

**Finanzwissenschaftliche Aspekte der  
Weiterentwicklung des CO<sub>2</sub>-Emissionshandels  
am Beispiel Deutschlands**

Inauguraldissertation  
zur  
Erlangung des Doktorgrades  
der  
Wirtschafts- und Sozialwissenschaftlichen Fakultät  
der  
Universität zu Köln

2008  
vorgelegt  
von

Dipl.-Kfm. Roman Bertenrath  
aus Neunkirchen (Nordrhein–Westfalen)

Referent: Prof. Dr. Clemens Fuest

Korreferent: Prof. Dr. Wolfgang Kitterer

Tag der Promotion: 23. März 2009

# Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	I
Abbildungsverzeichnis	IV
Tabellenverzeichnis	V
Abkürzungsverzeichnis	VIII
1 Einleitung	1
1.1 Intention und Kernfragen der Arbeit	1
1.2 Gang der Untersuchung	3
1.2.1 Effekte steigender Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preise im Haushaltssektor	3
1.2.2 Veräußerung von CO <sub>2</sub> -Berechtigungen und Finanzverfassung	6
1.2.3 Konzeption und Transaktionskosten des Up-Stream-Ansatzes	8
2 Effekte steigender Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preise im Haushaltssektor	10
2.1 Einleitung	10
2.2 Darstellung des Status quo	13
2.2.1 Einleitung	13
2.2.2 Entwicklung der Energiepreise und -verbräuche	14
2.2.3 Datenbeschreibung	20
2.2.4 Energieausgaben, Konsumausgaben und verfügbares Einkommen	22
2.2.5 Anpassung der Preise an den aktuellen Rand	25
2.2.6 Energieausgaben in den verschiedenen Haushaltstypen	28
2.2.7 Stellenwert der Energieausgaben zu anderen Ausgabekategorien	32
2.2.8 Zusammenfassung	33
2.3 Effekte der Preisdynamik von Rohöl und CO <sub>2</sub>	34
2.3.1 Einleitung	34
2.3.2 Effekte des Rohölpreises auf die einzelnen Ergieträgerpreise	34
2.3.3 Effekte der CO <sub>2</sub> -Preise auf die Ergieträgerpreise	37
2.3.4 Analyse der CO <sub>2</sub> -Preiseffekte auf den Preis von Elektrizität	42

## II

2.3.5	Zusammenfassung	70
2.4	Mengendynamik: Anpassungs- und Ausweichmöglichkeiten	71
2.4.1	Einleitung	71
2.4.2	Zur Rolle von Elastizitäten	71
2.4.3	Empirische Erkundungen zu Elastizitäten	75
2.4.4	Szenarienkonzeption	82
2.4.5	Methodik und Modellbeschreibung	91
2.4.6	Zusammenfassung	96
2.5	Präsentation der Ergebnisse	96
2.5.1	Einleitung	96
2.5.2	Die Verteilungswirkungen im Allgemeinen	97
2.5.3	Verteilungswirkungen in ausgewählten Haushaltstypen	109
2.5.4	Mengeneffekte	112
2.5.5	Isolierte CO <sub>2</sub> -Effekte	119
2.5.6	Zusammenfassung der Ergebnisse	128
2.6	Schlussfolgerungen	130
3	Veräußerung von CO <sub>2</sub> -Berechtigungen und Finanzverfassung	131
3.1	Einleitung	131
3.2	Die Versteigerung der UMTS - Lizenzen	134
3.3	Einnahmen privatrechtlicher oder öffentlich-rechtlicher Natur?	136
3.3.1	Problemstellung	136
3.3.2	Einordnung von Veräußerungsentgelten	137
3.3.3	Ergebnis	141
3.4	Zuordnung zu nicht-steuerlichen Abgaben	141
3.4.1	Verwaltungsgebühr	142
3.4.2	Verleihungsgebühr	143
3.4.3	Sonderabgabe	144
3.4.4	Sonstige nicht-steuerliche Abgabe	145
3.5	Schlussfolgerungen	149
4	Konzeption und Transaktionskosten des Up-Stream-Ansatzes	150
4.1	Einleitung	150

4.2	Theoretische Grundlagen des Emissionshandels	152
4.2.1	Einleitung	152
4.2.2	Marktversagen als Ausgangsproblem	153
4.2.3	Zertifikate als Instrument zur Internalisierung von Externalitäten	157
4.2.4	Integration der Transaktionskosten	162
4.3	Das Up-Stream-Konzept	164
4.3.1	Einleitung	164
4.3.2	Emissionshandelsansätze im Überblick	166
4.3.3	Regulierungsgegenstand	168
4.3.4	Regulierungszugriff	172
4.3.5	Exkurs: Das Energiesteuererhebungsverfahren	178
4.3.6	Zusammenfassung	180
4.4	Transaktionskosten des Up-Stream-Ansatzes	180
4.4.1	Einleitung	180
4.4.2	Theoretische Grundlagen	183
4.4.3	Transaktionskosten der öffentlichen Verwaltung	184
4.4.4	Unternehmensinterne Transaktionskosten	190
4.4.5	Zusammenfassung	196
4.5	Schlussfolgerungen	197
5	Schlussbemerkungen	199
	Literaturverzeichnis	203
	Anhang	219

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Endenergieverbrauch des Haushaltssektors	17
Abbildung 2: Endenergieverbrauch des Haushaltssektors von 1990 - 2006	19
Abbildung 3: Bruttostromerzeugung nach Einsatzenergieträgern im Jahr 2007	36
Abbildung 4: Entwicklung der Strompreise (Baseload) gegenüber den Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Kosten von Juli 2007 bis Mai 2008	48
Abbildung 5: Entwicklung der Strompreise (Peakload) gegenüber den Brennstoff- und CO <sub>2</sub> -Kosten von Juli 2007 bis Mai 2008	48
Abbildung 6: Entwicklung des Baseload-dark-spreads gegenüber den CO <sub>2</sub> -Kosten	49
Abbildung 7: Entwicklung des Peakload-dark-spreads gegenüber den CO <sub>2</sub> -Kosten	49
Abbildung 8: Autokorrelationen der 1. Ordnung der Ausgangsvariablen	58
Abbildung 9: Autokorrelationen 1. Ordnung der differenzierten Zeitreihen	60
Abbildung 10: Merit-order-Effekt der Stromerzeugung bei Emissionshandel	68
Abbildung 11: Modellbeschreibung	93
Abbildung 12: Die global optimale Emissionsmenge	155
Abbildung 13: Funktionsweise eines Emissionshandels	161
Abbildung 14: Optimale Emissionsmenge mit Transaktionskosten	163
Abbildung 15: Entwicklung der sektoralen CO <sub>2</sub> -Emissionen 1990 bis 2006	169
Abbildung 16: Entwicklung der sektoralen CO <sub>2</sub> -Emissionen in Mio t CO <sub>2</sub>	170
Abbildung 17: Entwicklung der sektoralen CO <sub>2</sub> -Emissionen in Prozent	170
Abbildung 18: Akteure der fossilen Energieträgerbereitstellung	173

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Verbraucherpreise und Preisentwicklung von 1991 bis 2007	14
Tabelle 2: Jährliche Ausgaben für Energie pro Haushalt in Euro	16
Tabelle 3: Endenergieverbrauch der Haushalte in Deutschland	18
Tabelle 4: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Anwendungsbereichen	20
Tabelle 5: Ausgaben für Haushaltsenergie nach Einkommensdezilen im Jahr 2003	23
Tabelle 6: Ausgabenanteile für Haushaltsenergie am Nettoeinkommen bzw. den Konsumausgaben im Jahr 2003	24
Tabelle 7: Ausgaben für Kraftstoffe sowie Anteil am Nettoeinkommen nach Einkommensdezilen im Jahr 2003	25
Tabelle 8: Preisanpassung von 2003 an den aktuellen Rand (EVS 2003 auf Mai 2007)	26
Tabelle 9: Ausgaben für Haushaltsenergie in 2007 nach Einkommensdezilen (in €/Monat)	27
Tabelle 10: Ausgaben für Haushaltsenergie in Anteilen am Nettoeinkommen bzw. den Konsumausgaben im Jahr 2007	28
Tabelle 11: Monatliche Ausgaben für Kraftstoff sowie Anteil am Nettoeinkommen nach Einkommensdezilen im Jahr 2007	28
Tabelle 12: Ausgaben für Haushaltsenergie in 2007 nach Haushaltstyp	29
Tabelle 13: Haushaltsenergieausgaben nach Sozialer Stellung des Haushaltsvorstandes im Jahr 2007	30
Tabelle 14: Ausgaben für Haushaltsenergie nach dem höchsten beruflichen Abschluss des Haushaltsvorstandes 2007	31
Tabelle 15: Anteile verschiedener Ausgabenkategorien an den Gesamtausgaben im Jahr 2003 und im Jahr 2007	33
Tabelle 16: Zusammensetzung der Endverbraucherpreise für Energieerzeugnisse in 2007	37
Tabelle 17: CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktoren für einzelne Energieträger	38
Tabelle 18: Berechnung des Stromverbrauchs in TWh	40

## VI

Tabelle 19: CO <sub>2</sub> -Emissionen der Stromerzeugung, Stromverbrauch und die CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktoren des deutschen Strommix von 1990 bis 2006	41
Tabelle 20: Beschreibung der Variablen	44
Tabelle 21: Entwicklung des durchschnittlichen Brennstoffnutzungsgrades nach Energieträgern bezogen auf die Bruttostromerzeugung	46
Tabelle 22: CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktoren fossiler Brennstoffe zur Stromerzeugung im Vergleich	47
Tabelle 23: Beschreibung der Variablen bei differenzierten Zeitreihen	59
Tabelle 24: OLS-Schätzergebnisse für die Überwälzungsrate der CO <sub>2</sub> -Kosten im Zeitraum 02.07.2007 - 02.05.2008	61
Tabelle 25: OLS-Schätzergebnisse für die Überwälzungsrate der CO <sub>2</sub> -Kosten im Zeitraum 02.01.2008 - 02.05.2008	63
Tabelle 26: Empirische Schätzung der CO <sub>2</sub> -Kostenüberwälzung für den Zeitraum Juli 2007 - April 2008 (in %), basierend auf Jahresfuturepreisen für 2009	65
Tabelle 27: Empirische Schätzung der CO <sub>2</sub> -Kostenüberwälzung für den Zeitraum Juli 2007 - April 2008 (in %), basierend auf Jahresfuturepreisen für 2009	65
Tabelle 28: Verwendete Elastizitäten	81
Tabelle 29: Verwendete Rohölpreisszenarien in US-Dollar je barrel von 2007 bis 2030	90
Tabelle 30: Verwendete CO <sub>2</sub> -Preisprojektionen in [€/t CO <sub>2</sub> ] im Zeitraum 2007 bis 2030	90
Tabelle 31: Ausgabenanteile für Haushaltsenergie und Kraftstoffe in 2007	99
Tabelle 32: Kurzfristige Ausgabenanteile für Haushaltsenergie am Nettoeinkommen	101
Tabelle 33: Anteil der Ausgaben für Haushaltsenergie am Nettoeinkommen in 2030	102
Tabelle 34: Anteile an den Haushaltsenergieausgaben nach Energieträgern bis 2010	106
Tabelle 35: Anteile an den Haushaltsenergieausgaben nach Energieträgern in 2030	107
Tabelle 36: Ausgabenanteile für Haushaltsenergie bei Familien in den Szenarien	111
Tabelle 37: Ausgabenanteile für Haushaltsenergie bei Rentnern in den Szenarien	111
Tabelle 38: Ausgabenanteile für Haushaltsenergie bei Alleinstehenden in den Szenarien	112
Tabelle 39: Ausgabenanteile für Haushaltsenergie bei Alleinerziehenden in den Szenarien	112
Tabelle 40: Kumulierte Energieträgermengen (mit Kraftstoffen) in PJ	115



Tabelle 41: Anteilsdifferenzen in Relation zur Gesamtenergiemenge in Bezug auf das Jahr 2007 in der kurzen Frist	118
Tabelle 42: Anteilsdifferenzen in Relation zur Gesamtenergiemenge in Bezug auf das Jahr 2007 in der langen Frist	119
Tabelle 43: Summierte CO <sub>2</sub> -Jahresemissionsmengen [in 1.000 t]	120
Tabelle 44: Summierte eingesparte CO <sub>2</sub> -Jahresmengen in [1.000 t]	122
Tabelle 45: Durchschnittliche CO <sub>2</sub> -Ausgabenanteile für Haushaltsenergie am Nettoeinkommen	123
Tabelle 46: Durchschnittliche CO <sub>2</sub> -Ausgabenanteile an den Haushaltsenergieausgaben	125
Tabelle 47: Summierte CO <sub>2</sub> -Ausgaben in € pro Jahr	127
Tabelle 48: Hersteller und Importeure fossiler Energieträger in Deutschland 2007	175
Tabelle 49: Zertifikatpflichtige Akteure im Brennstoffbereich in Deutschland 2007	177
Tabelle 50: Jährliche Transaktionskosten der öffentlichen Verwaltung	190
Tabelle 51: Unternehmensinterne Transaktionskosten	194
Tabelle 52: Verbrauchte absolute Energieträgermengen in PJ in der kurzen Frist	225

## Abkürzungsverzeichnis

ABl.	Amtsblatt
Abs.	Absatz
AO	Abgabenordnung
Art.	Artikel
Aufl.	Auflage
Az.	Aktenzeichen
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
Bd.	Band
BDEW	Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft
BGBI.	Bundesgesetzblatt
BT-Drs.	Bundestagsdrucksache
BMF	Bundesministerium der Finanzen
BMU	Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie
BVerfG	Bundesverfassungsgericht
BVerfGE	Entscheidungen des Bundesverfassungsgerichts
BVerwG	Bundesverwaltungsgericht
BVerwGE	Entscheidungen der Bundesverwaltungsgerichts
bzw.	beziehungsweise
C	Kohlenstoff
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
DÖV	Die Öffentliche Verwaltung
DVBl.	Deutsches Verwaltungsblatt
EG	Europäische Gemeinschaft(en)
EGV	Vertrag zur Gründung der Europäischen Gemeinschaft(en)

endg.	endgültig
et al.	et alii
etc.	et cetera
EU	Europäische Union
EuZW	Europäische Zeitschrift für Wirtschaftsrecht
EWG	Europäische Wirtschaftsgemeinschaft
(f)f.	(fort)folgende
Fn.	Fußnote(n)
FS	Festschrift
GG	Grundgesetz für die Bundesrepublik Deutschland
h.M.	herrschende Meinung
Hrsg.	Herausgeber
i.d.R.	in der Regel
i.e.S.	im engeren Sinn
i.S.d.	im Sinne der/ des
JZ	Juristenzeitung
IT	Informationstechnologie
KOM	Europäische Kommission
Lit.	litera
m.w.N.	mit weiteren Nachweisen
NAP	Nationaler Allokationsplan
NJW	Neue Juristische Wochenschrift
NVwZ	Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht
NVwZ-RR	Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht - Rechtsprechungsreport
OTC	Over-the-counter
OVG	Oberverwaltungsgericht
Rdnr(n).	Randnummer(n)
RL	Richtlinie
S.	Seite(n)
sog.	so genannte(r)
TEHG	Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz

## X

OVG	Oberverwaltungsgericht
u.a.	unter anderem
u.U.	unter Umständen
vgl.	vergleiche
v.a.	vor allem
VO	Verordnung(en)
Vol.	Volumen, Band
Vorbem.	Vorbemerkung(en)
VwKostG	Verwaltungskostengesetz
VwVfG	Verwaltungsverfahrensgesetz
z.B.	zum Beispiel
ZfU	Zeitschrift für Umweltrecht
ZuG	Zuteilungsgesetz

# 1 Einleitung

## 1.1 Intention und Kernfragen der Arbeit

Die öffentliche Diskussion über die globale Überbeanspruchung natürlicher Lebensgrundlagen fokussiert in den letzten Jahren insbesondere den anthropogenen Treibhausgaseneffekt. Die Begrenzung seines Fortschreitens stellt für die Menschheit eine der größten Herausforderungen des 21. Jahrhunderts dar, denn es gilt als wissenschaftlich erwiesen, dass anthropogene Treibhausgasemissionen wesentlich zur globalen Erderwärmung beigetragen haben.<sup>1</sup> Mit Unterzeichnung des Kyoto-Protokolls verpflichtete sich ein Großteil der internationalen Staatengemeinschaft zur Begrenzung ihrer Treibhausgasemissionen. Zur effizienten Erreichung dieser Ziele sieht das Kyoto-Protokoll neben einer zeitlich flexiblen Erfüllung des Ziels im Zeitraum der ersten Verpflichtungsperiode von 2008 bis 2012 auch eine flexible Instrumentenwahl vor. Die Europäische Union hat zur Umsetzung des Klimaschutzziels - Reduktion der Treibhausgasemissionen um 8% bis zum Jahr 2012 im Vergleich zu 1990 - ein Emissionshandelssystem etabliert. Dem Emissionshandelssystem wohnt die ökonomische Idee inne, dass die CO<sub>2</sub>-Minderungen an der Stelle vorgenommen werden, wo die Grenzkosten der Schadensvermeidung am niedrigsten sind. Gegenwärtig sind in der EU aber lediglich der größte Teil der Anlagen des Energiesektors sowie bestimmter emissionsintensiver Industriebranchen dem Emissionshandelssystem unterworfen. In Deutschland machen diese beiden Emittentenbereiche rund 55%, in der EU knapp die Hälfte der CO<sub>2</sub>-Emissionen aus; das bedeutet gleichzeitig, dass bisher 45% der Emissionen aus den nicht emissionshandelspflichtigen Sektoren private Haushalte, Verkehr, Handel/Gewerbe/Dienstleistungen sowie die nicht dem Emissionshandel unterliegenden Anlagen der Energiewirtschaft und der Industrie nicht vom EU-Instrumentarium erfasst werden.

Für die Zeit nach 2012 strebt die EU eine weitere Reduktion des Ausstoßes von Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2020 um mindestens 20% im Vergleich zu 1990 an; bei Zustandekommen eines neuen weltweiten Klimaschutzabkommens wird sogar eine Re-

---

<sup>1</sup> Intergovernmental Panel on Climate Change (2007); vgl. auch Stern, Peters et al. (2006).

duktion um bis zu 30% anvisiert. Die einzelnen EU-Staaten sollen dabei unterschiedlich zur Erreichung dieser Ziele beitragen, wobei die Details der EU-internen Lastenverteilung (sog. effort sharing), gegenwärtig noch offen sind.<sup>2</sup>

Je ehrgeiziger die verbindlichen CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgaben in Zukunft formuliert werden, desto stärker wächst der Druck, zusätzliche Emissionsvermeidungspotenziale zu erschließen, mithin den Emissionshandel gegebenenfalls auf möglichst viele, auch bisher nicht einbezogene Emissionssektoren in umfassender Weise auszudehnen. Erkennbar ist die EU-Kommission gegenwärtig bestrebt, das Emissionshandelssystem auf wesentliche Bereiche des Verkehrssektors, den Luftverkehr und den Straßenverkehr, auszudehnen; in diesen Bereichen soll der Regulierungszugriff über die Fluggesellschaften sowie die Fahrzeughersteller erfolgen.

Die auf EU-Ebene kontrovers geführte Diskussion über die zukünftige Ausgestaltung des Emissionshandelssystems stellt sich äußerst vielschichtig dar: Neben der Festlegung zukünftiger Emissionsminderungsziele und Fragen der EU-internen Lastenverteilung zwischen den einzelnen Mitgliedstaaten zur Erreichung dieser Ziele, die insbesondere über das Instrument des Emissionshandels angegangen werden sollen, tritt die Prämisse der Wahrung internationaler Wettbewerbsfähigkeit in bestimmten Industriezweigen durch die Konzipierung bestimmter Sonderregelungen. Thematisiert wird auch der Mindestumfang der Versteigerung von CO<sub>2</sub>-Berechtigungen für die Zeit nach 2012 für die einzelnen Mitgliedstaaten.<sup>3</sup> Es ließen sich noch weitere Punkte aufzählen, worauf hier verzichtet wird. Die vorliegende Arbeit greift aus dem Konglomerat der die Fortentwicklung des EU-Emissionshandels betreffenden Themen drei Aspekte heraus, die inhaltlich miteinander verwoben sind und für die es bisher keine hinreichenden Erkenntnisse gibt:

---

<sup>2</sup> Rat der Europäischen Union, Az. 6272/07 (Presse 25), Mitteilung an die Presse, 2785. Tagung des Rates Umwelt am 20. Februar 2007, S. 13 (Punkt 14). Der Umweltrat hat sich in diesem Beschluss ferner darauf verständigt, die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Europa bis 2020 sogar um 30 % zu reduzieren, wenn ein neues internationales Klimaschutzabkommen zustande kommt. Des Weiteren wurde sich in diesem Beschluss darauf verständigt die Energieeffizienz um 20% bis zum Jahr 2020 und im gleichen Zeitraum den Anteil der Erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch auf 20 % zu steigern.

<sup>3</sup> Vgl. zum aktuellen Entwicklungs- und Diskussionsstand über die Weiterentwicklung des Emissionshandels ab 2013 die Mitteilung der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss und den Ausschuss der Regionen - 20 und 20 bis 2020 - Chancen Europas im Klimawandel, KOM(2008) 30 endgültig vom 23.01.2008.

1. *„Welche Effekte löst das Zusammenspiel steigender Rohöl- und durch internationale Handelbarkeit von Berechtigungen entstandener CO<sub>2</sub>-Preise im Sektor der privaten Haushalte in Deutschland aus?“*
2. *„Wie sind die Einnahmen aus der Veräußerung von CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen finanzverfassungsrechtlich einzuordnen?“*
3. *„Welches Design könnte ein schlankes, EU-einheitliches Emissionshandelssystem haben, das nahezu alle CO<sub>2</sub>-Emissionen erfasst und mit welchen Transaktionskosten ist es verbunden?“*

Diese drei aufgeworfenen Fragen werden aus finanzwissenschaftlicher bzw. finanzverfassungsrechtlicher Sicht behandelt, wobei die Ausarbeitung in theoretischer Sicht - neben der Umweltökonomie - in dem Gebiet der public choice und wohlfahrtsökonomisch orientierten Finanzwissenschaft angesiedelt ist. Letztere reflektiert sich in der Untersuchung von Verteilungswirkungen einer von Seiten des Staates auf den Weg gebrachten CO<sub>2</sub>-Bepreisung bei gleichzeitig steigenden Energiepreisen auf rational handelnde Individuen.

## **1.2 Gang der Untersuchung**

Es werden im Wesentlichen drei verschiedene finanzwissenschaftliche bzw. finanzverfassungsrechtlicher Aspekte der Weiterentwicklung des EU-Emissionshandels am Beispiel Deutschlands beleuchtet, woraus sich nachfolgend skizzierter Aufbau ergibt. Kapitel 2 analysiert die Effekte steigender Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preise im Haushaltssektor in Deutschland. Kapitel 3 behandelt die finanzverfassungsrechtliche Einordnung der Einnahmen aus der Veräußerung von CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen. In Kapitel 4 wird die konzeptionelle Ausgestaltung des Up-Stream-Ansatzes vorgestellt und eine Einschätzung der mit seiner Operationalisierung verbundenen Transaktionskosten präsentiert. Kapitel 5 fasst die wesentlichen Ergebnisse zusammen. Nachfolgend werden die wesentlichen Inhalte der Kapitel in zusammengefasster Form vorgestellt.

### **1.2.1 Effekte steigender Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preise im Haushaltssektor**

Die Erforschung der Zusammenhänge zwischen dem Verhalten von Haushalten und umweltpolitischen Regulierungen gewinnt in jüngster Vergangenheit - auch unter Ver-

teilungsgesichtspunkten - zunehmend an Bedeutung. Die Literatur behandelt Verteilungswirkungen auf Haushalte zumeist auf Basis von Input-Output-Analysen, jedoch entweder isoliert unter dem Aspekt der Umweltregulierung, insbesondere hinsichtlich der Verteilungswirkungen einer CO<sub>2</sub>-Steuer<sup>4</sup> oder unter dem Blickwinkel steigender Öl- bzw. Primärenergieträgerpreise<sup>5</sup>. Das *simultane* Zusammenwirken einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung - sei es durch eine CO<sub>2</sub>-Steuer oder durch ein Mengeninstrument wie dem CO<sub>2</sub>-Emissionshandel - mit steigenden Ölpreisen bzw. der dadurch hervorgerufenen Preisanstiege für Haushaltsenergie wird gegenwärtig in der Literatur nur vereinzelt reflektiert, beispielsweise für Spanien durch die Studie von Rodríguez Méndez, Labandeira et al. (2004). Dies verwundert insoweit, als insbesondere unter dem Aspekt der zuletzt schnell steigenden Rohölpreise sowie der dadurch induzierten kräftigen Preisanstiege für Haushaltsenergie<sup>6</sup> und des gleichzeitig intendierten weiteren Ausbaus von Systemen der CO<sub>2</sub>-Bepreisung in der EU zwecks effizienter Erreichung von Klimaschutzziele sich erhebliche Verteilungswirkungen im Haushaltsbereich ergeben können,<sup>7</sup> die wiederum in Anpassungsreaktionen (Mengeneffekten) münden.

An diesem Punkt setzt Kapitel 2 der vorliegenden Arbeit an und ergänzt den gegenwärtigen Stand der Forschung um eine detaillierte Untersuchung der Effekte, die durch das Zusammenspiel steigender Preise für Haushaltsenergie in Verbindung mit alternativen CO<sub>2</sub>-Preisen am Beispiel Deutschlands in unterschiedlichen Zeitpunkten bis zum Jahr 2030 mit den dadurch hervorgerufenen Anpassungsreaktionen auf Haushaltsebene ausgelöst werden. Diese Untersuchung erfolgt auf Basis modellierter Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien, die verschiedene Verläufe künftiger Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preise abbilden. Die Berechnung und Messung der sich in diesen modellierten Preisszenarien im Haushaltssektor abspielenden Effekte wird anhand eines eigens hierfür konzipierten Mikrosimula-

---

<sup>4</sup> Vgl. statt vieler nur Johnsen, Larsen et al. (1996), Poterba, J. (1991), Hamilton, Kirk und Cameron (1994), Symons, Proops et al. (1994), Cornwell und Creedy (1996), OECD (2006a), Pizer und Kopp (2005).

<sup>5</sup> Vgl. dazu die Arbeiten von Common (1985), Stoker (1986), Baker, Paul und Blundell (1991) oder Kpodar (2006).

<sup>6</sup> Die Preisanstiege auf den weltweiten Energiemärkten betreffen nicht nur den Rohölpreis, sondern auch den Erdgaspreis und den Kohlepreis. Mit den Preisanstiegen für die genannten Primärenergieträger sind auch die Preise für die von privaten Haushalten genutzten Sekundärenergieträger, also den Energieträgern, die aus der Umwandlung von Primärenergieträgern entstehen (z.B. Mineralölprodukte wie Benzin und leichtes Heizöl, Fernwärme oder Strom), gestiegen.

<sup>7</sup> Hierbei gilt es im Blick zu haben, dass ein Nachfragerückgang bei fossilen Energieträgern infolge gestiegener Energieträgerpreise eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung zur Erreichung von Klimaschutzziele nicht redundant macht, da nicht sicher ist, wie dauerhaft und stark der preisinduzierte Nachfragerückgang ausfällt; Sicherheit hinsichtlich der Erreichung von Klimaschutzziele bietet insoweit nur die CO<sub>2</sub>-Bepreisung im Rahmen eines Emissionshandelssystems.



tionsmodells vorgenommen, wodurch eine differenzierte Analyse der Effekte alternativer Preisszenarien auf den Haushaltssektor allgemein sowie auf bestimmte Haushaltstypen vorgenommen werden kann. Bei der Mikrosimulationsanalyse gilt es zu beachten, dass diese keinerlei Prognosen über den künftigen Verlauf der wirtschaftlichen Entwicklung erlaubt; die berechneten Effekte sind vielmehr Ergebnisse modellgestützter Simulationen auf Basis von zum Teil restriktiven Annahmen sowie der gewählten Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien. Makroökonomische Implikationen und Zweitrundeneffekte, die auf die Zusammensetzung der Energieträgerstruktur im Haushaltssektor zurückwirken und auch die Zusammensetzung des Warenkorbs bewirken, wurden in die Berechnungen nicht integriert.

Im Rahmen der Vorbereitung der oben genannten Untersuchungsziele wird ferner ein Modell vorgestellt und getestet, mit welchem empirisch die Überwälzungsraten der CO<sub>2</sub>-Kosten im deutschen Stromsektor für das Jahr 2008, dem Beginn der ersten Verpflichtungsperiode des EU-Emissionshandels, auf durchschnittlich 0,86 geschätzt werden konnte. Dadurch leistet die Arbeit einen Beitrag zur Ermittlung der aktuellen Überwälzungsraten von CO<sub>2</sub>-Kosten in den Strompreis für Deutschland. Die erste belastbare Studie hierzu, auf der auch die vorliegende Untersuchung aufbaut, lieferten Sijm, Neuhoff et al. (2006) für das Jahr 2005, die allerdings durch erhebliche Schwierigkeiten in der Datenbeschaffung gekennzeichnet war, da zu Beginn der ersten Handelsperiode des EU-Emissionshandels im Jahr 2005 das Handelsvolumen mit Emissionsberechtigungen noch relativ schwach ausgeprägt war. Inzwischen ist das Handelsvolumen erheblich angestiegen, so dass vorliegend mit weitaus verlässlicheren Daten gearbeitet werden konnte.

Im Rahmen der Analyse der Effekte steigender Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preise wird die Verschiebung der Ausgabenanteile für Energieträger am Haushaltsnettoeinkommen sowie an den Energieausgaben der Haushalte im Allgemeinen sowie für bestimmte Haushaltstypen analysiert. Des Weiteren werden die sich in den verschiedenen Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien ereignenden Mengeneffekte sowie die daraus resultierenden Nutzungsverchiebungen zwischen den Energieträgern und Zusammensetzung des Energieträgermix im Haushaltssektor untersucht. Darüber hinaus wird die aktuelle Forschung ergänzt durch eine Analyse der durch das Zusammenspiel der modellierten Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien ausgelösten isolierten CO<sub>2</sub>-Effekte, um präziser beantworten zu können, zu welchen CO<sub>2</sub>-Emissionsmengen- und CO<sub>2</sub>-Ausgabeneffekten allein die CO<sub>2</sub>-Bepreisung angesichts unterschiedlicher Rohölpreiseffekte im Einzelnen führen kann.

Die im Anschluss an Kapitel 2 angesichts steigender Energie- und CO<sub>2</sub>-Preise stärker in den Fokus der tagespolitischen<sup>8</sup> Diskussion rückende Frage, ob und wie etwaige Belastungswirkungen von Seiten des Staates korrigiert werden sollten, würde einen tieferen Einstieg in die Debatte staatlicher Einflussnahme durch Verteilungspolitik erfordern; derartige Fragen sind dem Gebiet normativer Gerechtigkeitserwägungen<sup>9</sup> überantwortet und werden in dieser Untersuchung ausgeklammert. Auch wenn das „ob“ und „wie“ staatlicher Korrektur von Verteilungswirkungen nicht thematisiert wird, ist das Eingreifen des Staates zur Korrektur der zuvor geschilderten Belastungswirkungen entscheidend durch das Vorhandensein finanzieller Mittel bestimmt. Derartige Mittel kann der Staat beispielsweise aus der Veräußerung von Emissionsberechtigungen generieren. Dieser Themenkomplex wird in Kapitel 3 in finanzverfassungsrechtlicher Sicht behandelt.

## **1.2.2 Veräußerung von CO<sub>2</sub>-Berechtigungen und Finanzverfassung**

Aus ökonomischer Sicht werden Einnahmen aus der Veräußerung von Staatsvermögen zum einen im Rahmen der Ressourcenökonomik betrachtet, etwa wenn es um die Optimierung der Exploration von Bodenschätzen durch den Staat geht; auch klimapolitische Fragen können nach ressourcenökonomischen Beurteilungskriterien evaluiert werden.<sup>10</sup> Zum anderen werden derartige Einnahmen aus finanzwissenschaftlicher Sicht unter dem Titel der Möglichkeiten und Anknüpfungspunkte staatlicher Einnahmenerhebung sowie der zweckmäßigen Struktur der Einnahmen diskutiert. Von Interesse wären auch Aspekte der Substitution (verzerrender) Steuern durch die Generierung von Veräußerungseinnahmen<sup>11</sup> oder die optimale Zusammensetzung eines Einnahmen-Mix aus Abgaben und Veräußerungserlösen.

---

<sup>8</sup> In dieser Diskussion fühlen sich immer mehr Politiker zum Handeln berufen, die Folgen steigender Energiepreise für die Endverbraucher abzumildern. So statt vieler etwa der Vorschlag des französischen Staatspräsidenten Nicolas Sarkozy, EU-weit die Mehrwertsteuer auf Mineralölprodukte bis zu einem bestimmten Preis zu begrenzen, vgl. ZEIT online, Tagesspiegel vom 20.06.2008, <http://www.zeit.de/news/artikel/2008/06/20/2555280.xml>.

<sup>9</sup> Zu den unterschiedlichen Denkrichtungen der Staatstheorie sei auf die Werke von Bentham (1789), Mill (1848), Buchanan und Tullock (1962), Rawls (1971) und Nozick (1974) verwiesen.

<sup>10</sup> Sinn (2007) und Sinn (2008).

<sup>11</sup> Zu denken wäre etwa an Staaten mit reichen Rohstoffvorkommen, die Unternehmen gestatten, diese Bodenschätze z.B. durch Verkauf einer Förderkonzession oder gegen Entrichtung einer Förderabgabe zu

Anders als die ökonomische Sichtweise, welche die Relevanz eines adäquaten (finanz-) verfassungsrechtlichen Normgefüges allenfalls im Rahmen der Institutionenökonomik thematisiert, aber ansonsten zumeist ausblendet, fokussiert die juristische Betrachtungsweise die Einbettung der Einnahmengenerierung aus der Veräußerung von Staatsvermögen in den verfassungsrechtlichen Kontext. Generiert der Staat aus der (teilweisen) Veräußerung von Emissionsberechtigungen Einnahmen, könnte hierdurch die Schutz- und Begrenzungsfunktion der Finanzverfassung (Art. 104a bis Art. 108 GG) tangiert werden. Aus ökonomischer Sicht ist dann die Einhaltung verfassungsrechtlicher Regeln als strenge Nebenbedingung für die Optimierung der Abgaben- bzw. Einnahmenregelung anzusehen.

Da Institutionen<sup>12</sup> normverpflichtet sind, konzentriert sich Kapitel 3 allein auf diese juristische Perspektive und fragt, wie der Staat auf bundesdeutscher Ebene die konkrete Ausgestaltung der Veräußerung von Emissionsberechtigungen in Einklang mit dem geltenden Finanzverfassungsrecht bringen, also die strikte Nebenbedingung erfüllen kann. Nach Vergleich der vorliegenden Problematik mit derjenigen aus der Versteigerung der UMTS-Lizenzen wird eine erste Einordnung der Veräußerungseinnahmen als Einnahmen öffentlich-rechtlicher Natur begründet. Richtet man den Blick auf die finanzverfassungsrechtliche Rechtfertigung der Veräußerungserlöse, stellt sich die Frage nach der - höchstrichterlich noch ungeklärten – exakten Rechtsnatur derartiger Einnahmen. Vor dem Hintergrund, dass der Staat in der zweiten Emissionshandelsperiode dazu übergegangen ist, einen Teil der CO<sub>2</sub>-Berechtigungen zu veräußern,<sup>13</sup> hat sich in der juristischen Literatur ein Meinungsstreit darüber entzündet, wie derartige Veräußerungserlöse verfassungsrechtlich einzuordnen und finanzverfassungsrechtlich zu rechtfertigen sind. Dahinter steht auch die Frage, ob der ökonomische Vorschlag einer Veräußerung von Berechtigungen mit den zwangsläufig entstehenden Einnahmen überhaupt Realisierungschancen besitzt.<sup>14</sup> Zu dieser kontrovers diskutierten Frage

---

erschließen und zu fördern. Die Unternehmen erhielten von Seiten des Staates das Recht, sich die geförderten Bodenschätze anzueignen.

<sup>12</sup> Die Behandlung von Institutionen wurden bereits ausführlich von Rousseau in seiner Abhandlungen über die politische Ökonomie, vgl. Rousseau (1981), S. 229ff, sowie über den Gesellschaftsvertrag (ebenda, S. 269ff.) behandelt.

<sup>13</sup> Der Sachverständigenrat für Umweltfragen empfiehlt für die Zeit nach 2012 eine vollständige Versteigerung der Emissionsberechtigungen, siehe Sachverständigenrat für Umweltfragen (2006), Ziffer 5.2 (Rn. 36).

