine Verstärkung des vorhandenen 110 kV-Hochspannungsnetzes, welches insbesondere an Starkwindtagen mit gleichzeitig regional geringer Stromnachfrage Netzengpässe aufweist. Auch der geplante Offshore-Ausbau wird die Stromerzeugung in Norddeutschland und damit den Druck auf das dortige Hoch- und Höchstspannungsnetz weiter erhöhen. Ein regionaler Ausbau des Netzes bzw. zunächst eine intelligentere Nutzung der vorhandenen Netzkapazitäten bilden daher den Kern der Diskussion um eine bessere Netzintegration der erneuerbaren Energien insbesondere der Windkraft.

In der dena-Netzstudie [dena 2005] wurde der Netzausbau auf der Höchstspannungsebene (380 kV) sowie die damit verbundenen Kosten in den Mittelpunkt gestellt. Die Studie beziffert - auf Basis des dort unterstellten Windenergieausbaus - den Netzneubaubedarf an Land für die 380 kV-Ebene bis 2010 auf rund 455 km. Bis 2015 seien nochmals 390 km erforderlich. Inklusiv notwendiger Anlagen zur Erzeugung induktiver Blindleistung und Querreglern zur Lastflusssteuerung betragen die geschätzten Kosten rund 800 bzw. 350 M€. Dabei wurde hinsichtlich der nur an bestimmten Tagen im Jahr kurzfristig erforderlichen maximalen Transportkapazität keine Optimierung durchgeführt, wie dies beispielsweise durch Temperatur-Monitoring möglich wäre (vgl. auch 2.5.3). Geplant ist, dies im Rahmen der Folgestudie „Dena 2“ zu berücksichtigen. Nach

---

<sup>7</sup> 2,7 kg CO<sub>2</sub> / kg Steinkohle ; Steinkohlepreis 60 Euro / t

aktueller Planung verschiebt sich der Offshore-Ausbau aus verschiedenen Gründen aber deutlich nach hinten. Dadurch könnte die Ausbaunotwendigkeit des Hochspannungsnetzes aufgrund Abschaltung der norddeutschen Atomkraftwerke Brunsbüttel und Unterweser bis Ende 2011 ggf. reduzieren.

Für den Anschluss der geplanten Offshore-Windparks (in der Dena-Studie 5.500 MW bis 2010) an die küstennahen Mittelspannung-Netzanschlussanlagen wurden Kosten in Höhe von 2,6 Mrd. € abgeschätzt. Diese Offshore-Anschluss-Kosten sind nach Verabschiedung des Infrastrukturplanungsbeschleunigungsgesetzes (InPBeschlG) nun von den Übertragungsnetzbetreibern zu tragen und können dann bundesweit auf die Netzentgelte umgelegt werden.

Daneben ist auch eine regionale Verstärkung der Hochspannungsnetze notwendig, deren Länge und Kosten bislang nicht offiziell beziffert sind. Für die grobe Abschätzung der auf dieser Netzebene anfallenden Kosten wird in der vorliegenden Untersuchung von einem kumulierten Ausbaubedarf im Bereich von 150 – 300 km Leitungslänge ausgegangen. Dies wäre über die Abschreibungszeit von 25 Jahren betrachtet bei einem Freileitungs-Doppelsystem mit einmaligen Kosten von 120 bis 240 M€<sup>8</sup> verbunden, die über die allgemeinen Netzentgelte bezahlt werden.

Die gesamten EEG-bedingten Ausbaukosten der Hoch- und Mittelspannungsnetze der nächsten Jahre betragen damit rund 4 Mrd. €. Zum Vergleich: Die jährlichen Unterhaltskosten für das Stromnetz belaufen sich derzeit auf rund 2 Mrd. €.

### **2.5.2 Erzeugungsmanagement aufgrund von regionalen Netzengpässen**

Bereits heute wird aufgrund der zu geringen Netzkapazitäten an der norddeutschen Küste in bestimmten Situationen zur Netzstabilisierung das so genannte Erzeugungsmanagement (ErzMan) angewandt, das die Leistung von Windenergieanlagen drosselt oder sie ganz vom Netz schaltet. Auf Basis der E.ON-ErzMan-Daten<sup>9</sup> und der Altersstruktur der betroffenen Anlagen sowie zugehöriger Vergütungssätze lassen sich durch Drosselung oder Abschaltung Einnahmeverluste in Höhe von 6,7 bis 7,4 Mio. € für den Zeitraum Feb. 2004 bis Okt. 2006 errechnen [Ferdinand 2006]. Deutlich erkennbar ist aus den E.ON-Daten auch eine klar zunehmende Tendenz beim Einsatz des Erzeugungsmanagement, wodurch der - auch nach § 4 EEG vorgeschriebene - allgemein als dringend erforderlich angesehene Netzausbau zum Anschluss weiterer Anlagen deutlich wird.

Die Notwendigkeit eines Netzausbaus erweist sich aber bei genauer Betrachtung als Konfliktfeld zwischen Netzbetreibern, Bevölkerung, Naturschutz und Genehmigungsbehörden. Im Kern geht es dabei um die Frage, ob der Ausbau als Freileitung oder Erdkabel erfolgen soll. Der Bau von Freileitungen wird von den Netzbetreibern bevorzugt, weil er kostengünstiger sei als Erdkabel. Notwendige Genehmigungsverfahren ziehen sich aber wegen absehbarer Einsprüche aber mittlerweile rund 10 bis 15 Jahre hin [Salje 2004, S. 10], was den gewünschten Netzausbau zum einen massiv verzögert und zum anderen auch die Planungs- und Installationskosten deutlich erhöht. Damit

<sup>8</sup> Der Barwert der Kosten beträgt für ein Freileitungs-Doppelsystem nach [Brakelmann 2004, S.66] rund 820 T€/km.

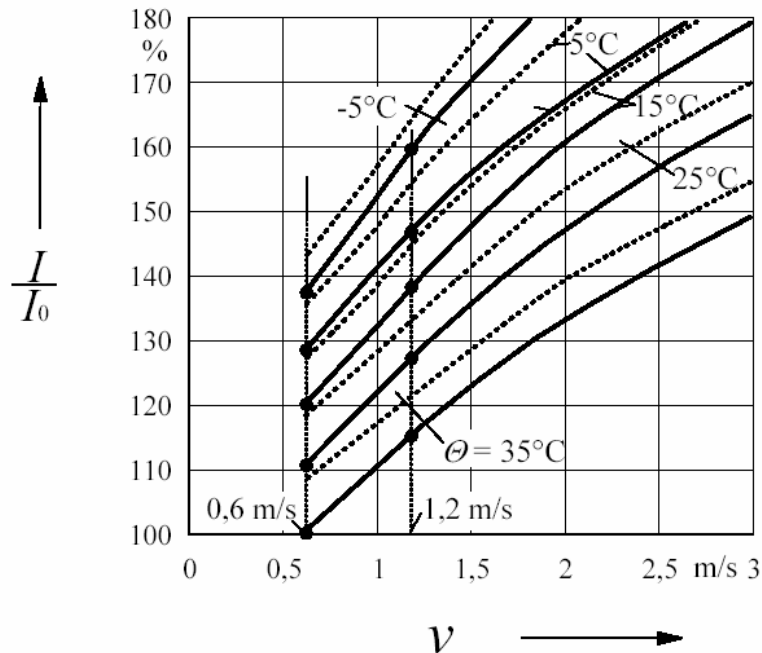
<sup>9</sup> [http://www.eon-netz.com/frameset\\_german/law/law\\_eeg/law\\_eeg\\_management/ene\\_win\\_erzeugung\\_funktion.jsp](http://www.eon-netz.com/frameset_german/law/law_eeg/law_eeg_management/ene_win_erzeugung_funktion.jsp)

wird sowohl ein weiterer Windkraftanlagen-Zubau erschwert und Anlagenbetreiber müssen längerfristig mit zum Teil bedeutsamen Einnahmeverlusten aufgrund des wachsenden ErzMan-Einsatzes rechnen.

Neben dem Netzausbau bieten sich als kurzfristig umsetzbare Lösungen auch das Temperatur-Monitoring von Freilandleitungen und auch das Nachfragemanagement als an.

### **2.5.3 Temperatur-Monitoring bei Freilandleitungen**

Die in Freileitungen verwendeten Stromseile dürfen laut der Norm DIN/EN 50128 niemals heißer als 80°C werden. Daraus ergibt sich ein theoretischer Maximalwert für die Menge an Strom, die durch die Seile fließen darf. Dabei werden ungünstige Betriebsbedingungen, wie eine Außentemperatur von 35°C, Sonneneinstrahlung und fast kein Wind (0,6 m/h) unterstellt. Das sind extreme Situationen, an denen in der Regel auch fast keine Windstromeinspeisung stattfinden wird. Hohe Windstromeinspeisungen finden überwiegend im Herbst und Winter statt, wenn die Außentemperaturen niedrig und die Windgeschwindigkeiten mit entsprechender Kühlung der Leitungen hoch sind. In solchen Situationen wären die existierenden Freileitungen dann in der Lage erhebliche größere Strommengen zu transportieren, bis sie die Grenztemperatur von 80°C erreichen. Voraussetzung dafür ist aber ein Temperatur-Monitoring der Leitungen vor allem in kritischen Streckenbereichen. Wie sich die Leitungskapazität in Abhängigkeit von der Außentemperatur und Windgeschwindigkeit entwickelt, zeigt Abbildung 2-2. So sind im Herbst und Winter allein aufgrund der niedrigeren Temperaturen und der höheren Windgeschwindigkeiten deutlich höhere Leistungen möglich.



Quelle: Brakelmann 2004, S. 23

**Abbildung 2-2: Strombelastbarkeit eines Freileitungsseiles 243-AL1/39-ST1A mit und ohne Sonneneinstrahlung, als Funktion der Windgeschwindigkeit (Queranströmung) und der Temperatur**

Nach Ansicht von Brakelmann ist ein Temperatur-Monitoring ohne weiteres möglich, da entsprechende Konstruktionen mit in den Schirmbereich integrierten Lichtwellenleitern zur Temperaturmessung bereits erprobt sind. Die Auflösung solcher Messeinrichtungen liegt etwa bei +/- 1 m sowie bei +/- 1 K [Brakelmann 2004, S. 19].

E.ON-Netz testet das Temperatur-Monitoring seit September 2006 in Schleswig-Holstein auf einer 110 kV-Leitung im Bereich Breklum/Flensburg. Aufgrund des Monitoring konnten zeitweise bis zu 50% mehr Leitungskapazität erreicht werden. E.ON hat dazu nach eigenen Angaben bereits 4 Mio. € in den Feldversuch investiert und rüstet aufgrund der guten Erfahrungen bereits 380 kV-Leitungen mit entsprechender Technik aus. Der Einsatz der Erzeugungsmanagements konnte durch das Temperatur-Monitoring bis zu 80% reduziert werden [E.ON 2007].

Hier zeichnet sich also sehr deutlich eine vergleichsweise kostengünstige und zeitnahe Vorgehensweise ab, um die vorhandenen Leitungen kurzfristig besser auszulasten. Dieses Vorgehen ist aus mehreren Gründen einem Netzausbau vorzuziehen, auch wenn dieser in bestimmten Fällen dadurch nicht überflüssig wird.

#### 2.5.4 Nachfragemanagement

Zur Anpassung an die fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Energien bietet auch das Nachfragemanagement ein großes Potential. Damit ist gemeint, dass bestimmte energieintensive Prozesse, die zum einen Speicherpotential aufweisen wie z.B. Tiefkühlung, Schmelzen, Druckluftspeicher und zum anderen größere Netzlasten ausweisen, zeitweise in Verbindung mit einer intelligenten Steuerung vom Netzbetrei-

ber ab- bzw. zugeschaltet werden können. Damit kann die Nachfrage fein gesteuert werden, ohne kurzfristig Spitzenlasten aus fossil befeuerten Kraftwerken bereitstellen zu müssen, wenn dies auch mit einer temporären Lastverringerng möglich ist.