<sup>14</sup> Siehe dazu auch die Ökonomische Theorie des Rechts, die auf das rechtlich-institutionelle Umfeld blickt, in dem wirtschaftliche Aktivitäten stattfinden und insoweit einen Gegenakzent zur modellorientierten Analytik setzt; so etwa Homann und Suchanek (2005); Richter und Furubotn (2003).

existiert in der Judikatur ein breites Meinungsspektrum. Während nach vereinzelt Ansicht derartige Erlöse als Benutzungsgebühren der Emittenten einzustufen seien (vgl. OVG Lüneburg, NVwZ-RR 1995, Meßerschmidt (1987), Hendler (1989)), sollen sie nach Mehrbrey (2003) als Entgelt für die Möglichkeit, eine natürliche Ressource zu nutzen und mithin als Verleihungsgebühr einzustufen sein; andere Meinungen halten auch eine Einstufung der Erlöse als Sonderabgaben für möglich (Becker, F. (2002)); andere Ansicht: Burgi und Selmer (2007)). In der vorliegenden Arbeit wird die Ansicht vertreten, dass aus der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts (vgl. statt vieler nur BVerfGE 93, S. 319ff.) eine tragfähige Begründung für die Einordnung als sonstige nicht-steuerliche Abgabe gewonnen werden kann.

### **1.2.3 Konzeption und Transaktionskosten des Up-Stream-Ansatzes**

In diesem Kapitel werden die Konzeption und Operationalisierung eines ausgewählten Emissionshandelssystems auf Up-Stream-Basis unter deutschen Rahmenbedingungen vorgestellt, mit welchem *sämtliche* CO<sub>2</sub>-Emissionen unter der Prämisse der Vermeidungs- und Transaktionskostenminimierung erfasst werden können. Da generell ein Zertifikatansatz unabhängig vom Regulierungspunkt die Grenzschadenskosten nach Maßgabe des Zertifikatpreises erhöht, rücken bei der Entscheidung für ein bestimmtes Zertifikatsystem die Transaktionskosten ins Zentrum der Ausgestaltungsüberlegungen. Die Transaktionskosten werden von der Wahl des Regulierungszugriffs - insbesondere von der Anzahl der zertifikatpflichtigen Akteure - sowie der Möglichkeit bestimmt, auf bereits vorhandene administrative Strukturen zurückzugreifen. Eine Minimierung der aggregierten Transaktionskosten von Staat und Unternehmen ist also vor allem dann zu erreichen, wenn die Anzahl der potenziell zertifikatpflichtigen Unternehmen auf ein Minimum beschränkt werden und zugleich auf ein sich auf alle Sektoren erstreckendes, bestehendes Monitoringsystem zurückgegriffen werden kann. Der präsentierte Up-Stream-Ansatz erfüllt die Anforderungen hinsichtlich der Minimierung der Transaktionskosten des Gesamthandelssystems, indem dort die Zertifikatpflicht den in der Energieflusskette ersten Wareneigentümern fossiler Brennstoffe (Hersteller und Lagerbetriebe fossiler Energieträger) auferlegt werden, wodurch sich gegenüber anderen Handelsansätzen eine vergleichsweise geringe Anzahl von 1.115 potenziell zertifikatpflichtigen Akteuren ergibt. Unter Abkehr von dem im bestehenden EU-Emissionshandelssystem praktizierten anlagenspezifischen Ansatz, bei welchem der Emittent nach

Maßgabe seiner individuellen Emissionen zertifikatpflichtig ist, stellt der Up-Stream-Ansatz folglich eine Art „Stellvertreter-Lösung“ dar; er setzt keinen unmittelbaren Anreiz beim eigentlichen Emittenten zur Emissionsreduktion.

Andererseits liegt der große Vorteil des am Beginn der Energiebereitstellungskette ansetzenden Up-Stream-Ansatzes in der lückenlosen Erfassung *aller* in mobilen oder immobilien Verbrennungssystemen verwendeten Energieträger an einer *minimalen* Zahl zertifikatpflichtiger Akteure. Der Up-Stream-Ansatz könnte durch Nutzung des europaweit aufgebauten und harmonisierten Energiesteuersystems EU-weit implementiert werden, da im Rahmen des Energiesteuererhebungsverfahrens sämtliche in Verkehr gebrachte fossile Brennstoffmengen lückenlos erfasst werden. Die Entstehung der Zertifikatpflicht wird dabei an die Entnahme der Energieträger aus den Steuerlagern zur energetischen Nutzung gekoppelt, wobei Ausnahmeregelungen zur nicht energetischen Verwendung fossiler Energieträger vorgesehen werden sollten.

## **2 Effekte steigender Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preise im Haushaltssektor**

### **2.1 Einleitung**

Die Erforschung der Zusammenhänge zwischen dem Verhalten von Haushalten und umweltpolitischen Regulierungen gewinnt in jüngster Vergangenheit - auch unter Verteilungsgesichtspunkten - zunehmend an Bedeutung.

Die Einbeziehung sämtlicher Emissionssektoren in ein europäisches Emissionshandelssystem - etwa durch Anknüpfung an die Verbrennung fossiler Energieträger - oder die Einführung einer umfassenden CO<sub>2</sub>-Steuer auf fossile Energieträger wirft die Frage nach dem Anstieg der von der CO<sub>2</sub>-Bepreisung induzierten Preisanstiege für fossile Energieträger und den daraus resultierenden Verteilungswirkungen auf. Damit ist das Problem eines Trade-offs zwischen ökologischer Treffsicherheit bei Anvisierung eines CO<sub>2</sub>-Minderungsziels und möglicherweise damit einhergehenden Verteilungsungerechtigkeiten aufgeworfen. Allein infolge des Anstiegs der Energiepreise auf den Weltmärkten in den vergangenen sechs Jahren konnten bereits erhebliche Preissteigerungen im Energiesektor konstatiert werden. Obwohl eine durch das Instrument des Emissionshandels umgesetzte CO<sub>2</sub>-Minderungsstrategie Anreize zur Etablierung energieeffizienter Technologien in den Sektoren setzt und sich dadurch langfristig dämpfend auf die CO<sub>2</sub>-Preise auswirkt, führt ein solches System zu Beginn der Einbeziehung von Sektoren in ein Handelsregime bzw. bei der Festlegung restriktiver Emissionsminderungsziele zu einem Preisanstieg für CO<sub>2</sub>-Berechtigungen. Steigende Preise für Emissionsberechtigungen erhöhen wiederum insbesondere in der kurzen Frist die Endverbraucherpreise für fossile Energieträger und Strom, soweit die Marktkonstellationen die Überwälzung zulassen; langfristig können derartige Effekte zu einer Veränderung in der Zusammensetzung des Energieträgermixes und einem Rückgang des Energieverbrauchs auf Seiten der Endverbraucher sowie zu einem veränderten Strommix auf Seiten der Stromerzeugung führen. Diese Wirkungsmechanismen haben erhebliche Auswirkungen auf die finanzielle Situation der Endverbraucher, deren Haushaltsbudget durch steigende Heiz- und Mobilitätskosten zunehmend belastet wird. Bereits

ohne den Emissionshandel hat sich der Anteil der Ausgaben für Energie an den gesamten Konsumausgaben von 5,9% im Jahr 1999 auf 6,9% in 2007 erhöht; allein im Zeitraum von Januar 2004 bis September 2007 haben private Endverbraucher knapp 30% mehr für Haushaltsenergie und Kraftstoffe ausgeben müssen, während die sonstigen Verbraucherpreise im gleichen Zeitraum um 7% gestiegen sind.<sup>15</sup> Diese Situation kann besonders für einkommensschwache Haushalte problematisch sein, da hier Energiepreissteigerungen große relative Einbußen beim verbleibenden Haushaltseinkommen bewirken und zugleich Ausweichmöglichkeiten (Anschaffung energieeffizienter Heizungen, Kfz und Elektrogeräte etc.) nur sehr eingeschränkt genutzt werden können.

In der Literatur existiert eine Vielzahl von Studien, die sich mit Wirkungen umweltpolitischer Maßnahmen, insbesondere einer CO<sub>2</sub>-Steuer, befassen.<sup>16</sup> Daneben existiert gerade für Industrieländer eine Fülle von Studien, die eine regressive Verteilungswirkung der CO<sub>2</sub>-Steuer nachweisen.<sup>17</sup> Die Rückverteilung von Teilen des hieraus generierten CO<sub>2</sub>-Steueraufkommens an die Haushalte entfaltet eine progressive Wirkung. Bei einem hohen Ausgabenanteil für Haushaltsenergie und hoher Abhängigkeit von kohlenstoffintensiven Brennstoffen in den unteren Einkommenschichten sind die Auswirkungen einer CO<sub>2</sub>-Steuer vergleichsweise höher für diese unteren Einkommensklassen.<sup>18</sup> Barker und Kohler (1998) analysierten die Auswirkungen einer bis 2010 ansteigenden EU-CO<sub>2</sub>-Steuer auf den Haushaltssektor und gelangten in Bezug auf die Haushaltsenergieträger zu einer regressiven und hinsichtlich der Kraftstoffe zu einer schwach progressiven Belastungswirkung der CO<sub>2</sub>-Steuer. Darüber hinaus zeigten sie, dass die Reduzierung der Abgaben auf Unternehmensebene das verfügbare Einkommen aller Einkommensklassen, insbesondere in den unteren Einkommensklassen, erhöhen kann. Barker und Johnstone (1993) untersuchten die Verteilungswirkungen einer CO<sub>2</sub>-Energiesteuer und analysierten alternative Verwendungen des CO<sub>2</sub>-Steueraufkommens

---

<sup>15</sup> Vgl. hierzu Statistisches Bundesamt (2007), S. 511 sowie Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2008), Tabellenblatt 28.

<sup>16</sup> Vgl. Bovenberg und Goulder (2000); Repetto und Austin (1997); Distelkamp, Hohmann et al. (2003); Frohn, Chen et al. (2003); Meyer, B. (2002); Bach und Schulz (2003); Meyer, B. und Lutz (2002). So simuliert etwa die Studie von Meyer, Bernd, Lutz et al. (2006) mit Hilfe des Modells PANTHA RHEI unter Rückgriff auf Vorarbeiten von z.B. Bockermann, Meyer et al. (2005) die Auswirkungen verschiedener Ölpreisszenarien auf die wirtschaftliche Entwicklung ausgewählter Branchen und Bereiche in Nordrhein-Westfalen.

<sup>17</sup> Johnson, McKay et al. (1990); Poterba, J. (1991); Hamilton, Kirk und Cameron (1994); Symons, Proops et al. (1994); Cornwell und Creedy (1996); Johnsen, Larsen et al. (1996); Pizer und Kopp (2005), OECD (2006a) sowie Fullerton, Don, Leicester et al. (2008).

<sup>18</sup> Goldemberg und Johansson (1995) sowie Yamasaki und Tominaga (1997). Symons, Proops et al. (1994).

für ein Energieeffizienzprogramm einerseits und einem Lump-Sum Transfer andererseits. Sie gelangten zu einer hohen Belastung der unteren Einkommensklassen, wobei die potenziellen Gewinne der unteren Einkommensschichten aus der höheren Energieeffizienz vergleichsweise stärker ausfielen als bei einem Pauschaltransfer des Aufkommens. Ebenso betrachteten Symons, Proops et al. (1994) verschiedene Aufkommensverwendungsarten einer CO<sub>2</sub>-Steuer im Vereinigten Königreich. Die CO<sub>2</sub>-Steuer wirkt hier ohne Rückverteilung des Aufkommens bzw. ohne Reduzierung der Mehrwert- oder Mineralölsteuer im Ergebnis regressiv; dagegen führt die Umverteilung des generierten Aufkommens in Kombination mit einer Senkung der Mehrwertsteuer gerade für die unteren Einkommensklassen zu günstigeren Verteilungseffekten.<sup>19</sup> Zusammenfassend zeigen die meisten Studien regressive Verteilungswirkungen einer CO<sub>2</sub>-Steuer an, wenn das Steueraufkommen nicht in direkter oder indirekter Form wieder den Haushalten allgemein oder den besonders belasteten Einkommensschichten zugute kommt.<sup>20</sup>

Des Weiteren gelangen auch Studien über die Wirkungen steigender Primärenergie-trägerpreise zu regressiven Verteilungswirkungen.<sup>21</sup> Das *simultane* Zusammenwirken einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung mit verschiedenen Ölpreisen bzw. der dadurch hervorgerufenen Preisanstiege für Haushaltsenergie wird gegenwärtig in der Literatur nur vereinzelt reflektiert, etwa durch Rodríguez Méndez, Labandeira et al. (2004). Dies verwundert insoweit, als sich aus den zuletzt stark gestiegenen Rohöl- und Haushaltsenergiepreisen<sup>22</sup> und dem weiterhin angestrebten Ausbau von Systemen der CO<sub>2</sub>-Bepreisung in der EU zur Erreichung von Klimaschutzziele erhebliche Verteilungswirkungen im

---

<sup>19</sup> Zu ähnlichen Ergebnissen hinsichtlich der Wirkungen einer CO<sub>2</sub>-Steuer - auch hinsichtlich der (teilweisen) Rückverteilung des durch sie generierten Aufkommens - gelangten O'Donoghue (1997) für Irland, Cornwell und Creedy (1996) für Australien, Aasness, Bye et al. (1996) für Norwegen<sup>19</sup> und Harrison und Kriström (1999) für Schweden.

<sup>20</sup> Vgl. dazu auch Poterba, James M. (1990); Poterba, J. (1991); Barker (1993); Hamilton, Kirk und Cameron (1994); Cornwell und Creedy (1996); Oliveira-Martins und Sturn (1998); Grub (2000b). Metcalf (1999) verweist darauf, dass keine gravierenden Verteilungswirkungen durch CO<sub>2</sub>-Steuern zu erwarten sind, wenn die Steuersätze für ärmere Haushalte gering sind oder Teile des Steueraufkommens an Haushalte rücktransferiert werden.

<sup>21</sup> Vgl. dazu die Arbeiten von Common (1985), Stoker (1986), Baker, Paul und Blundell (1991) oder Kpodar (2006).

<sup>22</sup> Die Preisanstiege auf den weltweiten Energiemärkten betreffen den Rohölpreis, den Erdgaspreis und den Kohlepreis. Mit den Preisanstiegen für die Primärenergieträger sind auch die Preise für die von privaten Haushalten genutzten Sekundärenergieträger, also den Energieträgern, die aus der Umwandlung von Primärenergieträgern entstehen (z.B. Mineralölprodukte, Fernwärme oder Strom), gestiegen.



Haushaltsbereich ergeben können, die wiederum in Anpassungsreaktionen (Mengeneffekten) münden.<sup>23</sup>

Das vorliegende Kapitel zielt darauf ab, anhand von Mikrodaten mit Hilfe eines Simulationsmodells die Effekte des Zusammenspiels verschiedener Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien in unterschiedlichen Zeitpunkten bis zum Jahr 2030 auf die privaten Haushalte in Deutschland zu quantifizieren. Es ist wie folgt aufgebaut: In Unterkapitel 2.2 wird die historische Entwicklung der Energiepreise sowie die wesentlichen Charakteristika der Haushaltsnachfrage nach Energie unter verschiedenen Blickwinkeln kurz skizziert, ehe sich Unterkapitel 2.3 ausführlich den Effekten der Preisdynamik von Rohöl und CO<sub>2</sub> widmen. Dort nimmt die Evaluation von Effekten der CO<sub>2</sub>-Preise auf die Energieträgerpreise einen Schwerpunkt ein, insbesondere die in Unterkapitel 2.3.4 vorgenommene Analyse der CO<sub>2</sub>-Preiseffekte auf den Preis von Elektrizität, in welchem die gegenwärtigen Überwälzungsraten von CO<sub>2</sub>-Preisen in den Strompreis geschätzt werden. In Unterkapitel 2.4 werden verschiedene Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien über verschiedene Verläufe künftiger Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preise kreiert und in ein eigens hierfür konzipiertes Mikrosimulationsmodell eingespeist, welches als Datenbasis die (auf das Jahr 2007 fortgeschriebene) EVS 2003 aufweist. Auf diese Weise lassen sich in Unterkapitel 2.5 die im Rahmen der modellierten Szenarien im Haushaltssektor abspielenden Preis- und Mengeneffekte sowie isolierte CO<sub>2</sub>-Effekte im Haushaltssektor berechnen. Die berechneten Effekte sind Ergebnisse modellgestützter Simulationen auf Basis von zum Teil restriktiven Annahmen sowie der gewählten Preisszenarien. In Unterkapitel 2.6 fasst die wichtigsten Schlussfolgerungen zusammen.

## 2.2 Darstellung des Status quo

### 2.2.1 Einleitung

Das folgende Kapitel hat einen einführenden und die nachfolgenden Kapitel vorbereitenden Charakter und analysiert den Status quo der Energieausgaben. Es beginnt in Unterkapitel 2.2.2 mit einer Skizzierung der Entwicklung der Energiepreise

---

<sup>23</sup> Ein Nachfragerückgang bei fossilen Energieträgern infolge gestiegener Energieträgerpreise macht eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung zur Erreichung von Klimaschutzziele nicht redundant, da Dauer und Stärke des preisinduzierten Nachfragerückgang ungewiss sind; Sicherheit in Bezug auf die Erreichung von Klimaschutzziele bietet insoweit nur ein CO<sub>2</sub>-Mengenbewirtschaftungssystem.

und -verbräuche. Die Auswirkungen verschiedener Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preise auf die Endverbraucher in Deutschland werden in dieser Untersuchung auf Datenbasis der EVS 2003 untersucht; hierzu liefert Unterkapitel 2.2.3 eine kurze Beschreibung der verwendeten Datenbasis (EVS 2003). Daran anknüpfend ermittelt Unterkapitel 2.2.4 die Energieverbrauchsmuster der Haushalte auf Basis der EVS 2003, welche in Unterkapitel 2.2.5 in ein aktuelles Bild überführt werden, indem die Preise auf den aktuellen Rand (bis Mai 2007) fortgeschrieben werden, um Effekte auf die Ausgaben besser abbilden zu können. Um von den zu verzeichnenden Preisanstiegen in besonderem Maße betroffene Gruppen zu identifizieren, wird in Unterkapitel 2.2.6 eine über die Dezilbetrachtung hinausgehende Untersuchung der Haushalts- bzw. Familientypen vorgenommen. Abschließend wird in Unterkapitel 2.2.7 der Stellenwert der Energieausgaben im Verhältnis zu anderen Ausgabenkategorien beleuchtet.

## 2.2.2 Entwicklung der Energiepreise und -verbräuche

### Energiepreisentwicklung

Energie ist ein Gut, dessen Knappheit sich insbesondere in jüngster Zeit auf zunehmende Weise in steigenden Preisen niederschlägt. Während die Hochpreisphasen während der Ölkrisen in den späten Siebzigern und frühen Achtzigern des vergangenen Jahrhunderts noch als Ausnahmen von der Regel stabiler Preise gelten konnten, sind in den letzten Jahren stark ansteigende Energiepreise zu verzeichnen, wobei sich diese Entwicklung auf sämtliche Energieträger erstreckt.

Tabelle 1: Verbraucherpreise und Preisentwicklung von 1991 bis 2007

Haushalte (einsch. MWSt):	1991	1996	1998	2000	2002	2004	2005	2006	2007
Heizöl leicht [€/100 l]	26,38	25,92	22,10	40,82	35,14	40,60	53,59	59,30	58,63
Entwicklung: 2000 = 100	64,6	63,5	54,1	<b>100,0</b>	86,1	99,5	131,3	145,3	143,6
Erdgas [Cent/m <sup>3</sup> ]	3,55	3,35	3,52	3,94	4,53	4,82	5,34	6,33	6,51
Entwicklung: 2000 = 100	90,1	85,2	89,3	<b>100,0</b>	115,2	122,4	135,7	160,7	165,4
Strom [Cent/kWh] <sup>1</sup>	14,80	15,21	15,48	14,92	16,08	17,51	18,23	18,91	20,15
Entwicklung: 2000 = 100	99,2	101,9	103,7	<b>100,0</b>	107,7	117,3	122,1	126,7	135,0
Feste Brennstoffe (Briketts) [€/100kg]	22,39	27,03	28,20	28,53	29,21	29,69	30,15	30,72	31,52
Entwicklung: 2000 = 100	78,5	94,8	98,9	<b>100,0</b>	102,4	104,1	105,7	107,7	110,5
Fernwärme [€/GJ]	11,86	12,13	12,51	13,17	15,78	15,96	17,15	19,27	20,50
Entwicklung: 2000 = 100	90,1	92,1	95,0	<b>100,0</b>	119,8	121,2	130,3	146,3	155,7
Normalbenzin [€/l] <sup>2</sup>	0,65	0,80	0,79	0,99	1,03	1,12	1,20	1,27	1,35
Entwicklung: 2000 = 100	65,6	80,6	79,2	<b>100,0</b>	103,5	112,8	121,3	128,1	136,2
Dieselmotortreibstoff [€/l] <sup>2</sup>	0,55	0,62	0,59	0,80	0,84	0,94	1,07	1,12	1,19
Entwicklung: 1991 = 100	68,1	77,6	72,9	<b>100,0</b>	104,4	117,3	133,1	139,8	147,5

Quelle: Eigene Darstellung nach Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2008), Tabellenblatt 26.

<sup>1</sup> Tarifabnehmer (Haushaltsbedarf), inklusive Ausgleichsabgabe, Stromsteuer und Mehrwertsteuer.

<sup>2</sup> Markenware mit Selbstbedienung.

Während die Energieträger Heizöl, Erdgas und Strom primär für Raum- und Prozesswärmeerzeugung, Licht und andere elektrische Anwendungen genutzt werden, finden Diesel und Benzin nahezu ausschließlich im Verkehrssektor Verwendung. Die Verbraucherpreise für Benzin stiegen hierbei stetig von 0,65 [€/l] Normalbenzin in 1991 auf 1,35 [€/l] in 2007; auch für Diesel kann ein nahezu stetiges Anwachsen des Durchschnittspreises von 0,55 [€/l] in 1991 auf 1,19 [€/l] in 2007 verzeichnet werden.<sup>24</sup> Die Preise für leichtes Heizöl schwankten in den Jahren von 1991 bis 1999 zunächst durchschnittlich zwischen 21,94 und 26,57 [€/100 l] und erreichten im Jahr 2007 einen vorläufigen Höchststand von durchschnittlich 58,63 [€/100 l]. Diese Preisentwicklung für Benzin, Diesel und leichtes Heizöl entspricht mehr als einer Verdopplung des Verbraucherpreises im Zeitraum 1991 bis 2007. Eine ähnlich drastische Entwicklung im Beobachtungszeitraum von 1991 bis 2007 ist auch bei Erdgas zu verzeichnen, welches im Jahr 2007 einen Durchschnittspreis von 6,51 [Cent/m<sup>3</sup>] aufwies. Die Verbraucherpreise für Strom sind im gleichen Zeitraum vergleichsweise weniger stark gestiegen und betragen im Jahr 2007 20,15 [Cent/kWh]. Tendenziell verlaufen die Preissteigerungen im betrachteten Zeitablauf über alle Energieträger hinweg allerdings relativ homogen. Die Energiepreisentwicklung wird in Tabelle 1 an Hand der bundesweiten Verbraucherpreise für Haushaltsenergien und Kraftstoffe von 1991 bis 2007 veranschaulicht. Der Wert des Jahres 2000 ist hierbei auf 100 normiert.

Gemäß den Daten des Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2008) nahmen die Ausgaben für Energie pro Haushalt (Durchschnittswerte für Deutschland) von 1.540 € in 1990 um 825 € auf 2.365 € in 2007 zu. Dies entspricht einem Anstieg von über 53%. Eliminiert man aus dieser Berechnung die Kraftstoffe, verbleibt im selben Zeitraum für Raumwärme und Warmwasser, Prozesswärme, Licht und Sonstiges eine Steigerung um 491 € von 826 € auf 1.317 €, was einem Anstieg um knapp 60 % entspricht. Hierbei gilt es im Übrigen zu beachten, dass Ausgabensteigerungen in den Haushalten nicht mit Preissteigerungen gleichgesetzt werden, da es sich bei den Ausgaben um das Produkt aus konsumierter Menge und dem Preis handelt.

---

<sup>24</sup> Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2008), Tabellenblatt 26.

Tabelle 2: Jährliche Ausgaben für Energie pro Haushalt in Euro

	1990	1996	2000	2002	2004	2005	2006	2007
Raumwärme und Warmwasser	521	684	684	748	798	877	986	821
Entwicklung 1990 = 100	100	131	131	144	153	168	189	158
Prozesswärme (Kochen)	91	96	96	109	123	132	139	146
Entwicklung 1990 = 100	100	105	106	119	135	145	153	160
Licht/Sonstige	214	252	252	274	299	322	333	350
Entwicklung 1990 = 100	100	118	118	128	139	150	155	163
Ausgaben für Energie ohne Kraftstoffe	826	1.032	1.033	1.131	1.220	1.330	1.458	1.317
Entwicklung 1990 = 100	100	125	125	137	148	161	177	159
Kraftstoffe	715	827	987	946	975	1.015	1.025	1.048
Entwicklung 1990 = 100	100	116	138	132	136	142	143	147
<b>Ausgaben für Energie insgesamt</b>	<b>1.540</b>	<b>1.859</b>	<b>2.019</b>	<b>2.076</b>	<b>2.195</b>	<b>2.345</b>	<b>2.483</b>	<b>2.365</b>
Entwicklung 1990 = 100	100	121	131	135	142	152	161	154

Quelle: Eigene Darstellung nach Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2008), Tabellenblatt 28. Jahr 1990: Nur alte Bundesländer.

### Energieverbrauchsentwicklung

Die Ausgabensteigerung für Energie ist daher nur zum Teil auf die zu verzeichnende Preissteigerung zurückzuführen; Änderungen bei der Ausgabenhöhe wurden auch durch Verbrauchsänderungen, d.h. teilweise strukturell bedingte Verbrauchsteigerungen, hervorgerufen. Der Endenergieverbrauch des Gesamtsektors Haushalte entwickelte sich uneinheitlich von 2367,5 PJ in 1990 auf 2677 PJ in 2006, wobei der höchste Verbrauch im (meteorologisch relativ kaltem) Jahr 1996 mit 2890,4 PJ zu verzeichnen war. Ab 1996 stagniert der Endenergieverbrauch des Sektors bzw. nimmt sogar tendenziell eher ab.<sup>25</sup>

Die Entwicklung der sektoralen Nachfrage nach Energie lässt hingegen keinen zwingenden Schluss auf einen Wandel in der Nachfragecharakteristik zu. Betrachtet man den Energieverbrauch des Sektors<sup>26</sup> Haushalte je Haushalt (vgl. Abbildung 1), ergibt sich ein weniger einheitliches Bild. So schwankte der Endenergieverbrauch des Sektors Haushalte pro Haushalt (deutschlandweit) zwischen 67,3 GJ im Jahr 2006 und 77,5 GJ im Jahr 1996, wobei der Wert des Jahres 1990 mit 67,8 GJ damit nur unwesentlich höher lag als in 2006.<sup>27</sup> Die haushaltsspezifische Energienachfrage steigt im Einklang mit der sektoralen Nachfrage bis zum Maximalwert in 1996 an. Ab 1996 nimmt die Nachfrage je Haushalt jedoch relativ stärker ab als die Nachfrage des Gesamtsektors. Diese Entwicklung entspricht einem Rückgang des spezifischen Ener-

<sup>25</sup> Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2008), Tabellenblatt 5.

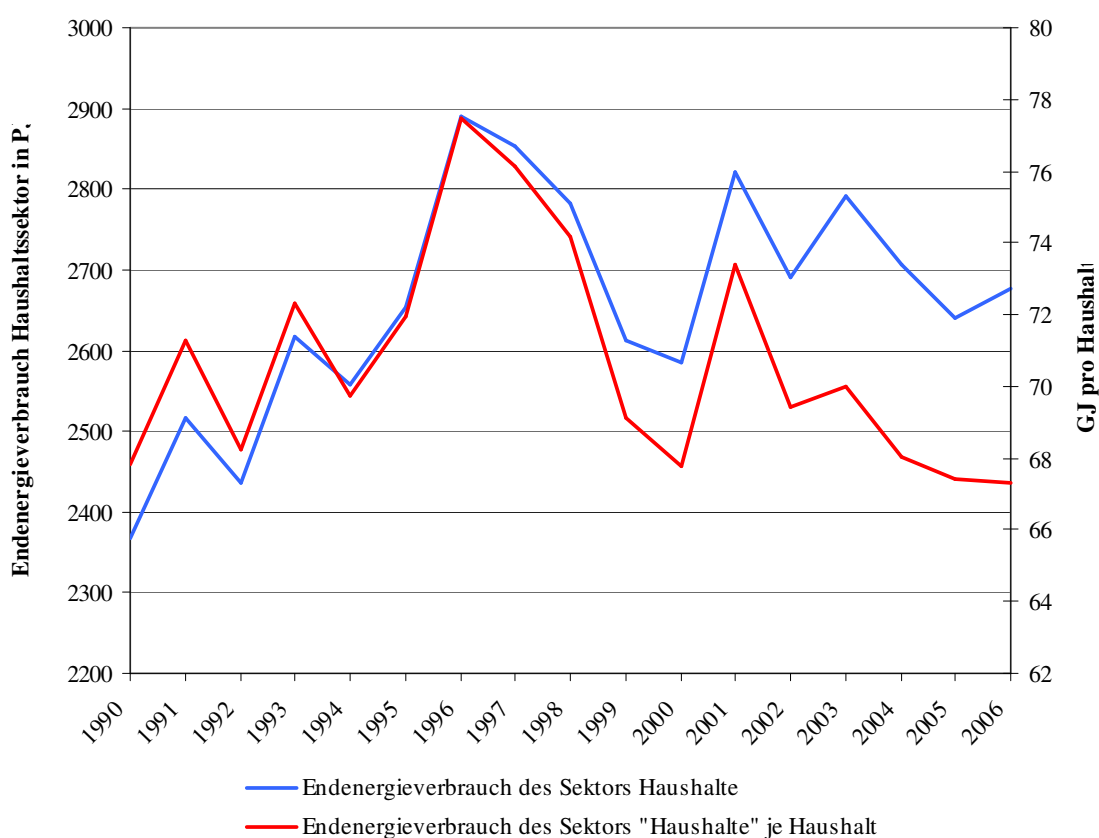
<sup>26</sup> Die Gesamtzahl der Haushalte in Deutschland stieg von 1990 bis 2006 von 34,9 auf 39,8 Mio. an. Dabei wurden bei einer nahezu stagnierenden Bevölkerungszahl Zunahmen im Bereich der 1- bis 3-Personenhaushalte - insbesondere bei den 1 Person-Haushalten - erzielt, wohingegen die Zahl der 4-Personenhaushalte abnahm. (Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2008), Tabellenblatt 1).

<sup>27</sup> Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2008), Tabellenblatt 8.

gieverbrauchs je Haushalt, der allerdings in erster Linie durch einen Rückgang der Personen je Haushalt erreicht wird.

Zusammengefasst hat sich der Energieverbrauch des Sektors Haushalte seit Mitte der 90er Jahre relativ konstant auf einem Niveau um 2.700 PJ eingependelt; der Energieverbrauch pro Haushalt nimmt - angesichts einer steigenden Zahl von Haushalten bei einer relativ konstanten Bevölkerungszahl in Deutschland - ab. Dies entspricht einer Abnahme des haushaltsspezifischen Energieverbrauchs sowie in weit eingeschränktem Maße einer leichten Zunahme der sektoralen Energieeffizienz.

Abbildung 1: Endenergieverbrauch des Haushaltssektors



Quelle: Eigene Darstellung; Daten nach Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2008), Tabellenblatt 5.

## Nachfrageentwicklung in Deutschland

Die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGE) erhebt im Rahmen der Energiestatistik laufend die sektoralen Endenergieverbräuche, die sodann auch anderen Behörden, wie z.B. dem Statistischen Bundesamt, zur Verfügung gestellt werden. Für den

Haushaltssektor ergeben sich die in Tabelle 3 zusammengestellten Werte, getrennt erfasst nach den jeweiligen Energieträgern.<sup>28</sup>

Über den gesamten Betrachtungszeitraum 1990 bis 2006 ergibt sich bei den Verbräuchen kein klarer Trend. Im Jahr 1996 wurde mit fast 2.900 PJ der maximale Verbrauch im Betrachtungszeitraum erreicht, was mit der Beobachtung in Abbildung 1 korrespondiert. Seitdem ging der Verbrauch - wenngleich auch unstetig - bis auf 2.682 PJ in 2006 zurück.

Tabelle 3: Endenergieverbrauch der Haushalte in Deutschland

Jahr	insgesamt	Kohle <sup>2</sup>	leichtes Heizöl	Gas <sup>3</sup>	Strom	Fernwärme	Sonstige <sup>4</sup>
1990	2.383	363	739	633	422	160	65
1991	2.516	255	871	743	440	166	40
1992	2.436	176	857	757	442	164	40
1993	2.617	161	948	852	453	164	39
1994	2.558	140	913	836	448	165	54
1995	2.665	104	899	925	458	171	96
1996	2.890	105	953	1.087	483	163	96
1997	2.854	68	1.013	1.000	471	141	159
1998	2.782	53	943	1.008	470	141	165
1999	2.612	52	796	989	473	131	170
2000	2.584	48	777	984	470	131	171
2001	2.822	52	894	1.062	484	132	196
2002	2.689	45	787	1.036	491	135	192
2003	2.726	37	775	1.070	501	141	200
2004	2.661	31	690	1.105	505	132	195
2005	2.644	41	687	1.058	510	152	193
2006	2.682	41	728	1.049	510	152	199

Quelle: Eigene Darstellung nach Daten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2007), Tabellenblatt 2.8.2.1\_HH.

<sup>1</sup> 1990 bis 1994: Haushalte und Kleinverbraucher in den Energiebilanzen. Ab 1995 wurden in den Energiebilanzen nur Haushalte ausgewiesen.

<sup>2</sup> Steinkohle, Steinkohlenkoks, Steinkohlenbriketts, Braunkohlenbriketts.

<sup>3</sup> Kokerei- u. Stadtgas, Gichtgas u. Konvertergas, Erdgas, Erdölgas und Grubengas sowie Flüssiggas und Raffineriegas. Ab 1995 mit Raffinerie- und Flüssiggas.

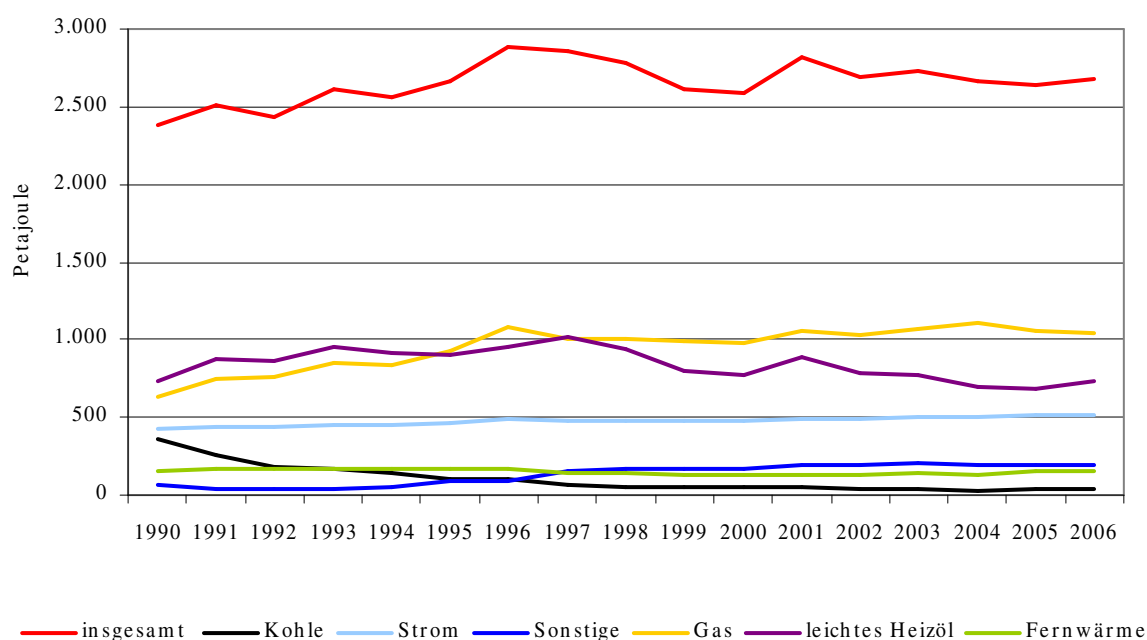
<sup>4</sup> 1995 Müll u. sonstige Biomasse sowie sonstige Erneuerbare Energien, ab 2000 Biomasse u. erneuerbare Abfälle sowie sonstige Erneuerbare Energieträger einschl. sonstige Energieträger (Solarthermie, Wärmepumpen u.a.).