### 2.5.5 Netzausbau mit Erdkabeln

Nach Ansicht von Experten kann der Netzausbau aber zügiger erfolgen, wenn man in der 110 kV-Ebene Erdkabel wählen würde. Die Widerstände aus der betroffenen Bevölkerung würden wesentlich kleiner sein, Planungs- und Vorlaufkosten würden wesentlich geringer ausfallen und schließlich könnten die Leitungen auch schneller in Betrieb genommen werden. Die Mehrkosten für eine Erdkabellösung werden am konkreten Beispiel einer 30km-Trasse (Breklum-Flensburg) von [Brakelmann 2004] mit 5 M€ abgeschätzt, während E.ON-Netz in seiner Stellungnahme dazu die Mehrkosten mit 11 M€ beziffert [E.ON 2004]. Als Faustformel ist für die norddeutsche Tiefebene ist bei 110 kV-Erdkabeln gegenüber Freileitungen mit Mehrkosten von 0,1 M€ (1-System-Kabel) bis 0,3 M€ (2-System-Kabel) je km Leitung auszugehen [Jarass/Obermair 2005, S. 4]. Brakelmann nennt bei Vollkostenbetrachtung mit abgezinsten Barwerten für ländliche Bereiche einen Faktor von 0,9 - 1,8 (1 System) und 1,2 – 2,5 (2 Systeme). Deutlich höher liegen die Werte für 380 kV-Leitungen, wo der Vollkostenfaktor bei 1 System zwischen 1,5 – 3 liegt und bei 2 Systemen bei 2 – 3,5. Werden statt der Vollkosten nur die Investitionskosten verglichen, liegen die Faktoren deutlich höher [Brakelmann 2006, S. 2].



### 3 EEG-Nutzenwirkungen

#### 3.1 Induzierung inländischer Wertschöpfung

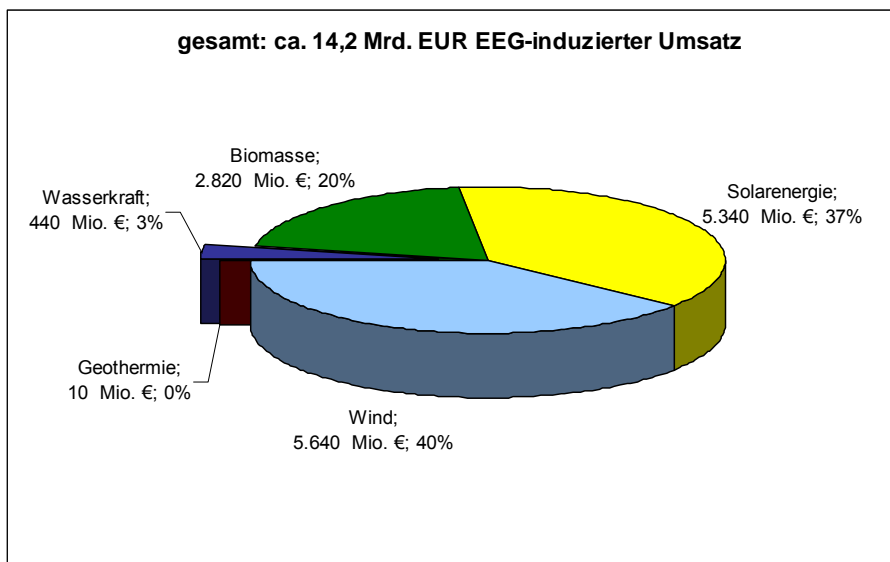
Der Markt für erneuerbare Energien lässt sich zunächst nach den drei großen **Anwendungsgebieten** Stromerzeugung, Wärmebereitstellung und Kraftstoffe gliedern, üblicherweise werden die einzelnen **Sparten** der erneuerbaren Energien unterschieden:

- Windenergie (Strom)
- Biomasse (Wärme, Strom, Kraftstoffe)
- Sonnenenergie (Wärme, Strom)
- Wasserkraft (Strom)
- Geothermie (Wärme, Strom)

Für die Marktanalyse ist weiterhin zwischen der **Herstellung** und dem **Betrieb** von Anlagen zu unterscheiden. Dies ist dann besonderes bei der Betrachtung von In- und Exporten von Bedeutung.

##### 3.1.1 Marktentwicklung in Deutschland

Der gesamte mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien verbundene inländische Umsatz betrug 2005 rund 18,1 Mrd. € und 2006 bereits 23 Mrd. €. Davon waren 2006 rund 14,2 Mrd. € durch das EEG bedingt [BMU 2007].



Quelle: BMU 2007e

**Abbildung 3-1: Umsatz mit erneuerbaren Energien in Deutschland 2006**

Nach verschiedenen Studien für das Bundesumweltministerium [Nitsch et al 2005; Staiß 2006; Nitsch 2007] kann für den Zeitraum bis 2020 und darüber hinaus weiterhin ein dynamischer Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland und weltweit erwartet werden. An der deutschen Stromversorgung ist im Jahr 2020 ein Anteil der

erneuerbaren Energien von etwa 25% möglich, wobei die absolute Höhe des Anteils nicht nur mit der erreichten Strommenge differiert, sondern auch mit der Entwicklung des gesamten Bruttostromverbrauchs. Die für den weiteren Ausbau zu tätigen Investitionen in Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien belaufen sich bis 2012 auf etwa 33 bis 40 Mrd. € [BR 2006b], bis 2020 auf rund 75 Mrd. € [Nitsch 2005; Staiß 2007]. Zum Vergleich: Die von der Stromwirtschaft angekündigten Investitionen in neue Kraftwerke weisen bis 2012 ein Volumen von rund 30 Mrd. € auf [BR 2006b].

Linear hochgerechnet bis zum Jahr 2030 errechnet sich darüber hinaus für den gesamten Ausbau der erneuerbaren Energien (Strom, Wärme und Kraftstoffe) in Deutschland ein kumuliertes Investitionsvolumen von rund 245 Milliarden € [Staiß et al 2006, S. 17], rund 10 Mrd. € jährlich<sup>10</sup>. Hält die deutsche erneuerbare Energienbranche (EE-Branche) ihre dominierende Stellung auf dem Inlandsmarkt bzw. baut sie diese weiter aus (insbes. bei Solarenergie), werden diese Investitionen auch in Zukunft zu einer erheblichen inländischen Wertschöpfung beitragen. Hinzu kommt – in deutlich zunehmendem Umfang – der Export (s.u.).

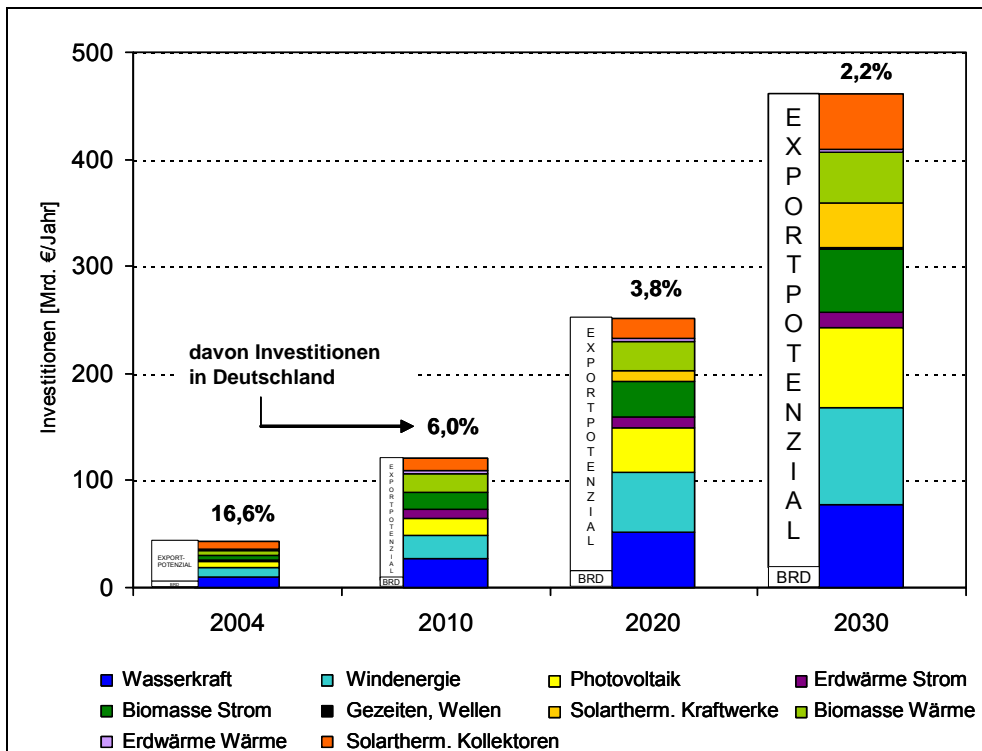
### 3.1.2 Globale Marktentwicklung

Für die künftige wirtschaftliche Bedeutung der deutschen erneuerbare Energienbranche besitzt der Export eine Schlüsselstellung. Viele Länder streben eine Erhöhung ihres Anteils der erneuerbaren Energien an der Energiebereitstellung an. So haben z.B. die EU-25 Staaten vereinbart, den Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung von 14 % (1997) auf 21 % im Jahr 2010 zu steigern. China will beim Strom den Anteil aus erneuerbaren Energien bis 2020 auf 30% steigern. Auch die USA als derzeit noch weltgrößter Energieverbraucher haben erkannt, dass sie unabhängiger von Energieimporten werden wollen, um die nationale Sicherheit nicht zu gefährden. Investieren will man dort insbesondere in Anlagen zur Herstellung von Biokraftstoffen und in die Windenergienutzung.

In [Staiß et al. 2006] wird auf Basis der Zahlen des European Energy Council (EEEC) und der Internationalen Energieagentur (IEA) das weltweite Investitionsvolumen in erneuerbare Energien errechnet. Die jährlichen, weltweiten Investitionen in erneuerbare Energien würden sich demnach bis 2020 etwa versechsfachen und auf rund 250 Mrd. €<sub>2000</sub> im Jahr 2020 ansteigen. Im Jahr 2030 würden die jährlichen Investitionen in EE dann rund 460 Mrd. €<sub>2000</sub> betragen. Für den Zeitraum bis 2030 ergibt sich bei linearer Hochrechnung der Jahreswerte nach Abbildung 3-2 (EEEC-DCP-Szenario) eine kumulierte Investitionssumme von rund 6.000 Mrd. €<sub>2000</sub>, wohingegen auf Basis der IEA-Zahlen mit rund 3.900 Mrd. €<sub>2000</sub> für die erneuerbaren Energien eine deutlich niedrigere Summe anfällt. In beiden Fällen macht das Investitionsvolumen im des Stromsektors rund 80% der Gesamtsumme aus, wie Abbildung 3-2 zeigt.

---

<sup>10</sup> Zum Vergleich: Der Inlandsumsatz der deutschen Autohersteller betrug 2005 rund 52 Mrd. € [VDA 2006].



Quelle: Staiß et al 2006, S. 34

**Abbildung 3-2: Internationale Marktentwicklung erneuerbarer Energien**

Abb. 2 zeigt deutlich, dass die Bedeutung des deutschen Marktes für die EE-Branche angesichts des rasanten weltweiten Wachstums der EE anteilig erheblich abnimmt: Trotz des oben skizzierten, weiterhin starken nationalen Ausbaus, betragen die in Deutschland getätigten Investitionen 2030 nur noch gut 2 % des Weltmarkts gegenüber heute noch rund 17%. Der deutsche Markt behält als Basis für die Entwicklung technisch hochwertiger Lösungen jedoch weiterhin eine Schlüsselstellung als so genannter „Lead Market“, womit ein weltweit führender Standort bezeichnet wird, von dem aus sich dort entwickelte technische Lösungen durchsetzen.