Die Schwankungen um den insgesamt fallenden Trend belegen den starken Einfluss der jeweils unterschiedlichen Witterungsbedingungen auf den Energieverbrauch im Haushaltssektor. Neben den „sonstigen Energieträgern“, zu denen z.B. auch die Solarthermie zählt, ist Strom der einzige Energieträger, welcher seit dem Jahr 2000 Zuwächse verzeichnen konnte. Insgesamt kann jedoch festgehalten werden, dass trotz einer leicht zunehmenden Bevölkerungszahl und einer relativ starken Zunahme der Anzahl an Haushalten, real nahezu konstanter Einkommen sowie einer ansteigenden Inanspruchnahme von Verkehrsdienstleistungen die Nachfrage nach Endenergie insgesamt nicht gestiegen ist. Es erscheint daher die Annahme plausibel, dass im gleichen

<sup>28</sup> Vgl. dazu schon Bergs, Glasmacher et al. (2007).

Zeitraum bereits gestiegene Energiepreise einen dämpfenden Effekt auf die Nachfrage nach Endenergie gehabt haben. Zudem haben in zunehmendem Maße verfügbare effiziente Technologien im Bereich Heizung, Warmwasserbereitung und Gebäudeisolation dazu geführt, dass der tatsächlich gestiegene Bedarf an Nutzenergie mit der gleichen oder gar einer geringeren Menge an Endenergie bereitgestellt werden kann. Mit anderen Worten, die gestiegenen Preise sowie der generelle Erneuerungsbedarf haben im Bereich der Bausubstanz sowie der technischen Anlagen den eigentlich mit zunehmendem Einkommen, zunehmender Haushaltszahl etc. zu erwartenden Nachfrageanstieg kompensiert.

Abbildung 2: Endenergieverbrauch des Haushaltssektors von 1990 - 2006



Quelle: Eigene Darstellung nach Daten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2007), Tabellenblatt 2.8.2.1\_HH.

### Nutzung von Energie im Haushalt

Neben der Gesamtnachfrage nach Energie hat sich im Zeitablauf auch die Verteilung der Energienachfrage auf die verschiedenen Anwendungsbereiche in Deutschland gewandelt (vgl. Abbildung 2). Von der in 1996 dem Haushaltssektor zurechenbaren Endenergienachfrage entfielen 78,6% auf Raumwärme (2.368,1 PJ), 10,7% auf die Warmwasserbereitung (322,4 PJ), 3,3% auf sonstige Prozesswärme, 6% auf mechanische Energie und 1,4% auf Beleuchtung. Im Jahr 2006 lag der Verbrauch insgesamt zum einen mit 2.793,1 PJ deutlich niedriger, zum anderen wurde gegenüber 1996 insbesondere in den Bereichen Raumwärme und Warmwasserbereitung mit 2.116,0 bzw. 316,5 PJ weniger konsumiert. Die übrigen Bereiche verzeichneten demgegenüber absolute Zunahmen oder

stagnierten. Beim Vergleich beider Jahre ist wiederum darauf zu achten, dass 1996 als meteorologisches Extremjahr anzusehen ist, welches für den sektoralen wie haushalts-spezifischen Energieverbrauch Maximalwerte aufweist.

Die in den Daten des BMWI enthaltene Abweichung des sektoralen Energieverbrauchs gemäß Tabelle 4 und Abbildung 1 kann hier nicht weiter aufgeklärt werden. Auch kann der den Haushalten zuzurechnende Anteil am transportbedingten Energieverbrauch nicht eindeutig zugerechnet werden. Tendenziell ist in den vergangenen Jahren eine Zunahme des Stromanteils am Gesamtenergieverbrauch festzustellen, welcher durch die zunehmende Verwendung elektrischer Geräte im Haushalt verursacht wird.<sup>29</sup>

Tabelle 4: Endenergieverbrauch der privaten Haushalte nach Anwendungsbereichen

(in PJ)	1996	%	2005	%
Raumwärme	2368,1	78,6	2034,0	74,8
- davon Öl	861,7	28,6	624,3	23,0
- hierin enthalten Vorräte	32,2	1,1	79,1	2,9
- davon Gas	1028,7	34,1	896,8	33,0
- davon Strom	96,7	3,2	79,1	2,9
- davon Fernwärme	155,3	5,2	137,7	5,1
- davon Kohle	102,6	3,4	38,1	1,4
- davon Sonstige	90,9	3,0	178,8	6,6
Warmwasser	322,4	10,7	315,6	11,6
- davon Vorräte		0,0	-0,9	0,0
sonstige Prozesswärme	99,6	3,3	120,2	4,4
- davon Öl	0,0	0,0	0,0	0,0
- davon Gas	11,7	0,4	17,6	0,6
- davon Strom	82,1	2,7	96,7	3,6
- davon Fernwärme	0,0	0,0	0,0	0,0
- davon Kohle	0,0	0,0	0,0	0,0
- davon Sonstige	5,9	0,2	5,9	0,2
mechanische Energie	181,7	6,0	208,1	7,7
- davon Strom	181,7	6,0	208,1	7,7
Beleuchtung	41,0	1,4	41,0	1,5
<b>Insgesamt</b>	<b>3012,9</b>	<b>100,0</b>	<b>2718,9</b>	<b>100,0</b>

Quelle: Nach Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2008), Tabellenblatt 7.

## 2.2.3 Datenbeschreibung

Im Rahmen der Ermittlung von Effekten steigender Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preise auf der Ebene privater Haushalte werden für die anstehenden Untersuchungen primär Mikro-

<sup>29</sup> Statistisches Bundesamt (2006), S. 20; Schlomann, Gruber et al. (2004), S. 68ff. Offenbar hat der zunehmende Bestand an elektrischen Geräten im Haushalt die energieeffizienzbedingten Einsparungen überkompensiert.



simulationsrechnungen auf der Grundlage der Einkommens- und Verbrauchsstichprobe (EVS)<sup>30</sup> von 2003 durchgeführt.<sup>31</sup> Die EVS wird seit 1964 durch das Statistische Bundesamt zusammen mit den statistischen Landesämtern alle fünf Jahre durchgeführt. Die EVS gibt als amtliche Statistik die Lebensverhältnisse privater Haushalte in Deutschland wieder, indem sie deren Einkommens-, Vermögens- und Schuldsituation sowie deren Konsumausgaben abbildet. Um die materielle Lebenssituation privater Haushalte darzustellen, werden detaillierte Informationen über die einzelnen Einnahmen und Ausgaben der Haushalte erhoben. Parallel dazu werden umfassende Informationen im Hinblick auf die sozioökonomischen Merkmale erfasst.

Bei der EVS handelt es sich um eine Quotenstichprobe. Dies bedeutet, dass die Haushalte nach einem determinierten Quotenplan ausgewählt und befragt werden. Auf Basis der jeweils letzten Ergebnisse des Mikrozensus teilt man dann die Grundgesamtheit der Haushalte den Bundesländern zu. Daraufhin wird diese Gesamtheit im zweiten Schritt für jedes der 16 Bundesländer nach Haushaltstyp, sozialer Stellung des Haupteinkommensbeziehers, monatlichem Haushaltsnettoeinkommen und Erhebungsquartal gegliedert. Dadurch werden für jede der auf diese Weise gewonnenen Quotierungszellen die Anzahl der zu befragenden Haushalte ermittelt. Die EVS wird im Abstand von fünf Jahren durchgeführt; die Teilnahme ist etwa im Gegensatz zum Mikrozensus freiwillig. Im Rahmen der EVS werden ca. 0,2% der gesamten privaten deutschen Haushalte befragt. Maximal dürfen nach § 3 des Gesetzes über die Statistik der Wirtschaftsrechnungen privater Haushalte<sup>32</sup> 0,3% aller privaten Haushalte befragt werden. 2003 lag das Erhebungssoll bei 74.600 Haushalten, im Jahr 2008 werden es 78.000 Haushalte sein. Die Befragung besteht im Einzelnen aus drei Erhebungsteilen: dem Einführungsinterview, dem Haushaltsbuch sowie dem Feinaufzeichnungsbuch. Die Erhebungsperiode erstreckt sich über ein Jahr. Das Einführungsinterview ist eine Stichtagsabfrage jeweils zu Beginn eines Jahres. Hier werden soziodemographische und sozioökonomische Grunddaten der Haushalte und Einzelpersonen erhoben. In einer Anlage zum Einführungsinterview

---

<sup>30</sup> Vgl. zu den nachfolgenden Erläuterungen der EVS ausführlich etwa Statistisches Bundesamt (2003) sowie zur gegenwärtig durchgeführten EVS 2008: <http://www.evs2008.de>.

<sup>31</sup> Daten aus dem Sozioökonomische Panel (SOEP), zu welchem im Erhebungsjahr 2003 über 12.000 Haushalte mit mehr als 30.000 befragten Personen gehörten, konnten vorliegend nicht verwendet werden, da das SOEP keine feingliedrige Angaben zum Konsum bestimmter Energieträger enthält.

<sup>32</sup> Gesetz über die Statistik der Wirtschaftsrechnungen privater Haushalte vom 11. Januar 1961 (BGBl. III Gliederungs-Nr. 708-6), geändert durch Artikel 10 des Gesetzes vom 14. März 1980 (BGBl. I S. 294). Zusammen mit Artikel 2 der Verordnung vom 26. März 1991 (BGBl. I S. 846) und dem Gesetz über die Statistik für Bundeszwecke (BStatG) vom 22. Januar 1987 (BGBl. I S. 462, 565), zuletzt geändert durch Artikel 2 des Gesetzes vom 9. Juni 2005 (BGBl. I S. 1534) bilden diese Normen die Rechtsgrundlage der EVS.

werden darüber hinaus Fragen zu Geld- und Sachvermögen, Konsumentenkrediten sowie Hypothekenschulden der Haushalte gestellt. Das Haushaltsbuch bildet den zweiten Erhebungsteil der EVS. Die teilnehmenden Haushalte registrieren in diesem Buch drei Monate lang ihre Einnahmen und Ausgaben. Das Feinaufzeichnungsheft für Nahrungsmittel, Getränke und Tabakwaren ist der letzte Erhebungsteil der EVS. Im Rahmen dieser Aufzeichnungen notieren die Haushalte jeweils einen Monat lang detailliert alle Ausgaben (Mengen und Preise) für Speisen und Getränke.

Anstaltsbewohner, Ausländerhaushalte, Personen in Gemeinschaftsunterkünften sowie Haushalte mit einem monatlichen Haushaltsnettoeinkommen von mehr als 18.000 € (sog. Abschneidegrenze) werden im Rahmen der EVS nicht berücksichtigt. Ausländerhaushalte werden erst seit 1993 in den Berichtskreisen berücksichtigt.

Das Statistische Bundesamt stellt wissenschaftlichen Einrichtungen ein sog. Scientific Use File in Form einer 80% - Zufallsstichprobe zur Verfügung. Auf Basis der EVS lässt sich aufgrund ihrer Detailtiefe im Bereich der Ausgaben eine gute Vorstellung davon gewinnen, welche Haushalte durch Preissteigerungen wie sie vorliegend untersucht werden sollen besonders belastet werden. Insbesondere im Zusammenhang mit dem Einkommen der Haushalte, aber auch im Hinblick auf andere sozioökonomische Unterscheidungskriterien sind so detaillierte Untersuchungen möglich. Während sich das Erhebungssoll vor dem Start der EVS 2003 auf 74.600 Haushalte belief und 59.713 Haushalte für eine Teilnahme am Einführungsinterview gewonnen werden konnten, so lag die Zahl der Erhebungseinheiten mit verwertbaren Angaben am Jahresende 2003 (Jahresrechnung) bei 53.432 Haushalten, davon liegt eine 80% - Stichprobe vor, d.h. 42.745 Haushalte konnten in den nachfolgenden Untersuchungen Berücksichtigung finden.

## **2.2.4 Energieausgaben, Konsumausgaben und verfügbares Einkommen**

Im Zentrum dieses Abschnitts steht die Ermittlung der Energieverbrauchsmuster der Haushalte auf Basis der EVS 2003. Hierzu werden die Energieausgaben getrennt nach Energieträgern für alle Einkommensdezile ermittelt. Ein Einkommensdezil umfasst dabei jeweils ein Zehntel der Gesamtbevölkerung in Deutschland. Zur Berechnung der

Dezile findet die sog. neue OECD-Skala<sup>33</sup> Verwendung, die den Haushaltsvorstand mit einem Gewicht von 1, Haushaltsmitglieder, die mindestens vierzehn Jahre alt sind, mit 0,5 und jüngere Haushaltsmitglieder mit einem Gewicht von 0,3 berücksichtigt. Nach Division des Haushaltsnettoeinkommens durch die Summe der individuellen Gewichte, dem so genannten Äquivalenzfaktor, ergibt sich das äquivalenzgewichtete Haushaltsnettoeinkommen. Der vorliegende Rückgriff auf das Konzept der äquivalenzgewichteten Einkommen berücksichtigt gewissermaßen „economies of scale“ in den Kosten der Haushaltsführung.

Auf Basis der Untersuchung kann die Hypothese eines positiven Zusammenhangs zwischen Einkommen und Energieausgaben bestätigt werden. Das Ergebnis auf Basis der Daten aus der EVS deutet eindeutig auf einen solchen Zusammenhang hin. Tabelle 5 enthält die durchschnittlichen monatlichen Energieausgaben in den zehn Einkommensdezilen, aufgegliedert nach den Einzelkategorien der Ausgaben für Haushaltsenergie in Form von Strom, leichtem Heizöl, Gas, Fernwärme sowie Sonstige Brennstoffe<sup>34</sup>. Im Rahmen der Interpretation dieser Tabelle gilt es zu berücksichtigen, dass es sich vorliegend allein um Energieausgaben handelt; auf die entsprechenden Energiemengen kann nur unter Berücksichtigung des jeweilig gültigen Preises geschlossen werden.

Tabelle 5: Ausgaben für Haushaltsenergie nach Einkommensdezilen im Jahr 2003

Dezile	Strom	Heizöl	Gas	Fernwärme & Warmwasser	Sonstige	Haushaltsenergie (insgesamt)
1	37 €	4 €	11 €	25 €	1 €	78 €
2	42 €	8 €	17 €	28 €	1 €	95 €
3	45 €	10 €	20 €	27 €	2 €	102 €
4	46 €	14 €	22 €	26 €	2 €	110 €
5	48 €	14 €	25 €	26 €	1 €	114 €
6	51 €	17 €	26 €	25 €	2 €	120 €
7	52 €	17 €	30 €	24 €	2 €	124 €
8	56 €	22 €	33 €	24 €	2 €	137 €
9	59 €	26 €	35 €	24 €	2 €	146 €
10	65 €	26 €	45 €	28 €	3 €	168 €
<i>Mittelwert</i>	<i>50 €</i>	<i>16 €</i>	<i>26 €</i>	<i>26 €</i>	<i>2 €</i>	<i>119 €</i>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Datenbasis der EVS 2003.

Die durchschnittlichen Ausgaben für Haushaltsenergie betragen im Jahr 2003 etwa 119 €. Während im untersten Einkommensdezil durchschnittlich lediglich 78 € für diese

<sup>33</sup> OECD (2006b). Gleichwohl stellt das Äquivalenzeinkommen ein fiktives Pro-Kopf-Einkommen dar, weil die Gewichtung der Haushaltsmitglieder von mehr oder weniger willkürlich wählbaren Äquivalenzskalen abhängt und zudem die faktische Aufteilung des Einkommens innerhalb des Haushalts ungewiss bleibt.

<sup>34</sup> Unter die Kategorie der sonstigen Brennstoffe fallen insbesondere feste Brennstoffe wie Steinkohle und Braunkohle, insbesondere in Form von Briketts, aber auch Holz.

Ausgabenkategorien aufgewendet wurden, waren es am oberen Ende der Einkommensverteilung 168 €; damit sind die Ausgaben für Energie offenbar in hohem Maße positiv vom Einkommen abhängig. Auf diesen Befund wird auch in Zusammenhang mit der Einkommenselastizität (vgl. Kapitel 2.4.3) Bezug genommen.

Obwohl die absoluten Ausgaben für Energie in den oberen Einkommensdezilen höher liegen als in den unteren Dezilen, ist die relative Belastung durch Haushaltsenergieausgaben bei den Haushalten mit niedrigem Einkommen deutlich höher als bei den oberen Einkommensgruppen, so dass in dieser Weise - wodurch auch immer verursachte - steigende Energiepreise eine regressiv wirkende Wirkung entfalten. In Tabelle 6 sind die anteilmäßig berechneten Energieausgaben der Haushalte in Bezug auf das Haushaltsnettoeinkommen sowie in Bezug auf die Konsumausgaben der Haushalte zusammengestellt.

Tabelle 6: Ausgabenanteile für Haushaltsenergie am Nettoeinkommen bzw. den Konsumausgaben im Jahr 2003

Dezile	Anteil am Nettoeinkommen	Anteil an den Konsumausgaben
1	9,0%	8,1%
2	7,0%	7,4%
3	6,1%	6,8%
4	5,5%	6,5%
5	5,0%	6,2%
6	4,7%	5,9%
7	4,3%	5,7%
8	4,0%	5,6%
9	3,5%	5,3%
10	2,8%	5,0%
<i>Mittelwert</i>	<i>5,2%</i>	<i>6,2%</i>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Datenbasis der EVS 2003.

Die Haushalte wendeten im Durchschnitt im Jahr 2003 rund 5,2% ihres Nettoeinkommens für Haushaltsenergie auf. Die Anteilswerte am Nettoeinkommen schwanken dabei zwischen 9% im untersten und 2,8% im obersten Einkommensdezil. Der für Energie aufzuwendende Ausgabenanteil am Netto-Einkommen liegt damit im ersten Dezil mehr als dreimal so hoch wie im zehnten Dezil. Für den Konsum anderer Güter verbleibt damit in den relativ ärmeren Dezilen ein geringerer Anteil am Nettoeinkommen als in den reicheren Dezilen. Gemessen an den Konsumausgaben schwankt hingegen der Anteil weniger stark zwischen 8,1% im untersten und 5% im obersten Einkommensdezil. Diese Zahlen sind Ausdruck einer geringen Sparneigung in den unteren bzw. einer regen Spartätigkeit in den oberen Dezilen. Während in den unteren Einkommensbereichen somit nahezu das gesamte Einkommen für den Konsum verwendet wird, sparen die wohlhabenden Haushalte einen nicht unerheblichen Teil ihres Einkommens.

Etwas anderes ergibt sich bei Betrachtung der Haushaltsausgaben für Kraftstoffe, mithin also die absoluten Ausgaben für den Individualverkehr und deren Anteilswerte am Nettoeinkommen der Haushalte, wie sie in Tabelle 7 veranschaulicht sind. Während die Belastung der Haushalte mit Haushaltsenergie weitgehend regressiv verläuft, ergibt sich im Bereich der Kraftstoffausgaben ein relativ proportionales Belastungsbild. Lediglich am oberen Rand der Einkommensverteilung - im zehnten Dezil - weicht die Beobachtung deutlich von dieser Regel ab. Der Durchschnittshaushalt wendet monatlich 82 € für Kraftstoffe auf, was einem Anteil von 3,1% des Nettoeinkommens entspricht.

Tabelle 7: Ausgaben für Kraftstoffe sowie Anteil am Nettoeinkommen nach Einkommensdezilen im Jahr 2003

Dezile	Monatliche Ausgaben für Kraftstoffe	Anteil am Nettoeinkommen
1	31 €	3,2%
2	53 €	3,4%
3	64 €	3,5%
4	75 €	3,5%
5	78 €	3,3%
6	86 €	3,2%
7	94 €	3,1%
8	104 €	3,0%
9	113 €	2,7%
10	122 €	2,0%
<i>Mittelwert</i>	82 €	3,1%

Quelle: Eigene Berechnungen auf Datenbasis der EVS 2003.

## 2.2.5 Anpassung der Preise an den aktuellen Rand

Die im vorangegangenen Kapitel beschriebenen Werte sind unmittelbar aus der EVS 2003 entnommen, beschreiben also die Mengen- und Preissituation des Jahres 2003, welche sich in den vergangenen Jahren jedoch gewandelt haben dürfte. Um ein aktuelleres Bild zu erhalten, müssen die seitdem bereits erfolgten Preissteigerungen berücksichtigt werden, um den Effekt auf die Ausgaben abbilden zu können. Die aktuellsten verfügbaren Energiepreisdaten hierzu stammen aus dem Statistischen Jahrbuch 2007. Mit diesen Angaben können die Preise auf den aktuellen Rand (bis Mai 2007) fortgeschrieben werden. Es werden hierzu sämtliche Preisindizes für die verschiedenen Energieausgaben der Haushalte berücksichtigt.

Tabelle 8: Preisanpassung von 2003 an den aktuellen Rand (EVS 2003 auf Mai 2007)

Kategorie	Preisindex 2003	Preisindex Mai 2007	Preissteigerung
Verbraucherpreisindex	104,5	112,2	7,4%
Energie (Haushalt gesamt)	110,2	142,5	29,3%
Heizöl	88,7	134,8	52,0%
Elektrizität	114,1	136,4	19,5%
Gas	120,2	161,3	34,2%
Fernwärme	118	163,8	38,8%
Kraftstoffe	108,1	136,5	26,3%

Quelle: Eigene Berechnungen auf Datenbasis der EVS 2003, fortgeschrieben bis Mai 2007.

Tabelle 8 enthält eine Übersicht über die verwendeten Daten;<sup>35</sup> die Preisindices sind für das Jahr 2000 auf 100 normiert. In dieser Darstellung wird nochmals deutlich, welcher starker Preisanstieg bei den verschiedenen Energieträgern im Vergleich zur übrigen Lebenshaltung in den letzten Jahren zu verzeichnen war. Einem Anstieg von 7,4% für die Gesamtlebenshaltung stehen 29,3% für die Energieausgaben der Haushalte (einschließlich Kraftstoffen) gegenüber. Der stärkste Anstieg war für Heizöl mit 52% zu verzeichnen, gefolgt von den Ausgaben für Erdgas mit einem Anstieg von 34,2% und den Ausgaben für Kraftstoffe mit 26,3%. Vergleichsweise moderat fiel der Anstieg für Strom mit 19,5% aus.

Es sei betont, dass bei dieser Fortschreibung die Strukturmerkmale der Stichprobeneinheiten aus der EVS 2003 unverändert bleiben; demographische und sonstige makroökonomische Veränderungen (mit Ausnahme der Preisanpassungen) werden nicht berücksichtigt. Zudem werden zu diesem Zeitpunkt der Analyse noch keine Verhaltensänderungen der Haushalte modelliert werden. Die Nachfrage nach Energie reagiert somit annahmegemäß nicht auf die erfolgten Preisänderungen. Im weiteren Fortgang der Untersuchung wird diese Restriktion durch die Simulation der Mengenänderung unter Verwendung plausibler Elastizitäten, d.h. Mengenanpassungen auf Basis von Preis- oder Einkommensvariationen, aufgehoben. Für das Wachstum der Einkommen der Haushalte, ausgehend vom Einkommen in 2003, wurde das BIP-Wachstum der Jahre 2004 bis 2007 unterstellt.

<sup>35</sup> Vgl. Statistisches Bundesamt (2007), S. 508ff., 512.

Tabelle 9: Ausgaben für Haushaltsenergie in 2007 nach Einkommensdezilen (in €/Monat)

Dezile	Strom	Heizöl	Gas	Fernwärme & Warmwasser	Sonstige	Haushaltsenergie (insgesamt)
1	44 €	6 €	15 €	34 €	1 €	101 €
2	50 €	12 €	22 €	39 €	2 €	124 €
3	53 €	15 €	26 €	37 €	2 €	133 €
4	56 €	21 €	30 €	36 €	2 €	143 €
5	58 €	21 €	34 €	36 €	2 €	149 €
6	61 €	26 €	34 €	34 €	2 €	157 €
7	63 €	25 €	40 €	34 €	2 €	163 €
8	67 €	33 €	44 €	33 €	3 €	180 €
9	71 €	40 €	46 €	34 €	2 €	192 €
10	76 €	40 €	61 €	39 €	4 €	220 €
<i>Mittelwert</i>	<i>60 €</i>	<i>24 €</i>	<i>35 €</i>	<i>36 €</i>	<i>2 €</i>	<i>156 €</i>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Datenbasis der EVS 2003, fortgeschrieben bis Mai 2007.

Tabelle 9 enthält die (preis-)angepassten Werte für die einzelnen Subkategorien der Haushaltsenergienachfrage nach Einkommensdezilen. Die Übersicht macht deutlich, dass die durchschnittlichen Ausgaben für Haushaltsenergie in diesem Szenario ohne Mengenreaktion gegenüber dem Szenario aus 2003 (vgl. Tabelle 5) von 119 € auf 156 € gestiegen sind; dies entspricht einem Zuwachs von knapp 32%. Insbesondere die Ausgaben für Heizöl und (wenn auch in deutlich geringerem Ausmaß) Gas und Fernwärme waren in diesem Zeitraum von erheblichen Preissteigerungen betroffen. Durch die Preisentwicklungen der letzten vier Jahre ändern sich jedoch nicht nur die absoluten Ausgaben für Energie, sondern insbesondere auch die anteilmäßigen Ausgaben, denn nur wenige Güter unterlagen so gravierenden Preissteigerungen wie die verschiedenen Energieformen. Die Einkommen wurden über diesen Zeitraum entsprechend den oben bereits erläuterten Angaben fortgeschrieben.

Tabelle 10 gibt entsprechend die fortgeschriebenen Anteilswerte der Energieausgaben am Netto-Einkommen sowie den Konsumausgaben wieder. In Bezug auf das verfügbare Netto-Einkommen der Haushalte stieg der Ausgabenanteil für Haushaltsenergie im Schnitt von 5,2% auf 6,3% an. Wie schon im Jahr 2003 liegt auch im Jahr 2007 der für Energie aufzuwendende Ausgabenanteil am Netto-Einkommen im ersten Dezil mehr als dreimal so hoch wie im zehnten Dezil. Der Anteil an den gesamten Konsumausgaben, der für Energie aufgewendet wird, nimmt von 6,2% im Jahr 2003 infolge der reinen Preisanpassung auf 7,6% im Jahr 2007 zu. Die Struktur der Belastung über die Dezile blieb jedoch auch nach der erfolgten Preisanpassung stabil; die relative Belastung nimmt mit der Höhe des jeweiligen Dezils ab.

Tabelle 10: Ausgaben für Haushaltsenergie in Anteilen am Nettoeinkommen bzw. den Konsumausgaben im Jahr 2007

Dezile	Anteil am Nettoeinkommen	Anteil an den Konsumausgaben
1	10,8%	9,7%
2	8,5%	8,9%
3	7,3%	8,2%
4	6,7%	7,9%
5	6,1%	7,5%
6	5,7%	7,2%
7	5,2%	6,9%
8	4,9%	6,8%
9	4,3%	6,5%
10	3,4%	6,1%
<i>Mittelwert</i>	<i>6,3%</i>	<i>7,6%</i>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Datenbasis der EVS 2003, fortgeschrieben bis Mai 2007.

Eine ähnliche Entwicklung ist im Bereich der Kraftstoffe zu verzeichnen. Auch hier sind die Preise binnen vier Jahren stark angestiegen. Tabelle 11 enthält die aktualisierten Ausgaben für Kraftstoffe sowie deren Anteil am verfügbaren Nettoeinkommen. Die durchschnittlichen monatlichen Ausgaben für Kraftstoffe haben sich im Vergleich zum Jahr 2003 um rund 27% erhöht: Wurden 2003 noch etwa knapp 82 € ausgegeben, so waren es 2007 bereits 104 €. Der Anteil der Kraftstoffausgaben am verfügbaren Nettoeinkommen stieg - wiederum unter Ausschluss möglicher Mengenanpassungen - von durchschnittlich 3,1% in 2003 auf 3,6% in 2007 an.

Tabelle 11: Monatliche Ausgaben für Kraftstoff sowie Anteil am Nettoeinkommen nach Einkommensdezilen im Jahr 2007

Dezile	Monatliche Ausgaben für Kraftstoffe	Anteil am Nettoeinkommen
1	40 €	3,8%
2	66 €	4,0%
3	80 €	4,1%
4	95 €	4,1%
5	99 €	3,8%
6	108 €	3,7%
7	119 €	3,7%
8	131 €	3,5%
9	143 €	3,1%
10	154 €	2,4%
<i>Mittelwert</i>	<i>104 €</i>	<i>3,6%</i>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Datenbasis der EVS 2003, fortgeschrieben bis Mai 2007.

## 2.2.6 Energieausgaben in den verschiedenen Haushaltstypen

Um von den zu verzeichnenden Preisanstiegen in besonderem Maße betroffene Gruppen zu identifizieren, schafft eine über die Dezilbetrachtung hinausgehende Untersuchung aufschlussreiche Erkenntnisse. Obwohl eine Aufspaltung der Energieausgaben



im Hinblick auf die verschiedenen Einkommensgruppen sicherlich von hohem Interesse ist, erscheinen auch weitere sozioökonomische Unterscheidungskriterien zur Analyse von „Problemgruppen“ gleichwohl sinnvoll und anhand der ausgewerteten Datenbasis für das Jahr 2003 unter Anpassung an die Preisverhältnisse in 2007 nachvollziehbar. Dabei bietet sich zunächst eine Aufgliederung im Hinblick auf Haushalts- bzw. Familientypen an.

Tabelle 12: Ausgaben für Haushaltsenergie in 2007 nach Haushaltstyp

Familienstand	monatliche Energieausgaben	Anteil am Nettoeinkommen
alleine lebend	82 €	6,0%
Alleinerziehende	110 €	6,6%
kinderlose (Ehe-)Paare	131 €	4,9%
(Ehe-) Paare mit Kindern	147 €	4,2%
Sonstige	164 €	4,6%
<i>Mittelwert</i>	<i>119 €</i>	<i>5,2%</i>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Datenbasis der EVS 2003, fortgeschrieben bis Mai 2007.

Tabelle 12 löst sich von der einkommensorientierten Dezilbetrachtung und spiegelt die absoluten und relativen Belastungen verschiedener Haushaltstypen wider. In absoluten Größenordnungen wenden Familien (d.h. Ehepaare mit Kindern) mit durchschnittlich 147 € pro Monat am meisten für Haushaltsenergie auf. Dies ist offensichtlich vor allem der höheren Anzahl der Haushaltsmitglieder sowie der entsprechend relativ großen Wohnfläche geschuldet. Gemessen am Nettoeinkommen bzw. an den Konsumausgaben sind jedoch die Energieausgaben der Alleinerziehenden am höchsten. Diese Erkenntnis überrascht insofern nicht sonderlich, als insbesondere die Haushalte Alleinerziehender, in denen sich nur ein Erwachsener um ein Kind bzw. mehrere Kinder kümmert, überproportional häufig von Armut betroffen sind.<sup>36</sup> Dem Einkommen eines Alleinverdieners (häufig in einer Teilzeitbeschäftigung) stehen nur vergleichsweise geringfügig niedrigere Energieausgaben gegenüber als beispielsweise den Haushalten kinderloser Ehepaare mit einem relativ hohen Anteil an Doppelverdienern. Insofern steht hier eher der Problemkreis niedriger Einkommen denn überproportional hoher Energieausgaben im Fokus der Betrachtung.

<sup>36</sup> Alleinerziehenden-Haushalte sind in der Einkommensschichtung weit überwiegend in den unteren Einkommensgruppen vertreten, wobei deren durchschnittliches Haushaltsnettoäquivalenzeinkommen im Jahr 2005 rund 20% unter dem durchschnittliche Haushaltsnettoäquivalenzeinkommen der Familien insgesamt lag, vgl. Bundesregierung (2008), S. 90f. sowie Bundesregierung (2005).

Eine alternative Betrachtungsweise, losgelöst vom Haushaltstypus, orientiert sich an der sozialen Stellung des Haushaltsvorstandes. In Tabelle 13 wird diese Unterscheidung transparent gemacht.

Tabelle 13: Haushaltsenergieausgaben nach Sozialer Stellung des Haushaltsvorstandes im Jahr 2007

Soziale Stellung	monatliche Energieausgaben	Anteil am Nettoeinkommen
selbstständige(r)	201 €	7,9%
Landwirt(in)		
selbstständige(r)	152 €	4,4%
Gewerbetreibende(r)		
Beamtin/Beamter	136 €	3,4%
Angestellte(r)	119 €	4,3%
Arbeiter(in)	128 €	4,7%
Arbeitslose(r)	97 €	7,8%
Rentner(in)	113 €	6,1%
Pensionär(in)	147 €	4,0%
Student(in)	56 €	6,4%
sonstige(r)		
Nichterwerbstätige(r)	100 €	7,6%
<i>Mittelwert</i>	<i>119 €</i>	<i>5,2%</i>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Datenbasis der EVS 2003, fortgeschrieben bis Mai 2007.

Es wird deutlich, dass neben der Abhängigkeit der Energieausgaben vom Einkommen auch die soziale Stellung des Haushaltsvorstandes einen entscheidenden Einfluss auf die Höhe der Energieausgaben hat. Dies ist zum einen durch den engen Zusammenhang zwischen sozialer Stellung und Einkommen bedingt, speziell im Fall der Landwirte aber auch durch die Form der Einkommenserzielung. So weisen selbstständige Landwirte die höchsten Energieausgaben, sowohl absolut als auch relativ gemessen am Nettoeinkommen sowie an den Konsumausgaben auf. Die monatlichen Ausgaben in Höhe von 201 € im Jahr 2003 dürften in diesem Sinne nicht allein auf den privaten Verbrauch im eigentlichen Haushalt zurückzuführen sein, sondern werden insbesondere bei den Nebenerwerbslandwirten zumindest teilweise durch eine Vermischung der Ausgaben von Erwerbsbetrieb und privat zurechenbaren Ausgaben verursacht sein. Gemessen in Anteilswerten verbrauchen Arbeitslose den größten Anteil ihres Einkommens für Energie (abgesehen von den Landwirten). Analog zur Statistik in Bezug auf den Familienstand zeigt sich auch hier die Bedeutung des Einkommens. Arbeitslose verbrauchen nicht absolut mehr Energie als andere, im Gegenteil: mit durchschnittlich 97 € sind die Ausgaben in Arbeitslosenhaushalten sogar (mit Ausnahme der Studenten) am niedrigsten. Gleichwohl sind ihre Ausgaben gemessen am niedrigen Nettoeinkommen sehr hoch.

Einen ähnlichen Blick auf die Verhältnisse gestattet eine Differenzierung nach dem höchsten beruflichen Abschluss des Haushaltvorstandes. Auch hier ist der Bezug zum Einkommen sehr deutlich ausgeprägt. Hochschulabschlüsse führen in aller Regel zu einem überdurchschnittlichen Einkommen, das sich positiv auf die Energienachfrage auswirkt. Gleichzeitig nehmen die Anteile der Energieausgaben am Nettoeinkommen bzw. an den Konsumausgaben mit sinkender Qualifikation, d.h. mit sinkendem Einkommen zu (vgl. hierzu Tabelle 14). So tragen Haushalte, deren Haushaltvorstand keinen beruflichen Abschluss besitzt, anteilig mit 7,2% die größte Belastung des Netto-Einkommens durch Energieausgaben. Bei Haushalten von Hochschulabsolventen liegt der entsprechende Anteil bei nur 4,3%. Auch Studenten verwenden mit 6,0% einen vergleichsweise hohen Anteil ihres Netto-Einkommens auf Energieausgaben. Bei dieser Gruppe kann in aller Regel jedoch davon ausgegangen werden, dass dieser Zustand nur während der Ausbildungsphase vorliegt, die Belastung anschließend mit dem Bezug vergleichsweise hoher Einkommen aber wieder stark abfällt.

Tabelle 14: Ausgaben für Haushaltsenergie nach dem höchsten beruflichen Abschluss des Haushaltvorstandes 2007

Abschluss	Monatliche Energieausgaben	Anteil am Nettoeinkommen
Hochschulabschluss	130 €	4,3%
Fachhochschulabschluss	127 €	4,4%
Abschluss einer Ausbildung an einer Fachoberschule	127 €	5,4%
Abschluss einer beruflichen Ausbildung	117 €	5,3%
sonstiger beruflicher Abschluss	107 €	5,9%
noch in beruflicher Ausbildung, Student	57 €	6,0%
kein beruflicher Abschluss	106 €	7,2%
<i>Mittelwert</i>	<i>119 €</i>	<i>5,2%</i>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Datenbasis der EVS 2003, fortgeschrieben bis Mai 2007.

Abschließend kann nochmals darauf verwiesen werden, dass die untersuchten Merkmale „Soziale Stellung“ und „höchster beruflicher Abschluss des Haushaltvorstandes“ in sehr hohem Maße mit dem Einkommen korrelieren, sich also notwendigerweise eine ähnliche Entwicklung ergibt. Als besonders gefährdete Gruppen können die Haushalte mit niedrigen Bildungsabschlüssen sowie die Haushalte Alleinerziehender identifiziert werden.

## **2.2.7 Stellenwert der Energieausgaben zu anderen Ausgabekategorien**

Das vorige Kapitel hatte zum Ziel, die Belastung der Haushalte durch steigende Ausgaben für Energie zu illustrieren. Hierbei wurde deutlich, dass insbesondere die unteren Einkommensbereiche durch stetig steigende Ausgaben für Energie, Kraftstoffe und Verkehr relativ stärker belastet werden. Ziel des nun folgenden Kapitels ist es, den Stellenwert der Energieausgaben im Verhältnis zu anderen Ausgabekategorien zu beleuchten. Dabei steht zunächst eine sinnvolle Gliederung der Ausgabenposten im Mittelpunkt. Tabelle 15 enthält eine kategoriale Aufstellung der Ausgaben, verbunden mit ihrem durchschnittlichen Ausgabenanteil auf Basis der EVS 2003. Für 2007 wurden die Ausgabekategorien mit ihren jeweiligen Preissteigerungsraten fortgeschrieben. Die zugrunde liegenden Anteile am Warenkorb wurden hingegen zunächst konstant gehalten. Den größten Ausgabenposten für die privaten Haushalte bilden die Mietausgaben mit einem Anteil von mehr als einem Viertel der Gesamtausgaben, gefolgt von den Ausgaben für Nahrungsmittel. Allerdings ergeben Ausgaben für Verkehr und Energie in Addition einen Wert von 16,8% im Jahr 2003 und würden damit den zweitgrößten Ausgabenposten bilden. Nach Fortschreibung der Ausgabenposten unter Zuhilfenahme der Verbraucherpreise des Statistischen Bundesamtes, weisen insbesondere die Ausgaben für Verkehr und Energie bis Mai 2007 die höchsten Steigerungen bezüglich ihres Anteils an den Gesamtausgaben der Haushalte auf. Die Summe beider Ausgabenpositionen vereinigt im Jahr 2007 bereits einen Gesamtanteil von 19% der Gesamtausgaben auf sich. Neben den Ausgaben für Gesundheit steigen hier die Preise - und damit bei annahmegemäß konstanten Mengen auch die Ausgaben - mit Abstand am stärksten. So sind diese Ausgabenblöcke zusammen mit den Ausgaben für Bildung sowie für Instandhaltung und Reparaturen auch die einzigen, die einen steigenden Anteilswert am Budget der Haushalte verzeichnen können, während die Anteile der übrigen Posten teils deutlich abnehmen. Gemäß dieser Betrachtungsweise verdrängen die steigenden Energieausgaben den Konsum anderer Güterkategorien.

Tabelle 15: Anteile verschiedener Ausgabenkategorien an den Gesamtausgaben im Jahr 2003 und im Jahr 2007

Ausgabenposten	Anteil an den Gesamtausgaben 2003	Anteil an den Gesamtausgaben 2007
Tatsächliche und unterstellte Mieten	27,2%	26,6%
Nahrungsmittel, Getränke und Tabakwaren	15,4%	15,3%
Freizeit, Unterhaltung, Kultur	11,8%	10,8%
Verkehr	10,6%	11,3%
Energie	6,3%	7,6%
Bekleidung und Schuhe	5,2%	4,7%
Möbel und Innenausstattung	4,9%	4,6%
Andere Waren und Dienstleistungen	4,6%	4,6%
Beherbergungs- und Gaststättendienstleistungen	4,5%	4,4%
Nachrichtenübermittlung	3,6%	3,2%
Gesundheit	3,3%	3,9%
Instandhaltung und Reparaturen	1,8%	1,9%
Bildungswesen	0,8%	1,1%
<i>Summe</i>	<i>100,0%</i>	<i>100,0%</i>

Quelle: Eigene Berechnungen auf Datenbasis der EVS 2003, fortgeschrieben bis Mai 2007.

## 2.2.8 Zusammenfassung

In diesem Kapitel wurde der Status quo der Verteilung der Ausgabenanteile für Haushaltsenergie und Kraftstoffe dargestellt. Erste Berechnungen anhand der EVS 2003 bestätigen einen positiven Zusammenhang zwischen Einkommen und Energieausgaben. Steigende Energiepreise entfalten bei Betrachtung der Ausgaben für Haushaltsenergie eine regressive Wirkung: Die relative Belastung durch Haushaltsenergieausgaben ist bei den Haushalten mit niedrigem Einkommen deutlich höher als bei den oberen Einkommensgruppen. Im Bereich der Kraftstoffausgaben ergibt sich ein relativ proportionales Belastungsbild; lediglich am oberen Rand der Einkommensverteilung weicht die Beobachtung deutlicher von dieser Regel ab. Die Betrachtungen der relativen Belastungswirkung nach Haushaltstypen, sozialer Stellung und beruflichem Abschluss des Haushaltvorstandes ergab eine relativ stärkere Belastung der Alleinerziehenden und Alleinlebenden bzw. der Arbeitslosen oder der Haushalte, in denen der Haushaltsvorstand keine oder niedrige berufliche Qualifikation besitzt; derartige Haushalte verwenden den größere Anteile ihres Nettoeinkommens für Energie.

## 2.3 Effekte der Preisdynamik von Rohöl und CO<sub>2</sub>

### 2.3.1 Einleitung

Dieses Unterkapitel widmet sich ausführlich der Preisdynamik von Rohöl und CO<sub>2</sub> und klärt, wie Preisänderungen für Energieträger und CO<sub>2</sub> modelliert werden können. Hierbei sollte die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Preise nicht isoliert von den zukünftigen Preisentwicklungen für fossile Energieträger, insbesondere von der zukünftigen Entwicklung des Rohölpreises, betrachtet werden. Ohne die Ausführungen in Kapitel 2.4.4 vorwegnehmen zu wollen, sind in den späteren Simulationsrechnungen daher neben den CO<sub>2</sub>-Preisszenarien auch Szenarien über die zukünftige Entwicklung des Rohölpreises zu integrieren. Um das Modell überschaubar zu gestalten, werden aber nicht für jeden Energieträger verschiedene Preisszenarien entwickelt, sondern nur für den Rohölpreis.

Da die Haushalte jedoch weder Rohöl noch CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen nachfragen, sondern allein fossile Energieträger in Form von leichtem Heizöl, Kraftstoffen, Erdgas oder Elektrizität, werden in Kapitel 2.3 Annahmen darüber getroffen, wie sich die Preise der einzelnen fossilen Energieträger im Verhältnis zu den Rohölpreisen sowie den Preisen für CO<sub>2</sub> verändern werden. Diese Ergebnisse werden später in Kapitel 2.4.5 in das Simulationsmodell eingespeist. Damit ergibt sich für Kapitel 2.3 folgender Aufbau. Unterkapitel 2.3.2 erörtert die Effekte des Rohölpreises auf die einzelnen Energieträgerpreise, bevor in Unterkapitel 2.3.3 detailliert die Effekte der CO<sub>2</sub>-Preise auf die Energieträgerpreise beschrieben werden. Hierbei bildet Unterkapitel 2.3.4 mit Analyse der CO<sub>2</sub>-Preiseffekte auf den Preis von Elektrizität einen Schwerpunkt. Unterkapitel 2.3.5 resümiert die wichtigsten Ergebnisse.

### 2.3.2 Effekte des Rohölpreises auf die einzelnen Energieträgerpreise

Einen wesentlichen Stellenwert im Haushaltsenergiebereich nimmt neben leichtem Heizöl und Strom das Erdgas ein.<sup>37</sup> Die Preisentwicklung für Rohöl und Erdgas verlaufen nahezu parallel, wobei diese Eigenschaft allein schon durch die sog. Ölpreisbindung bei langfristigen Gaslieferverträgen in vielen europäischen Ländern institutio-

---

<sup>37</sup> Vgl. hierzu die Ausgabenstruktur in 2003 gemäß Tabelle 1 und Tabelle 3.

nalisiert ist.<sup>38</sup> Allerdings würde sich aufgrund der ausgeprägten Substitutionsmöglichkeiten auch ohne eine solche vertraglich fixierte Preisbindung eine hohe Korrelation der Preise beider Energieträger ergeben (vgl. International Energy Agency (2007)). Für die Elastizität des Erdgaspreises bezüglich des Rohölpreises wird daher in Anlehnung an die Studie von Meyer, Bernd, Lutz et al. (2006) ein Wert von 1 angenommen; eine analoge Annahme kann für die Entwicklung des Treibstoff-, Kohle- und Heizölpreises getroffen werden. Preisänderungen, die sich nicht unmittelbar aus dem Preis für die Ressource ergeben, wie zum Beispiel eine Verteuerung der Bereitstellung durch höhere Transport- oder Verarbeitungskosten (z.B. Netzentgelte, Raffinierung) oder nicht durch Knappheiten auf dem Markt erzeugt werden (z.B. Änderung des Steuertarifs), werden in der Analyse nicht berücksichtigt.

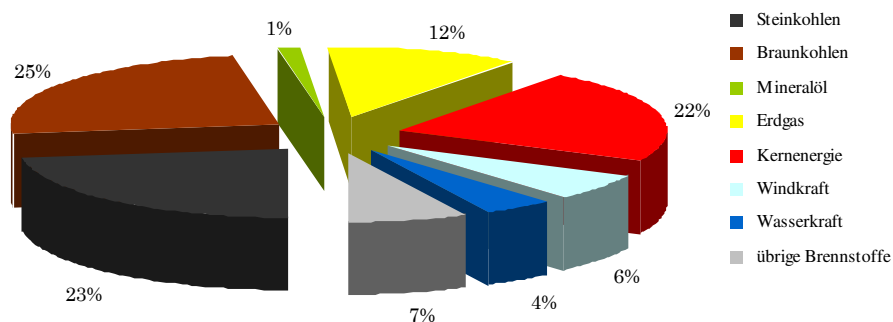
Wesentlich komplexer stellt sich die Situation auf dem Strommarkt sowie auf dem Markt für Fernwärme dar; letztere fällt quasi als Kuppelprodukt bei der Stromproduktion an. In Anlehnung an die Studie von Meyer, Bernd, Lutz et al. (2006) wird die dort getroffene Annahme, der Importpreis für Kohle folge dem Rohölpreis mit einer Elastizität von 0,25, auf den Strompreis sowie den Preis für Fernwärme übertragen. Diese Annahme erscheint plausibel, da Kohle in Deutschland ganz überwiegend in der Stromproduktion eingesetzt wird. Die Preissteigerungen im Gasbereich hingegen übertragen sich nicht in vollem Maße auf den Strom- bzw. den Fernwärmepreis, da Strom nur zu einem relativ geringen Anteil auf Basis von Erdgas erzeugt wird. Anhand des nachfolgenden Diagramms (vgl. Abbildung 3) wird die Zusammensetzung der Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern veranschaulicht. So wiesen im Jahr 2007 Braun- und Steinkohle zusammen einen Anteil von 47% an der Bruttostromerzeugung auf, während sich der Erdgasanteil auf lediglich 11,5% belief.<sup>39</sup>

---

<sup>38</sup> Die Ölpreisbindung ist eine seit den 1960er Jahren „institutionalisierte“ internationale Branchenvereinbarung, welche den Erdgaspreis an die Ölpreise (z.B. an Rohölsorten oder Rohölprodukte) koppelt. In dieser Zeit herrschte Unsicherheit darüber, ob sich Erdgas wegen der hohen Investitionen für den Leitungsbau auf dem Energiemarkt durchsetzen würde und sich bei einem eventuellen Erfolg die Produzenten - meist selbst Ölförderer - nicht selbst Konkurrenz machen wollten, folgte die Bindung der Preisentwicklung für Erdgas an die des Erdöls. Eine Anpassung der Gaspreise erfolgt hierbei immer mit halbjährlicher Verzögerung. Vgl. dazu etwa Birr (2007) oder Däuper (2003).

<sup>39</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2008), Tabellenblatt 22; Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2007); Erdgas findet insbesondere zur Abdeckung von absoluten Spitzenlasten während der Heizperiode Verwendung.

Abbildung 3: Bruttostromerzeugung nach Einsatzenergieträgern im Jahr 2007



Quelle: Eigene Darstellung; Daten nach Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2008).

Einen dämpfenden Effekt auf die durch Preissteigerungen bei fossilen Energieträgern induzierte Kostensteigerung bei Strom kann der Erneuerbaren Energie, insbesondere der Windkraft, zugerechnet werden.<sup>40</sup> Im Rahmen der Stromproduktion rechtfertigt der Ausbau Erneuerbarer Energien, die Zusammensetzung des Brennstoffmix sowie der Kraftwerkswirkungsgrad die Annahme, für Strom und Fernwärme eine im Vergleich zum Rohölpreis deutlich unterdurchschnittliche Kostensteigerung anzunehmen.

In den Simulationsrechnungen werden Preissteigerungen für Rohöl, repräsentiert durch die Rohölpreissteigerungsrate  $o$ , auf die einzelnen Energieträger in der Weise modelliert, dass sie nicht auf den Endverbraucherpreis des jeweiligen Energieträgers im Jahr 2007 wirken, sondern auf dessen Produktpreis  $P_{07,i}$  im Jahr 2007, aus welchen zuvor sämtliche Abgaben  $t_i$ , Vertriebs- und Verwaltungskosten  $c_i$  (soweit isolierbar, vgl. dazu nachstehende Tabelle 16) herausgerechnet werden. Auf diesen Produktpreis werden die Abgaben und Vertriebskosten je Energieeinheit wieder hinzuaddiert. Nach Addition der energieträgerspezifischen CO<sub>2</sub>-Preise je Energieeinheit  $CO_{2i}$  (vgl. dazu sogleich das nachfolgende Kapitel 2.3.3) wird auf die resultierende Gesamtsumme noch die Umsatzsteuer erhoben und man erhält den neuen Endverbraucherpreis für den betreffenden Energieträger  $EP_i$ :

$$EP_i = (P_{07,i} \cdot o + t_i + c_i + CO_{2i}) \cdot 1,19$$

Tabelle 16 veranschaulicht die Zusammensetzung des Endverbraucherpreises für Haushaltsenergieträger nach verschiedenen „marktüblichen“ Einheiten.

<sup>40</sup> Vgl. Bode und Groscurth (2007).



Tabelle 16: Zusammensetzung der Endverbraucherpreise für Energieerzeugnisse in 2007

	Preis <sup>1</sup> in € je Einheit	Nettopreis in €	EnergieSt (inkl. ÖkoSt) bzw. StromSt in € je Einheit <sup>2</sup>	Preis in € je Einheit ohne Steuern	Umlagen, Konzessionsabgaben, Verwaltung, Vertrieb etc. in € je Einheit	Produktpreis in [€/Einheit]
Erdgas	65,1 je MWh	54,71	5,50 €/ MWh	49,21 je MWh	20 je MWh <sup>3</sup>	29,21 [€/MWh]
leichtes Heizöl	58,63 je 100 l	49,27	25,00 €/ 1.000 kg	47,18 je 100 l	3,62 je 100 l <sup>4</sup>	43,56 [€/100 l]
Diesel	119 je 100 l	100,00	470,40 €/ 1.000 l	52,96 je 100 l	10,37 je 100 l <sup>4</sup>	42,59 [€/100 l]
Normalbenzin	135 je 100 l	113,45	654,50 €/ 1.000 l	48,00 je 100 l	8,64 je 100 l <sup>4</sup>	39,36 [€/100 l]
Fernwärme	73,8 je MWh	62,02	–	62,02 je MWh	2,5 je MWh	59,52 [€/MWh]
Strom	201,5 je MWh	169,33	20,50 €/ MWh	148,83 je MWh	88,12 je MWh <sup>5</sup>	60,71 [€/MWh]
Sonstige <sup>6</sup>	315,2 t	264,87	0,33 €/ GJ	256,45 je t	–	256,45 [€/t]

	Preis in [€/GJ]	Nettopreis in [€/GJ]	EnergieSt (inkl. ÖkoSt) bzw. StromSt in [€/GJ]	Preis in [€/GJ] ohne Steuern	Umlagen, Konzessionsabgaben, Verwaltung, Vertrieb etc. in [€/GJ]	Produktpreis in [€/GJ]
Erdgas	18,08	15,20	1,53	13,67	5,56	8,81
leichtes Heizöl	16,41	13,79	0,63	13,20	1,01	12,19
Diesel	33,17	27,88	13,11	14,76	2,89	11,87
Normalbenzin	41,62	34,97	20,18	14,80	2,66	12,14
Fernwärme	20,50	17,23	–	17,23	0,69	16,53
Strom	55,97	47,04	5,69	41,34	24,48	16,86
Sonstige	12,35	10,38	0,33	10,05	–	10,05

	Preis in [€/MWh]	Nettopreis in [€/MWh]	EnergieSt (inkl. ÖkoSt) bzw. StromSt in [€/MWh]	Preis in [€/MWh] ohne Steuern	Umlagen, Konzessionsabgaben, Verwaltung, Vertrieb etc. in [€/MWh]	Produktpreis in [€/MWh]
Erdgas	65,10	54,71	5,50	49,21	20,00	29,21
leichtes Heizöl	59,06	49,63	2,10	47,53	3,64	43,89
Diesel	119,43	100,36	47,21	53,15	10,40	42,75
Normalbenzin	149,82	125,90	72,63	53,26	9,58	43,68
Fernwärme	73,80	62,02	–	62,02	2,50	59,52
Strom	201,50	169,33	20,50	148,83	88,12	60,71
Sonstige	44,48	37,38	1,19	36,19	–	36,19

Quelle: Eigene Berechnungen.

<sup>1</sup> Preisangaben nach Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2008), Tabelle 26.

<sup>2</sup> Nach § 2 Abs. 1 und 3 EnergieStG sowie § 3 StromStG.

<sup>3</sup> Die Netznutzungsentgelte werden in Anlehnung an DIW (2006) mit 15,2 €/MWh angenommen; für Systemdienstleistungen wie Lastversteigerung und Messung sowie für Vertrieb und Abrechnung werden nach Angaben von DIW (2006) sowie des BDEW 4 €/MWh angesetzt vgl. auch Monopolkommission (2007), S. 190, sowie Bundesnetzagentur (2007), S. 111.<sup>41</sup>

<sup>4</sup> Die Erdölbevorratungsabgabe nach § 18 Abs. 2 i.V.m. § 3 Abs. 1 EdölBevG betragen zum 01.04.2008 für Diesel und leichtes Heizöl 4,14 €/t und für Benzin 5,47 €/t. Zudem sind hierin u.a. noch die Kosten für Transport, Lagerhaltung, Verwaltung, Vertrieb etc. enthalten, vgl. Mineralölwirtschaftsverband (2008b).

<sup>5</sup> Hierin enthalten sind nach Angaben die EEG-Umlage in Höhe von 7,54 €/MWh, die KWK-Umlage in Höhe von 3,08 €/MWh, die Konzessionsabgabe in Höhe von 17,90 €/MWh, Netznutzungsentgelte in Höhe von 47,10 €/MWh sowie Kosten für das System, Verwaltung, Messung, Abrechnung und Vertrieb in Höhe von insgesamt 12,50 €/MWh; vgl. statt vieler nur BMU (2007); Monopolkommission (2007), S. 127; Bundesnetzagentur (2007), S. 37; VDN (2007).

<sup>6</sup> Zu den Sonstigen festen Brennstoffen zählen insbesondere Braun- und Steinkohlebriketts.

### 2.3.3 Effekte der CO<sub>2</sub>-Preise auf die Energieträgerpreise

Werden sämtliche im Haushaltssektor verwendeten fossilen Energieträger einer sich an ihren CO<sub>2</sub>-Gehalt orientierenden CO<sub>2</sub>-Steuer unterworfen oder vollständig in ein Emissionshandelssystem eingebunden, dann geht der CO<sub>2</sub>-Preis (Steuersatz bzw. der

<sup>41</sup> Nach § 2 Abs. 3 der Verordnung über Konzessionsabgaben für Strom und Gas (KAV) beträgt die Konzessionsabgabe für Erdgas zu Heizzwecken (Sondervertragskunden) 0,3 €/MWh; die KAV für andere Zwecke (Kochen, Warmwasser etc.) liegt um ein Vielfaches höher, § 2 Abs.2 Nr.2 KAV, wird hier nicht berücksichtigt, da der Erdgasverbrauch für diese Zwecke gegenüber dem Erdgasverbrauch zu Heizzwecken nur 20% ausmacht. Die Förderabgabe für Erdgas beträgt 0,5 €/MWh.

Preis für CO<sub>2</sub>-Berechtigungen) als zusätzlicher Preisbestandteil in den Endverbraucherpreis für fossile Energieträger ein. Wenn  $p_i$  den Brennstoffpreis je Energieeinheit,  $t_e$  den brennstoffspezifischen Energiesteuersatz je Energieeinheit und  $z$  den Zertifikatpreis<sup>42</sup> in [€/t CO<sub>2</sub>] repräsentieren, gilt folgende Beziehung:

$$p = p_i + t_e + z$$

Zur Ermittlung der Preisveränderung des jeweils betrachteten fossilen Energieträgers bezüglich der Preisvariation für CO<sub>2</sub> muss zusätzlich noch der jeweilige CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor  $f_i$  des betrachteten Energieträgers je betrachteter Energieeinheit Berücksichtigung finden. Damit verändert sich obige Gleichung zu

$$p = p_i + t_e + z \cdot f_i$$

In Tabelle 17 sind die jeweils in den nachfolgenden Berechnungen zugrunde gelegten CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren für die einzelnen Energieträger zusammengestellt.<sup>43</sup>

Tabelle 17: CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren für einzelne Energieträger

	Emissionsfaktoren des Brennstoffs in [t CO <sub>2</sub> /GJ]	CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktoren des Brennstoffs in [t CO <sub>2</sub> /MWh]
Erdgas	0,0561	0,2016
leichtes Heizöl	0,0741	0,2668
Fernwärme	0,0867	0,312
Benzin	0,0693	0,2495
Diesel	0,0741	0,2668
Sonstige	0,1035	0,3726

Quelle: Umweltbundesamt (2006), S. 442; Mineralölwirtschaftsverband (2008), S. 79 sowie eigene Berechnungen.

Für Erdgas würde sich beispielsweise bei einem unterstellten CO<sub>2</sub>-Preis von 20 [€/t CO<sub>2</sub>] und einem spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor von 0,2016 [t CO<sub>2</sub>/MWh] der Produktpreis um  $0,2016 [t CO_2/MWh] \cdot 20 [€/t CO_2] = 4,03 [€/MWh]$  erhöhen, wenn der CO<sub>2</sub>-Preis vollständig auf den Brennstoffpreis überwältzt wird. Analoge Preisveränderungen würden sich für leichtes Heizöl, Benzin oder Diesel ergeben.

<sup>42</sup> Da gegenwärtig in Deutschland keine CO<sub>2</sub>-Steuer existiert, wird nachfolgend der CO<sub>2</sub>-Preis teilweise auch als Zertifikatpreis bezeichnet.

<sup>43</sup> Probleme weist in diesem Zusammenhang die Berechnung des CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktors für Fernwärme auf. Fernwärme fällt als Kuppelprodukt bei der Stromproduktion an, womit das Problem aufgeworfen ist, wie viel CO<sub>2</sub> man der zugrundeliegenden Stromerzeugung zuschreibt und wie viel der Wärmeerzeugung; letztendlich haftet der gewählten Festlegung des CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktors für Fernwärme immer eine gewisse Willkür an. Vorliegend wurde entsprechend den von Seiten des IWU (2006) präsentierten CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren für Fernwärme umgerechnet ein mittlerer Wert von 0,312 t CO<sub>2</sub>/MWh verwendet.

Die Herleitung des CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktors für Strom, genauer: der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor des deutschen Strommix, gestaltet sich indes etwas aufwändiger. Die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren des deutschen Strommix seit 1990 ist in Tabelle 19 veranschaulicht. Er ergibt sich aus der Division der Menge der direkten jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen in [Mio. t] aus der Verbrennung fossiler Energieträger zur Stromerzeugung in Deutschland durch die gesamte in Deutschland aus fossilen, nuklearen und regenerativen Energieträgern erzeugte und für den Endverbrauch zur Verfügung stehende Jahrestrommenge. Letztere lässt sich - wie aus Tabelle 18 ersichtlich - wiederum als Differenz aus der gesamten Bruttostromerzeugung und dem Kraftwerkseigenverbrauch, den Leitungsverlusten und dem Pumpstromverbrauch berechnen.<sup>44</sup> Die Menge der direkten jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen in [Mio. t] aus der Verbrennung fossiler Energieträger zur Stromerzeugung lassen sich aus dem jährlichen Einsatz von Primärenergieträgern in der Stromerzeugung in TJ, multipliziert mit dem jeweiligen Emissionsfaktor des Brennstoffs in [t CO<sub>2</sub>/TJ] errechnen.<sup>45</sup>

---

<sup>44</sup> Diese Größe gibt den in Haushalt, Gewerbe und Industrie zum Endverbrauch zur Verfügung stehenden Strom wieder, berücksichtigt aber keine Stromimporte und -exporte; daher ist diese Größe nicht mit dem inländischen Stromverbrauch gleichzusetzen.

<sup>45</sup> Die hierzu benötigten Daten enthält der Nationale Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar nationalen Inventarbericht, vgl. Umweltbundesamt (2006). Zur Errechnung aktueller Werte für das Jahr 2006 werden die Daten der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2007), Tabelle 2.10.1 - Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung in Deutschland in Kombination mit den spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen von Umweltbundesamt (2007a) verwendet.

Tabelle 18: Berechnung des Stromverbrauchs in TWh

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Bruttostromerzeugung <sup>1</sup>	549,90	540,21	538,16	527,12	528,47	536,82	552,62	552,31	557,30
Kraftwerkseigenverbrauch <sup>2</sup>	41,43	39,06	38,69	38,06	38,23	38,38	39,12	38,80	38,77
Leitungsverluste <sup>3</sup>	23,26	21,71	20,79	21,30	20,63	22,90	20,44	20,09	21,16
Pumpstromverbrauch <sup>4</sup>	4,97	5,15	5,12	5,11	5,23	5,90	5,81	5,60	5,35
<b>Stromverbrauch<sup>5</sup></b>	<b>480,25</b>	<b>474,28</b>	<b>473,61</b>	<b>462,63</b>	<b>464,41</b>	<b>469,63</b>	<b>487,24</b>	<b>487,80</b>	<b>492,02</b>
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
Bruttostromerzeugung	556,25	576,54	586,41	586,69	606,67	615,28	620,57	636,77	636,50
Kraftwerkseigenverbrauch	38,12	38,00	38,41	36,60	38,81	38,53	38,86	39,88	39,86
Leitungsverluste	20,56	23,55	32,77	25,89	27,80	28,60	28,85	29,60	29,59
Pumpstromverbrauch	5,28	6,03	6,02	6,31	7,73	8,91	8,99	9,22	9,22
<b>Stromverbrauch</b>	<b>492,33</b>	<b>507,53</b>	<b>509,01</b>	<b>518,01</b>	<b>532,33</b>	<b>539,24</b>	<b>543,87</b>	<b>558,07</b>	<b>557,83</b>

Quelle: Eigene Darstellung. Datenquellen:

<sup>1</sup> Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V.: „Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2007 nach Energieträgern“, Stand: 2/2008; [www.ag-energiebilanzen.de](http://www.ag-energiebilanzen.de).

<sup>2</sup> Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB): "Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland" 1990-2004, Zeile 36, Energieverbrauch. Kraftwerke / Spalte Strom. Ab 2005 mit Hilfe der Eigenverbrauchsquote (Anteil an Bruttostromerzeugung 2004) fortgeschrieben.

<sup>3</sup> Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB): "Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland" 1990-2004, Zeile 41, Fackel- und Leitungsverluste / Spalte Strom. Ab 2005 mit Hilfe einer Leitungsverlustquote (Anteil an Bruttostromerzeugung 2004) fortgeschrieben.

<sup>4</sup> Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB): "Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland" 1990-2004, Zeile 14, Umwandlungseinsatz Wasserkraftwerke, Wind- und Photovoltaikanlagen / Spalte Strom. Ab 2005 mit Hilfe einer Pumpstromverbrauchsquote (Anteil an der Bruttostromerzeugung 2004) fortgeschrieben.

<sup>5</sup> Eigene Berechnungen; Bruttostromerzeugung – Kraftwerkseigenverbrauch – Leitungsverluste - Pumpstromverbrauch = Stromverbrauch. Ab 2005 Berechnungen vorläufig.

Seit 1990 hat der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren des deutschen Strommix um rund 0,136 [t CO<sub>2</sub>/MWh] auf 0,591 abgenommen, was einem Rückgang der CO<sub>2</sub>-Emissionen pro MWh um 18,7% entspricht. Dies ist insbesondere auf Anteilsverschiebungen zugunsten von Brennstoffen mit vergleichsweise niedrigeren CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren im deutschen Strommix - etwa durch den Ausbau des Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung - sowie der Erhöhung des durchschnittlichen Wirkungsgrades<sup>46</sup> in der Stromerzeugung insgesamt zurückzuführen.<sup>47</sup>

<sup>46</sup> Vgl. zur Entwicklung der Wirkungsgrade bzw. des Brennstoffnutzungsgrades Tabelle 21.

<sup>47</sup> Vgl. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2007). Sinkt beispielsweise der Anteil eines Energieträgers mit hohem CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor wie Braunkohle zu Gunsten eines Energieträgers mit niedrigerem CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor wie Erdgas oder eines erneuerbaren Energieträgers bzw. der Kernenergie, so sinkt der CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor des Strommix.

Tabelle 19: CO<sub>2</sub>-Emissionen der Stromerzeugung, Stromverbrauch und die CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren des deutschen Strommix von 1990 bis 2006

Jahr	CO <sub>2</sub> -Emissionen in [Mio. t]	Stromverbrauch in [TWh]	CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktor Strommix in [t CO <sub>2</sub> /MWh]
1990	349	480	0,727
1991	347	474	0,732
1992	331	474	0,699
1993	323	463	0,698
1994	322	464	0,693
1995	326	470	0,694
1996	327	487	0,671
1997	316	488	0,647
1998	318	492	0,646
1999	308	492	0,625
2000	318	508	0,627
2001	327	509	0,641
2002	329	518	0,635
2003	339	532	0,631
2004	340	539	0,626
2005	336	544	0,616
2006	330	558	0,591

Quellen: Eigene Darstellung; Datenquellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2008); Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2007): Tabelle 2.10.1 - Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung in Deutschland; Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2006); Umweltbundesamt (2006): Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar; eigene Berechnungen.

Des Weiteren wird in den anstehenden Berechnungen davon ausgegangen, dass die CO<sub>2</sub>-Preise vollständig in den Endverbraucherpreisen für Haushaltsenergieträger reflektiert werden. Mit anderen Worten, es findet eine vollständige Überwälzung der CO<sub>2</sub>-Preise über die Endverbraucherpreise für die jeweiligen Energieträger auf die Haushalte statt. Diese Annahme erscheint gerechtfertigt, da in der vorliegenden Konstellation, wo die Energieträger selbst einem Emissionshandelsregime unterworfen werden, inzidenztechnisch keine Unterschiede zu den Wirkungen einer Energiesteuer<sup>48</sup> als „klassischer“ Stücksteuer existieren. Bei der Energiesteuer als Stücksteuer ergibt sich der Konsumentenpreis als Summe aus Produzentenpreis und Steuersatz:  $p_K = p_P + t$ . Sie wird bei den Inhabern eines Steuerlagers für Energieerzeugnisse erhoben, wenn die Energieerzeugnisse nach § 4 EnergieStG aus dem Steuerlager entnommen werden, ohne dass sich ein weiteres Steueraussetzungsverfahren oder ein Zollverfahren nach § 10 Abs. 1 Nr. 2 EnergieStG anschließt, § 8 Abs. 1 EnergieStG. In gleicher Weise würde auch eine (fiktive) CO<sub>2</sub>-Emissionssteuer als Stücksteuer auf den CO<sub>2</sub>-Gehalt von Energieerzeugnisse im Sinne des § 1 EnergieStG wirken.

<sup>48</sup> Die ehemalige Mineralölsteuer geht seit 01.08.2006 in der Energiesteuer auf.

In Anlehnung an die Literatur zur Steuerinzidenzlehre, wo gemeinhin im Rahmen einer Verbrauchsteuer zum großen Teil pauschal eine vollständige Traglast des Konsumenten angenommen wird,<sup>49</sup> lässt sich diese Annahme der vollständigen Überwälzung gleichwohl für eine Mengenstücksteuer auf Kraftstoffe empirisch bestätigen.<sup>50</sup> Diese Annahme der Überwälzungsrate von 1 wird hinsichtlich der Überwälzungsrate von CO<sub>2</sub>-Preisen in den Konsumentenpreis für die wesentlichen fossilen Energieträger wie Kraftstoffe, leichtes Heizöl und Erdgas übertragen. Dies gilt jedoch nicht für die Energieträger Strom und Fernwärme, für welche im nachfolgenden Kapitel im Rahmen einer empirischen Analyse für Deutschland die Überwälzungsrate von CO<sub>2</sub>-Preisen gesondert ermittelt wird.

### **2.3.4 Analyse der CO<sub>2</sub>-Preiseffekte auf den Preis von Elektrizität**

#### **Einleitung**

Die Analyse der CO<sub>2</sub>-Preiseffekte auf den Preis von Elektrizität stellt sich komplizierter dar als die Ermittlung von Effekten des CO<sub>2</sub>-Preises auf die zuvor behandelten Energieträger, da Strom erst in aufwändigen Produktionsprozessen aus Primärenergieträgern erzeugt werden muss. Andererseits ist Strom gegenwärtig der einzige vollständig einem CO<sub>2</sub>-Preissystem unterworfenene Energieträger.

Für die Stromerzeugungsunternehmen stellen die Börsenpreise für die gegenwärtig noch weitestgehend kostenlos vergebenen CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen Opportunitätskosten dar, die sie bei der Kalkulation der Gestehungskosten für den von ihnen erzeugten Strom einbeziehen und sodann in voller Höhe in den Strompreis integrieren.<sup>51</sup> Neben den Brennstoffkosten bilden die Preise für CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen nach Gewichtung mit einem brennstoffspezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor als CO<sub>2</sub>-Kosten damit eine weitere wichtige Determinante der Stromerzeugungskosten. Diese theoretisch

---

<sup>49</sup> Vgl. Musgrave (1959); Bishop (1968) sowie die allgemeinen theoretischen Fundierungen zur Steuerinzidenz bei Fullerton, D. und Metcalf (2002); Kotlikoff und Summers (1987); McLure (1975) sowie Harberger (1962).

<sup>50</sup> Vgl. nur unlängst Alm, Sennoga et al. (2005), die die monatlichen Kraftstoffpreise in den 50 U.S.-Bundesstaaten von 1984 bis 1999 hinsichtlich der Überwälzung der jeweiligen Kraftstoffsteuer (Verbrauchssteuer) der Bundesstaaten untersuchten und zu einer Überwälzungsrate von 0,986 gelangten. Zu ähnlich hohen Überwälzungsraten gelangen Chouinard und Perloff (2004), S. 6. Vgl. ferner Chernick und Reschovsky (1997); Wiese, Rose et al. (1995); Shepard (1976); Zupnick (1975).

<sup>51</sup> Vgl. statt vieler Bode (2008) oder Sijm, Neuhoff et al. (2006).

schen Aussagen gilt es über die nachfolgenden Hypothesen anhand einer empirischen Analyse verifizieren:

- Der Großhandelspreis für Strom wird mithin nicht nur durch den Brennstoffpreis, sondern auch durch die CO<sub>2</sub>-Kosten determiniert.
- Die CO<sub>2</sub>-Kosten korrelieren dabei positiv mit dem Großhandelspreis für Strom: Steigende CO<sub>2</sub>-Kosten erhöhen ceteris paribus auch den Großhandelspreis für Strom.
- Der Umfang dieses Einflusses der CO<sub>2</sub>-Kosten wird durch die ermittelte Überwälzungsrate widerspiegelt, wobei die Überwälzungsrate nahezu eins beträgt.

### **Datenbeschreibung und -aufbereitung**

Nachfolgend werden die im Modell verwendeten Variablen beschrieben, hergeleitet und ihre Wertentwicklung durch eine Preis- und Kostenentwicklung im Untersuchungszeitraum abgebildet.