### 3.1.3 Beschäftigungswirkungen

Die Branche der erneuerbaren Energien ist derzeit stark mittelständisch geprägt. 2005 waren nach [Staiß et al 2007] rund 170.000 Beschäftigte zu verzeichnen, zum Jahresende 2006 sind es bereits 236.000 Beschäftigte gewesen, davon sind rund 134.000 dem EEG zuzurechnen [BMU 2007d]. Die Unternehmen erwarten bis 2010 eine weitere Zunahme der Beschäftigung. Die Studie errechnet auf Basis der deutschen und globalen Ausbauszenarien bis zum Jahr 2020 einen weiteren Anstieg der gesamten im Bereich der erneuerbaren Energien auf rund 400.000. Dabei wird unterstellt, dass die wachsende globale Nachfrage zunehmend zum Aufbau von Produktionsstätten in den heutigen Importländern führen wird, womit sich die Nachfragedeckung relativ von Deutschland weg verschiebt. Bei Hightech-Bestandteilen der Anlagen wie z.B. Getrieben, Generatoren, Mess- und Steuerungstechnik oder Wafer wird für Deutschland aber auch zukünftig ein hoher Weltmarktanteil von 15-20% als realistisch angesehen. Das Exportvolumen würde 2020 bei rund 16 Mrd. €<sub>2000</sub> liegen, der Exportanteil an der deutschen Fertigung bei rund 70%.

Nach Branchenangaben wird die Beschäftigung in der EE-Branche bis 2020 sogar 500.000 Personen erreichen [BEE 2006], und nach Ansicht von Roland Berger Strategy Consultants sind bis 2030 sogar 700.000 Beschäftigte möglich [Schwenker 2006].

In wachsendem Maß gilt grundsätzlich für die Branche der erneuerbaren Energien, dass - vergleichbar mit dem klassischen Maschinenbau - auf Dauer nur hohe Exportquoten und eine Hightechstrategie die Basis für eine langfristig hohe inländische Beschäftigung im Bereich der erneuerbaren Energien bilden. Die heute noch überragende Bedeutung des EEG wird damit für die Branche deutlich abnehmen.

## **3.2 Verminderung externer Kosten aus der Stromerzeugung**

Jede ökonomische Aktivität eines Wirtschaftsakteurs (Unternehmen, private und öffentliche Haushalte), die unmittelbare Auswirkungen auf die Produktions- oder Konsummöglichkeiten anderer Wirtschaftssubjekte hat, ohne dass eine adäquate Kompensation erfolgt, nennt man externe Effekte. Je nach Wirkungsrichtung lassen sich positive externe Effekte (externe Nutzen) und negative externe Effekte (externe Kosten) unterscheiden.

Verschiedene energie- und umweltpolitische Instrumente zielen nun auf eine Internalisierung externer Kosten im Energiebereich (über Emissions-Grenzwerte, CO<sub>2</sub>-Zertifikate, Energiesteuern, etc.). Trotz erheblicher Forschungsanstrengungen der letzten 15 Jahren ist die exakte Quantifizierung externer Kosten aufgrund der sehr komplexen Wirkungsbeziehungen und Bewertungsfragen immer noch mit Unsicherheiten verbunden.

### **3.2.1 Ermittlung externer Kosten**

Die mit der Stromerzeugung verbundenen Aktivitäten führen zu verschiedenen potenziellen externen Effekten. Für die Berechnung externer Kosten sind vor allem die Wirkungen von Treibhausgasemissionen (Klimawandel) und die Gesundheitsschäden durch Luftschadstoffe von Bedeutung.

Die Auswirkungen eines globalen Klimawandels sind vielfältig und nach bisherigem Kenntnisstand sehr groß. Der Klimawandel schreitet schneller voran, als bislang angenommen, dies zeigt sich an den zügig abschmelzenden Gletschern, der Arktis und einem steigenden Meeresspiegel. Die Wechselwirkungen zwischen dem globalen Klimasystem, dem Ökosystem und dem sozio-ökonomischen System sind sehr komplex. Nach Auswertung der vorliegenden Literatur und Studien zu externen Kosten empfiehlt eine für das BMU erstellte Auswertung [Krewitt/Schlomann 2006] zur Berechnung externer Kosten als „besten Schätzwert“ marginale Schadenskosten durch CO<sub>2</sub>-Emissionen in Höhe von 70 €/t CO<sub>2</sub> zu verwenden<sup>11</sup>. Dieser Wert der Schadenskosten läge in einer sinnvollen Größenordnung zu den im Vergleich vom Wissenschaftlichen Beirat der Bundesregierung „Globale Umweltveränderung (WBGU)“ in verschiedenen Szenarien berechneten marginalen Vermeidungskosten, um die globalen CO<sub>2</sub>-Konzentration bei unter 450 ppm zu stabilisieren.

---

<sup>11</sup> Unterer Grenzwert: 15 €/t CO<sub>2</sub>; hoher Schätzwert: 280 €/t CO<sub>2</sub>

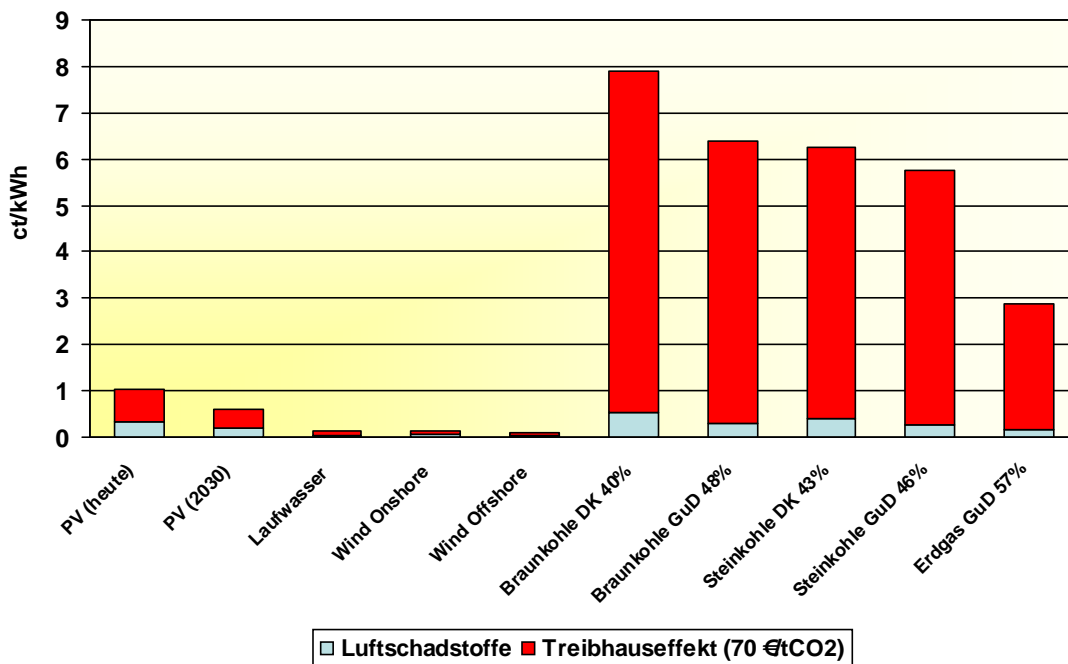
In einer jüngst veröffentlichten Studie zu den Kosten des Klimawandels für die Britische Regierung wird für die Berechnungen zu den ökonomischen Wirkungen des Klimawandels ein noch höherer Wert von 85 €/t CO<sub>2</sub> zugrunde gelegt [Stern 2006, S. xvi].

In vergleichbarer Größenordnung (geschätzt 40 – 60 €<sub>2000</sub>/t CO<sub>2</sub>) bewegen sich auch die erwarteten Kosten für die Abscheidung und Deponierung von CO<sub>2</sub> (Carbon Capture and Storage – CCS) aus Kohle- und Gaskraftwerken bei einer Inbetriebnahme 2020 [IPCC2005 Tab. S4; Fishedick et al 2006, Tab 12-8]. Ein großtechnischer Einsatz in Kraftwerken ist aber nach bisherigem Kenntnisstand nicht vor 2020 zu erwarten, und kommt damit für einen Großteil der geplanten Neubauvorhaben zu spät. Eine Nachrüstung ist mit nicht vertretbaren Kosten verbunden, scheidet damit zunächst aus.

Neben den dominierenden Kosten des Klimawandels sind vor allem noch das erhöhte Sterblichkeitsrisiko durch einen ständigen Kontakt mit lungengängigem Feinstaub (PM10 bzw. PM2,5) relevant, das zu erheblichen externen Kosten führt. Andere externe Effekte wie landwirtschaftliche Ertragsverluste und Materialschäden sind demgegenüber vernachlässigbar klein.

### 3.2.2 Externe Kosten der Stromerzeugung

Abbildung 3-3 zeigt die berechneten externen Kosten der Stromerzeugung für verschiedene Stromerzeugungsoptionen. Man erkennt deutlich, dass die Schadenskosten des Klimawandels gegenüber den Luftschadstoffen die externen Kosten dominieren. Bei der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern liegen die externen Kosten somit etwa gleich hoch oder sogar über den betriebswirtschaftlichen (internen) Kosten, während für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien die externen Kosten deutlich unter 1 ct/kWh liegen (außer heutige Fotovoltaik-Anlagen, die aber ein großes Potenzial zur weiteren Senkung der externen Kosten haben).



Quelle: Krewitt/Schlomann 2006, S. 2

### **Abbildung 3-3. Externe Kosten der Stromerzeugung für verschiedene Stromerzeugungsoptionen (DK: Dampfkraftwerk; GuD: Gas- und Dampfkraftwerk)**

#### **3.2.3 Minderung durch das EEG**

Der durch das erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) angestoßene Ausbau erneuerbarer Energien im Stromsektor führt zu einer Substitution von Strom aus konventionellen Kraftwerken durch Strom aus erneuerbaren Energien. Damit werden Umweltschäden und die daraus resultierenden externen Kosten vermieden. Allein durch die EEG-Strommenge 2006 konnten in Deutschland die Emission von 44 Mill. t CO<sub>2</sub>, 16.000 Tonnen Schwefeldioxid, 32.000 Tonnen Stickoxide und 3.000 Tonnen Feinstaub vermieden werden.

Auf Basis der abgeleiteten Ansätze zur monetären Bewertung bei Krewitt und Schlomann entspricht dies vermiedenen externen Kosten in Höhe von ca. 3,4 Mrd. €. Im Jahr 2005 waren es 2,8 Mrd. €. Unabhängig von verschiedenen anderen Zielen, die mit dem EEG verfolgt werden, lohnt sich also die Förderung erneuerbarer Energien alleine aufgrund vermiedener Schäden und führt damit zu einem volkswirtschaftlichen Nutzen.

## **3.3 Senkung des Großhandels-Strompreises**

### **3.3.1 Wirkungszusammenhänge**

Die in Deutschland insgesamt installierte Leistung von Anlagen zur Stromerzeugung, die unter das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) fallen, betrug 2005 rund 26.800 MW [BMU 2006b, S. 12]. Die entspricht rund einem Fünftel der insgesamt in Deutschland installierten Kraftwerksleistung. Dieser bedeutsame Leistungsanteil hat, wenn er tatsächlich auch verfügbar ist, bereits von der theoretischen Betrachtung her erhebliche Auswirkungen auf den Strommarkt, insbesondere durch die Vorrangregelung des EEG. Jedoch führt die fluktuierende Einspeisung vor allem bei Windkraft- und Photovoltaikanlagen zu einem ständig wechselnden Leistungsangebot. In sofern schwankt auch die Wirkung auf den Strommarkt von Tag zu Tag. Doch worin besteht nun die Wirkung auf den Strommarkt bzw. die Großhandelsstrompreise?