### **Variablenbeschreibung**

Um den Einfluss der Preise für CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen auf den Strompreis zu analysieren, werden nachfolgend für zwei Zeitreihen die Überwälzungsraten der CO<sub>2</sub>-Kosten in den Strompreis ermittelt. Während die erste Zeitreihe den Zeitraum vom 02.07.2007 bis 02.05.2008 abdeckt, umfasst die zweite Zeitreihe nur das Jahr 2008, also den Zeitraum vom 02.01.2008 bis 02.05.2008. Als Variablen werden neben dem Strompreis und den CO<sub>2</sub>-Kosten auch die Brennstoffkosten für Kohle und Erdgas in die Untersuchung einbezogen. Entscheidend für die geeignete Auswahl der Zeitreihendaten ist die Kohärenz der Daten. Vorliegend wurden ausschließlich Preisdaten für Terminkontrakte (Futures) verwendet, da Kohle - anders als Strom oder CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen - an der EEX nicht auf dem Spotmarkt gehandelt wird. Darüber hinaus ist bei der Auswahl der Terminkontrakte auf einen annähernd identischen Erfüllungszeitraum hinsichtlich der Lieferung der betrachteten Handelsgüter zu achten.<sup>52</sup> In der nachfolgenden Tabelle werden die Variablen definatorisch vorgestellt:

---

<sup>52</sup> Eine Strompreisentwicklung für den Lieferzeitraum Januar 2009 darf nur mit dem Preis für z.B. eine Erdgas- oder Kohlelieferung im gleichen Erfüllungszeitraum modelliert werden. Diese Anforderung ist dann

Tabelle 20: Beschreibung der Variablen

abhängige Variable	<i>base</i>	EEX Phelix-Base-Year-Future in €/MWh
	<i>peak</i>	EEX Phelix-Peak-Year-Future in €/MWh
unabhängige Variable	<i>ccoal</i>	Kohlekosten in €/MWh auf Basis des EEX Phelix-Peak-Year-Future und dem durchschnittlichen Kraftwerkswirkungsgrad für Steinkohle
	<i>CO<sub>2</sub> coalc</i>	CO <sub>2</sub> -Kosten in €/MWh auf Basis des EEX Jahresfuture Periode 2, dem Emissionsfaktor Steinkohle und dem durchschnittlichen Kraftwerkswirkungsgrad für Steinkohle
	<i>cgas</i>	Gaskosten in €/MWh auf Basis des EGT-Natural-Gas-Jahresfuture und dem durchschnittlichen Kraftwerkswirkungsgrad für Erdgas

Quelle: Eigene Darstellung.

Da ein einheitlicher Großhandelspreis für Strom nicht existiert, werden nachfolgend mit *base* und *peak* zwei abhängige Variablen für den Strompreis eingeführt. Dabei repräsentiert *base* den Großhandelspreis für Strom in Form des EEX Phelix<sup>53</sup>-Base-Year-Future<sup>54</sup> für den Lieferzeitraum Januar 2009 und *peak* den EEX Phelix-Peak-Year-Future Preis bei entsprechendem Lieferzeitraum. Diese Unterscheidung ist zum einen dem Umstand geschuldet, dass sich produzierter Strom nicht speichern lässt sondern direkt nach der Produktion in das Übertragungsnetz eingespeist werden muss, und zum anderen einer durch zeitlich differenziertes Verbraucherverhalten (Lastprofil) gekennzeichneten Nachfrageseite; beides reflektiert sich in unterschiedlichen, an der European Energy Exchange (EEX) in Leipzig gehandelten Strombörsenprodukten, die sich vor allem durch die zeitliche Länge der Lieferung unterscheiden. Während der Peakload-Strom (Spitzenlaststrom) nur Stromlieferungen zwischen 8.00 Uhr und 20.00 Uhr von Montag bis Freitag beinhaltet, umfasst der Off-Peakload die Stromlieferungen zwischen 20.00 Uhr und 8.00 Uhr an allen Wochentagen. Der so genannte Baseload-Strom bezieht sich schließlich auf Bandlieferungen (Zeitmittel aus Peak und Off-Peak) an allen Wochentagen zwischen 0.00 Uhr und 24.00 Uhr. An der EEX werden jedoch nur der Phelix-Baseload-Index als Durchschnitt aller Preise der Stundenauktionen am

verletzt, wenn beispielsweise der Rohöl-Spotmarktpreis in 2008 als angeblicher Kostentreiber mit Strompreisen für Lieferungen im Jahr 2009 oder später in dem Modell ursächlich verknüpft werden würde.

<sup>53</sup> Physical Electricity Index.

<sup>54</sup> Der Phelix-Future ist ein finanzieller Terminkontrakt, der sich auf Spotmarktpreise für Strom - genauer den EEX-Index Phelix - zukünftiger Lieferperioden bezieht. Am EEX-Terminmarkt werden Phelix-Futures für den aktuellen Monat, die nächsten sechs Monate, sieben Quartale und sechs Jahre gehandelt. Das Underlying ist entweder der Phelix-Baseload oder der Phelix-Peakload. Der Phelix-Baseload-Index ist der Durchschnitt aller Preise der Stundenauktionen am Spotmarkt der EEX für das Marktgebiet Deutschland/Österreich. Der Phelix-Peakload-Index berücksichtigt die Stundenpreise der Spitzenlastzeiten (8.00 Uhr bis 20.00 Uhr) von Montag bis Freitag. Vgl. <http://www.eex.com/de>.



Spotmarkt der EEX für das Marktgebiet Deutschland/Österreich sowie der Phelix-Peakload-Index, welcher die Stundenpreise der Spitzenlastzeiten berücksichtigt, gehandelt.<sup>55</sup>

Der Großhandelspreis für Strom *base* bzw. *peak* soll anhand der nachfolgend erläuterten unabhängigen Variablen  $CO_2coal$ ,  $ccol$  und  $cgas$  erklärt werden.

Die Brennstoffkosten für Kohle in [€/MWh<sub>el</sub>], nachvollzogen anhand des Settlement Price des ARA Year Future für den Lieferzeitraum Januar 2009 in [€/MWh], werden durch die Variable  $ccol$  repräsentiert. Die Variable  $cgas$  gibt die Brennstoffkosten für Gas in [€/MWh] auf Basis des Settlement Price des EGT-Natural-Gas-Year-Future für den Lieferzeitraum Januar 2009 in [€/MWh] an. Bezeichnen  $c$  und  $g$  die Brennstoffe Kohle und Gas, dann ergeben sich allgemein die Brennstoffkosten  $F$  im Zeitpunkt  $t$ , die bei der Erzeugung einer MWh Strom anfallen, aus dem Brennstoffpreis  $P$  in [€/MWh], gewichtet mit dem Kraftwerkwirkungsgrad  $\eta$  für den eingesetzten Brennstoff Kohle bzw. Gas:

$$F_t^{c,g} = P_t^{c,g} \cdot \eta_{c,g},$$

wobei  $\eta$  eine dimensionslose Größe darstellt, welche das Verhältnis von abgegebener elektrische Arbeit  $W_{ab}$  zu zugeführter Energie  $Q_{in}$  angibt:

$$\eta = \frac{W_{ab}}{Q_{in}}.$$

Der durchschnittliche Wirkungsgrad aller konventionellen Kraftwerke kann jedoch nur mit großen Unsicherheiten berechnet werden,<sup>56</sup> so dass nachfolgend ersatzweise der Brennstoffnutzungsgrad anstelle des Kraftwerkwirkungsgrades verwendet wird. Dieser ergibt sich als Quotient aus der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern und dem Brennstoffeinsatz zur Stromerzeugung. In Tabelle 21 ist die Entwicklung der Brennstoffnutzungsgrade von 1990 bis 2006 zusammengefasst:<sup>57</sup>

---

<sup>55</sup> Vgl. <http://www.eex.com/de>.

<sup>56</sup> Der Wirkungsgrad eines Kraftwerks  $\bullet_{KW}$  hängt von weiteren Parametern, wie beispielsweise den Wirkungsgraden von Feuerungskessel  $\bullet_K$ , Turbine  $\bullet_T$ , Generator  $\bullet_G$  und dem der Dampfleitungen  $\bullet_L$  sowie dem Eigenbedarfsfaktor  $\bullet_{ab}$ . Um einen durchschnittlichen Wirkungsgrade über alle Kraftwerke zu bilden, müssten sämtliche den Kraftwerkswirkungsgrad beeinflussende Parameter für alle Kraftwerke erhoben werden.

<sup>57</sup> Vgl. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2007), Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2008) sowie Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2008), Tabellenblatt 22 und 23.

Tabelle 21: Entwicklung des durchschnittlichen Brennstoffnutzungsgrades nach Energieträgern bezogen auf die Bruttostromerzeugung

	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998
Steinkohle	39,9%	39,8%	39,7%	39,8%	39,8%	39,7%	40,1%	40,2%	40,5%
Braunkohle	42,9%	40,9%	41,3%	39,8%	37,0%	34,1%	33,8%	33,9%	33,2%
Erdgas	29,7%	31,4%	32,3%	32,6%	31,4%	34,3%	36,1%	36,3%	37,3%
Kernenergie	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%
<b>Gesamt</b>	<b>37,1%</b>	<b>37,0%</b>	<b>37,4%</b>	<b>37,6%</b>	<b>37,7%</b>	<b>37,5%</b>	<b>37,8%</b>	<b>37,9%</b>	<b>38,4%</b>
	1999	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	
Steinkohle	40,5%	40,6%	40,5%	40,4%	42,9%	43,0%	40,8%	39,3%	
Braunkohle	32,8%	36,4%	37,0%	37,0%	37,8%	37,7%	37,2%	37,1%	
Erdgas	38,1%	36,8%	40,9%	40,1%	41,9%	41,9%	42,1%	47,0%	
Kernenergie	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	33,0%	
<b>Gesamt</b>	<b>38,4%</b>	<b>38,9%</b>	<b>39,1%</b>	<b>39,4%</b>	<b>40,4%</b>	<b>41,0%</b>	<b>40,9%</b>	<b>41,6%</b>	

Quelle: Eigene Darstellung; Datenquelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2007), Tabelle 2.10.1 - Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung in Deutschland; eigene Berechnungen.

Für ein Steinkohlekraftwerk ergibt sich somit für das Jahr 2006 ein Brennstoffnutzungsgrad in Höhe von 39,3% nach der Formel:

$$\text{Brennstoffnutzungsgrad}_{\text{Kohle}} = \frac{\text{Bruttostromerzeugung}_{\text{Kohle}} [\text{TWh}]}{\text{Brennstoffeinsatz}_{\text{Kohle}} [\text{TWh}]} = \frac{137,9 [\text{TWh}]}{350,88 [\text{TWh}]} = 0,393$$

Die Variablen  $c_{\text{coal}}$  bzw.  $c_{\text{gas}}$  können nunmehr durch Gewichtung des jeweiligen Settlement Price für den betrachteten Jahresfuture in [€/MWh] mit dem entsprechenden aktuellen Brennstoffnutzungsgraden für das Jahr 2006 berechnet werden:

$$c_{\text{coal}} = \frac{\text{Kohlejahresfuturepreis}}{\text{Kohlebrennstoffnutzungsgrad}} \cdot \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{\text{el}}} \right]$$

$$c_{\text{gas}} = \frac{\text{Gasjahresfuturepreis}}{\text{Kohlebrennstoffnutzungsgrad}} \cdot \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}_{\text{el}}} \right].$$

Bei einem Brennstoffnutzungsgrad von 39,3% für ein durchschnittliches Steinkohlekraftwerk im Jahr 2006 und einem Kohlepreis von 10,00 [€/MWh] ergeben sich folglich für Steinkohle Brennstoffkosten in Höhe von 25,44 € um eine MWh Strom zu erzeugen.<sup>58</sup>

Die CO<sub>2</sub>-Kosten  $CO_{2,\text{coal}}$  basieren auf dem Settlement Price für den EEX Future EUA Periode 2, also dem Future-Preis für eine Tonne CO<sub>2</sub> in der zweiten Handelsperiode in [€/t CO<sub>2</sub>], bezogen auf den Lieferzeitraum Dezember 2008. Damit wird der geforderten Vergleichbarkeit der betrachteten Terminkontrakte hinsichtlich ihres Erfüllungszeitraums Rechnung getragen. Die geringfügige zeitliche Diskrepanz hinsichtlich der

<sup>58</sup> Um eine MWh Strom zu erzeugen, sind hinsichtlich des Energiegehalts 2,39 MWh (=8,61 GJ) Steinkohle bzw. 2,127 MWh (=7,66 GJ) Erdgas notwendig.

Fälligkeit der bei den in den Berechnungen verwendeten Kohle-, Gas- und Stromterminkontrakten (Lieferzeitraum Januar 2009) und dem EEX Future (Lieferzeitraum Dezember 2008) fällt hierbei nicht wesentlich ins Gewicht und kann vernachlässigt werden. Die CO<sub>2</sub>-Kosten für Kohle  $CO_{2,coal}c_t$  in [€/MWh] im Zeitpunkt  $t$  resultieren aus dem Produkt von Zertifikatpreis  $P_{t,CO_2}$  des oben genannten EEX Future EUA Periode 2 in [€/t CO<sub>2</sub>] im Zeitpunkt  $t$  mit dem fixen Emissionsfaktor für Kohle  $f_{CO_2}^c$  in [t CO<sub>2</sub>/MWh], dividiert durch den Brennstoffnutzungsgrad für Kohle in 2006:

$$CO_{2,coal}c_t = \frac{P_{t,CO_2} \cdot f_{CO_2}^c}{\text{Brennstoffnutzungsgrad}_{Kohle}} \left[ \frac{\text{€}}{\text{MWh}} \right]$$

Die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren der wichtigsten fossilen Brennstoffe für das Jahr 2006 sind aus Tabelle 22 ersichtlich.

Tabelle 22: CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren fossiler Brennstoffe zur Stromerzeugung im Vergleich

Brennstoff	Durchschnittlicher Brennstoffnutzungsgrad bezogen auf die Bruttostromerzeugung <sup>1</sup> in 2006	Emissionsfaktoren des Brennstoffs in [t CO <sub>2</sub> /GJ]	CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktoren <sup>2</sup> des Brennstoffs in [t CO <sub>2</sub> /MWh]	CO <sub>2</sub> -Emissionsfaktoren in [t CO <sub>2</sub> /MWh] bezogen auf die Bruttostromerzeugung im Jahr 2006
Gas	47,0%	0,0561	0,2016	0,429
Steinkohle	39,3%	0,0939	0,3380	0,860
Braunkohle	37,1%	0,112	0,4032	1,087

Quelle: Eigene Darstellung. Datenquellen nach

<sup>1</sup> Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2008); Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2007): Tabelle 2.10.1 - Einsatz von Energieträgern zur Stromerzeugung in Deutschland sowie eigene Berechnungen.

<sup>2</sup> Vgl. Umweltbundesamt (2006), Emissionsfaktoren und Kohlenstoffgehalte.

Bei einem Preis des EEX Future EUA Periode 2 in Höhe von 20,00 [€/t CO<sub>2</sub>], einem Emissionsfaktor für Steinkohle in Höhe von 0,338 [t CO<sub>2</sub>/MWh] und einem Brennstoffnutzungsgrad für Kohle 39,3% ergeben sich somit CO<sub>2</sub>-Kosten in Höhe von 17,20 [€/MWh<sub>el</sub>].

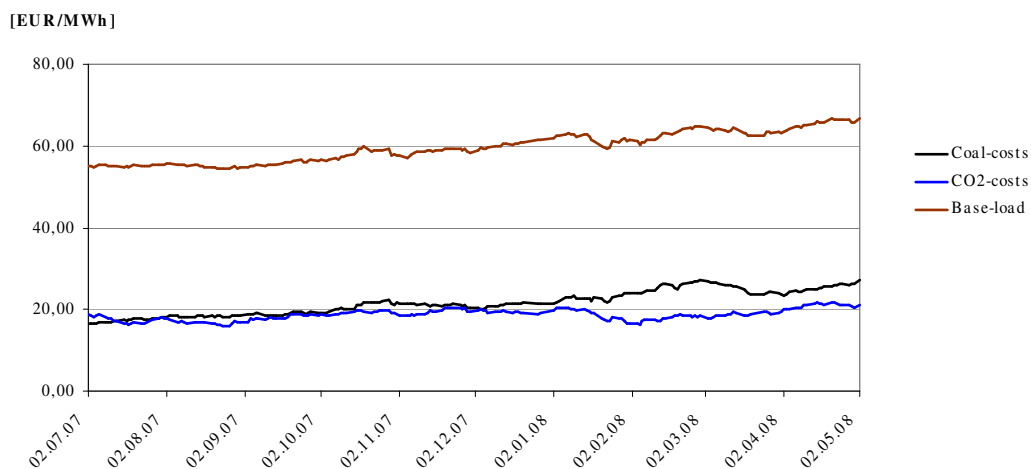
### Preis- und Kostenentwicklung im Untersuchungszeitraum

Abschließend soll noch kurz die Preisentwicklung des EEX Phelix-Base- bzw. Peak-Year-Future für den Lieferzeitraum Januar 2009 der Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Kosten sowie der Brennstoffkosten, die jeweils bei der Erzeugung eine MWh Strom anfallen, für den Betrachtungszeitraum Juli 2007 bis April 2008 dargestellt werden.

Für Baseload bzw. Peakload ist im Betrachtungszeitraum ein Anstieg von 20% bzw. 18% zu verzeichnen. Dagegen stiegen in der gleichen Zeit die Brennstoffkosten für Kohle, nachvollzogen anhand des ARA Year Future, um knapp 65% an. Der Preis des

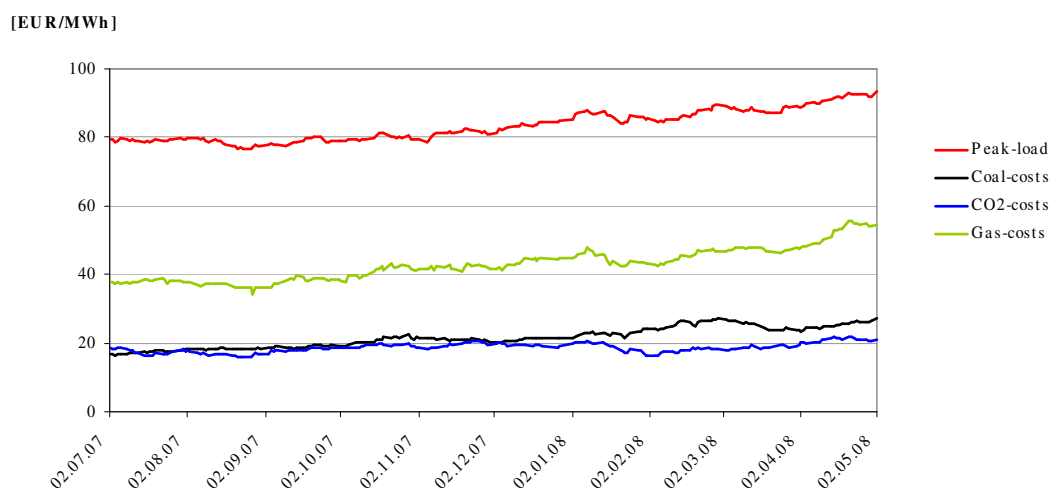
EEX Future EUA Periode 2 stieg in dieser Zeit von 20 [€/MWh] auf über 24 [€/MWh], die CO<sub>2</sub>-Kosten von 16 [€/MWh] auf 21 [€/MWh]. Die Strompreise und die CO<sub>2</sub>-Kosten verlaufen nahezu gleichförmig, während die Brennstoffkosten für die Kohleverstromung sich teilweise etwas anders entwickeln; letztere steigen z.B. auch in Perioden, in denen die CO<sub>2</sub>-Kosten und die Preise der jeweiligen EEX Future kurzfristig gesunken sind. Damit spielen die CO<sub>2</sub>-Kosten (neben den Brennstoffkosten für Kohle) offenbar eine wichtige Rolle für die Preisentwicklung bei Base- und Peakload Strom.

Abbildung 4: Entwicklung der Strompreise (Baseload) gegenüber den Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten von Juli 2007 bis Mai 2008



Quelle: Eigene Darstellung; Datenquelle: EEX.

Abbildung 5: Entwicklung der Strompreise (Peakload) gegenüber den Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten von Juli 2007 bis Mai 2008

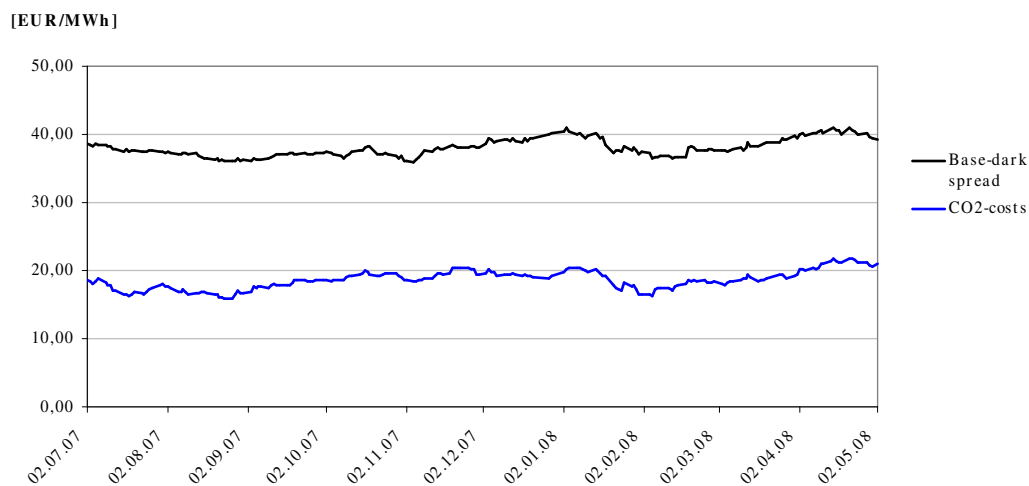


Quelle: Eigene Darstellung; Datenquelle: EEX.

Vergleicht man die Entwicklung des sog. „dark spread“ für Peakload bzw. Baseload jeweils gegenüber den CO<sub>2</sub>-Kosten in [€/MWh<sub>e</sub>] über den Zeitraum Juli 2007 bis Mai 2008 (Datengrundlage bilden auch hier die erwähnten Jahresterminkontrakte), so ist

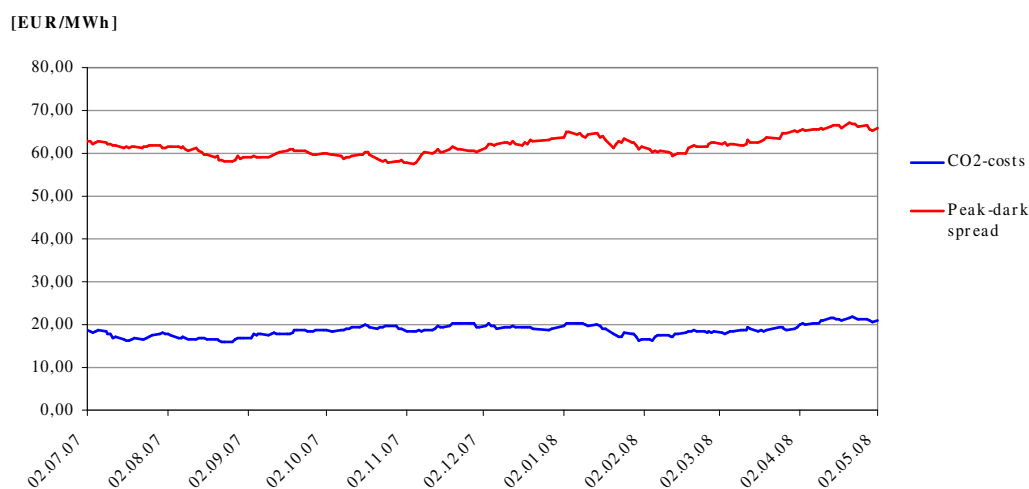
ebenfalls leicht erkennbar, dass die CO<sub>2</sub>-Kosten sowohl zum Baseload also auch zum Peakload dark spread nahezu parallel verlaufen, insbesondere seit Beginn der zweiten Handelsperiode des EU-Emissionshandels Anfang 2008.<sup>59</sup>

Abbildung 6: Entwicklung des Baseload-dark-spreads gegenüber den CO<sub>2</sub>-Kosten



Quelle: Eigene Darstellung; Datenquelle: EEX.

Abbildung 7: Entwicklung des Peakload-dark-spreads gegenüber den CO<sub>2</sub>-Kosten



Quelle: Eigene Darstellung; Datenquelle: EEX.

<sup>59</sup> Der dark spread bildet vorliegend die Differenz aus dem Strompreis - also des EEX Phelix-Base- bzw. EEX Phelix-Peak-Year-Future für den Lieferzeitraum Januar 2009 - und den Brennstoffkosten für die Verstromung von Kohle zur Erzeugung einer MWh Strom.

## Methodik

In diesem Abschnitt werden die den Berechnungen zugrunde liegenden Modelle entwickelt. Da es sich bei den verwendeten Daten um Zeitreihen handelt, sind im Rahmen der Analyse methodische Besonderheiten zu beachten, die es zu berücksichtigen gilt, insbesondere die Trendbereinigung der Zeitreihen. Wird im Rahmen erster Berechnungen festgestellt, dass die Zeitreihen einem starken Trend unterliegen, kann das Ausgangsmodell für die Schätzung nicht verwendet werden und muss durch Differenzierung der Zeitreihen in ein angepasstes „trenbereinigtes“ Modell überführt werden, welches vor Durchführung der Berechnungen wieder auf das Vorliegen eines zeitlichen Trends zu untersuchen ist.

## Modellentwicklung

Entsprechend der aufgestellten Ausgangshypothesen wird nachfolgend auf Basis einer Zeitreihenanalyse ein Modell entwickelt, mit welchem die Überwälzungsrate der CO<sub>2</sub>-Kosten des Emissionshandels in den Großhandelspreis für Strom in Deutschland für den Zeitraum Juli 2007 bis Anfang Mai 2008 bzw. für den Zeitraum Anfang Januar bis Anfang Mai 2008 geschätzt werden kann. Die zentrale - wenngleich auch stark vereinfachende - Grundannahme hinsichtlich der Schätzung der Überwälzungsrate der CO<sub>2</sub>-Kosten besteht darin, dass im betrachteten Zeitraum die Großhandelspreisdynamik für Strom in Deutschland nahezu vollständig durch die Variationen der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten erklärt werden kann (vgl. Abbildung 4 und Abbildung 5). Andere Kostenbestandteile der Stromerzeugung, wie z.B. Investitionskosten, Betriebskosten, Kosten für das Hochfahren eines Kraftwerks etc. werden im Betrachtungszeitraum als invariant eingestuft. Unter diesen Annahmen kann zunächst die Beziehung zwischen dem Großhandelspreis für Strom ( $P$ ), den Brennstoffkosten ( $F$ ) und den durch den Brennstoffeinsatz von Gas und Kohle verursachten CO<sub>2</sub>-Kosten ( $CO_2costs$ ) zu einem Zeitpunkt  $t$  durch die allgemeine nachfolgende Gleichung beschrieben werden,<sup>60</sup> wobei  $c$  und  $g$  für die Brennstoffe Kohle bzw. Gas stehen. Die CO<sub>2</sub>-Kosten in [€/MWh] im Zeitpunkt  $t$  resultieren - wie bereits weiter oben erläutert - aus dem Produkt von Zertifikatpreis auf Basis des EEX Future EUA Periode 2 in [€/t CO<sub>2</sub>] im Zeitpunkt  $t$  mit dem jeweiligen Emissionsfaktor für Kohle bzw. Gas in [t CO<sub>2</sub>/MWh], dividiert durch den Brennstoffnutzungsgrad für Kohle bzw. Gas im Jahr 2006:

---

<sup>60</sup> Vgl. hierzu auch Sijm, Neuhoff et al. (2006).

$$P_t = \beta_0 + \beta_1 \cdot CO_2 \text{ costs}_t^{c,g} + \beta_2 \cdot F_t^{c,g} + \varepsilon_t$$

Unter der Annahme, dass die Brennstoffkosten ( $F$ ) vollständig in den Strompreis überwälzt werden, wird  $\beta_2 = 1$ , so dass sich ergibt:

$$Y_t = (P_t - F_t^{c,g}) = \beta_0 + \beta_1 \cdot CO_2 \text{ costs}_t^{c,g} + \varepsilon_t$$

$Y_t$  repräsentiert dabei den spread, also die Differenz zwischen Großhandelspreis für Strom und den Brennstoffkostenpreisen für Kohle und Gas bei der Stromproduktion, auf dessen Basis nachfolgend der Regressionskoeffizient  $\beta_1$  alternativ geschätzt werden könnte. Dabei bezeichnet  $Y_t$  den dark spread für vorwiegend aus Kohle erzeugten Strom und den spark spread für vorwiegend aus Gas erzeugten Strom. Die in Abbildung 3 anhand der Zusammensetzung der Bruttostromerzeugung nach Energieträgern veranschaulichte Tatsache, dass im Jahr 2007 Braun- und Steinkohle zusammen einen Anteil von 47% an der Bruttostromerzeugung aufweisen, während sich der Erdgasanteil auf lediglich 11,5% beläuft,<sup>61</sup> führt zu dem Ergebnis, dass dem spark spread in Deutschland keine erhebliche Bedeutung zukommt; er findet nachfolgend keine weitere Berücksichtigung.

Dies führt zu der Annahme, dass ein Gaskraftwerk nur zu bestimmten Stunden im Peakload-Bereich (sog. Super-Peak) das Marginalkraftwerk repräsentiert, wohingegen im Baseload-Bereich sowie in vielen Fällen des Peakload-Bereichs ein Steinkohlekraftwerk das preissetzende Grenzkraftwerk darstellt. Damit erscheint es sachgerecht, in den nachfolgenden Untersuchungen bei den Brennstoff- sowie den CO<sub>2</sub>-Kosten der Stromerzeugung vorwiegend die Kohlekosten zu fokussieren. Als Konsequenz dieser Annahme findet auch bei den CO<sub>2</sub>-Kosten der Emissionsfaktor von Steinkohle sowie der (durchschnittlichen) Wirkungsgrad eines Steinkohlekraftwerks Verwendung.

Das vorgestellte allgemeine Modell wird dahingehend verfeinert, indem nunmehr insgesamt vier Modelle zur Erklärung der abhängigen Variablen *base* bzw. *peak* auf Basis zweier unterschiedlicher Zeitreihen berechnet werden sollen.<sup>62</sup> In einem ersten Schritt werden die vier Modelle über einen Berechnungszeitraum von Juli 2007 bis April 2008 betrachtet. Im Rahmen der ersten beiden Modelle wird die Variable *base*

---

<sup>61</sup> Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2008), Tabellenblatt 22; Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2007); Erdgas findet insbesondere zur Abdeckung von absoluten Spitzenlasten während der Heizperiode Verwendung.

<sup>62</sup> Die Daten der zweiten Zeitreihe von Januar 2008 - April 2008 sind gleichwohl in der längeren ersten Zeitreihen von Juli 2007 - April 2008 enthalten, jedoch weist die zweite Zeitreihe andere Startwerte auf, so dass von zwei unterschiedlichen Zeitreihen gesprochen werden kann.

betrachtet. Sie wird in Modell 1 zunächst nur anhand der Variablen *ccoal* und *CO<sub>2</sub>coalc* erklärt und sodann in Modell 2 um die Variable *cgas* erweitert. Daraus ergibt sich die formale Modellbeschreibung:

$$\text{Modell 1: } base = \beta_0 + \beta_1 \cdot ccoal + \beta_2 \cdot CO_2coalc + u_t$$

$$\text{Modell 2: } base = \beta_0 + \beta_1 \cdot ccoal + \beta_2 \cdot CO_2coalc + \beta_3 \cdot cgas + u_t$$

Die Modelle 3 und 4 unterscheiden sich von den Modellen 1 und 2 allein darin, dass nunmehr die Variable *peak* als abhängige Variable geschätzt werden soll.

$$\text{Modell 3: } peak = \beta_0 + \beta_1 \cdot ccoal + \beta_2 \cdot CO_2coalc + u_t$$

$$\text{Modell 4: } peak = \beta_0 + \beta_1 \cdot ccoal + \beta_2 \cdot CO_2coalc + \beta_3 \cdot cgas + u_t$$

Das gleiche, bereits durch die Modelle 1 bis 4 beschriebene Prozedere soll in einem zweiten Schritt anhand des Untersuchungszeitraums Januar 2008 bis April 2008 erneut vollzogen werden.

### **Problematik von Zeitreihen**

Bevor die Berechnungen der Modelle anhand der OLS-Methode durchgeführt werden, gilt es jedoch die Implikationen der Zeitreiheneigenschaft hinsichtlich der verwendeten Daten zu berücksichtigen. Rein formal bezeichnet eine zeitlich geordnete Reihe von Zufallsvariablen einen stochastischen Prozess, der auch Zeitreihenprozess genannt wird. Im Gegensatz zu einfachen Zufallsstichproben kann dieser stochastische Prozess im Zeitablauf abhängige Beobachtungen generieren.<sup>63</sup> Dieser (Schein-)Zusammenhang zwischen beispielsweise zwei Zeitreihen  $y_t$  und  $x_t$  ist immer dann recht hoch, wenn  $y_t$  und  $x_t$  trendbehaftet sind, so dass der Zusammenhang nicht kausal sondern durch eine dritte Variable, dem Trend, erklärt wird.

Zwar sind grundsätzlich auch auf Zeitreihen lineare, nicht-lineare, additive und nicht-additive Regressionsmodelltypen anwendbar. Jedoch tritt bei der Zeitreihenanalyse - und damit auch bei der vorliegend durchzuführenden, auf Zeitreihen über Preise

---

<sup>63</sup> Diese für Zeitreihen typische Problematik lässt sich anhand des folgenden Beispiels verdeutlichen: Geht man von zwei unabhängigen Zeitreihen ( $y_t, x_t$ ) aus, dann müssten der Regressionskoeffizient  $\beta_1$  in  $y_t = \beta_0 + \beta_1 x_t$  eigentlich 0 sein ( $H_0$ ); die von Davidson, R. und MacKinnon (1993) durchgeführte Simulationsstudie, wo 10.000 Zeitreihen simuliert und anschließend jeweils ein  $T$ -Test von  $\beta_1$  auf einem Signifikanzniveau von  $\alpha = 0,05$  durchgeführt wurde, gelangte jedoch zu dem Ergebnis, dass in über 66% der Zeitreihen  $H_0$  verworfen werden musste. Abhängige Beobachtungen entstehen, weil etwa auch die Vergangenheit eines Prozesses ( $y_{t-1}, y_{t-2}, \dots$ ) in den aktuellen Werten  $y_t$  reflektiert wird, oder weil Drittvariablen, die in der stochastischen Komponente  $u_t$  enthalten sind, über den Zeitablauf miteinander korrelieren.



zurückgreifenden Untersuchung - das grundsätzliche Problem auf, dass die Annahmen des klassischen linearen OLS-Regressionsmodells nur unter sehr restriktiven Bedingungen auf Zeitreihen übertragbar sind. Die Annahmen des klassischen linearen OLS-Regressionsmodells lauten:<sup>64</sup>

- Es wird ein linear-additives Modell der Form  $y = \beta_0 + \beta_1 x_1 + \beta_2 x_2 + \dots + \beta_k x_k + u$  betrachtet.
- Die Daten werden aus einer einfachen Zufallsstichprobe generiert.
- Zwischen den unabhängigen Variablen  $x_{kt}$  sollte keine perfekte Kollinearität vorliegen.
- Homoskedastizität bzw. Varianzhomogenität, das heißt, die Varianz der Residuen ist über den Bereich der Einflussgrößen homogen,  $Var(u | x_1, \dots, x_k) = \sigma^2$ .
- Die Fehlerterme sind unabhängig voneinander,  $E(u | x_1, \dots, x_k) = 0$ , d.h. die stochastische Komponente  $u_t$  korreliert nicht mit den unabhängigen Variablen, was letztendlich Erwartungstreue (unbiasedness) gewährleisten soll.
- Unkorrelierte Fehlerterme,  $(Corr(u_t, u_s | x_1, \dots, x_k) = 0, t \neq s)$ .
- Die Fehlerterme sind normalverteilt,  $u \sim Normal(0, \sigma^2)$ .

Da es sich bei Zeitreihen um einen stochastischen Prozess handelt, sind insbesondere die Annahmen 5 und 6 (unkorrelierte und unabhängige Fehlerterme) problematisch. Da der Fehlerterm Messfehler und insbesondere nicht berücksichtigte Einflüsse von Drittvariablen erfasst, muss bei Zeitreihen zusätzlich gefordert werden, dass die Fehlerterme nicht nur von den aktuellen  $x$ -Werten der unabhängigen Variablen, sondern auch von allen zeitlich vorhergehenden und nachfolgenden  $x$ -Werten der unabhängigen Variablen unabhängig sind (Annahme strikter Exogenität).<sup>65</sup> Darüber hinaus ist es natürlich auch möglich, dass die Messfehler oder die nicht berücksichtigten Drittvariablen im Zeitablauf zusammenhängen, was die Annahme unkorrelierter Fehlerterme bei Zeitreihen ebenfalls sehr problematisch macht; es droht in der Regel eine Autokorrelation der Fehlerterme.

---

<sup>64</sup> Vgl. dazu ausführlich etwa Wooldridge (2006), Kapitel 10.3.

<sup>65</sup> So reagieren strikt exogene Variablen nicht auf Ereignisse in der Vergangenheit. Strikte Exogenität ist hingegen bei Feedbackprozessen, wo die Werte der abhängigen Variablen  $y$  auf die unabhängige Variable  $x$  zurückwirken, oder bei zeitverzögerten endogenen Variablen nicht gegeben.

Bereits diese knappen Ausführungen verdeutlichen, dass die Gauss-Markov-Annahmen des „klassischen“ linearen Modells<sup>66</sup> nur unter sehr restriktiven Bedingungen auf Zeitreihen übertragbar sind, obschon das in vielen Fällen nicht angemessen erscheint. Dies führt wiederum zu Überlegungen, ob man nicht unter bestimmten Bedingungen die soeben vorgestellten restriktiven Voraussetzungen hinsichtlich Übertragbarkeit der Annahmen des „klassischen“ linearen Modells auf Zeitreihen lockern bzw. weniger restriktiv formulieren kann und gleichwohl optimale Schätzer erhält. Dies ist der Fall, wenn die serielle Abhängigkeit der Zeitreihe eher gering ausfällt, also bei so genannten stationären oder wenigstens schwach abhängigen Prozessen.<sup>67</sup> Während bei einem stationären<sup>68</sup> stochastischen Prozess die Verteilung der Zufallsvariablen zeitinvariant ist, charakterisiert sich ein schwach abhängiger stochastischer Prozess dadurch, dass die Korrelation zwischen zwei Werten  $x_t$  und  $x_{t+h}$  um so kleiner wird, je größer ihr zeitlicher Abstand  $h$  ist.<sup>69</sup> Man lässt also mit anderen Worten die Annahme zeitgleicher (statt strikter) Exogenität genügen und kann in diesem Fall auch zeitverzögerte endogene Variablen ( $y_{t-1}, \dots, y_{t-2}, \dots$ ) als erklärende Variablen in das Regressionsmodell einführen. Die Annahme strikter Exogenität ist mithin obsolet, wenn man von stationären oder schwach abhängigen Prozessen ausgehen kann.

Probleme treten hingegen bei autokorrelierten Fehlertermen, Trends und hoch persistenten Prozessen (z.B. Unit Root Prozessen) auf, die insoweit bei Zeitreihen zu inkonsistenten, verzerrten Ergebnissen führen können. Insbesondere Trends in den abhängigen und unabhängigen Variablen führen in Zeitreihenanalysen häufig zu Problemen, da sie zum einen über hohe  $R^2$ -Werte einen guten Modellfit suggerieren und zum anderen über hohe Effekte der einzelnen unabhängigen Variablen den Eindruck

---

<sup>66</sup> Vgl. nochmals die oben genannten 7 Voraussetzungen, unter denen man im Mittel richtig schätzt (Erwartungstreue), Schätzer mit kleinstmöglichem Standardfehler erhält (Effizienz) sowie Hypothesentests mit der  $T$ - oder  $F$ -Verteilung durchführen kann.

<sup>67</sup> Der Grund hierfür liegt darin, dass man zwecks Nachweises statistischer Eigenschaften wie Effizienz, Konsistenz und Erwartungstreue für Querschnittsdaten hilfsweise auf das Gesetz der großen Zahl, die Unabhängigkeit der Beobachtungen sowie den zentralen Grenzwertsatz zurückgreift. Um ähnliche Überlegungen für Zeitreihen anstellen zu können, darf sich der Zufallsprozess nicht von Zeitpunkt zu Zeitpunkt verändern, und die einzelnen Beobachtungen dürfen nicht zu sehr miteinander zusammenhängen; dies ist der Fall, wenn man von einem stationären oder schwach abhängigen Prozess ausgehen kann, vgl. Wooldridge (2006), Kapitel 10, S. 347ff., 363ff. und Kapitel 11, S. 380ff. sowie Greene (2003), Kapitel 20, S. 608ff.

<sup>68</sup> So ist z.B. eine Zufallsvariable  $x$  kovarianzstationär, wenn  $E(x)$  und  $Var(x)$  im Zeitablauf konstant sind und  $Cov(x_t, x_{t+h})$  von  $h$  (Abstand), nicht aber von  $t$  (Zeitpunkt) abhängig ist, vgl. Wooldridge (2006), S. 381; Greene (2003), S. 612f.

<sup>69</sup> Vgl. Wooldridge (2006), S. 382ff.

erwecken, dass eben jene unabhängigen Variablen einen starken Einfluss auf die abhängige Variable ausüben. Anders ausgedrückt, die Zusammenhänge zwischen den Variablen, die einen Trend aufweisen, werden zu großen Teilen bereits durch den Trend selbst erklärt (s.o.). Daher sind in Zeitreihenanalysen Trends zu kontrollieren.

Durch diese Vorüberlegungen sind die weiteren Untersuchungsschritte in der Weise vorgezeichnet, als dass zunächst die OLS-Regressionen anhand der vorgestellten Modelle 1 bis 4 auf Basis der Ausgangsvariablenwerte durchzuführen ist, um anschließend nach einem etwaig zu verzeichnenden hohen Determinationskoeffizienten eine Trendbereinigung durchzuführen.

Vorliegend ergaben die mit den Ausgangsvariablen durchgeführten OLS-Regressionen gemäß der oben beschriebenen Modelle 1 bis 4 für den Untersuchungszeitraum Juli 2007 bis April 2008 sehr hohe  $R^2$ -Werte für die durch das jeweilige Modell erklärte Varianz; die Determinationskoeffizienten wiesen Werte zwischen 0,81 und 0,98 auf; für den Untersuchungszeitraum Januar 2008 bis April 2008 ergaben sich ähnlich hohe Werte des Determinationskoeffizienten für die betrachteten Modelle. Offenbar unterliegen in beiden Untersuchungszeiträumen die Ausgangsvariablen einem starken Trend, den es zu kontrollieren gilt. Denn OLS-Schätzungen liefern für Zeitreihen nur dann konsistente Schätzergebnisse, wenn sämtliche Variablen des untersuchten Regressionsmodells allenfalls einem schwach abhängigen Prozess unterliegen und die Fehlerterme unkorreliert sind. Nachfolgend wird die Trendbereinigung vorgenommen.

### **Trendbereinigung**

Die Trendbereinigung erfolgt in der Weise, dass zuerst jede Variable einzeln daraufhin zu untersuchen ist, ob es sich nicht um einen hoch persistenten Prozess wie beispielsweise einem so genannten Random Walk oder Unit Root Prozess der Form

$$y_t = \rho y_{t-1} + u_t \text{ mit } |\rho| = 1$$

handelt, bei welchem der Wert der abhängigen Variablen  $y_t$  (Zielvariable) zum Zeitpunkt  $t$  dem Wert der Vorperiode zuzüglich eines standard-normalverteilten Fehlers  $u_t$  mit  $u_t \sim N(0,1)$  entspricht; zwar sind die Fehlerterme zu den einzelnen Zeitpunkten hierbei voneinander unabhängig ( $\text{Corr}(u_p, u_s) = 0$ ), nicht aber die Messwerte  $y$ . Gleiches gilt für den autoregressiven Prozess 1. Ordnung, bei welchem jedoch im Gegensatz zum Random Walk nicht der gesamte Wert der Vorperiode übernommen wird, d.h. der Parameter  $|\rho|$  ist kleiner als 1.

Fraglich ist, wie man einen hoch persistenten Prozess wie beispielsweise einen Unit-Root-Prozess mittels eines Testverfahrens identifizieren kann. Geht man von einem allgemeinen autoregressive moving average (ARMA) - Modell in der Form<sup>70</sup>

$$y_t = c + \sum_{i=1}^p \rho_i y_{t-i} + u_t$$

mit  $\rho_1, \dots, \rho_p$  als Modellparameter,  $c$  als (häufig weggelassene) Konstante und  $u_t$  als Fehlerterm aus, so kann dieses allgemeine Modell mit  $|\rho| = 1$  in ein einfaches stationäres AR(1) - Modell der Form  $y_t = \rho y_{t-1} + u_t$  überführt werden. Mit  $\rho = \text{Corr}(y_t, y_{t-1})$  fungiert die Autokorrelation 1. Ordnung der Zeitreihe der  $y$ -Werte als Schätzer für  $\rho$ . Es kann dann für jede interessierende Variable ein Hypothesentest auf Autokorrelation durchgeführt werden, indem I(0):  $|\rho| < 1$  gegen I(1):  $\rho = 1$  getestet wird. Denn wenn die Zusammenhänge zwischen trendbehafteten Variablen zum großen Teil durch den Trend selbst erklärt werden, so können natürlich auch Zusammenhänge, welche die interessierende Variable mit *sich selbst* aufweist - wie etwa die Korrelation der Werte von  $y$  mit den um einen Zeitpunkt verschobenen Werten von  $y$  (Autokorrelation 1. Ordnung) - durch einen Trend erklärt werden. Hierbei sind die Schätzer nur dann konsistent, wenn  $|\rho| < 1$  und somit  $\text{Corr}(y_t, y_{t+h}) = \rho^h \rightarrow 0$  bei  $h \rightarrow \infty$ ,<sup>71</sup> so dass nur in diesem Fall der Kovarianzstationarität, bei der die Kovarianzen allein vom Abstand zwischen zwei Zeitpunkten abhängen, sowie der Konstanz von Erwartungswert und Varianz im Zeitablauf eine schwache Stationarität der Zeitreihe vorliegt, welches wiederum die Anwendung der herkömmlichen Methode der kleinsten Quadrate und die T-Statistik gestattet; eine Regression von Zeitreihen ist daher nur bei Kovarianzstationarität sinnvoll. Ist hingegen  $\rho = 1$ , muss auf andere Schätz- und Testverteilungen zurückgegriffen werden.<sup>72</sup> Dieser Test auf Stationarität kann - wie vorliegend auch geschehen - anhand eines von Dickey und Fuller entwickelten Testverfahrens<sup>73</sup> durchgeführt werden. Mit Hilfe dieses so genannten Dickey Fuller Tests auf Vorliegen eines

<sup>70</sup> Vgl. zur Grundkonzeption Box, Jenkins et al. (1994).

<sup>71</sup> Theoretischer Hintergrund bildet die Überlegung, wie stark die Korrelation zwischen den Zufallsvariablen  $y_t$  und  $y_{t+h}$  ausgeprägt ist, wenn die zeitliche Diskrepanz  $h$  zwischen ihnen sehr groß wird. Einfach gesprochen, ein stationärer Prozess  $\{y_t : t = 1, 2, \dots\}$  wird dann als schwach abhängiger Prozess angesehen, wenn  $y_t$  und  $y_{t+h}$  annähernd unabhängig sind bei einem gegen unendlich konvergierendem  $h$ . Eine kovarianzstationäre Zeitreihe ist also schwach abhängig, wenn die Korrelation zwischen  $y_t$  und  $y_{t+h}$  gegen 0 bei  $h \rightarrow \infty$ . Mit zunehmendem Auseinanderfallen der Variablen im Zeitablauf wird die Kovarianz zwischen ihnen zunehmend kleiner; kovarianzstationäre Zeitreihen mit  $\text{Corr}(y_t, y_{t+h}) \rightarrow 0$  und  $h \rightarrow \infty$  heißen auch asymptotisch unkorreliert. Vgl. Wooldridge (2006), S. 382-384.

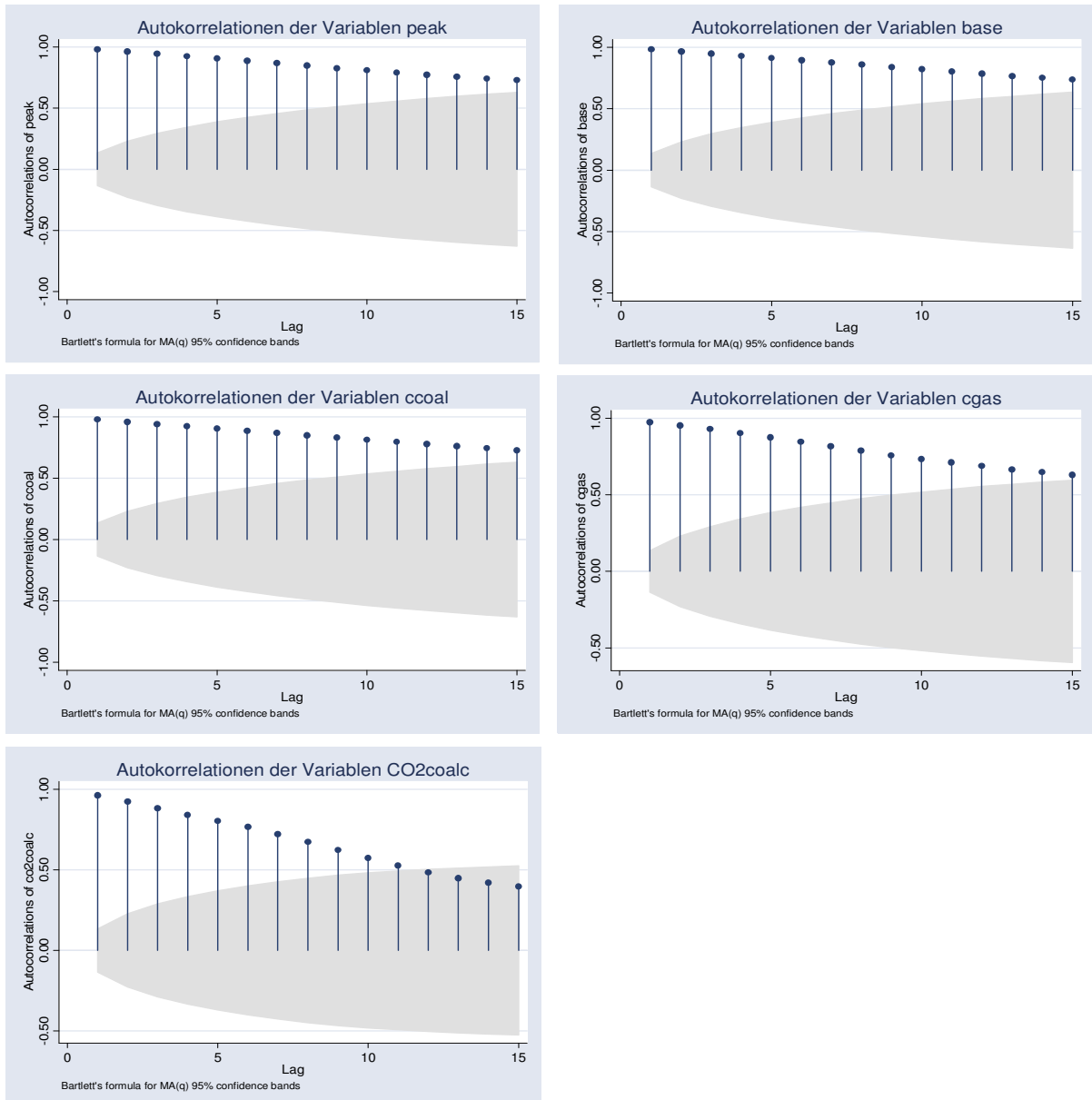
<sup>72</sup> Vgl. zum Ganzen Greene (2003), Kapitel 20 (S. 632ff.); Wooldridge (2006), S. 640f.

<sup>73</sup> Vgl. zum Design dieses Tests Dickey und Fuller (1979) sowie Hamilton, J. D. (1994).

Unit Root Prozesses kann diagnostiziert werden, ob eine Variable einem hoch persistenten Prozess (Unit Root Prozess bzw. einem Random Walk) folgt oder nicht. Hierbei wird die Null-Hypothese, dass die Variable einem Unit Root Prozess unterliegt, gegen die Alternativ-Hypothese, dass die Variable keinem Unit Root Prozess (und somit einem stationären bzw. zumindest einem schwach abhängigen Prozess) folgt, getestet:  $H(0): \rho = 1$  gegen  $H(1): |\rho| < 1$ .

Sowohl die abhängigen (*base*, *peak*) als auch die erklärenden Ausgangsvariablen (*ccoal*, *cgas*, *CO<sub>2</sub>coalc*) erwiesen sich in Einheitswurzel-Tests als nicht-stationär. Anhand des durchgeführten *argumented Dickey Fuller Tests* konnte bei keiner der genannten Ausgangsvariablen die Null-Hypothese, dass für die Ausgangsvariablen Unit Root Prozesse vorliegen, mit einer Irrtumswahrscheinlichkeit von 5% zurückgewiesen werden; dieses Ergebnis ergab sich für beide Untersuchungsperioden. Würden also die genannten Ausgangsvariablen in eine Zeitreihenanalyse einbezogen, sind die statistischen Eigenschaften einer OLS-Schätzung zumindest zweifelhaft. Zum gleichen Ergebnissen wie mit Hilfe des *Dickey Fuller Tests* gelangt man auch, wenn für die genannten Ausgangsvariablen der Test auf Autokorrelation 1. Ordnung graphisch durchgeführt wird. Anhand der in Abbildung 8 verzeichneten Muster der Autokorrelationen kann man die Art des stochastischen Prozesses erkennen, wobei Korrelationen außerhalb des grau unterlegten Feldes signifikant von Null verschieden sind; es handelt sich bei den Variablen *base*, *peak*, *ccoal*, *cgas* und *CO<sub>2</sub>coalc* jeweils um einen hoch persistenten Prozess.

Abbildung 8: Autokorrelationen der 1. Ordnung der Ausgangsvariablen



Quelle: Eigene Berechnungen.

## Differenzierung und Modellanpassung

Durch Bildung der ersten Differenzen kann nunmehr ein stark abhängiger Prozess (beispielsweise ein Random Walk) in einen schwach abhängigen Prozess transformiert werden, auf welchen sodann die herkömmliche Methode der kleinsten Quadrate und die T-Statistik unproblematisch angewendet werden kann, wie nachfolgende Berechnung zeigt:

Gegeben sei ein Random Walk der Form  $y_t = \rho y_{t-1} + u_t$  mit  $|\rho| = 1$ , bei welchem der Wert der abhängigen Variablen  $y_t$  dem Wert der Vorperiode zuzüglich eines standard-normalverteilten Fehlers  $u_t$  mit  $u_t \sim N(0,1)$  entspricht und die Fehlerterme zu den

einzelnen Zeitpunkten voneinander unabhängig ( $Corr(u_p, u_s) = 0$ ) sind. Durch Bildung der Differenzen der jeweils im Zeitablauf aufeinander folgenden Werte und Ersetzen von  $y_t$  durch die vorherige Definitionsgleichung für einen Random Walk (mit  $\rho = 1$ ) ergibt sich:

$$\Delta y_t = y_t - y_{t-1} = (y_{t-1} + u_t) - (y_{t-1}) = u_t$$

Die differenzierte Zeitreihe enthält dann nur noch den Zufallsterm  $u_t$  und ist damit in einen einfachen Zufallsprozess überführt worden.

Aufgrund der oben genannten Testergebnisse wurden die Ausgangsregressionsmodelle in Ersten Differenzen formuliert, womit sich auch die Beschreibung der in die Regressionsmodelle einzubeziehenden Variablen leicht verändert:

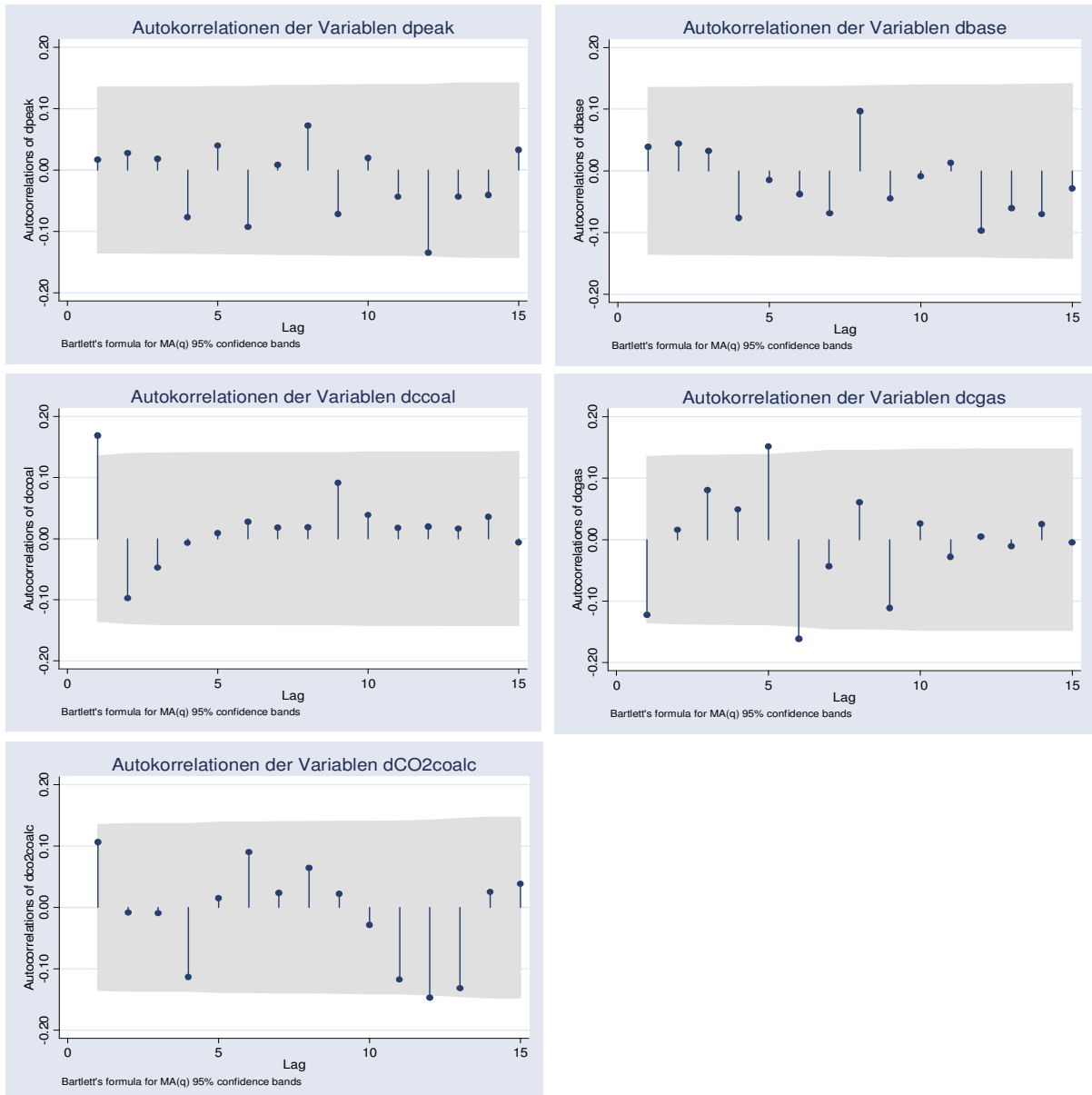
Tabelle 23: Beschreibung der Variablen bei differenzierten Zeitreihen

abhängige Variable	<i>dbase</i>	EEX Phelix-Base-Year-Future in €/MWh
	<i>dpeak</i>	EEX Phelix-Peak-Year-Future in €/MWh
unabhängige Variable	<i>dcoal</i>	Kohlekosten in €/MWh auf Basis des EEX Phelix-Peak-Year-Future und dem durchschnittlichen Kraftwerkswirkungsgrad für Steinkohle
	<i>dCO<sub>2</sub> coal</i>	CO <sub>2</sub> -Kosten in €/MWh auf Basis des EEX Jahresfuture Periode 2, dem Emissionsfaktor Steinkohle und dem durchschnittlichen Kraftwerkswirkungsgrad für Steinkohle
	<i>dgas</i>	Gaskosten in €/MWh auf Basis des EGT-Natural-Gas-Jahresfuture und dem durchschnittlichen Kraftwerkswirkungsgrad für Erdgas

Quelle: Eigene Darstellung.

Wird auf Basis differenzierter Zeitreihen der Test auf Autokorrelation 1. Ordnung bei den Variablen *dbase*, *dpeak*, *dcoal*, *dgas* und *dCO<sub>2</sub> coal* graphisch durchgeführt, so liegen die Korrelationen nunmehr (weitestgehend) nicht mehr außerhalb des grau unterlegten Feldes und sind somit nicht mehr signifikant von Null verschieden. Damit liegen nunmehr nur noch schwach abhängige Prozesse vor. Ein hiermit korrespondierendes Ergebnis erhält man durch abermaliges Durchführen des Dickey Fuller Tests auf einen Unit Root Prozess der Ersten Differenzen der Variablen; in allen Fällen konnte die Null-Hypothese hierbei verworfen werden.

Abbildung 9: Autokorrelationen 1. Ordnung der differenzierten Zeitreihen



Quelle: Eigene Berechnungen.

### Zwischenergebnis und Schlussfolgerungen

Für die Ausgangsvariablen *base*, *peak*, *coal*, *cgas*, und *CO<sub>2</sub>coalc* führten graphische Tests und die durchgeführten argumented Dickey Fuller Tests zum Ergebnis, dass die Verwendung der Variablen in einer Zeitreihenanalyse zu verzerrten Schätzergebnissen führt. Die auf Basis differenzierter Zeitreihen bei den Variablen *dbase*, *dpeak*, *dcoal*, *dcgas* und *dCO<sub>2</sub>coalc* durchgeführten Tests auf Autokorrelation 1. Ordnung in graphischer Form sowie anhand des Dickey Fuller Tests haben ergeben, dass diese Variablen nur noch einem schwach abhängigem Prozess unterliegen. Daher können die weiteren Berechnungen können auf Basis differenzierter Zeitreihen erfolgen. Die vier



eingangs bereits vorgestellten ursprünglichen Regressionsmodelle sind jetzt in ersten Differenzen zu formulieren:

$$\text{Modell 1: } dbase = \beta_0 + \beta_1 \cdot dccoal + \beta_2 \cdot dCO_2coal + u_t$$

$$\text{Modell 2: } dbase = \beta_0 + \beta_1 \cdot dccoal + \beta_2 \cdot dCO_2coal + \beta_3 \cdot dcgas + u_t$$

$$\text{Modell 3: } dpeak = \beta_0 + \beta_1 \cdot dccoal + \beta_2 \cdot dCO_2coal + u_t$$

$$\text{Modell 4: } dpeak = \beta_0 + \beta_1 \cdot dccoal + \beta_2 \cdot dCO_2coal + \beta_3 \cdot dcgas + u_t$$

## Untersuchungsergebnisse

Mit den soeben in ersten Differenzen neu formulierten Regressionsmodellen werden jetzt OLS-Schätzungen durchgeführt. Erneut werden in einem ersten Schritt die vier Modelle über den Zeitraum Juli 2007 bis April 2008 berechnet und in einem zweiten Schritt für den Untersuchungszeitraum Januar 2008 bis April 2008. Abschließend werden die ermittelten Schätzergebnisse auf Basis differenzierter Zeitreihen auf ihre Robustheit mit Hilfe eines Bootstrap-Verfahrens überprüft.

### Ergebnisse des Untersuchungszeitraum 02.07.2007 bis 02.05.2008

In nachfolgender Tabelle 24 sind die OLS-Regressionsergebnisse für die Überwälzungsrate der CO<sub>2</sub>-Kosten auf Basis differenzierter Zeitreihen für den Untersuchungszeitraum Juli 2007 bis Anfang Mai 2008 auf Basis der EEX Jahresfuturepreise EUA Periode 2 in den Jahresfuturepreis für Strom zusammengestellt (in Klammern jeweils die Standardfehler):

Tabelle 24: OLS-Schätzergebnisse für die Überwälzungsrate der CO<sub>2</sub>-Kosten im Zeitraum 02.07.2007 - 02.05.2008

Konstante und unabhängige Variablen	Modell 1 abhängige Variable: <i>dbase</i>	Modell 2 abhängige Variable: <i>dbase</i>	Modell 3 abhängige Variable: <i>dpeak</i>	Modell 4 abhängige Variable: <i>dpeak</i>
<i>Konstante</i>	-0,0198194 [0,017717]	-0,0158255 [0,0170918]	-0,0309772 [0,0250364]	-0,0231529 [0,0243445]
<i>dccoal</i>	0,5353996 [0,0761404]	0,504928 [0,0779066]	0,4868254 [0,0847734]	0,4271304 [0,088269]
<i>dCO<sub>2</sub> coal</i>	0,6496894 [0,0625953]	0,6081313 [0,0679194]	0,8969235 [0,0916196]	0,8155097 [0,0937655]
<i>dcgas</i>	-	0,074898 [0,0449276]	-	0,1467281 [0,0570389]
Beobachtungen	210	210	210	210
Determinationskoeffizient	0,5762	0,5879	0,4955	0,5216

Quelle: Eigene Berechnungen.

In allen Modellen hat die Variable  $dCO_2coal$  - haben also die CO<sub>2</sub>-Kosten - einen signifikanten Einfluss auf den Strompreis. Die (Null-)Hypothese, dass die CO<sub>2</sub>-Kosten keinen Einfluss auf den Strompreis haben, kann mit einer Irrtumswahrscheinlichkeit von 5% in allen vier Modellen widerlegt werden; der Effekt der hier vor allem interessierenden Variablen  $dCO_2coal$  ist damit jeweils signifikant ( $\alpha=0,05$ ).

Durch das Modell 1 können 57,6% der Variation der Variablen  $dbase$  anhand der berücksichtigten Variablen  $dCO_2coal$  und  $dcoal$  erklärt werden; dieser Modellfit verbessert sich durch Einbeziehung der Variablen  $dngas$  in Modell 2 nur unwesentlich um 1 Prozentpunkt. Da zudem die Nullhypothesen, dass die Variablen  $dngas$  keinen Einfluss auf  $dbase$  hat mit einer Irrtumswahrscheinlichkeit von 5% nicht widerlegt werden kann, ist der Effekt der  $dngas$  in Modell 2 nicht signifikant, so dass das Modell 1 letztendlich präferiert wird. Der Regressionskoeffizient von rund 0,65 für die Variable  $dCO_2coal$  in Modell 1 beschreibt somit einen Anstieg des Baseload-Preises in Höhe von 0,65 €/MWh, wenn sich die CO<sub>2</sub>-Kosten um 1 €/MWh erhöhen. Dies entspricht damit einer Überwälzungsrate von 65% der CO<sub>2</sub>-Kosten in den Baseload-Preis.

Im Modell 3 werden rund 49,6% der Variation der Variablen  $dpeak$  durch die Variablen  $dCO_2coal$  und  $dcoal$  erklärt. Durch Erweiterung dieses Modells um die Variable  $dngas$  (Modell 4) verbessert sich der Modellfit relativ geringfügig um 2,6 Prozentpunkte auf knapp 52,2%. Hier ist der Einfluss der Variablen  $dngas$  auf  $dpeak$  signifikant, da die Nullhypothese, dass die Variablen  $dngas$  keinen Einfluss auf  $dpeak$  hat, mit einer Irrtumswahrscheinlichkeit von 5% widerlegt werden kann ( $\alpha=0,05$ ). Der Regressionskoeffizient von 0,897 für die Variable  $dCO_2coal$  in Modell 3 beschreibt einen Anstieg des Peakload-Preises in Höhe von fast 0,90 €/MWh, wenn sich die CO<sub>2</sub>-Kosten um 1 €/MWh erhöhen. Dies entspricht damit einer Überwälzungsrate von knapp 90% der CO<sub>2</sub>-Kosten in den Peakload-Preis. In Modell 4 beträgt die Überwälzungsrate der CO<sub>2</sub>-Kosten in den Peakload-Preis knapp 82%.

### **Ergebnisse des Untersuchungszeitraum 02.01.2008 bis 02.05.2008**

In einem zweiten Schritt werden die OLS-Schätzergebnisse für die Überwälzungsrate der CO<sub>2</sub>-Kosten auf Basis differenzierter Zeitreihen für den Untersuchungszeitraum Januar 2008 bis April 2008 vorgestellt (in Klammern wiederum jeweils die Standardfehler):

Tabelle 25: OLS-Schätzergebnisse für die Überwälzungsrate der CO<sub>2</sub>-Kosten im Zeitraum 02.01.2008 - 02.05.2008

Konstante und unabhängige Variablen	Modell 1 abhängige Variable: <i>dbase</i>	Modell 2 abhängige Variable: <i>dbase</i>	Modell 3 abhängige Variable: <i>dpeak</i>	Modell 4 abhängige Variable: <i>dpeak</i>
<i>Konstante</i>	-0,0085615 [0,0301544]	0,004815 [0,0279436]	-0,0440733 [0,0474064]	-0,0249013 [0,045811]
<i>dcccoal</i>	0,5166659 [0,0870986]	0,4145357 [0,0871065]	0,4782695 [0,1164938]	0,3653354 [0,1229273]
<i>dCO<sub>2</sub> coalc</i>	0,7716324 [0,085501]	0,608406 [0,0952764]	0,9519614 [0,1422692]	0,7640818 [0,1566689]
<i>dcgas</i>	-	0,2015133 [0,0451176]	-	0,2888223 [0,0766931]
Beobachtungen	84	84	84	84
Determinationskoeffizient	0,6537	0,6963	0,5409	0,592

Quelle: Eigene Berechnungen.

Wiederum weist in allen Modellen die Variable *dCO<sub>2</sub> coalc* einen signifikanten Einfluss auf den Strompreis auf, da die (Null-)Hypothese, dass *dCO<sub>2</sub> coalc* keinen Einfluss auf den Strompreis hat, mit einer Irrtumswahrscheinlichkeit von 5% in allen vier Modellen widerlegt werden kann; der Effekt der Variablen *dCO<sub>2</sub> coalc* ist damit jeweils signifikant ( $\alpha=0,05$ ).

Durch das Modell 1 können 65,4% der Variation der Variablen *dbase* durch die Variablen *dCO<sub>2</sub> coalc* und *dcccoal* erklärt werden; der Modellfit verbessert sich durch Integration der Variablen *dcgas* in Modell 2 lediglich um 3 Prozentpunkte auf 69,6%. Die Nullhypothese, dass die Variable *dcgas* keinen Einfluss auf *dbase* hat, kann mit einer Irrtumswahrscheinlichkeit von 5% widerlegt werden, so dass der Effekt von *dcgas* auf *dbase* in Modell 2 signifikant ist ( $\alpha=0,05$ ). Der Regressionskoeffizient von 0,77 für die Variable *dCO<sub>2</sub> coalc* in Modell 1 bzw. 0,608 in Modell 2 beschreibt somit einen Anstieg des Baseload-Preises in Höhe von 0,77 €/MWh bzw. rund 0,61 €/MWh, wenn sich die CO<sub>2</sub>-Kosten um 1 €/MWh erhöhen. Dies entspricht damit einer Überwälzungsrate von 77% bzw. 61% der CO<sub>2</sub>-Kosten in den Baseload-Preis.

Im Modell 3 werden 54% der Variation der Variablen *dpeak* durch die Variablen *dCO<sub>2</sub> coalc* und *dcccoal* erklärt. Durch Erweiterung dieses Modells um die Variable *dcgas* (Modell 4) verbessert sich der Modellfit auf 59%. Auch in Modell 4 ist der Einfluss der Variablen *dcgas* auf *dpeak* signifikant, da die Nullhypothesen, dass die Variablen *dcgas* keinen Einfluss auf *dpeak* hat, mit einer Irrtumswahrscheinlichkeit von 5% widerlegt werden kann ( $\alpha=0,05$ ). Der Regressionskoeffizient von 0,952 für die Variable *dCO<sub>2</sub> coalc* in Modell 3 bzw. 0,764 in Modell 4 beschreibt einen Anstieg des Peakload-Preises in

Höhe von 0,95 €/MWh bzw. 0,76 €/MWh, wenn sich die CO<sub>2</sub>-Kosten um 1 €/MWh erhöhen. Dies entspricht damit einer Überwälzungsrate von 95% der CO<sub>2</sub>-Kosten in den Peakload-Preis in Modell 3 bzw. 76% der CO<sub>2</sub>-Kosten in Modell 4.