Die Wirkung auf den Strommarkt hat ihre Ursache darin, dass Kraftwerksbetreiber üblicherweise ihre Gewinne maximieren wollen. Der maximale Gewinn wird bei Vollauslastung eines in Betrieb befindlichen Kraftwerks erzielt. Freie, noch nicht über Lieferverträge gebundene Kapazität wird daher mit dem Ziel der Vollauslastung kurzfristig am Spotmarkt der Strombörse angeboten, wenn die kurzfristigen Grenzkosten der Stromerzeugung (hier sind dann primär die Brennstoffkosten relevant) geringer als der erwartete Verkaufspreis sind. Je nach Kraftwerkstyp wird mit unterschiedlichen Grenzkosten operiert, wodurch in der Folge auch die an der Börse eingestellten Angebote differieren. Die Besonderheit der Stromerzeugung aus Wind-, Wasser- und Sonnenenergie liegt nun darin, dass zum sie einen gegenüber Wärmekraftwerken **kurzfristige Grenzkosten von Null** aufweist, da keine Brennstoffkosten anfallen, die beim Betrieb mindestens zu decken wären. Zum anderen ist der erzeugte Strom durch

die Vorrangregelung des EEG auf jeden Fall in das Netz einzuspeisen und zu vergüten.

### 3.3.2 Rolle der Übertragungsnetzbetreiber und der Strombörse

In der Praxis verkaufen allerdings nicht die Betreiber von EEG-Anlagen ihren freien Produktionskapazitäten selbst, sondern verkaufen die gesamte Stromproduktion ihrem zuständigen Netzbetreiber. Dieser verkauft den EEG-Strom an die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) weiter. Die ÜNB gleichen die eingekauften Strommengen dann zunächst untereinander aus, so dass jeder ÜNB die gleiche Quote erreicht und reichen den EEG-Strom schließlich in Form eines gleichmäßigen Monats-Grundlastbandes an die Stromhändler weiter [VDEW 2005].

Die Wälzung des EEG-Stroms stellt für die ÜNB damit eine Art durchlaufenden Posten dar, der bei einer direkten Weitergabe gemäß der aktuellen Erzeugung vor allem Administrationskosten mit sich bringt. Erst durch die zwischen ÜNB und Stromhändlern vereinbarte Lieferung eines gleichmäßigen EEG-Bandes entsteht für die ÜNB die Notwendigkeit, die im Wesentlichen durch die fluktuierende Windstromerzeugung verursachten Abweichungen von der im Voraus festgelegten Bandlieferung auszugleichen. Während Mindermengen zugekauft werden müssen, können Überschussmengen entweder in kleinem Umfang in Pumpspeicherkraftwerken gespeichert oder kurzfristig am Spotmarkt verkauft werden. Die ÜNB treten durch diese spezielle Konstruktion der Bandlieferung am Spotmarkt als Stromanbieter auf, was eigentlich sonst nicht ihrer Aufgabe als Netzbetreiber entspricht. Der von Ihnen am Spotmarkt angebotene EEG-Strom wird in der Regel zu den günstigsten Angeboten zählen, da sie Überschussmengen gegenüber der Bandlieferung auf jeden Fall verkaufen wollen, wenn kurzfristig keine Speicherreserven bestehen. Damit der Verkauf gesichert ist, müssen Sie mit Ihrem Börsenangebot unter den Kosten des billigsten verfügbaren Wärmekraftwerks anbieten. Da für die ÜNB der EEG-Strom kostenneutral ist (damit Grenzkosten von Null gleichkommt), können Sie den EEG-Strom an der Börse sehr günstig anbieten und teurere Wärmekraftwerke verdrängen.<sup>12</sup>

Die Börse nun sammelt zunächst alle Stromverkaufs-Angebote und stellt eine Reihenfolge vom billigsten bis zum teuersten Angebot auf. Danach erteilt sie auf Basis der vorliegenden Nachfragegebote beginnend mit dem niedrigsten Stromangebot die Zuschläge so lange, bis die Nachfrage gedeckt ist (Merit-Order). Das teuerste noch berücksichtigte Angebot bestimmt den Preis für alle, für die günstigeren Angebote dann zu deren Vorteil. Durch den angebotenen Strom aus erneuerbaren Energien werden nun teure Kraftwerke aus dem Markt gedrängt und der Strompreis fällt für den entsprechenden Tag niedriger aus. Trifft nun über das Jahr gesehen ein bestimmtes

---

<sup>12</sup> Der Ausgleich bei unterhalb des Grundlastbandes liegender Erzeugung erfolgt durch den Einsatz von Reserveenergie, die aus konventionellen Wärmekraftwerken vorgehalten wird bzw. Kauf am Spotmarkt. Hierbei entstehen ihnen Kosten. Ein Ausgleich bei über dem Grundlastband prognostizierter Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ist über den kurzfristigen Verkauf am Spotmarkt möglich, wo durch Erlöse möglich sind. Dabei spielt die Hohe der Windprognose für den nächsten Tag eine entscheidende Rolle. Insgesamt sollen bei den ÜNB mehr Kosten als Erlöse anfallen [Neubarth (2006), S. 44].

Stromangebot durch die ÜNB regelmäßig auf eine relativ stabile Nachfrage<sup>13</sup>, wird dies im Mittel zu niedrigen Strompreisen am Spotmarkt führen. Doch wie hoch ist dieser Effekt in der Praxis?

### 3.3.3 Preiswirkungen des Merit-Order-Effekts

Die Erneuerbaren Energien haben einen Einfluss auf die Spotmarkt-Börsenpreise zu bestimmten Stunden des Tages. Mehrere Untersuchungen zur Wirkung des Merit-Order-Effekts auf den Stromgroßhandelsmarkt kommen zu dem aus der Markttheorie zu erwartenden Ergebnis, dass in der historischen Betrachtung eindeutig eine preissenkende Wirkung besteht. Dabei wird unterstellt, dass der konventionelle Kraftwerkspark bis zum Jahr 2006 durch die erneuerbaren Energien im Strommix noch keine grundlegenden Veränderungen erfahren hat, d.h. es zu keiner anderen Zusammensetzung gekommen ist. Dies wird in der Zukunft mit Sicherheit aber der Fall sein, wenn es eine sinnvolle Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt geben soll.

Sensfuss und Ragwitz haben mit einem detaillierten Strommarktmodell für 2006 eine Absenkung von 0,78 Cent/kWh berechnet [Sensfuss Ragwitz 2007b]. Im Gegensatz zu den anderen Untersuchungen berücksichtigt dieses Modell auch die Wirkungen von Kraftwerksausfällen, Brennstoffpreisen, Stromnachfrage, Regelenergie etc. und kann so die preissenkenden Wirkungen von EEG-Strom belastbar isolieren.

Arbeiten des von Bode und Groscurth kommen zu dem Ergebnis, dass in einem synthetischen, vollkommenen Strommarkt die Großhandelsstrompreise je 1.000 MW zusätzliches Leistungsangebot aus erneuerbaren Energien im Mittel um 0,55 bis 0,61 €/MWh sinken [Bode Groscurth (2006), S. 17].

Neubarth et. al haben bei ihrer Untersuchung nur die Auswirkungen der Windenergie untersucht, aber im Gegensatz zu den Untersuchungen von Bode und Groscurth auf Basis realer EEX Spotmarktpreise im Zeitraum vom 1. September 2004 bis 31. August 2005 durchgeführt. Sie kamen dabei zu deutlich höheren Ergebnissen. So lag der durchschnittliche Rückgang der Spotmarktpreise bei hoher Windprognose für den nächsten Tag mit 1,9 €/MWh für 1.000 MW zusätzliches Leistungsangebot deutlich höher [Neubarth (2006), S. 43].

Alle Untersuchungen bestätigen damit die zuvor angestellten theoretischen Betrachtungen. Insbesondere das mögliche hohe Leistungsangebot aus Windkraft senkt aufgrund niedriger Angebotspreise den durchschnittlichen Strom-Großhandelspreis am Spotmarkt.

Das die kurzfristigen preissenkenden Wirkungen am Großhandels-Spotmarkt auch kurzfristig an die Stromverbraucher weitergegeben werden, ist aber nicht wahrscheinlich, da die Endkundenpreise im laufenden Jahr meist nicht verändert werden. Damit besteht der Effekt zunächst primär für die Stromlieferanten, die geringere Beschaffungskosten im Einkauf haben. Außerdem ist das mengenmäßige Handelsvolumen am

---

<sup>13</sup> Die mittlere Nachfrage am Spotmarkt 2006 lag vorläufig bei 236 GWh/Tag. Die Extrema betragen 198 GWh/Tag im Minimum und 297/Tag GWh im Maximum.

Spotmarkt, wo der Effekt auftritt, vergleichsweise gering (ca. 16% des Stromverbrauchs) [Wenzel Diekmann 2006]. Der für das jeweilige Jahr mengenmäßig bedeutsamere Stromeinkauf bzw. Preisfindung über Futures bzw. Forwards wird von dem Effekt nicht tangiert. Erst für zukünftige Lieferperioden kann über die Wirkung des Spotmarktpreises auf die Preiserwartung zukünftiger Jahre mit einer Weitergabe des Merit-Order-Effekts gerechnet werden. Eine preisdämpfende Wirkung auf diese wichtigen Produkte des Strommarkts ist damit möglich.

### 3.3.4 Volumen des Merit-Order-Effektes

Angaben zu dem über den gesamten Stromverbrauch hochgerechneten Preissenkungsvolumen des Merit-Order-Effekts werden nur bei den Untersuchungen von Sensfuss und Ragwitz gemacht. Dort wird für 2006 das Volumen auf rund 5,0 Mrd. € beziffert [Sensfuss Ragwitz 2007b].

Die anderen genannten Untersuchungen machen zum Gesamtvolumen keine Angaben.

**Tabelle 3-1: Volumen Merit-Order-Effekt**

	2004	2005	2006
Mrd. €	1,9	3,4	5,0

Quelle: Sensfuss Ragwitz 2007a, 2007b

In einem Fachgespräch von neun Wissenschaftlern aus sechs Forschungseinrichtungen wurde der Merit-Order-Effekt für das Jahr 2005 auf eine Größenordnung von bis zu 2 bis 3 Mrd. € und für das Jahr 2006 auf bis zu 3-5 Mrd. € beziffert [BMU 2007c].

In der Literatur wird hierzu kritisch angemerkt, dass der Merit-Order-Effekt nur zur Einschätzung kurzfristiger Preiseffekte geeignet ist. Für langfristige Betrachtungen, wie sie das EEG erfordert, müsse ein Modell verwendet werden, dass sowohl Einsatzentscheidungen als auch Stilllegungs- und Zubauentscheidungen berücksichtigt [Wissen Nicolosi 2007]. Da die Bedeutung des Merit-Order Effektes für kurzfristige Preiseffekte jedoch anhand einer weiteren, vertieften Untersuchung für 2006 bestätigt wurde, erscheint die o. g. Spannweite für den Merit-Order Effekt in 2006 realistisch.

## 3.4 Einsparung von Energieimporten

Die Nutzung erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung verdrängt konventionelle Stromerzeugung in Wärmekraftwerken, vor allem aus Steinkohle- sowie Gaskraftwerken. Danach substituiert der Windstrom zum Großteil Strom aus Steinkohlekraftwerken, zu kleinen Teilen auch Erdgaskraftwerke und in bestimmten Situationen auch Braunkohlekraftwerke.

Wasserkraft (zum größten Teil außerhalb des EEG) ersetzt aufgrund seiner Grundlastcharakteristik vor allem Braunkohlekraftwerke, ebenso wie Strom aus Geothermie und Deponie-/Klärgasanlagen.

Biogasanlagen folgen tageszeitlich der Netzlast und ersetzen vorwiegend Mittel- und Spitzenlast aus Steinkohle- bzw. Gaskraftwerken. Biomasseanlagen aus fester und

flüssiger Biomasse wird eine überwiegende Substitution aus Steinkohle und Braunkohle, in geringem Umfang aus Gas unterstellt.

Fotovoltaik mit ihrem ausgeprägten Spitzenlastprofil ersetzt überwiegend Spitzenlast aus Gaskraftwerken. [Klobasa/Ragwitz (2005), S. 27ff.]

**Tabelle 3-2: Substitutionsfaktoren für Strom aus erneuerbaren Energien**

	Substitution			
	Kernkraft	Braunkohle	Steinkohle	Gas
Wind	0%	20%	70%	10%
Geothermie und Wasser	0%	100%	0%	0%
Biomasse/Abfall	0%	30%	60%	10%
Fotovoltaik	0%	0%	50%	50%
Biogas	0%	0%	70%	30%
Klär- und Deponiegas	0%	100%	0%	0%

Quelle: BMU 2006b, S. 39

Auf dieser Basis wurden die Einsparungen fossiler Energieträger berechnet [BMU 2005a, BMU 2006b, BMU2007]. Die dabei angesetzten durchschnittlichen Nutzungsgrade betragen bei Braunkohle- 36,6%, bei Steinkohle- 37,6% und bei Erdgaskraftwerken 43,9%. Tabelle 3-3 zeigt die berechneten Einsparungen.

Bei der monetären Bewertung der eingesparten Importe spielt die Braunkohle keine Rolle, da keine Braunkohle für Kraftwerkszwecke importiert wird. Nennenswerte Importanteile weisen dagegen die Steinkohle und das Erdgas auf. Die Importquoten lagen hier im Bereich von 60% bzw. 85%. Bei den Berechnungen wird für Steinkohle aber ein Importanteil von 100% angesetzt, da aufgrund der festen Abnahmeverträge für deutsche Steinkohle Rückgänge bei der Steinkohlenachfrage der Kraftwerke nur die Steinkohleimporte betreffen.

**Tabelle 3-3: Einsparung fossiler Energieträger durch Nutzung erneuerbarer Energien 2004 - 2006**

	Braunkohle	Steinkohle	Erdgas	Gesamt
	Primärenergie [TWh]			
<b>2004</b>	82,80	60,80	8,80	152,40
<b>2005</b>	86,20	71,60	11,60	169,40
<b>2006</b>	91,20	89,30	15,70	196,20

Quelle: BMU 2005a, 2006b, 2007

Tabelle 3-4 zeigt die monetären Ergebnisse der durch EEG-Strom vermiedenen Energieimporte. Diese haben sich seit 2004 nahezu verdoppelt und betragen 2006 brutto<sup>14</sup> rund eine Mrd. Euro.

<sup>14</sup> Es handelt sich vorläufig um Bruttozahlen, da insbesondere bei der Biomasse-Stromerzeugung auch Biomasseimporte bestehen, z.B. Palm- oder Sojaöle zum Betrieb von Pflanzenöl-BHKW oder auch Holz für die Verbrennung. In welchem Umfang das geschieht, lässt sich derzeit nicht genau sagen, da Biomasse-Importe für energetische Verwendung bislang nicht getrennt ausgewiesen werden. Das gegen zu rechnende Kostenpotential dürfte aufgrund des niedrigeren Preisniveaus noch von unter-

**Tabelle 3-4: Kosteneinsparung Energieimporte 2004 – 2006**

		Eingesparte Menge		Import-anteil	spez. Importpreis	Teilsumme	Summe
					€/t bzw. Mill.€ / PJ	Mio.€	Mio. €
<b>2004</b>	Steinkohle	Mio. t	7,6	100%	55,4	421	<b>507</b>
	Erdgas	PJoule	31,6	83%	3,288	86	
<b>2005</b>	Steinkohle	Mio. t	8,9	100%	65	579	<b>772</b>
	Erdgas	PJoule	51,5	84%	4,481	194	
<b>2006</b>	Steinkohle	Mio. t	11	100%	61,5	677	<b>961</b>
	Erdgas	PJoule	56,578	85%	5,926	285	

Quelle: BMU, BAFA, IfnE-Berechnungen

Neben gestiegen Erzeugungsmengen haben auch die starken Preissteigerungen bei Öl und Gas zu dieser Steigerung bei den Einsparungen geführt. Für 2007 ist ein weiteres Wachstum zu erwarten.

Vermiedene Energieimporte stellen einen direkten volkswirtschaftlichen Nutzen dar, da Zahlungen für Energieimporte zu einem Nettoabfluss ohne nennenswerte in Inland verbleibende Wertschöpfung führen.

---

geordneter Bedeutung sein, da es sich bislang schätzungsweise um vergleichsweise kleine Mengen handelt.



## 4 Weitere Aspekte

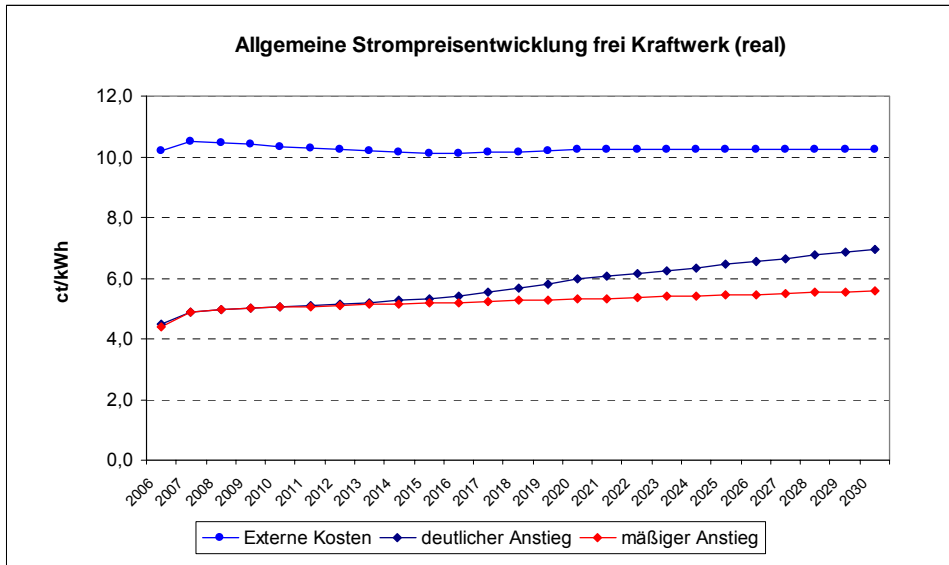
### 4.1 Weitere Entwicklung der Differenzkosten

Die weitere Entwicklung der EEG-Differenzkosten ist nachvollziehbar von großem Interesse. Daher erfolgt an dieser Stelle auch ein knapper Ausblick nur auf die zu erwartenden EEG-Differenzkosten nach 2010, obwohl dieser Ausblick für eine ganzheitliche Betrachtung prinzipiell um alle Kosten- und Nutzenwirkungen ergänzt werden müsste. Hierfür wurden die im EEG-Erfahrungsbericht 2007 [BMU 2007e] vorgeschlagenen Anpassungen bei den Vergütungssätzen zu Grunde gelegt und unterstellt, dass diese bis 2030 in unveränderter Form gelten würden.

Die zur Differenzberechnung benötigten vermiedenen Strombezugskosten orientieren sich dabei nicht mehr an den Börsenpreisen, weil es hierfür nur für die nächsten 3-4 Jahre im Voraus entsprechende Daten gibt, sondern an den langfristig zu erwartenden Stromerzeugungskosten. Hierfür wurde auf zwei Preispfade aus einer BMU-Studie [Nitsch 2007] zurückgegriffen, die noch um eine dritte Variante zur Berücksichtigung externer Kosten erweitert wurde.

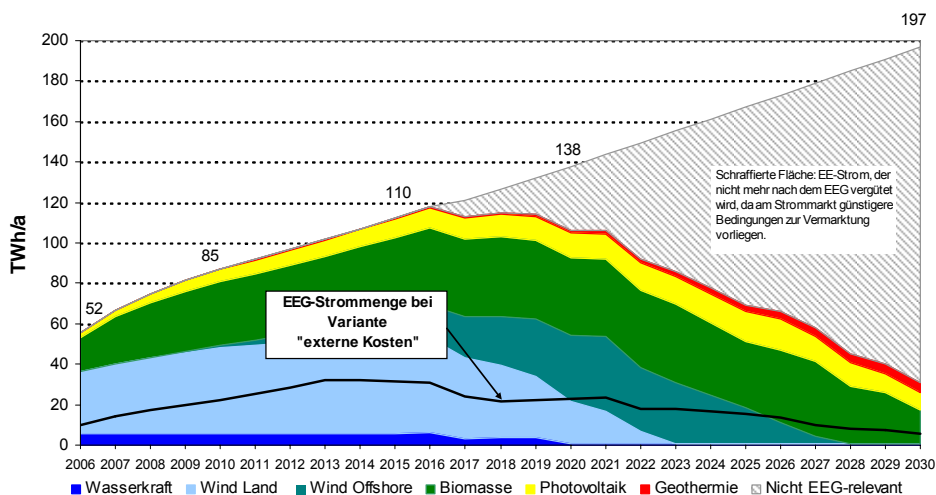
Die Entwicklung der Differenzkosten aus der EEG-Stromerzeugung bis zum Jahr 2020 wurde zuletzt in [Nitsch et al 2005] umfassend dargestellt. Aufgrund der nach wie vor dynamischen Entwicklung beim Ausbau der erneuerbaren Energien zur Stromerzeugung als auch deutlich gestiegener Großhandelspreise für Strom ist eine Aktualisierung der Szenarien und darüber hinaus auch eine Verlängerung des Betrachtungshorizonts auf 2030 erforderlich geworden [Nitsch 2007].

Für die vorliegende Berechnung der Differenzkosten wurden die drei genannten Preispfade für die spezifische Strompreisentwicklung aus fossil befeuerten Kraftwerken berücksichtigt (vgl. Abbildung 4-1). Die Variante „mäßiger Anstieg“ und „deutlicher Anstieg“ stellen die denkbaren Entwicklungspfade der Strompreise dar. Die Variante „deutlicher Anstieg“ unterstellt gegenüber der Variante „mäßiger Anstieg“ – bei gleicher Kraftwerksparkstruktur - dabei größere Kostensteigerungen für die Einsatzbrennstoffe [Nitsch 2007], verläuft daher ab 2010 etwas steiler und stellt auch die Hauptvariante für die Berechnungen dar. Die blaue Kurve basiert auf dem „deutlichen Anstieg“ und berücksichtigt zusätzlich externe Kosten.



**Abbildung 4-1: Varianten der Strompreisentwicklung zur Berechnung der Differenzkosten**

Weil ein Teil der heute noch nach EEG vergüteten Anlagen in Zukunft unterhalb fossil betriebener Anlagen Strom produzieren kann (vor allem Windenergie und Teile der Biomasse), üben diese dann über die Merit-Order ein Preisdruck auf das allgemeine Strompreinsniveau aus, dass dazu führt, dass der Großhandelspreis etwas niedriger ausfällt, als wenn die Erzeugung nur fossil erfolgen würde. In welchem Umfang dies tatsächlich der Fall sein wird, d.h. wie die entstehenden Erzeugerrenten (Differenz zwischen Marktpreis und Gesteungskosten) zwischen EEG-Stromerzeugern und Stromabnehmern aufgeteilt werden wird, wird von den dann herrschenden Wettbewerbsverhältnissen am Strommarkt bestimmt und kann an dieser Stelle nicht näher beziffert werden.