### **Robustheit der Schätzergebnisse**

Um die Robustheit der ermittelten Schätzergebnisse auf Basis differenzierter Zeitreihen zu zeigen, wird ein alternatives Verfahren, das so genannten Bootstrap-Verfahren, durchgeführt. In der Regel basiert die Berechnung der Konfidenzintervalle auf der Annahme, dass die Fehler - und insoweit auch die ermittelten Koeffizienten - normalverteilt sind  $u \sim Normal(0, \sigma^2)$ ; daher werden die Standardschätzfehler mit dem kritischen Wert multipliziert und dieses Ergebnis zur Schätzung addiert bzw. von ihr subtrahiert, um die Grenzen des 95%-Konfidenzintervall zu erhalten. Dieses Prozedere schützt in der Regel aber nicht vor Verzerrungen, wenn die Annahme der normalverteilten Fehler und der ermittelten Koeffizienten fehlerhaft ist. In diesem Fall kann ein Bootstrap-Verfahren zur Ermittlung des Konfidenzintervalls herangezogen werden. Es basiert auf der Idee, dass sämtliche Informationen über die Grundgesamtheit bereits in den verwendeten Stichprobendaten enthalten sind. Allein mit Hilfe der Stichprobendaten werden Einschätzungen über die Grundgesamtheit getroffen. Bei einem Bootstrap-Verfahren wird eine große Zahl von Stichproben aus der Stichprobe gezogen, bei der jede der neuen Stichproben exakt so viele Beobachtungen enthält wie die Ausgangsstichprobe; es handelt sich also um eine Ziehung mit Zurücklegen. Für jede der gezogenen Stichproben aus der Stichprobe werden sodann die Schätzer ermittelt; aus der Verteilung der so ermittelten Schätzungen können nunmehr die Konfidenzintervallgrenzen ermittelt werden.<sup>74</sup>

Vorliegend wird das Bootstrap-Verfahren mit den Ausgangsvariablen *base*, *peak*, *cccoal* und *CO2coal* durchgeführt. Die Variable *cgas* erweist sich in ersten Vortests zum Bootstrap-Verfahren als nicht signifikant. In einem ersten Bootstrap-Verfahren werden die Daten des gesamten Untersuchungszeitraums von Juli 2007 bis April 2008 in der Weise aufbereitet, dass hieraus ein neunmonatiger Zeitraum (Juli 2007 bis März 2008) als Datenuntergruppe für das Bootstrap-Verfahren ausgewählt wird. Dieses Prozedere wird dann revolvierend für jeden Monat des Untersuchungszeitraums und somit insgesamt neunmal wiederholt (August 2007 bis April 2008, Juli 2007 kombiniert mit

---

<sup>74</sup> Vgl. Hall und Horowitz (1996); Efron und Tibshirani (1986); Mooney und Duval (1993); Mooney (1996).

dem Zeitraum September 2007 bis April 2008 usw.), so dass insgesamt zehn verschiedene Datenuntergruppen gebildet werden, in denen jeweils ein anderer kompletter Monat nicht enthalten ist. Daraus resultieren insgesamt 10 Regressionen mit Bootstrap-Daten.

In einem zweiten Bootstrap-Verfahren wird das Prozedere wiederholt, jedoch werden aus den Daten des gesamten Untersuchungszeitraum von Juli 2007 bis April 2008 immer jeweils zwei Monate eliminiert (Juli 2007 bis Februar 2008, September 2007 bis April 2008 usw.), womit sich insgesamt 5 verschiedene Datengruppen für ein Bootstrap-Verfahren herausbilden; hieraus ergeben sich 5 Regressionen mit Bootstrap-Daten.

In beiden Bootstrap-Verfahren wird die Richtigkeit der präsentierten Schätzergebnisse auf Basis differenzierter Zeitreihen bestätigt. Tabelle 26 und Tabelle 27 präsentieren die Schätzergebnisse für die ermittelten CO<sub>2</sub>-Überwälzungsraten sowie die aus verschiedenen Bootstrap-Schätzungen gewonnenen maximalen und minimalen Werte der OLS-Schätzer - basierend jeweils auf einem 95%-Konfidenzintervall:

Tabelle 26: Empirische Schätzung der CO<sub>2</sub>-Kostenüberwälzung für den Zeitraum Juli 2007 - April 2008 (in %), basierend auf Jahresfuturepreisen für 2009

Lastperiode	Brennstoffnutzungsgrad bezogen auf die Bruttostromerzeugung	OLS	Bootstrap (1 Monat)	
			Min	Max
Peakload	Kohle 39,3	92,8	37,4	92,8
Baseload	Kohle 39,3	59,0	59,0	76,0

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 27: Empirische Schätzung der CO<sub>2</sub>-Kostenüberwälzung für den Zeitraum Juli 2007 - April 2008 (in %), basierend auf Jahresfuturepreisen für 2009

Lastperiode	Brennstoffnutzungsgrad bezogen auf die Bruttostromerzeugung	OLS	Bootstrap (2 Monate)	
			Min	Max
Peakload	Kohle 39,3	106,6	36,6	106,6
Baseload	Kohle 39,3	58,3	58,3	82,7

Quelle: Eigene Berechnungen.

## Schlussfolgerungen

Die eingangs dieses Unterkapitels aufgeworfenen Hypothesen konnten durch im Rahmen der empirischen Analyse durchgeführte OLS-Schätzungen bestätigt werden. Der Großhandelspreis für Strom wird nicht nur durch den Brennstoffpreis, sondern auch durch die CO<sub>2</sub>-Kosten bestimmt. Die CO<sub>2</sub>-Kosten korrelieren dabei positiv mit dem Großhandelspreis für Strom. Steigende CO<sub>2</sub>-Kosten erhöhen ceteris paribus folglich auch

den Großhandelspreis für Strom. Der Umfang dieses Einflusses der CO<sub>2</sub>-Kosten konnte empirisch durch Berechnung von Überwälzungsraten ermittelt werden. Jedoch bedürfen die ermittelten Ergebnisse noch einer eingehenderen Bewertung.

In der vorliegenden Untersuchung wurden im Rahmen von zwei unterschiedlichen Zeitreihen vier Modelle zur Erklärung der Überwälzung der CO<sub>2</sub>-Kosten auf den Strompreis vorgestellt. Die ermittelten Überwälzungsraten variierten zwischen knapp 60% und fast 100%. Sijm, Neuhoff et al. (2006) gelangen für Deutschland mit Daten für das Jahr 2005 hinsichtlich der Überwälzung der CO<sub>2</sub>-Kosten mit Hilfe von Bootstrap-Techniken auf vergleichbare Werte von 97% bis 117% für Peakload sowie von 60% bis 71% für Off-Peak.<sup>75</sup>

Die relativ geringen ermittelten Überwälzungsraten des Baseload-Strompreises im Vergleich zum Anstieg der CO<sub>2</sub>-Kosten in €/MWh dürften unter anderem darin begründet sein, dass Baseload-Strom zu einem großen Teil auch aus dem Einsatz von Kernenergie erzeugt wird, die keine CO<sub>2</sub>-Emissionen nach sich zieht, was unter anderem zu einer geringeren CO<sub>2</sub>-Intensität des produzierten Baseload führt. Der Baseload-Preis wurde nur deswegen in die Berechnungen aufgenommen, da an der EEX keine Tages- und Terminkontrakte für den Off-Peak-Bereich gehandelt werden und insoweit nur über den Baseload-Preis auch der Off-Peak-Bereich datenmäßig annäherungsweise überhaupt eingefangen werden kann. Gleichwohl sind die Modelle mit dem Baseload-Preis als abhängige Variable weniger geeignet, die einschlägigen Überwälzungsraten der CO<sub>2</sub>-Kosten auf den Haushaltsstrom abzubilden, da die privaten Haushalte in der Regel kein ganzes Band beziehen. Daher wird den ermittelten Überwälzungsraten der CO<sub>2</sub>-Kosten auf den Baseload-Strompreis nachfolgend keine weitere Beachtung geschenkt.

Eine genauere Betrachtung des Peakload-Strompreises ergab, dass in 2007 der durchschnittliche EEX Peakload-Tagespreis im Jahresmittel 56,16 €/MWh betrug, der reine Produktpreis, den Endverbraucher für Strom in 2007 zu entrichten hatten, lag bei 60,71 €/MWh; diese Diskrepanz zwischen dem tatsächlichen Produktpreises für Haushaltsstrom - er setzt sich letztendlich aus Peakload und Off-Peakload zusammen<sup>76</sup> - und dem durchschnittlichen Börsenpreis für Peakload konnte nicht weiter aufgeklärt werden,

---

<sup>75</sup> Vgl. Sijm, Neuhoff et al. (2006).

<sup>76</sup> Bei der Zusammensetzung des von den Haushalten bezogenen Stroms aus Peakload und Off-Peakload dürfte das Schwergewicht des Strombezugs der Haushalte sicherlich im Peakload-Bereich zwischen 8h und 20h liegen. Es ist davon auszugehen, dass sich Haushaltsstrom zu etwa 70% aus Peakload und zu 30% aus Off-Peakload zusammensetzt; für letzteren existieren keine zugänglichen Daten, mit denen eine separate Überwälzungsraten für den Off-Peakload errechnet werden kann.

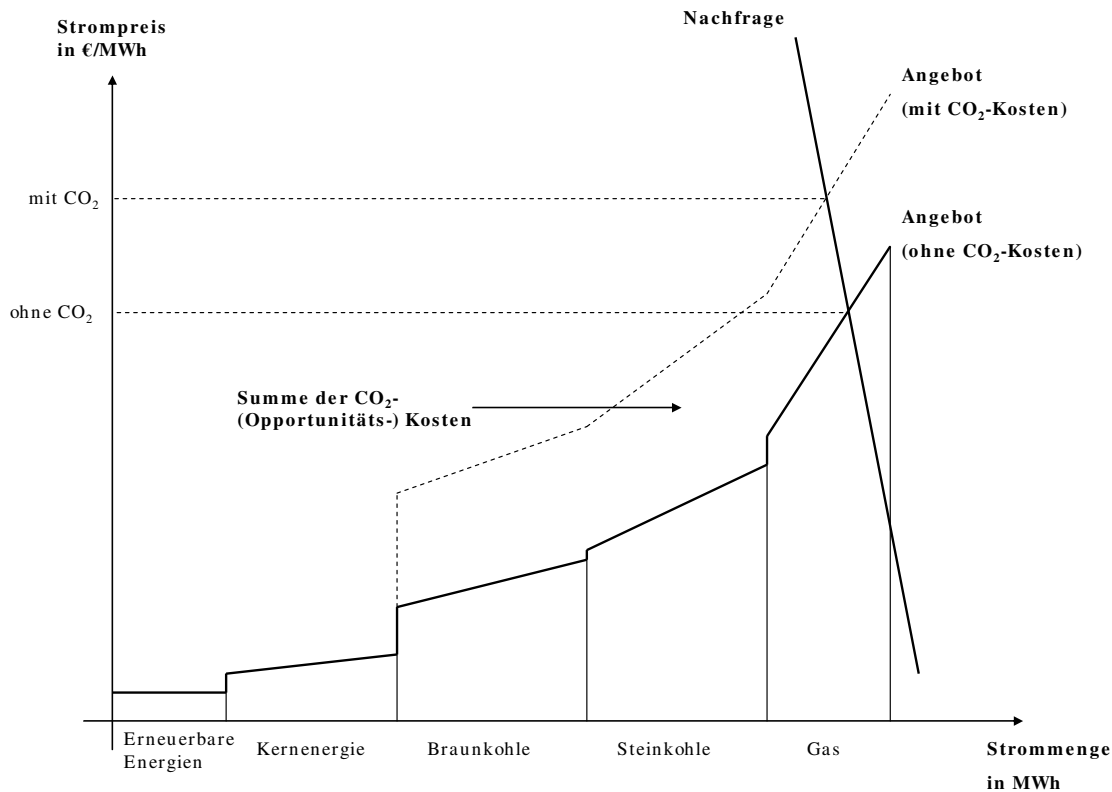
deutet aber auf eine verbleibende Intransparenz in der Produktpreisgestaltung für Haushaltsstrom hin. Nach Bode und Groscurth (2007) bildet der Peakload-Preis als Börsenpreis nur einen Bruchteil des Stromhandels ab, da der Großteil des Stroms auf Basis von bilateralen Geschäften (OTC-Geschäften) zu Preisen abgewickelt wird, die nicht publik sind; trotzdem orientieren sich auch diese Preise letztendlich am Börsenpreis. Für die Bildung des Großhandelsstrompreises ist insbesondere die Angebotsfunktion der Stromproduzenten und damit die Grenzkosten der Stromerzeugung - näherungsweise durch den Quotient aus Brennstoffkosten und Kraftwerkswirkungsgrad ausgedrückt, relevant. Werden die Angebote der Produzenten der Größe nach geordnet, ergibt sich die so genannte Merit-Order-Kurve: Im linken Bereich der Merit-Order-Kurve befinden sich die Kraftwerke mit sehr geringen Grenzkosten (Laufwasserkraftwerke, Photovoltaikanlagen und Windkraftanlagen); danach kommen die Kernkraftwerke und die Kohlekraftwerke. Im rechten Bereich der Merit-Order-Kurve finden sich die Gaskraftwerke wieder. Die rechnerisch ermittelte unvollständige Überwälzung der CO<sub>2</sub>-Kosten in den Strompreis (v.a. in den Peakload-Preis) kann auf den so genannten Merit-order-Effekt zurückgeführt werden, der daraus resultiert, dass die Merit-Order-Kurve unter Einbeziehung der CO<sub>2</sub>-Kosten ihre Lage und ihre Steigung verändert, da steigende CO<sub>2</sub>-Preise die konventionelle Stromerzeugung verteuern und zugleich den Ausbau Erneuerbarer Energien begünstigen; da die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien jedoch bereits im Voraus von den Stromversorgern gekauft werden muss,<sup>77</sup> reduziert sich die über den Großhandelsmarkt zu beschaffende Strommenge aus fossilen Energieträgern. Sensfuß und Ragwitz (2007) zeigen, dass die Lage der Merit-Order-Kurve durch Einbeziehung der CO<sub>2</sub>-Kosten in den Strompreis im wesentlichen durch zwei Effekte bestimmt wird: Zum einen erhöht der CO<sub>2</sub>-Preis innerhalb einer bestimmten Kraftwerksgruppe die Steigung der Merit-Order-Kurve, da der Einfluss des Kraftwerkswirkungsgrades auf die Stromerzeugungskosten zunimmt; zum anderen bewirkt der so genannte Brennstoffwechsel-Effekt (fuel-switch-effect) eine Verschiebung fossiler Kraftwerke infolge höherer CO<sub>2</sub>-Preise in der Merit-Order-Kurve nach oben, wobei die Steigung des Mittel- und Spitzenlastbereichs abnimmt; letztgenannter Effekt verringert damit den Merit-Order-Effekt. Die tatsächliche Größe der beiden Effekte hängt vom Verhältnis der Brennstoffpreise sowie dem CO<sub>2</sub>-Preis ab.<sup>78</sup>

---

<sup>77</sup> Dies ergibt sich unmittelbar aus § 4 Abs. 1 EEG, wonach Strom aus Erneuerbaren Energien vorrangig von den Netzbetreibern abzunehmen und zu übertragen ist.

<sup>78</sup> Vgl. zum Merit-Order-Effekt Sensfuß und Ragwitz (2007), S. 12ff.

Abbildung 10: Merit-order-Effekt der Stromerzeugung bei Emissionshandel



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Bode (2008).

Durch die Verlagerung der Merit-Order-Kurve nach Einbeziehung der CO<sub>2</sub>-Kosten kann die empirisch ermittelte unvollständige Überwälzung der CO<sub>2</sub>-Kosten in den Peakload-Preis erklärt werden. Genauere Rückschlüsse könnten hierbei Daten liefern, die direkt von den Stromproduzenten bzw. den Stromhändlern erhoben würden. Für die späteren Berechnungen wird für den Stromsektor von einer mittleren Überwälzungsrate der CO<sub>2</sub>-Kosten in den Peakload-Preis in Höhe von 86% der CO<sub>2</sub>-Kosten ausgegangen, die sich aus den rechnerisch ermittelten Überwälzungsraten in Höhe von 77% bis 95% ergibt.

### Exkurs: Die Preisbildung im Strommarkt

Der Strompreis bildet sich in einem wettbewerblich organisierten Strommarkt an Hand des Schnittpunktes zwischen Stromangebots- und Stromnachfragekurve.<sup>79</sup> Die

<sup>79</sup> Vgl. zu diesem Exkurs ausführlich Bode (2008); Bode und Groscurth (2007); Sijm, Neuhoff et al. (2006) sowie Sensfuß und Ragwitz (2007), S. 8ff. Während etwa Windkraftanlagen brennstoffbedingte variable Kosten von 0 € je kWh aufweisen und, ähnlich wie Braunkohle- oder Kernkraftwerke, fast ohne (geplante) Unterbrechung zur Bereitstellung des Stromangebots eingesetzt werden, gelangen (Kondensations-) Gas-



Stromnachfrage wird im Allgemeinen als kurzfristig starr angenommen, wohingegen sich die Angebotskurve entsprechend der „merit-order“ gemäß den kurzfristigen variablen Kosten der Stromerzeugung herausbildet. Danach werden die Kraftwerke entsprechend ihrer variablen Kosten im Rahmen des Stromerzeugungsprozesses zugeschaltet: Bei geringem Bedarf in Schwachlastperioden kommen Kraftwerke mit geringen Grenzkosten zum Einsatz, während in Spitzenlastzeiten hoher Nachfrage auch Kraftwerke mit relativ hohen Grenzkosten hinzugeschaltet werden. Die variablen Kosten des letzten zugeschalteten Kraftwerks determinieren den Strompreis, der für alle Anbieter zu diesem Zeitpunkt gilt. Daher ist der Strompreis in Zeiten starker Nachfrage und entsprechendem Betrieb von Kraftwerken mit hohen Grenzkosten höher als in Schwachlastphasen mit Betrieb von Kraftwerken mit niedrigen Grenzkosten. Die allein auf Basis der brennstoffbedingten Kosten ermittelten variablen Gestehungskosten werden durch die Einbeziehung der Stromwirtschaft in den Emissionshandel um die CO<sub>2</sub>-bedingten variablen Kosten ergänzt. Der CO<sub>2</sub>-bedingte Aufschlag auf den Preis am Spotmarkt entspricht im Grundmodell damit dem individuellen CO<sub>2</sub>-bedingten Aufschlag des Grenzkraftwerks. Aus den jeweiligen Zeitphasen, während denen Kraftwerke bestimmter Erzeugungskategorien im Jahresablauf das „Grenzkraftwerk“ stellen, ergeben sich der über das Jahr ermittelte durchschnittliche Strompreis sowie der CO<sub>2</sub>-bedingte Strompreisaufschlag. Es ist davon auszugehen, dass Stromerzeuger, die ihre Kraftwerkskapazität entsprechend der CO<sub>2</sub>-adjustierten merit-order einsetzen, die CO<sub>2</sub>-Kosten in den Strompreis einpreisen können, ihre variablen Kosten also vollständig durch den Strompreis abgedeckt sind. Allerdings kann durch die Einbeziehung der CO<sub>2</sub>-Kosten eine Verschiebung der merit-order stattfinden, wodurch sich die Einsatzzeiten der Kraftwerkstypen ändern. So können bspw. Gaskraftwerke mit relativ hohen Brennstoffkosten aber niedrigen CO<sub>2</sub>-Aufschlägen gegenüber Kohlekraftwerken mit relativ niedrigen Brennstoffkosten und höheren CO<sub>2</sub>-Aufschlägen an Wettbewerbsfähigkeit gewinnen.

Zu keiner Reaktion des Strompreises kommt es bei positiven Zertifikatkosten nur dann, wenn das „Grenzkraftwerk“ keiner Zertifikatpflicht unterliegt - d.h. entweder auf Basis erneuerbarer Energie betrieben wird oder Strom aus dem nicht dem EU-Emissionshandelsystem unterworfenen Ausland importiert wird. Sijm, Neuhoff et al. (2006) weisen darauf hin, dass der CO<sub>2</sub>-Aufschlag auf die Grenzkosten des marginalen Kraft-

---

kraftwerke mit relativ hohen variablen Kosten nur bei entsprechend steigender Nachfrage zugeschaltet. Vgl. Bode und Groscurth (2007).

werks nicht zwangsläufig dem tatsächlichen Preisaufschlag am Markt entsprechen muss. So kann in Folge des CO<sub>2</sub>-bedingten Preisanstiegs eine (leichte) Mengenreduktion auf der Nachfrageseite induziert werden, welche wiederum einen sinkenden Preis bedingt. Weiterhin kann die CO<sub>2</sub>-bedingte Strompreissteigerung von der Kostensteigerung des Grenzkraftwerks abweichen, wenn es durch die Berücksichtigung der CO<sub>2</sub>-Kosten zu einer Änderung in der merit-order kommt. In diesem Fall ist der Grenzkostenanstieg des (neuen) Grenzkraftwerks größer als die Steigerung des Strompreises.<sup>80</sup>

### 2.3.5 Zusammenfassung

Dieses Unterkapitel behandelte die Preisdynamik von Rohöl und CO<sub>2</sub>. Es wurden Annahmen darüber getroffen, wie sich die Preise der einzelnen fossilen Energieträger im Verhältnis zu den Rohölpreisen sowie den Preisen für CO<sub>2</sub> verändern werden. Für die Elastizität des Erdgas-, Treibstoff-, Kohle- Heizölpreises bezüglich des Rohölpreises wird ein Wert von 1, für Strom und Fernwärme ein Wert von 0,25 angenommen. Die Preisänderungen für Rohöl auf die einzelnen Energieträger wirken hierbei nicht auf den Endverbraucherpreis sondern auf den Produktpreis des jeweiligen Energieträgers. Preisänderungen, die sich nicht unmittelbar aus dem Preis für die Ressource ergeben sowie Änderungen der Steuertarife werden nicht berücksichtigt. Hinsichtlich der Überwälzung der CO<sub>2</sub>-Preisen auf die Energieträgerpreise wird für Kraftstoffe, leichtes Heizöl und Erdgas von einer Überwälzungsrate von 1 ausgegangen. Für Strom ergab eine OLS-Schätzung eine durchschnittliche Überwälzungsrate von 0,86, die auch für Fernwärme herangezogen wird.

---

<sup>80</sup> Dazu ausführlich Sijm, Neuhoff et al. (2006), S. 51 sowie Reinaud (2003).

## **2.4 Mengendynamik: Anpassungs- und Ausweichmöglichkeiten**

### **2.4.1 Einleitung**

Im Rahmen der Fortschreibung der Energieausgaben auf das Jahr 2007 wurde in Kapitel 2.2.5 die Energienachfrage der Haushalte als vollkommen „starr“ modelliert; die Haushalte haben weder auf die steigenden Preise noch auf das gestiegene Einkommen mit einer Mengenanpassung reagiert. In den folgenden Unterkapiteln wird diese Restriktion aufgegeben und dezidiert auf die Charakteristik der Energienachfrage eines Haushalts sowie die verschiedenen Einflussfaktoren eingegangen. Dies geschieht mit dem Ziel, ein Modell zu entwickeln, in welchem die Auswirkungen verschiedener Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preise auf die Energieausgaben der Haushalte auf Basis von Mikrodaten realitätsnäher simuliert werden können. Hierzu ist es erforderlich, Änderungsreaktionen der Haushalte als betrachtete Mikroeinheiten in das Modell einzufügen. Derartige Verhaltensänderungen sollen in den Simulationsrechnungen durch Elastizitäten reflektiert werden, auf deren Rolle im Bereich der Energienachfrage in Kapitel 2.4.2 genauer eingegangen wird. Zur Ermittlung der in das Simulationsmodell einzuspeisenden Elastizitäten wurden empirische Erkundungen durchgeführt, deren Ergebnisse in Kapitel 2.4.3 zusammengestellt sind. In Kapitel 2.4.4 werden die im Simulationsmodell verwendeten Preisszenarien dokumentiert, so dass in Kapitel 2.4.5 nach einem kurzen Einblick in die Methodik der Mikrosimulation das verwendete Simulationsmodell beschrieben werden kann, mit dessen Hilfe die Ausgabenentwicklungen in den Haushalte für die verschiedene Preisszenarien berechnet werden können.

### **2.4.2 Zur Rolle von Elastizitäten**

#### **Charakteristika der Haushaltsnachfrage nach Energie**

Allgemein sind Elastizitäten dimensionslose Größen und geben näherungsweise an, um wie viel % sich eine abhängige Größe ändert, wenn der Wert einer unabhängigen Größe um 1% steigt.<sup>81</sup> Sie liefern also Informationen darüber, wie empfindlich eine Größe

---

<sup>81</sup> Vgl. dazu nur Varian (2007); Schumann, Meyer et al. (2007).

auf die Veränderung eine anderen reagiert. Die Elastizität der Größe  $y$  bezüglich der Größe  $x$  kann wie folgt beschrieben werden:<sup>82</sup>

$$E_{y,x} = \frac{\frac{dy}{y}}{\frac{dx}{x}}$$

Elastizitäten verkörpern damit allgemein das Verhältnis zweier Wachstumsraten und lassen sich für jeden beliebigen Zusammenhang angeben. Vorliegend interessieren insbesondere die Preis- und Einkommenselastizitäten.

Energie wird von Haushalten vor allem für die in Tabelle 4 genannten Anwendungsbereiche Raumwärme, Warmwasserbereitung, sonstige Prozesswärme (z.B. Kochen), mechanische Energie und Beleuchtung verwendet. Alle Anwendungen sind zumindest in einem Mindestumfang für das Dasein von elementarer Bedeutung, zudem können energiebasierte Grundbedürfnisse in nahezu keiner Weise durch den Konsum alternativer Güter befriedigt werden. Für die Energienachfrage hat dies zur Konsequenz, dass selbst angesichts massiver Preissteigerungen (bei einem konstanten Einkommen) in der kurzen Frist nur eine relativ schwache Nachfrage- bzw. Mengenreaktion erfolgt und dass ein Einkommenszuwachs (bei konstanten Preisen) nur eine unterdurchschnittliche Nachfragezunahme bedingt. Im Allgemeinen wird die Energienachfrage daher zumindest kurzfristig als „unelastisch“ bzw. „starr“ angenommen. Verharren die Energiepreise längerfristig auf einem gegenüber anderen Gütern hohen Niveau, bilden sich in der Regel allerdings technische Substitutionsmöglichkeiten heraus, die eine verstärkte Mengenreaktion zulassen - es wird daher zwischen einer kurz- und einer langfristigen Preiselastizität unterschieden, wobei die Mengenreaktion kurzfristig geringer ausfällt als langfristig. Auf die unterschiedlichen Elastizitäten, welche die Nachfrage nach einem Gut charakterisieren, wird im folgenden Absatz detaillierter eingegangen. Die methodische Implikation von Preiselastizitäten der Nachfrage nach bestimmten Gütern erfolgt in der Regel aus gesamtwirtschaftlichen Aggregaten eines Güterbündels.<sup>83</sup>

---

<sup>82</sup> Vgl. Dabei bezeichnet  $dy$  die Veränderung des Wertes von  $y$ , der durch die Veränderung  $dx$  des Wertes von  $x$  ausgelöst wird.

<sup>83</sup> Eine ausführlichere Beschreibung eines solchen Verfahrens findet sich z.B. in Bork (2000).

### **Der Einfluss des Preises**

Bei gegebener Präferenzstruktur bilden der Preis des Gutes sowie das verfügbare Einkommen des Konsumenten wichtige Determinanten der Nachfrage nach dem betreffenden Gut.<sup>84</sup> Steigt der Preis eines Gutes, wird bei „normalen“ Gütern von einem Nachfragerückgang ausgegangen, der Konsum des relativ teurer gewordenen Gutes wird durch den Konsum der relativ günstigeren Güter ersetzt. Die Eigenpreiselastizität beschreibt, in welchem Ausmaß sich die Nachfrage nach einem Gut auf eine Preisänderung des Gutes hin ändert. Im speziellen Fall der Energie sind relativ niedrige bzw. „unelastische“ Preiselastizitäten zu beobachten (vgl. Kapitel 2.4.3), bei einer 1%igen Preisänderung ändert sich die Nachfragemenge um weniger als 1%.

### **Der Einfluss der Substitutionsmöglichkeiten**

Ein enger Zusammenhang besteht zwischen Preis- und Substitutionselastizität. Je einfacher ein bestimmtes Gut durch ein anderes ersetzt werden kann, umso empfindlicher fällt die Reaktion der oben beschriebenen Preiselastizität aus. In der Regel sind solche Substitutionsprozesse innerhalb längerer Zeiträume stärker ausgeprägt, wobei auch die Energienachfrage keinen Ausnahmefall darstellt: denn auch hier bilden sich mittel- und langfristig deutlichere Substitutionsmöglichkeiten heraus, die eine stärkere Mengenreaktion bei steigenden Preisen erlauben. Kurzfristig lässt sich der notwendige Nutzenergiebedarf an Raumwärme, Warmwasser oder Elektrizität nur relativ geringfügig reduzieren. Denn der Haushalt besitzt in Ermangelung technischer Voraussetzungen kurzfristig kaum Möglichkeiten, den Nutzenergiebedarf alternativ zu befriedigen. Langfristig verbessern sich hingegen die Möglichkeiten des Haushalts, ein Gut durch ein alternatives Gut (z.B. Energie zur Beheizung des Wohnraums durch bessere Isolierung des Gebäudes), bzw. einen technischen Prozess durch einen alternativen Prozess (z.B. Heizölbeheizung durch Erdgasbeheizung oder Heizen mit Biomasse) zu substituieren. So kann relativ teurer gewordenen leichtes Heizöl binnen weniger Tage mangels vorhandener technischer Infrastruktur nicht durch andere Energieträger ersetzt werden. Eine Substitution der Energieträger wird erst dann erfolgen, wenn die

---

<sup>84</sup> Vgl. Varian (2007); Schumann, Meyer et al. (2007). Weitere Determinanten sind etwa die Bedürfnis- und Präferenzstruktur des Haushalts sowie der Preis anderer Güter.

Änderung der relativen Preise zwischen den Energieträgern auch die Anschaffung einer neuen Heizungsanlage rechtfertigt.<sup>85</sup>

Aus der unelastischen Nachfragereaktion folgt, dass bei steigenden Preisen für Energieträger und einem konstanten verfügbaren Haushaltsbudget der Konsum von Energie gegenüber dem Konsum anderer Güter konstant gehalten wird. Es ist wiederum eine Frage der jeweiligen Substitutionselastizitäten, in welchem Verhältnis der Konsum verschiedener Gütergruppen eingeschränkt wird. Möglich ist jedoch, dass zu Gunsten der nahezu gleich bleibenden Bereitstellung von Energie auf ebenfalls wichtig zu erachtende Güter verzichtet wird.

### **Der Einfluss des Einkommens**

Neben den Preisen für Brennstoffe hat auch das Einkommen eines Haushalts einen Einfluss auf die Nachfrage. Üblicherweise steigt bei zunehmendem Einkommen die Nachfrage nach Gütern. Wie oben beschrieben, befriedigt die Nachfrage nach Brennstoffen zunächst das Grundbedürfnis nach ausreichender Raumwärme oder Mobilität etc. Dieses Grundbedürfnis ist in den verschiedenen Einkommensgruppen zwar differenziert, jedoch nicht entsprechend den unterschiedlichen Einkommensniveaus (siehe hierzu auch die Ergebnisse aus Unterkapitel 2.2.5 in Tabelle 5, Tabelle 7 und Tabelle 9). Die Intensität, mit der sich eine Einkommenszunahme auf die Nachfrage nach Energie auswirkt, wird mit der Einkommenselastizität gemessen. Gleichwohl hängt die Frage, ob Haushalte bei einem Einkommenszuwachs ihre Nachfrage nach einem Gut ausweiten, in hohem Maße vom Charakter des betreffenden Gutes ab. So dürften beispielsweise Einkommenssteigerungen insbesondere über die erhöhte Nachfrage nach Wohnraum bzw. nach qualitativ höherwertigen, größeren Wohnungen zu steigenden Ausgaben für Raumwärme führen. In der Literatur finden sich für Energie in der Regel schwach positive Werte (vgl. Kapitel 2.4.3).

---

<sup>85</sup> Hierbei hängt die Substitutionselastizität stark vom Restwert der installierten Altanlage ab. Kann für die Raumwärmeerzeugung in einer Heizung hingegen beispielsweise sowohl Erdgas als auch Heizöl verwendet werden (bivalente Heizkesseltechnik) und ist für beide Nutzungsmöglichkeiten auch die notwendige Infrastruktur (z.B. Öltank und Gasanschluss) vorhanden, herrscht eine hohe Substitutionselastizität vor und die Wahl des einzusetzenden Brennstoffs hängt allein vom Preisverhältnis der Brennstoffe ab.

### **Zwischenfazit**

Zusammengefasst lässt sich Energie - unter Einbeziehung der Kraftstoffe - als ein Gut mit einer zumindest kurzfristig eher starren (unelastischen) Nachfrage charakterisieren. Preissteigerungen üben kurzfristig einen relativ geringen negativen Effekt auf die nachgefragte Menge aus, Einkommenszuwächse führen zu schwach positiven Verbrauchszunahmen. Diese Nachfragecharakteristik führt dazu, dass selbst bei erheblichen Verbraucherpreissteigerungen, kaum nennenswerte Nachfragerreaktionen ausgelöst wurden. Vielmehr fragen die Konsumenten eine nahezu gleich bleibende Menge an Energie nach und zahlen hierfür den entsprechend höheren Preis. Aufgrund dieser unelastischen Nachfrage tragen die Haushalte höhere Ausgaben für Energie, wodurch bei konstanten Haushaltseinkommen der Anteil der Ausgaben für Energie zunimmt. Langfristig relativiert sich dieser Effekt aufgrund der im Zeitablauf vorgenommenen Ersatzinvestitionen, bei denen energieeffizientere Technologien Verwendung finden. Ein Anstieg der Energienachfrage bei steigenden Preisen und konstanten Einkommen lässt sich jenseits des einfachen Einkommen-Preis-Zusammenhangs auch durch die Betrachtung der sich wandelnden sozioökonomischen Rahmenbedingungen und der Konsumpräferenzen erklären. So hat die Nutzung elektrischer Geräte sowie die Inanspruchnahme von Mobilität in den vergangenen Jahren in der Präferenzordnung der Haushalte erheblich an Stellenwert gewonnen,<sup>86</sup> die Substitutionselastizität zu anderen, nicht energierelevanten Gütern hat abgenommen.

### **2.4.3 Empirische Erkundungen zu Elastizitäten**

Die Untersuchung von Auswirkungen steigender Energie- und CO<sub>2</sub>-Preise auf Haushalte verschiedener Einkommensklassen eröffnet ein mehrdimensionales Untersuchungsfeld: Neben der Dimension „Haushaltseinkommensklasse“ (differenziert nach Einkommensdezilen) geht die Dimension „Energieträger“ (Erdgas, Heizöl, etc.) in die Bewertung ein. Der Effekt eines Preisanstiegs muss zudem differenziert nach der Art des Preisanstiegs untersucht werden (schockartige versus stetige („normale“) Anstiege). Eine essentielle Unterscheidung ist überdies zwischen kurz- und langfristigen Preisanstiegsszenarien vorzunehmen. Für jede Zelle der sich auf diese Weise herauschälenden Untersuchungsmatrix müssten idealiter spezifizierte Nachfrageelastizitäten ökonomisch

---

<sup>86</sup> Vgl. Schlomann, Gruber et al. (2004).

metrisch geschätzt werden. Bei einem solchen „idealen“ Suchmuster würden bei zehn Einkommensklassen, fünf Energieträgern, zwei Preissteigerungsarten und zweier Fristigkeiten folglich bereits 200 verschiedene Elastizitäten benötigt - eine Dimension die den Rahmen der vorliegenden Arbeit sprengen würde. Es wird daher auf Werte aus der aktuellen Forschung zurückgegriffen, mit deren Hilfe allerdings die erforderlichen Daten nicht zur Gänze abgedeckt werden können. Daher muss das Untersuchungsfeld eingegrenzt werden, was allerdings die Übersichtlichkeit der abgeleiteten Ergebnisse erhöhen dürfte.