Daten nach Nitsch 2007 (aktualisiert), IfnE-Berechnungen, IfnE-Darstellung

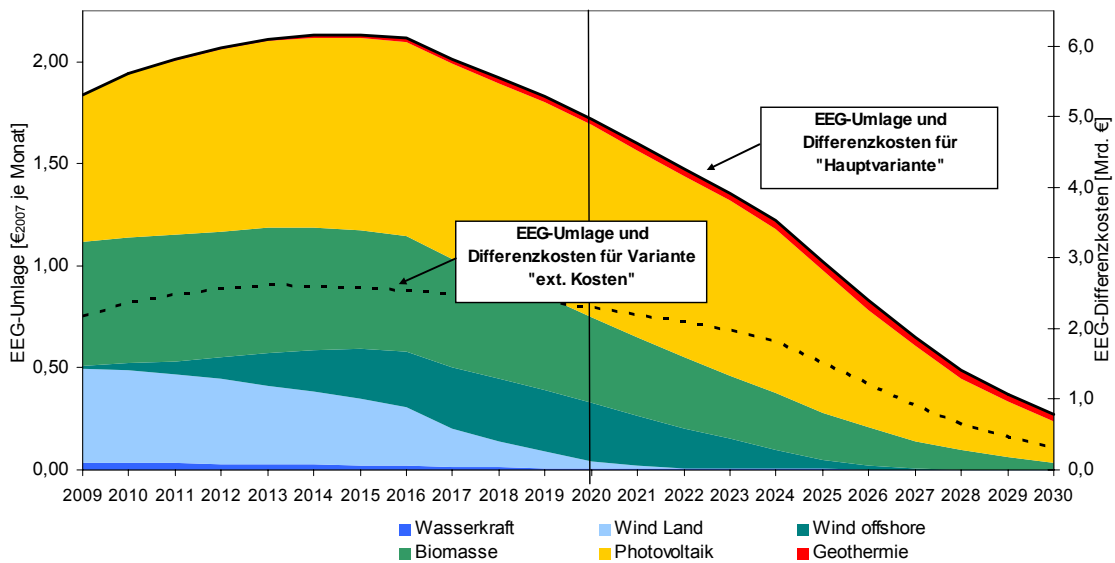
**Abbildung 4-2 Entwicklung der nach EEG vergüteten Strommengen in Relation zur gesamten EEG-induzierten Strommenge**

Wie Abbildung 4-2 und Abbildung 4-3 zeigen, können durch das unterstellte Herausgehen von Anlagen aus dem EEG-Vergütungssystem deutliche Kostensenkungen

realisiert werden. In der Hauptvariante verbleibt im Jahr 2020 nur noch etwa  $\frac{3}{4}$  der gesamten EEG-relevanten Stromerzeugung im EEG-Vergütungssystem, im Jahr 2030 sind es noch etwa 15 Prozent.

Die weiterhin auf eine EEG-Vergütung angewiesenen EEG-Anlagen weisen 2020 (2030) eine in etwa auf heutigem Niveau liegende durchschnittliche EEG-Vergütung auf, die im real Bereich von etwa 11-12 Cent<sub>2007</sub>/kWh liegen wird. Die daraus resultierenden **Differenzkosten** liegen 2020 (2030) in der Strompreis-Variante „deutlicher Anstieg“ bei rund 4,8 (0,7) Mrd. €<sub>2007</sub>. Die EEG-**Vergütungen** liegen naturgemäß höher, und belaufen sich 2020 (2030) auf rund 11,2 (3,0) Mrd. €<sub>2007</sub>. Sollte der PV-Ausbau deutlich über den Annahmen im Leitszenario liegen, werden die durchschnittlichen Vergütungen entsprechend höher liegen.

Der damit verbundene Kostenanstieg für Stromkunden hängt maßgeblich vom jeweiligen Stromverbrauch ab. Statistisch verbrauchen Haushaltskunden pro Person rund 1.700 kWh Strom im Jahr. Dies entspricht einer durchschnittlichen EEG-Umlage von rund € 1,10 pro Monat im Jahr 2006 und monatlich rund € 2,10 im Maximaljahr 2015 (vgl. Abbildung 4-3). Der von der Stromwirtschaft üblicherweise verwendete Referenzhaushalt mit einem jährlichen Stromverbrauch von 3.500 kWh zeigt einen Anstieg der monatlichen EEG-Kosten von etwa € 2,20 (2006) auf ein Maximum von rund € 4,40 im Jahr 2015. Anschließend bis 2030 gehen die Kosten deutlich bis auf etwa € 0,60 zurück.



Quelle: IfnE-Berechnungen, IfnE-Darstellung

**Abbildung 4-3 Voraussichtliche Entwicklung der gesamten EEG-Differenzkosten und EEG-Umlage für einen Haushaltskunden (1.700 kWh/a) auf Basis der Handlungsempfehlungen im EEG-Erfahrungsbericht 2007 (Preisbasis 2007)**

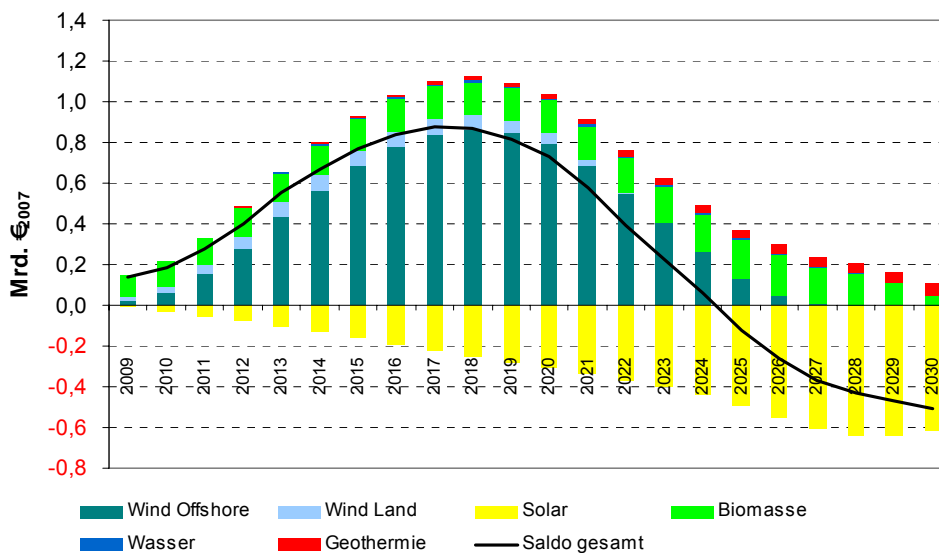
Deutlich günstiger anders stellt sich die Entwicklung der Differenzkosten dann dar, wenn man zusätzlich die externen Kosten der Stromerzeugung aus nicht-erneuerbaren Energiequellen (vgl. auch die Ausführungen zu externen Kosten ab Seite 30).

Die externen Kosten der fossilen Stromerzeugung lagen 2005 bei 5,8 Cent/kWh, und werden zu über 95% von den gesetzten Annahmen für die marginalen Schadenskos-

ten der CO<sub>2</sub>-Emissionen (hier 70 €/t CO<sub>2</sub>) bestimmt (siehe auch 3.2.2)<sup>15</sup>. Aufgrund von Wirkungsgradsteigerungen im Kraftwerkspark selbst, vor allem aber durch die Verlagerung hin zu emissionsärmeren Brennstoffen wie Erdgas in den nächsten Jahrzehnten [Nitsch 2007, S. 49], gehen die externen Kosten bis zum Jahr 2030 kontinuierlich zurück, so dass diese 2030 noch rund 3,3 Cent<sub>2006</sub>/kWh betragen.

Zwar besteht durch den Emissionshandel und die Berücksichtigung in den Preispfaden bereits eine gewisse Internalisierung externer Kosten, doch liegen die berücksichtigten CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise von 20 bis 30 €/t deutlich unter den angenommenen externen Kosten pro t CO<sub>2</sub> (vgl. 3.2). Der Zertifikatspreis ist dazu primär davon abhängig, wie knapp die Zertifikate am Markt sind. Bei der derzeitigen Ausgestaltung des Emissionshandels mit kostenloser Vergabe der Zertifikate und geringen Minderungszielen (CAP) bewirkt die Einpreisung der Zertifikatspreise allerdings primär höhere Gewinne bei den Kraftwerksbetreibern, ohne tatsächlich Mehrkosten verursacht zu haben. Daher erfolgt für CO<sub>2</sub>-Zertifikatskosten hier keine Anrechnung auf die externen Kosten. Bei dieser gesamtwirtschaftlichen Betrachtung liegen die Differenzkosten derzeit bei rund 1,5 Mrd. € und steigen bis 2015 auf rund 2,7 Mrd. € an. Anschließend kommt es zu einem kontinuierlichen Rückgang bis auf nur noch 0,3 Mrd. € im Jahr 2030.

Abschließend noch ein Vergleich der im EEG-Erfahrungsbericht vorgeschlagenen Handlungsvorschläge zur Anpassung der Vergütungssätze, Degressionen und Laufzeiten führen zu Mehr- bzw. Minderkosten gegenüber den bisher geltenden EEG-Vergütungsregelungen. In Abbildung 4-4 sind die spartenspezifischen Mehr- bzw. Minderkosten bei den Differenzkosten gegenüber einem unveränderten EEG 2004 dargestellt. Das verwendete Mengengerüst bleibt dabei unverändert, weil dort bereits Anpassungen beim EEG antizipiert worden waren.



**Abbildung 4-4: Differenzkostenänderungen aufgrund der Handlungsempfehlungen im Erfahrungsbericht gegenüber dem geltenden EEG**

<sup>15</sup> Dieser Wert wird für die Berechnungen bis 2030 angesetzt, auch wenn die marginalen Schadenkosten ggf. in Zukunft höher ausfallen können.

## 4.2 Verminderung von Importabhängigkeiten und energiepreisbedingter Teuerung

Unter den erneuerbaren Energien stehen insbesondere Sonne, Wind und Erdwärme nicht unter der politischen und wirtschaftlichen Kontrolle einzelner Länder oder Unternehmen und stehen Deutschland als kostenfreie Energielieferanten langfristig unbegrenzt zur Verfügung. Sie können nicht durch politische Ereignisse künstlich knapp werden, unterliegen keinen Preissteigerungen und führen auch nicht zu einem ständig zunehmenden Abfluss an Devisen. Kosten entstehen primär durch die technologische Erschließung zur Nutzung über entsprechende Anlagen. Einschränkungen gelten vor allem für die energetische Biomassennutzung, da deren Potentiale in Deutschland zum einen begrenzt sind und zum anderen neben dem Naturschutz auch Nutzungskonkurrenzen mit der Nahrungsherstellung oder der stofflichen Nutzung bestehen.

Allein der Preisanstieg für Erdöl zwischen 2004 und 2005 hat die deutsche Öl-Importrechnung innerhalb eines Jahres um rund 10 Mrd. €, rund das 5-fache der EEG-Umlage, steigen lassen. Jede Steigerung um 10\$/Barrel Öl erhöht die deutsche Öl-Importrechnung um weitere 9 Mrd. €. Untersuchungen zum so genannten Oil-GDP-Effect (Öl-Bruttoinlandsprodukt-Effekt) zeigen, dass eine hohe Korrelation zwischen Preissteigerungen beim Öl und der Entwicklung des Bruttoinlandsproduktes (BIP) besteht. Nach Berechnungen von Goldman Sachs vermindert eine dauerhafte 10%ige Erhöhung des Ölpreises das BIP-Wachstum um 0,11 Prozentpunkte im ersten Jahr und 0,21 Prozentpunkte im zweiten Jahr [GoldmanSachs 2005]. Die Veränderung der Energiepreise macht in Deutschland etwa  $\frac{1}{3}$  der Teuerungsrate aus.

Auch der Preisauftrieb beschleunigt sich bei einem dauerhaften 10%igen Anstieg der Ölpreise nach verschiedenen Untersuchungen um 0,1 bis 0,2 Prozentpunkte (Durchschnitt für die ersten drei Jahre danach) [Großmaß Fanous 2005]. Damit ist für 2006 und 2007 eine ölpreisbedingte Zunahme der Inflation zu erwarten. Umgekehrt werden positive Auswirkungen auf das Wirtschaftswachstum und den Konsum erwartet, wenn die Ölpreise fallen, weil Geld für andere Zwecke frei wird. Daher führt ein wachsender Anteil erneuerbarer Energien verbunden mit einer relativ kleiner werdenden Importrechnung dazu, dass die Wirtschaft insgesamt nicht belastet, sondern entlastet wird (vgl. auch 3.4). Das gilt umso mehr, je schneller und höher die fossilen Energiepreise steigen. In der Zukunft wird die Energie- und Rohstoffeffizienz, d.h. der sparsame Umgang mit Energie und Rohstoffen zu einem entscheidenden Wettbewerbsfaktor werden.

## 4.3 Eingeschränkter Wettbewerb im Stromsektor

Verschiedene Institutionen des Bundes und der Europäischen Union befassen sich mit der Überwachung des Wettbewerbes auf dem Energiesektor, und stellen in den letzten Jahren übereinstimmend erhebliche Defizite fest, wodurch ein Wettbewerb erheblich behindert oder sogar verhindert wird. So urteilt die Bundesnetzagentur im Jahresbericht 2005: „Insgesamt ist für den Strommarkt festzustellen, dass ein hoch konzentrierter Markt vorliegt. ...Neben den hohen Marktanteilen der beiden führenden Unternehmen RWE und E.ON wird ihre Bedeutung noch durch die hohe Zahl an Beteiligungen an anderen Stromversorgungsunternehmen (insbesondere an Stadtwerken)

aufgewertet. Diese verschaffen ihnen häufig einen maßgeblichen Einfluss auf das Wettbewerbsverhalten der Beteiligungsunternehmen.“ [BNetzA 2005, S.136].

Auch die von der Bundesregierung eingesetzte Monopolkommission hat sich bereits 2004 mit der Preisbildung auf den Strommärkten befasst und im 15. Hauptgutachten festgestellt: „Der Markt wird dominiert von den vier Verbundunternehmen E.ON, RWE, Vattenfall Europe und EnBW, die über 80 % der inländischen Erzeugungskapazitäten und zahlreiche Beteiligungen an regionalen Weiterverteilern und Stadtwerken verfügen. Auf der Großhandelsebene haben die horizontalen Konzentrationsprozesse zu einem wettbewerbslosen Oligopol geführt“ und das der Anstieg der Endverbraucherpreise vor allem auf gestiegene Großhandelspreise zurückzuführen ist [MPK 2005, S. 75 ff.]

Dass diese Einschätzung weiterhin aktuell ist, zeigt auch das 16. Hauptgutachten der Monopolkommission. Weiterhin betrachtet die Monopolkommission den Strom- und Gasmarkt mit „großer Sorge“ und stellt fest: „In beiden Sektoren spielt Wettbewerb bisher nur eine äußerst geringe Rolle. Im Stromsektor ist der Wettbewerb nach einer dynamischen Anfangsphase in den ersten beiden Jahren nach der Marktöffnung mittlerweile nahezu vollständig zum Stillstand gekommen“. Weiter wird festgestellt: „Stromhandelsmärkte zeichnen sich durch eine hohe Preisvolatilität aus und sie sind in hohem Maße anfällig für Preismanipulationen durch marktmächtige Erzeugungsunternehmen.“ ... „Vor dem Hintergrund der zementierten Marktstrukturen sind die Bedingungen für die zukünftige Wettbewerbsentwicklung auf den Strom- und Gasmärkten aber auch bei funktionsfähigem Durchleitungswettbewerb alles andere als günstig.“ [MPK 2006, S. 58ff.] Vergleichbare Aussagen für speziell für Deutschland und die EU allgemein werden auch im Bericht der EU-Wettbewerbs-Kommission vom Februar 2006 gemacht [KOM 2006].

Somit sind es insbesondere oligopolistische Strukturen im Leitungsnetz und bei den Erzeugungskapazitäten, die einen wirkungsvollen Wettbewerb auf dem Strommarkt verhindern und neben dem CO<sub>2</sub>-Emissionshandel wesentliche Ursache für die massiven Preissteigerungen beim Strom-Großhandelspreis sind.

#### **4.4 Stromsteuer auf EEG-Strom**

Die 1999 eingeführte Stromsteuer ist Teil der Ökologischen Steuerreform und belastet den Produktionsfaktor Energie. Die Einnahmen werden überwiegend dazu verwendet, die Beitragssätze zur Rentenversicherung zu senken bzw. zu stabilisieren. Damit wird der Produktionsfaktor Arbeit entlastet und gleichzeitig werden Anreize zum Energiesparen und rationelleren Energieverwendung gegeben. Der aktuelle Steuersatz beträgt 2,05 Cent/kWh und ist auf jede kWh Strom aufzuschlagen.

Ausnahme: Stromintensive Unternehmen des produzierenden Gewerbes profitieren von einer Entlastung beim Arbeitgeberanteil häufig aber nur in geringerem Umfang, da Personalkosten dort im Vergleich zu anderen Branchen einen geringeren Anteil an den Gesamtkosten ausmachen. Daher greift für diese Unternehmen auf Antrag folgende Entlastungsregelung: Übersteigt die Stromsteuer nach Abzug eines Mindestbetrags von 512,50 € den bei der Rentenversicherung eingesparten Anteil, müssen von diesen verbleibenden Mehrkosten nur 5 % getragen werden [BMU 2006a, S. 9].

Ungünstigerweise wird seit Einführung der ökologischen Steuerreform auch die Stromerzeugung aus den erneuerbaren Energien besteuert. Eine Ausnahme - wie dies bei

Biokraftstoffen (bis 31.7.06) praktiziert wurde bzw. bei Wärme aus erneuerbaren Energien noch wird - wurde aus administrativen und grundsätzlichen Überlegungen (fehlende Stromkennzeichnung) von der Bundesregierung nicht umgesetzt. Als Kompensation wurde die politische Vereinbarung getroffen, das Aufkommen aus dem Teil der Stromsteuer, der auf EEG-Strom erhoben werden muss, in ein zusätzliches Marktanzreizprogramm für EE (Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien -MAP) fließen zu lassen.

**Tabelle 4-1: Stromsteueraufkommen aus erneuerbaren Energien und Verwendung für MAP**

	Rechnerisches Steueraufkommen aus EEG-Strom (M€)	Im Haushalt veranschlagtes Mittelvolumen zur Förderung von Einzelmaßnahmen (MAP)	Fehlbetrag	Anteil Fehlbetrag am Steueraufkommen
2000	212	102	110	52%
2004	629	200	429	68%
2005	659	193	466	71%
2006	714	189	525	74%
2010	998	163	835	84%

Quelle: Berechnung des anteiligen Stromsteueraufkommens auf Basis der Annahmen aus einer Antwort der Bundesregierung auf eine Frage von MdB Fell<sup>16</sup>

Die Gegenüberstellung nach Tabelle 4-1 zeigt, dass aus der Besteuerung von EEG-Strom resultierende Steuervolumen nur zu einem immer kleiner werdenden Teil wieder zur Förderung erneuerbarer Energien MAP eingesetzt wird. Der verbleibende Rest wird neben anderem im Rahmen des CO<sub>2</sub>-Gebäudesanierungsprogramm der KfW verwendet (Umfang 5,6 Mrd. € Bundesmittel für 2006 – 2009).

## 4.5 Berücksichtigung von Nutzenwirkungen im §15 EEG

Aus der Kosten-Nutzen-Gegenüberstellung nach Kapitel 1 folgt, dass die explizit in §15 EEG eingeräumte Möglichkeit zur Ausweisung von betrieblichen Differenzkosten dazu führt, dass in der öffentlichen Diskussion und insbesondere durch die Stromversorger die betrieblichen Beschaffungsmehrkosten für Strom aus erneuerbaren Energien in den Mittelpunkt der Diskussion rücken. Die demgegenüber deutlich größeren positiven Wirkungen des EEG finden keine entsprechende Erwähnung. Dies könnte aber im einfachsten Fall dadurch geändert werden, in dem die optionale Ausweisung der Differenzkosten vollständig gestrichen wird, weil beispielsweise die betrieblichen Mehrkosten für Entschwefelung oder Entstaubung in Kohlekraftwerken auch nicht als politische „Zusatzlasten“ ausgewiesen werden können, obwohl sie ohne entsprechende Vorschriften kaum durchgeführt würden.

Denkbar wäre die explizite Berücksichtigung positiver Wirkungen bei der Ausweisung von Differenzkosten. Dies dürfte in der Praxis aber sehr schwierig sein, da man sich auf eindeutige und zweifelsfrei bestimmbare betriebswirtschaftliche Vorteile für den einzelnen Stromversorger beschränken müsste. Diese liegen aber so nicht vor. Die preissenkenden Wirkungen des EEG-Stroms auf den Stromgroßhandelspreis können

<sup>16</sup> Bundestagsdrucksache 16/1268

nur mit aufwendigen Berechnungen mit einem Strommarktmodell im Nachgang berechnet werden. Dieses rechnerische ex-post Ergebnis stellt aber keine betriebswirtschaftlich relevante Größe, ebenso wie vermiedene externen Kosten oder Einsparungen bei den Energieimporten, dar. Es handelt sich um das Ergebnis volkswirtschaftlicher Betrachtungen, die für das betriebliche Rechnungswesen, wie es dem §15 EEG zugrunde liegt, nicht verwendet werden können.

Für die Darstellung des Nutzens durch EEG-Strom könnten aber Periodika, wie „Erneuerbare Energien in Zahlen“ genutzt werden. Eine entsprechende Darstellung würde dort systematisch besser passen und dazu beitragen, das Bild der erneuerbaren Energien zu vervollständigen.

Weil die geplante Kompensation der Stromsteuer nicht im ursprünglich geplanten Umfang geschieht, wird der Differenzbetrag zwischen Steueraufkommen und Fördermitteln als Nutzenwirkung für die erneuerbaren Energien angesetzt.

## 5 Literatur

- Auer et al (2004) Auer, H.; Stadler, M.; Resch, G.; Huber, C.; Schuster, T.; Nielsen, L.; Twidell, J.; Swider, D.: Pushing A Least Cost Integration Of Green Electricity Into The European Grid (GreenNet) – Cost and Technical Constraints of RES-E Grid Integration. TU Wien, Energy Economics Group.
- BEE (2006) Bundesverband Erneuerbare Energien e.V.: Hintergrundpapier „Erneuerbare Energien vor dem Energiegipfel am 03. April 2006“.
- BKWK (2005) Bundesverband Kraft-Wärme-Kopplung: Meldung vom 1.11.2005.
- BMU (2005a) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung. Internet-Update Stand Dezember 2005.
- BMU (2005b) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Informationen zur Anwendung von § 16 EEG (Besondere Ausgleichsregelung für stromintensive Unternehmen) für das Jahr 2006. Stand: 30.12.2005.  
[http://www.bmu.de/Erneuerbare\\_energien/downloads/doc/36486.php](http://www.bmu.de/Erneuerbare_energien/downloads/doc/36486.php).
- BMU (2006a) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Was Strom aus erneuerbaren Energien wirklich kostet. 4. Auflage, Februar 2006.
- BMU (2006b) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung. Internet-Update 2006.
- BMU (2007a) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung. 2007.
- BMU (2007b) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Informationen zur Anwendung von § 16 EEG (Besondere Ausgleichsregelung) für das Jahr 2007, einschl. der rückwirkenden Anwendung des 1. EEG-Änderungsgesetz (Wegfall der sog. Deckelregelungen) für 2006, Stand 4.1.2007.
- BMU (2007c) DIW Berlin, DLR Stuttgart, ZSW Stuttgart, EWI Universität Köln, FhG-ISI Karlsruhe, Lehrstuhl für Energiewirtschaft Universität Duisburg-Essen: Thesenpapier zum Fachgespräch Merit-Order-Effekt im BMU am 7. September 2007
- BMU (2007d) Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW) / Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) / Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW) / Gesellschaft für wirtschaftliche

- Strukturforschung (GWS): Erneuerbare Energien: Arbeitsplatzeffekte 2006. Abschlussbericht „Wirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf dem deutschen Arbeitsmarkt – Follow up“. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. September 2007
- BMU (2007e) Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Erfahrungsbericht 2007 zum Erneuerbar-Energien-Gesetz (EEG-Erfahrungsbericht) vom 7. November 2007.
- BNE (2005) Bundesverband neuer Energieanbieter: Regel- und Ausgleichenergie – Mythen und Fakten. bne-kompass 02/05.
- BNetzA (2005) Bundesnetzagentur: Jahresbericht 2005.
- Bode/Groscurth (2006) Bode, S.; Groscurth, H.: Zur Wirkung des EEG auf den „Strompreis“. Disussion Paper No. 348. Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv (HWWA) 2006.
- BR (2006a) Bundesregierung: Energieversorgung für Deutschland: Statusbericht für den Energiegipfel am 3. April 2006. Bundesministerium für Wirtschaft und Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- BR (2006b) Bundesregierung: Pressestatements nach dem Energiegipfel vom 3. April 2006.  
[http://www.bundesregierung.de/nn\\_1516/Content/DE/Mitschrift/Pressekonferenzen/2006/04/2006-04-03-pressestatements-nach-dem-energiegipfel.html](http://www.bundesregierung.de/nn_1516/Content/DE/Mitschrift/Pressekonferenzen/2006/04/2006-04-03-pressestatements-nach-dem-energiegipfel.html), Zugriff am 4.11.2006.
- Brakelmann (2004) Brakelmann, H.: Netzverstärkungs-Trassen zur Übertragung von Windenergie: Freileitung oder Kabel ? Gutachten im Auftrag vom Bundesverband Windenergie e.V.  
[http://www.wind-energie.de/uploads/media/stud-brakelmann\\_01.pdf](http://www.wind-energie.de/uploads/media/stud-brakelmann_01.pdf) .
- Brakelmann (2006) Brakelmann, H.: Priorität für Erdkabel beim Ausbau der Stromnetze in Schleswig-Holstein. Schleswig-Holsteinischer Landtag Umdruck 16/972.
- Dany (2000) Dany, G.: Kraftwerksreserve in elektrischen Verbundsystemen mit hohem Windenergieanteil. Klingenberg-Verlag. Aachen 2000.
- Dena (2005) Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020. Studie im Auftrag der Deutschen Energie-Agentur GmbH (dena).
- E.ON (2004) E.ON-Windreport 2004.
- E.ON (2007) E.ON: Freileitungsmonitoring.  
<http://www.eon-netzausbau-niedersachsen.com/res/downloads/Flyer-Freil-Monit.pdf>
- EEX (2006) European Energy Exchange: Energy Spot Historie 2006.
- Ferdinand (2006) Ferdinand, M.: Unveröffentlichte Berechnungen im Rahmen einer Diplomarbeit.

- Fischedick et al (2006) Fischedick, M.; Esken, A.; Pastowski, A.; Schüwer, D.; Supersberger, N.; Nitsch, J.; Viebahn, P.; Bandi, A.; Zuberbühler, U.; Edenhofer, O.: Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien mit Carbon Capture and Storage (CCS). Forschungsvorhaben im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- GoldmanSachs (2005) Goldman Sachs: Global Viewpoint Issue 05/05: Is there Life after \$60/bbl?
- Großmaß Fanous (2005) Großmaß, T.; Fanous, A.: Ölpreis – Quo vadis? Determinanten der Ölpreisentwicklung und gesamtwirtschaftliche Wirkungen. KfW Research. Makro Scope. 19/2005.
- IPCC (2005) Intergovernmental Panel on Climatic Change. IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Costs and market potential.
- Jarass/Obermeier (2005) Jarass, L.; Obermair, G.: Wirtschaftliche Zumutbarkeit des Netzausbaus für Erneuerbare Energien. In Zeitschrift für Energiewirtschaft 29 (2005), S. 3-10.
- Klobasa/Ragwitz (2005) Klobasa, ; Ragwitz, M.: CO<sub>2</sub>-Minderung im Stromsektor durch den Einsatz erneuerbarer Energien. Bericht für die Arbeitsgruppe Erneuerbare-Energien-Statistik (AGEE Stat) im Auftrag des Zentrums für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (ZSW).
- KOM (2006) EU Kommission DG Competition. Energy Sector Inquiry. [http://ec.europa.eu/comm/competition/antitrust/others/sector\\_inquiries/energy/](http://ec.europa.eu/comm/competition/antitrust/others/sector_inquiries/energy/)
- Krauss et al (2006) Krauss; C.; Graeber, B.; Lange, M.; Focken, U.: Integration of 18 GW Wind Energy into the Energy Market - Practical Experiences in Germany. Sixth International Workshop on Large-Scale Integration of Wind Power and Transmission Networks for Offshore Wind Farms, Delft (NL) 26.-28.10.2006.
- Krewitt Schlomann (2006) Krewitt, W.; Schlomann, B.: Externe Kosten der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien im Vergleich zur Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern. Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Leprich et al (2005) Leprich, U.; Bauknecht, D.; Evers, E.; Gaßner, H.; Schrader, K.: Dezentrale Energiesysteme und aktive Netzbetreiber (DESAN). <http://www.htw-saarland.de/fb-wi/personal/dozenten/Leprich-Publikationen/index.html>
- Meyer (2006) Subventionen und Regelungen mit subventionsähnlichen Wirkungen im Energiebereich. FÖS-Diskussionspapier 2006/02.
- MPK (2005) Monopolkommission: 15. Hauptgutachten. Drucksache 15/3610.

- MPK (2006) Monopolkommission: 16. Hauptgutachten. Drucksache 16/2460.
- Mühlstein (2003) Vermiedene Netznutzungsentgelte der dezentralen Einspeisung. Gutachten im Auftrag des Bundesverbandes Kraft-Wärme-Kopplung, Electrabel Deutschland AG, Maul-Belser-Medienverbund und VASA Kraftwerke-Pool GmbH & Co KG.
- Neubarth et al (2006) Neubarth, J.; Woll, O.; Weber, C.; Gerech, M.: Beeinflussung der Spotmarktpreise durch Windstromerzeugung“. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 7/2006, S. 42-46.
- Nitsch (2007) Nitsch, J.: Leitszenario 2007 - Aktualisierung und Neubewertung der „Ausbaustrategie Erneuerbare Energien“ bis zu den Jahren 2020 und 2030 sowie Ausblick bis 2050. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Nitsch et al (2005) Nitsch, J.; Staiß, F.; Wenzel, B.; Fishedick, M.: Ausbau Erneuerbarer Energien im Stromsektor bis zum Jahr 2020. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.
- Roth et al (2005) Roth, H.; Brückl, O.; Held, A.: Bestimmung der zusätzlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen konventioneller Kraftwerke durch die vorrangige Abnahme elektrischer Energie aus Windkraftanlagen. Studie im Auftrag der EWE AG. München 2005.
- Salje (2004) Salje, P.: Rechtlicher Umfang der Netzausbaupflicht unter Berücksichtigung der vorrangigen Stromabnahme und der Gewährleistung des Stromhandels. In Windenergie 2004.
- Schlemmermeier/Klebsch (2005) Schlemmermeier, B.; Klebsch, R.: Angemessenheit der Netznutzungsentgelte der Übertragungsnetzbetreiber. LDB-Beratungsgesellschaft im Auftrag Bundesverband neuer Energieanbieter e.V. (BNE) und Verband der industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. (VIK).
- Schwenker (2006) Schwenker, B.: Wirtschaftsfaktor und Umweltschutz, Deutschland in einer weltweiten Führungsrolle. Vortrag anlässlich der BMU-Konferenz "Umwelt und Innovation: Leitmärkte der Zukunft" am 30.10 2006 in Berlin.
- Sensfuss (2007) Sensfuss, F.: Assessment of the impact of renewable electricity generation on the German electricity sector - An agent-based simulation approach. Dissertation Universität Karlsruhe 2007.
- Sensfuss Ragwitz (2007a) Sensfuss, F.; Ragwitz, M.: Analysis of the price effect of renewable electricity consumption on spot market prices in Germany. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

- Sensfuss Ragwitz (2007b) 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.
- Staiß (2007) Staiß, F.: Jahrbuch Erneuerbare Energien, Hrsg.: Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg, 2007.
- Staiß et al (2007) Staiß, F.; Kratzat, M.; Nitsch, J.; Lehr, U.; Edler, D.; Lutz, C.: Erneuerbare Energien: Arbeitsplatzeffekte 2006. Abschlussbericht „Wirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien auf dem deutschen Arbeitsmarkt – Follow up“. Im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. September 2007.
- Stern (2006) Stern, N.: Stern Review on the Economics of Climate Change. HM Treasury. [http://www.hm-treasury.gov.uk/media/8AC/F7/Executive\\_Summary.pdf](http://www.hm-treasury.gov.uk/media/8AC/F7/Executive_Summary.pdf).
- VDA (2006) Verband der Automobilindustrie: Auto Jahresbericht 2006.
- VDEW (2005) Vertikaler physikalischer Belastungsausgleich vom Übertragungsnetzbetreiber an die Letztverbraucherversorger (Lieferanten) nach § 14 Abs.3 EEG“, - Branchenlösung des Verbandes der Elektrizitätswirtschaft -VDEW- e.V., Berlin und des Verbandes der Netzbetreiber -VDN- e.V., Berlin vom 2. November 2005.
- VDEW (2006): Pressemitteilung vom 30.1.2006 „Pro Woche rund 50 Cent mehr für Strom“.
- VDN (2006a) Verband der Netzbetreiber VDN e.V.. EEG-Jahresabrechnung 2005 vom 26.10.2006. [http://www.vdn-berlin.de/eeg\\_jahresabrechnung\\_2005.asp](http://www.vdn-berlin.de/eeg_jahresabrechnung_2005.asp).
- VDN (2006c) Verband der Netzbetreiber VDN e.V. EEG-Windenergie-Einspeisung Januar bis Dezember 2006 1/4-h-Leistungsprofile, vorläufige Ist-Werte, Stand: 10.01.2007. <http://www.vdn-berlin.de/global/downloads/Netz-Themen/eeg/EEG-Ist-Daten-2006-12.xls>
- VDN (2007a) Verband der Netzbetreiber VDN e.V.: EEG-Mittelfristprognose 2000 – 2013 vom 8.6.2007.
- VDN (2007b) Verband der Netzbetreiber VDN e.V.: EEG Jahresabrechnung 2006. [http://www.vdn-berlin.de/eeg\\_jahresabrechnung\\_2006.asp](http://www.vdn-berlin.de/eeg_jahresabrechnung_2006.asp)
- Wenzel / Diekmann (2006) Wenzel, B.; Diekmann, J.: Ermittlung bundesweiter, durchschnittlicher Strombezugskosten von Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Wissen / Nicolosi (2007) Wissen, R.; Nicolosi, M.: Anmerkungen zur aktuellen Diskussion zum Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien. EWI Working Paper Nr. 07/3, Köln, September 2007.