Kaum Angaben sind zu „sonstigen“ Energieträgern wie z.B. Kohle oder Solarenergie vorhanden. Weiterhin wird nur bei einer einzigen Studie zwischen einem „Preisschock“ und einem als „normal“ zu beurteilenden Preisanstieg unterschieden.<sup>87</sup> Für die übrigen Studien wird über das gesamte Preisspektrum von einer konstanten Elastizität ausgegangen. Ein weiteres nur sehr schwach abgedecktes Feld ist die Ermittlung von Preiselastizitäten innerhalb verschiedener Einkommensklassen. Nur Reiss und White (2002) untersuchen unterschiedliche Reaktionsmuster innerhalb von Einkommensquartilen für die Elektrizitätsnachfrage in Kalifornien. Die Werte streuen hier zwischen -0,49 und -0,29, die Untersuchung erstreckt sich allerdings nur auf eine sehr kurze Frist. Für den weiteren Gang unserer Fragestellung sind sie deshalb ungeeignet. Prinzipiell ist in jedem Fall davon auszugehen, dass Haushalte in unterschiedlichen Einkommensklassen unterschiedliche Reaktionsmuster aufzeigen. Ärmere Haushalte können eher zu Einsparungen gezwungen werden, zudem bestehen in nur weit geringerem Maße Einsparmöglichkeiten durch Investitionen in Wohnraumisolation etc., da die unteren Einkommensklassen zum einen in der Regel nicht Eigentümer des Wohnraums sind bzw. finanzielle Restriktionen die Investition in selbst genutzte Immobilien verhindern.

Sehr gut abgedeckt sind die Preiselastizitäten der Nachfrage nach Erdgas, Heizöl, Treibstoffen und Strom sowie undifferenziert nach Haushaltsenergie, jeweils unterschieden zwischen kurz- und langfristiger Elastizität. Allerdings handelt es sich hierbei häufig um Studien und Surveys aus dem europäischen Ausland, den USA oder den OECD-Ländern. Das deutschlandspezifische Verhalten wird durch diese Werte folglich nicht abgedeckt. Nichtsdestotrotz kann davon ausgegangen werden, dass die Werte innerhalb bestimmter Bandbreiten als nicht untypisch für Verbraucher in Deutschland gelten können.

---

<sup>87</sup> Vgl. hierzu Boonekamp (2007).



Generell ist bei der Interpretation von Elastizitäten Vorsicht geboten, da auf Basis historischer Daten auf eine zukünftige Entwicklung geschlossen wird. Zudem haben neben der Preis- und der Einkommenselastizität auch andere Faktoren wie z.B. Nutzungsgewohnheiten, Haushaltszusammensetzung oder Maßnahmen zur Energieeffizienzsteigerung einen entscheidenden Einfluss auf die Energienachfrage, welcher durch die vorgenannten historischen Elastizitäten nicht abgebildet wird.<sup>88</sup>

Gleichwohl sei noch einmal betont, dass Untersuchungsfragen wie die hier vorliegende seriös nur unter Nutzung von empirisch gut abgesicherten Elastizitäten betrachtet werden können. Dabei steigt naturgemäß die Verlässlichkeit der genutzten Werte mit der Zahl der zugrunde gelegten empirischen Untersuchungen.

### **Elektrizität**

Bei der Untersuchung der Elektrizitätsnachfrage wird zwischen kurz- und langfristigen Anpassungen an Veränderungen unterschieden. In der kurzen Frist kann ein Haushalt nur die Intensität der Nutzung des gegebenen Bestands an elektrischen Geräten ändern, während in der langen Frist auch eine qualitative oder quantitative Änderung des Gerätebestands als Teil des Kapitalstocks in Frage kommt. Preis- und Einkommensänderungen werden sich also in der kurzen Frist auf die Nutzungsintensität auswirken, in der langen Frist dagegen auch auf die Ausstattung mit Geräten.

Boonekamp (2007) berechnet für die Niederlande eine kurzfristige Preiselastizität der Stromnachfrage (Fünfjahreszeitraum) von -0,07 bei einem 20%igen Anstieg des Strom- und Gaspreises bzw. von -0,05 bei einem 100%igen Anstieg. In den abnehmenden Absolutwerten der Elastizitäten drückten sich unter anderem die eingeschränkten Substitutionsmöglichkeiten aus. So würden Preissteigerungen im Bereich von über 100 % und relativ hohe Elastizitätswerte rasch zu einer vollständigen Verdrängung des Konsums führen, was im Bereich der Energienachfrage vollkommen ausgeschlossen ist. Die langfristige Preiselastizität (Zehnjahreszeitraum) liegt mit Werten von -0,11 bei einem 20%igen und -0,07 bei einem 100%igen Anstieg oberhalb der Werte für die kurzfristige Preiselastizität. Hiermit werden die langfristig umfangreicher zur Verfügung stehenden Substitutionsmöglichkeiten abgebildet. Ein isolierter Anstieg des Strompreises von 20 % hätte kurzfristig eine Preiselastizität von -0,09, langfristig von -0,13 zur Folge. Espey, J. und Espey (2004) gelangen in einer Metastudie von 36 Studien

---

<sup>88</sup> Vgl. Boonekamp (2007), S. 2.

zwischen 1971 und 2000, die ihrerseits einen Untersuchungszeitraum von 1947 bis 1997 abdecken, sowohl zu einer höheren kurzfristigen Preiselastizität von  $-0,35$  als auch zu einer höheren langfristigen Preiselastizität von  $-0,85$ . Liu (2004) ermittelt auf der Basis von Paneldaten über einen Zeitraum von 1978 bis 199 für die europäischen OECD-Länder eine kurzfristige Elastizität von  $-0,03$  und eine langfristige von  $-0,157$ .

Ebenfalls Liu (2004) schätzt die Einkommenselastizität der Stromnachfrage auf  $0,058$  in der kurzen sowie  $0,303$  in der langen Frist. Rehdanz (2007) schätzt auf Basis einer Analyse der SOEP-Daten für Deutschland eine Einkommenselastizität der Energieausgaben von  $0,01$  bis  $0,1$  in Abhängigkeit von der Modellgestaltung. Dieses Ergebnis steht im Einklang mit den Resultaten der Untersuchungen von Baker, P., Blundell et al. (1989), Bernard, Bolduc et al. (1996), Garbacz (1983), Nesbakken (1999), Hirst, Goeltz et al. (1982) sowie Poyer und Williams (1993), die in Abhängigkeit von der gewählten Modellspezifikation sowie dem Untersuchungsfeld eine Einkommenselastizität des Energiekonsums von  $0,08$  bis  $0,17$  feststellen. Espey, J. und Espey (2004) gelangen in ihrer Studie hingegen zu höheren Werten von  $0,28$  in der kurzen und  $0,97$  in der langen Frist.

### **Erdgas**

Die Preiselastizität von Erdgas ist Gegenstand der Untersuchungen von Berkhout, Ferrer-I-Carbonell et al. (2004), Baker, P., Blundell et al. (1989), Green (1987) und Linderhof (2001). Das Spektrum der Elastizitäten reicht dabei von  $-0,44$  bis  $-0,19$ . Ein Anstieg des Gaspreises um  $100\%$  würde folglich den Verbrauch um  $19$  bis  $44\%$  reduzieren. Rehdanz (2007) ermittelt aus den SOEP-Daten eine angenäherte Preiselastizität für den Gasverbrauch von  $-0,63$  bis  $-0,44$ , also vergleichsweise hohe Werte. Boonekamp (2007) ermittelt auf Basis einer bottom-up-Modellierung für die Niederlande eine kurzfristige Preiselastizität der Gasnachfrage von  $-0,07$  bei einem Anstieg des Gas- und Strompreises um  $20\%$ , von  $-0,04$  bei einem Anstieg von  $100\%$ . Die langfristige Preiselastizität wird entsprechend mit  $-0,13$  bei einem  $20\%$ igen und  $-0,08$  bei einem  $100\%$ igen Preisanstieg des Gas- und Strompreises berechnet. Die Elastizität der Nachfrage nimmt folglich bei relativ höheren Preissteigerungen wie auch bei der Elektrizität ab. Bei einem isolierten Anstieg des Gaspreises um  $20\%$  würde die kurzfristige Preiselastizität bei  $-0,08$ , die langfristige bei  $-0,15$  liegen. In diesem Fall wäre die Mengenreaktion vergleichsweise höher, da eine Ausweich- oder Substitutionsmöglichkeit zum Strom hin bestehen würde. Liu (2004) schätzt die Preiselastizitäten in

der kurzen Frist auf -0,102 und -0,364 in der langen Frist. Die Einkommenselastizitäten werden hier mit 0,137 bzw. 0,49 angegeben.

### **Leichtes Heizöl**

Gately und Huntington (2002) untersuchen Preiselastizitäten beim Heizöl und ermitteln einen Wert von -0,037 in der kurzen Frist. Ähnliche Untersuchungen wurden für die kurzfristige Preiselastizität von Heizöl durch Garbacz (1985) und Gillingham und Hagemann (1984) angestellt. Insbesondere für unterschiedliche Länder abgeleitete Elastizitäten können teilweise nur eingeschränkt verglichen werden, da die Nutzungsstruktur der verschiedenen Energieträger sehr unterschiedlich sein kann. In Anbetracht dieser strukturellen Differenzen müssen sich bei den Nachfrageelastizitäten zwangsläufig auch Unterschiede ergeben. Liu (2004) ermittelt einen Wert von -0,143 in der kurzen und -0,318 in der langen Frist. Für die Elastizität der Heizölnachfrage im Hinblick auf das Einkommen sind dort Werte von 0,03 bzw. 0,066 angegeben.

### **Treibstoffe**

Auch die Preiselastizitäten der Treibstoffnachfrage können durchaus als eingehend untersucht gelten. Die Literatur, die sich mit der Reagibilität der Benzinnachfrage auf Preisänderungen befasst, ist sehr umfangreich. Dabei werden Elastizitäten nicht nur im Hinblick auf die Nutzung verschiedener Verkehrsmittel, sondern auch unter Beachtung differenzierter Verkehrsräume sowie verschiedenen Formen der Nachfrage eingehend untersucht. Blum, Foss et al. (1988) betrachten Zeitreihen für den deutschsprachigen Raum und ermitteln Preiselastizitäten zwischen -0,25 und -0,83. Foos (1986) gibt einen kurzfristigen Wert von -0,28 an. Sterner und Dahl (1992) kommen in einer großen international angelegten Studie zu Werten für Deutschland von -0,05 in der kurzen und -0,56 in der langen Frist. Goodwin (1992) untersucht 120 verschiedene Studien zum Thema in Abhängigkeit der jeweils verwendeten Methodik und ermittelt durchschnittliche Werte von -0,27 und -0,71 in der kurzen bzw. langen Frist, wenn Zeitreihen verwendet werden. Espey, Molly (1998) wertet in einer Metastudie über 100 Einzelstudien zum Thema aus und gelangt zu durchschnittlichen Werten von -0,26 in der kurzen sowie -0,58 in der langen Frist. Bei Querschnitten kommt er auf durchschnittliche Werte von -0,28 und -0,84. Schließlich liefern Graham und Glaister (2002a) sowie Graham und Glaister (2002b) umfassende Metastudien zum Thema, indem sie weit mehr als 100 Einzelstudien auswerten. Im Mittel betragen die Elastizitäten dort -0,25 in der kurzen sowie -0,77 in der langen Frist. Insgesamt kann

attestiert werden, dass langfristige Preiselastizitäten relativ eng um einen Wert von  $-0,6$  bis  $-0,8$  schwanken, während sich kurzfristige Elastizitäten etwa bei  $-0,2$  bis  $-0,3$  einpendeln. Die kurzfristigen Reaktionsmöglichkeiten können also als eher starr beschrieben werden, wohingegen langfristig deutlichere Verhaltensänderungen zu erwarten sind.

Einkommenselastizitäten werden in einer Metastudie von Graham und Glaister (2002b) aufgegriffen. Im Mittel liegen diese kurzfristig bei  $0,39$  und langfristig bei  $0,35$ . Foos (1986) ermittelt für Deutschland eine Einkommenselastizität der Treibstoffnachfrage von  $0,25$ .

### **Verwendete Elastizitäten**

In der Literatur ist eine große Bandbreite für Preis- und Einkommenselastizitäten vorzufinden, wobei die Ergebnisse einzelner Studien zum Teil wenig plausibel erscheinen, teilweise lassen sich die Bedingungen im untersuchten Markt aber auch nicht auf die Rahmenbedingungen des deutschen Marktes übertragen. Für den Fortgang der Untersuchung wurden daher repräsentativ erscheinende Elastizitätswerte angenommen, deren Eignung sicherlich diskutiert werden kann. Schwerpunktmäßig werden für den Bereich der Haushaltsenergie die Werte für die europäischen OECD-Länder aus der Studie von Liu (2004) verwendet. Studien, die sich explizit mit Fernwärme und Warmwasseraufbereitung beschäftigen, existieren nach bisherigen Erkenntnissen nicht, so dass vorliegend Werte von Madlener und Alt (1996), die sich mit Haushaltsenergie im Allgemeinen befassen, Verwendung finden.

Die langfristigen Preiselastizitäten weisen durchweg höhere Werte auf als die kurzfristigen, da den Individuen in der längeren Frist mehr Anpassungsmöglichkeiten offen stehen, welche zu (anteilig) größeren Einsparungen führen können. Der Betrag der Preiselastizität liegt bei den im Haushaltsbereich Verwendung findenden Energieträgern stets unter  $1$  im preisunelastischen Bereich. Auch die Einkommenselastizitäten liegen betragsmäßig (meist) deutlich unter  $1$ , d.h. mit zunehmendem Einkommen entwickelt sich die Energienachfrage nur unterproportional.

Ein heterogeneres Bild liefert der Blick auf die Elastizitäten für den Bereich der Treibstoffnachfrage. Eine Vielzahl von Studien kommt hier zu teilweise sehr unterschiedlichen Ergebnissen. Bedingt durch verschiedene Annahmen, Methoden, Zeitpunkte und Länder weisen die Werte eine hohe Streuung auf. Eine umfassende Metastudie von Graham und Glaister (2002a) wertet weit mehr als  $100$  Studien mit deutlich mehr als  $1.000$  Elastizitäten aus und fasst diese zusammen. In dieser Arbeit werden die

Medianwerte dieser Metastudie verwendet. Auch im Treibstoffbereich sind die langfristigen Preiselastizitäten durchweg höher als die kurzfristigen. Sie sind zwar ebenfalls kleiner als 1, weisen jedoch erheblich höhere Werte auf als im Bereich der Haushaltsenergie.

Tabelle 28: Verwendete Elastizitäten

	Strom	Gas	Heizöl	Sonstige Fernheizung & Warmwasser	Treibstoff
kurzfristige Preiselastizität	-0,03	-0,102	-0,143	-0,25	-0,21
langfristige Preiselastizität	-0,157	-0,364	-0,318	-0,38	-0,55
kurzfristige Einkommenselastizität	0,058	0,137	0,03	0,65	0,4
langfristige Einkommenselastizität	0,303	0,49	0,066	1,11	0,72

Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Liu (2004), Madlener und Alt (1996) sowie Graham und Glaister (2002)

### Berücksichtigung der Einkommens- und Preisdynamik

Da die EVS 2003 die Verbrauchs- bzw. Ausgabenstruktur des Jahres 2003 widerspiegelt, im Rahmen dieser Arbeit jedoch das Jahr 2007 als Ausgangsjahr gewählt wird, ist die Verbrauchsstruktur des Jahres 2007 mittels der Daten für 2003 und geeigneter Anpassungsschritte auf das Jahr 2007 fortzuschreiben. In einem ersten Schritt werden die in der EVS von 2003 verzeichneten Ausgaben für Energie mittels der Preisentwicklungsdaten aus dem Statistischen Jahrbuch für die Bundesrepublik Deutschland auf den Berichtsmonat Mai 2007 fortgeschrieben.<sup>89</sup> Die Ergebnisse dieser Fortschreibung sind für die Energieausgaben in Tabelle 9, für Kraftstoffe in Tabelle 11 enthalten. Um die durch die teilweise erheblichen Energiepreissteigerungen induzierten Mengenanpassungen und damit Anpassungen der Energieausgaben einzufangen, werden in einem zweiten Schritt die fortgeschriebenen Ausgaben für Energie bis 2007 unter Berücksichtigung der bis dahin durch Preis- und Einkommenssteigerungen induzierten Mengenanpassung unter Annahme eines kurzfristigen Betrachtungshorizonts abgebildet.

Für die zukünftige Entwicklung des Einkommens wird sich für die Jahre 2008 bis 2010 an den Prognosen des Internationalen Währungsfonds orientiert, der von einem realem Wachstum des Bruttoinlandsprodukt von 1,7 % für das Jahr 2008 sowie von 1,8 % und 1,7 % in den beiden darauf folgenden Jahren ausgeht.<sup>90</sup> Die darauf folgende

<sup>89</sup> Statistisches Bundesamt (2007), Kap. 20, S. 508ff.

<sup>90</sup> Vgl. hierzu International Monetary Fund (2008), S. 10 und 17. Der Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2007), S. prognostiziert in seinem Jahresgutachten 2007/2008

Periode bis 2030 wird eher konservativ unter Zuhilfenahme des langfristigen Potenzialwachstums von 1,4 % der deutschen Volkswirtschaft fortgeschrieben.<sup>91</sup>

## 2.4.4 Szenarienkonzeption

Dieses Kapitel befasst sich mit der Entwicklung der später in das Modell zu integrierenden Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien. Nach Darlegung einiger Grundannahmen für die Szenarientwicklung werden mit dem IPCC-Bericht und den Preisprojektionen der International Energy Agency zwei grundlegende Quellen vorgestellt, an denen sich die vorliegende Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarienkonzeption orientierte.

### Grundannahmen für die Szenarientwicklung

Zunächst sollen die wesentlichen Grundannahmen für die Szenarientwicklung hinsichtlich der gesamtwirtschaftlichen Rahmenbedingungen, Brennstoffpreise und Klimaschutzpolitik grob skizziert werden.

Es wird langfristig von konstanten Energie-, Öko- und Umsatzsteuersätzen über den gesamten Untersuchungszeitraum bis 2030 ausgegangen. Um wechselkursinduzierte Preiseffekte weitestgehend zu eliminieren, wird des weiteren von einer langfristigen Angleichung von US-Dollar und Euro unter der Annahme einer gleichgerichteten Inflationsentwicklung in den USA und im Euroraum ausgegangen.

Im Zuge der ehrgeizigen EU-Klimaschutzziele wird in Deutschland der Ausbau Erneuerbarer Energien sowie der Kraft-Wärme-Kopplung gemäß dem EEG bzw. dem KWK-Gesetz vorangetrieben.<sup>92</sup> Nach dem gegenwärtig noch geltenden § 1 EEG soll sich in Deutschland der Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2010 (2020) auf mindestens 12,5 % (20%) erhöhen. Für das Jahr 2010 dürfte dieses Ziel

---

noch ein Wachstum des Bruttoinlandsprodukts in Höhe von 1,9% für das Jahr 2008; Ende 2007 korrigierte zunächst das ifo (2007), S. 39, Anfang 2008 auch die Bundesregierung sowie der IMF jeweils ihre Wachstumsprognose für das Jahr 2008 mit 1,8% bzw. 1,7% leicht nach unten, vgl. International Monetary Fund (2008). Diese Entwicklung wird in den Berechnungen berücksichtigt.

<sup>91</sup> Vgl. hierzu etwa Economic Policy Committee and the European Commission (2006).

<sup>92</sup> Gesetz für den Vorrang erneuerbarer Energien - Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) vom 29. März 2000 (BGBl. I S. 305), geändert durch das Gesetz zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich vom 21. Juli 2004 (BGBl. I S. 1918), zuletzt geändert durch das Erste Gesetz zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes vom 7. November 2006. Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) vom 19. März 2002 (BGBl. I S. 1092), zuletzt geändert durch Artikel 170 der Verordnung vom 31. Oktober 2006 (BGBl. I S. 2407).

erreicht werden, da in Deutschland die Erneuerbaren Energien bereits im Jahr 2007 einen Anteil von über 14% an der Stromerzeugung aufwiesen.<sup>93</sup> Im Kabinettsentwurf zum neuen EEG („EEG 2009“) wurden die Zielvorgaben in § 1 EEG sowie die entsprechenden Fördersätze in der Weise verschärft, dass sich der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung bis zum Jahr 2020 auf 25 bis 30% und danach kontinuierlich weiter erhöhen soll.<sup>94</sup> Dieser starke Ausbau des Anteils Erneuerbarer Energien an der Stromversorgung wird insbesondere deswegen notwendig sein, weil in Deutschland von einem Festhalten am Kernenergieausstieg auszugehen ist; auch in den übrigen EU-Mitgliedsstaaten wird keine Änderung der jeweiligen Kernenergiepolitik angenommen.<sup>95</sup> Dies hätte zur Folge dass der Anteil der Kernenergie an der Bruttostromerzeugung von gegenwärtig 22% sukzessive dem Anteil der Erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung bis zum Jahr 2030 zuwachsen müsste, um den durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor des deutschen Strommix zumindest konstant auf dem Niveau des Jahres 2007 zu halten. Dies wirft gerade im Grundlastbereich erhebliche Probleme auf, da in diesem Bereich bei Erneuerbaren Energien vorwiegend auf Biomasse zurückgegriffen werden müsste, deren Ausbau im Zuge des weltweiten Preisanstiegs für Grundnahrungsmittel nicht unproblematisch erscheint. Des weiteren erhöhen sich im Bereich der Kohleverstromung bis zum Jahr 2030 die Kraftwerkswirkungsgrade bei neu zu errichtenden Kraftwerken,<sup>96</sup> allerdings ist kaum damit zu rechnen, dass neben der Kernenergie bis 2030 auch die Kohleverstromung durch den verstärkten Einsatz Erneuerbarer Energien bei der Stromerzeugung substituiert werden kann. Daher wird in den Berechnungen von einem konstanten durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor des deutschen Strommix in Höhe von 0,591 [t CO<sub>2</sub>/MWh] bis 2030 ausgegangen.

---

<sup>93</sup> Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (2007).

<sup>94</sup> Kabinettsentwurf eines Gesetzes zur Neuregelung des Rechts der Erneuerbaren Energien im Strombereich und zur Änderung damit zusammenhängender Vorschriften vom 05. Dezember 2007. Dieses Gesetz dient der Umsetzung der Richtlinie 2001/77/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. September 2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen im Elektrizitätsbinnenmarkt (ABl. EG Nr. L 283 S. 33), zuletzt geändert durch die Richtlinie 2006/108/EG des Rates vom 20. November 2006 (ABl. EU Nr. L 363 S. 414).

<sup>95</sup> Es ist also davon auszugehen, dass in Finnland, Frankreich, Großbritannien und Tschechien die Kernenergie ausgebaut wird bzw. werden kann und in den Niederlanden Laufzeitverlängerungen angedacht werden, wohingegen in Luxemburg, Österreich, Italien, Polen und Portugal auch in Zukunft keine Kernkraftwerke gebaut werden. Vgl. EWI (2007b).

<sup>96</sup> Vgl. EWI (2007a), Tabelle 7.1-1, wonach sich der Wirkungsgrad neuer Kraftwerke bis 2020 bei Braunkohle auf 47 % - 51 %, bei Steinkohle auf 51 % - 52 % und bei Erdgas-GuD-Prozessen auf 58 % - 61 % erhöhen kann.

## Energiepreisprojektionen der International Energy Agency

Nachfolgend sollen die beiden wesentlichen von der International Energy Agency (IEA) in ihrem aktuellen World Energy Outlook<sup>97</sup> entwickelten Szenarien für die Projektion des Rohölpreises in US-Dollar je Barrel kurz skizziert werden. Die dort dokumentierten Überlegungen gehen teilweise in die Entwicklung der Rohölpreisszenarien für die später in dieser Arbeit erfolgenden Untersuchungen ein.

In einem so genannten Referenz-Szenario geht die IEA davon aus, dass der weltweite Primärenergieverbrauch im Zeitraum 2005-2030 um 55% ansteigt, was einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 1,8% entspricht. Der Anstieg des Primärenergieverbrauchs entfällt hierbei zu 74% auf die Entwicklungsländer, wo das Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum als am stärksten ausgeprägt angenommen wird; auf China und Indien entfallen in diesem Szenario allein 45% des Anstiegs. In diesem Szenario bilden fossile Energieträger weiterhin die wichtigste Primärenergiequelle, da auf sie 84% des gesamten Anstiegs des Energieverbrauchs zwischen 2005 und 2030 entfallen; Mineralöl wird weiterhin die größte Einzelkomponente des Energiemix bilden, auch wenn dessen Anteil am Weltenergieverbrauch von 35% auf 32% zurückgeht. Unter der Prämisse, dass die erforderlichen Investitionen in den Bau neuer Ölförderanlagen getätigt werden, können die weltweit vorhandenen Ölreserven gleichwohl als ausreichend zur Deckung des projizierten weltweiten Nachfragewachstums bis 2030 eingestuft werden.<sup>98</sup> In ihrem Referenz-Szenario geht die IEA von der Annahme aus, dass der durchschnittliche Rohöleinfuhrpreis in den IEA-Ländern gegenüber den unlängst erreichten Höchstständen von über 80 \$/b bis zum Jahr 2015 wieder auf 60 \$/b (jeweils in Dollarwerten von 2006) nachgeben wird, um dann bis 2030 wieder moderat auf 62 \$/b anzusteigen; dies entspräche nach Annahmen der IEA einem nominalen Preisanstieg auf 108 \$/b. Insbesondere in den nächsten fünf Jahren dürften durch den Bau neuer Ölförder- und -verarbeitungsanlagen zwar weltweit mehr zusätzliche Förder- und Verarbeitungskapazitäten entstehen, es ist aber sehr ungewiss, ob diese ausreichen, um sinkende Fördermengen bei den bestehenden Ölfelder abzufedern und mit der erwarteten Zunahme des Verbrauchs Schritt zu halten. Daher kann ein Angebotsengpass in den nächsten zehn Jahren, der wiederum einen abrupten, starken Anstieg der

---

<sup>97</sup> Vgl. International Energy Agency (2007).

<sup>98</sup> So auch OPEC (2007).



Ölpreise auslösen würde, keineswegs ausgeschlossen werden.<sup>99</sup> Eine weitere zukünftige Korrektur der anzunehmenden Rohölpreise seitens der IEA in Anlehnung an die gegenwärtig auf dem internationalen Rohölmarkt zu beobachtenden beträchtlichen Preissteigerungen kann nicht ausgeschlossen werden.<sup>100</sup>

Letzteres reflektiert sich zumindest in der Tatsache, dass die IEA in ihrem aktuellen World Energy Outlook dem Referenz-Szenario ein so genanntes „High Growth“-Szenario von 87 \$/b (jeweils in US-Dollarwerten von 2006) im Jahr 2030 gegenüberstellt.<sup>101</sup> In dem „High Growth“-Szenario führt insbesondere das starke Wirtschaftswachstum in China und Indien gegenüber dem Referenz-Szenario zu einem ungleich stärkeren Anstieg des Primärenergieverbrauchs dieser Länder. Die hieraus folgenden höheren Brennstoffpreise können diesen Nachfrageschub nur in geringem Umfang abbremsen, so dass der weltweite Primärenergieverbrauch in 2030 um 6% höher liegt als im Referenz-Szenario. Dies führt dazu, dass der Rohöleinfuhrpreis in den IEA-Ländern in diesem Szenario im Jahr 2030 auf 87 \$/b ansteigt und damit 40% über dem des Referenz-Szenarios liegt.<sup>102</sup>

Die regionalen Endverbraucherpreise vor Steuern für fossile Energieträger werden von der IEA aus den angenommenen Preisentwicklungen auf den internationalen Märkten gewonnen. Die Preise für Elektrizität basieren - wie in Kapitel 2.3 bereits erläutert - auf den marginalen Stromerzeugungskosten, die ihrerseits durch die Kosten der zur Stromerzeugung eingesetzten fossilen Energieträger, den Kapitalkosten sowie den nicht-brennstoffbezogenen Kosten determiniert werden. Die Steuersätze einer ad valorem Steuer sowie die Steuertarife einer Mengensteuer sowie die übrigen Abgabesätze werden im betrachteten Projektionszeitraum von der IEA als konstant unterstellt.<sup>103</sup>

---

<sup>99</sup> Vgl. International Energy Agency (2007), S. 74ff.

<sup>100</sup> Vgl. hierzu die seitens der International Energy Agency im Rahmen ihres World Energy Outlooks der Vorjahre verwendeten Annahmen über den zukünftigen Rohölpreis, die in jüngster Vergangenheit stetig nach oben in Richtung höherer Preise korrigiert wurden. So ging die International Energy Agency (2006) in ihrem World Energy Outlook 2006 noch von einem Rohölpreis von deutlich unter 60 \$/b im Jahr 2028 aus.

<sup>101</sup> Vgl. International Energy Agency (2007), S. 183f.

<sup>102</sup> Vgl. International Energy Agency (2007), S. 108ff., 183f. In einem alternativen PolitikszENARIO schließlich nimmt die IEA eine Erhöhung des weltweiten Primärenergieverbrauchs bis 2030 lediglich um jährlich 1,3 % an; dies sind 0,5 % weniger als im Referenz-Szenario.

<sup>103</sup> Da fossile Energieträger in vielen Ländern entweder mit einer beträchtlichen Mengensteuer belegt oder aber umfangreich subventioniert werden oder die Preise der Energieträger einer Regulierung unterliegen, führt dies im Ergebnis dazu, dass bei den Endverbraucherpreisen für fossile Energieträger vergleichsweise

## CO<sub>2</sub>-Preisprojektionen des IPCC

Das IPCC hat in seinem vierten Sachstandsbericht im Jahr 2007 die Ergebnisse eine Vielzahl von Modellen dokumentiert, mit welchen Techniken und zu welchen Kosten sich unterschiedliche Emissionsminderungsziele erreichen lassen.<sup>104</sup> Hierbei bildete das IPCC insgesamt 6 Kategorien, in denen wiederum jeweils eine höchst unterschiedliche Anzahl an Emissionsszenarien zusammengefasst werden. Die niedrigsten der dokumentierten Emissionsszenarien sind in der IPCC-Kategorie I zusammengefasst. Diese Szenarien, nach denen sich die globale Erwärmung auch langfristig (das heißt über das Jahr 2100 hinaus bis zum Erreichen eines neuen Gleichgewichtszustandes des Klimasystems) auf 2,0 bis 2,4°C gegenüber vorindustrieller Zeit begrenzen lässt, sind auf die langfristige Stabilisierung der atmosphärischen Treibhausgasemissionen zwischen 445 und 490 ppmv CO<sub>2</sub>-Äquivalenten kalibriert. Aber auch in diesen klimapolitisch anspruchsvollsten IPCC-Szenarien, welche der so genannten IPCC-Kategorie I angehören, verharren die Treibhausgasemissionen noch oberhalb eines Wertes von 400 ppmv CO<sub>2</sub>-Äquivalenten, den das UBA langfristig als erforderlich ansieht.<sup>105</sup> Alle übrigen in den in den IPCC-Kategorien II bis VI dokumentierten Emissionsszenarien würden mit sehr großer Wahrscheinlichkeit noch höhere Temperaturanstiege als 2,4°C nach sich ziehen und werden hier nicht weiter betrachtet. In Anlehnung an die in IPCC-Kategorie I entwickelten Szenarien wird für nachfolgende Untersuchungen von einem Modell ausgegangen, bei welchem im Jahr 2030 die gesamtwirtschaftlichen Minderungen durch die Klimaschutzmaßnahmen in IPCC-Kategorie I weniger als 3% des globalen Bruttoinlandsprodukts im Vergleich zu einer Referenzentwicklung ohne Klimaschutz und ohne jeglichen Klimawandel betragen.<sup>106</sup> Dies entspricht einem CO<sub>2</sub>-Preis zwischen 50 und 100 \$/Tonne vermiedenes CO<sub>2</sub> bzw. zwischen 40 und 80 €/Tonne vermiedenes CO<sub>2</sub>. Die Minderung des globalen Bruttoinlandsprodukts in 2030 um 3% führt insoweit zu einer Minderung des jährlichen Wirtschaftswachstums gegenüber dem Referenzwert um weniger als 0,12% bis zu

---

weitaus weniger starke Veränderungsdaten identifiziert werden können als bei den Preisen für Energieträger auf den internationalen Rohstoffmärkten. Vgl. International Energy Agency (2007).

<sup>104</sup> Intergovernmental Panel on Climate Change (2007), Kapitel 3.3, 13.3.

<sup>105</sup> Umweltbundesamt (2007b), S. 8ff.

<sup>106</sup> Der Wert von 3 Prozent ist das Ergebnis eines Modells, das wesentlich höhere Kosten zeigt als der Rest der Modelle in Kategorie I; also eine konservative Schätzung. Die meisten Studien der Kategorie I geben Kosten zwischen 0 und 2 Prozent des GDP an.

diesem Zeitpunkt. Trotz der sich in diesem Szenario widerspiegelnden erheblichen Kosten bei der Verfolgung eines derartig ambitionierten Klimaschutzzieles, kann es in den Szenarien der IPCC-Kategorie I also weiterhin zu einem starken weltweiten Wirtschaftswachstum im Betrachtungszeitraum kommen.

### **Dokumentation verwendeter Energie- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien**

In den vorliegenden Berechnungen werden im Groben drei Szenarien bis 2030 untersucht, die sich durch unterschiedliche Annahmen über die zukünftige Entwicklung des Rohölpreises unterscheiden. Sodann werden in jeder dieser Kategorien neben einem jeweiligen Szenario ohne ein CO<sub>2</sub>-Minderungssystem auch drei unterschiedliche Projektionen über die zukünftige Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Preises integriert, so dass hieraus insgesamt 12 Preisszenarien resultieren. Sie werden nachfolgend beschrieben.

Allen Szenarien ist gemeinsam, dass sie zunächst die jüngste Preisentwicklung des letzten Jahres, also den Zeitraum vom Sommer 2007 bis zum Sommer 2008 reflektieren, in welcher der Rohölpreis von 70 \$/b auf 120 \$/b anstieg, wobei der Preis von 120 \$/b eher einem vorläufigen Durchschnittswert für das Jahr 2008 entspricht.

In dem **Baseline-Szenario B** verharrt sodann der Rohölpreis über den gesamten weiteren Untersuchungszeitraum bis zum Jahr 2030 auf diesem Niveau von 120 \$/b. Ein CO<sub>2</sub>-Minderungssystem wird in diesem Szenario noch nicht berücksichtigt. Der gewählte Wert von 120 \$/b liegt weit über den von der International Energy Agency (2007) in ihren Szenarien unterstellten Rohölpreisen von 62 \$/b im Jahr 2030 (sog. Referenzszenario) beziehungsweise 87 \$/b in 2030 (sog. „High Growth“ - Szenario); allerdings musste vorliegend den unlängst stark angestiegenen Rohölpreisen Rechnung getragen werden. In dem konstanten Preis von 120 \$/b reflektiert sich die Annahme, die auf den Rohölmärkten vorzufindenden Rohölpreise von knapp 150 \$/b seien langfristig nicht haltbar,<sup>107</sup> da diese über sehr hohe Renditen Investitionsanreize zur Erschließung neuer bzw. bisher unrentabler Ölfelder sowie nicht konventioneller Öle nach sich ziehen.

In **Baseline-Szenario B1** wird das Ausgangsszenario B um die Einführung eines CO<sub>2</sub>-Minderungssystems erweitert. Es wird hierbei von einem konstanten CO<sub>2</sub>-Preis bis 2030 auf dem Niveau des Sommers 2007 in Höhe von 20 €/t CO<sub>2</sub> ausgegangen. Auch dieser Preis bleibt über den gesamten Zeitraum von 2007 bis 2030 konstant bei 20 €/t CO<sub>2</sub>. Dieses Szenario erlangt seine Rechtfertigung durch den angestrebten

---

<sup>107</sup> Vgl. zu dieser Argumentation inhaltlich International Energy Agency (2007), OPEC (2007), EWI (2007b).

intensiven Ausbau Erneuerbarer Energien in der EU und anderen OECD-Ländern und der Unsicherheit über den Ausbau des Emissionshandelssystems innerhalb und außerhalb der EU. Scheitern derartige Bestrebungen, nimmt der Preisdruck auf CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen ab; eine ähnliche Entwicklung ist tendenziell zu erwarten, wenn die Emissionsberechtigungen nach 2012 zum Großteil weiterhin kostenlos vergeben werden.<sup>108</sup>

**Baseline-Szenario B2** unterscheidet sich von Szenario B1 allein durch einen linearen Anstieg des CO<sub>2</sub>-Preises, ausgehend von 20 €/t CO<sub>2</sub> in 2007, auf 40 €/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2030. Dies entspricht einer jährlichen Steigerung von knapp 3,2%. Im Jahr 2010 liegt der CO<sub>2</sub>-Preis damit bei 22 €/t CO<sub>2</sub>, im Jahr 2020 bei 30 €/t CO<sub>2</sub>. Der Anstieg des CO<sub>2</sub>-Preises resultiert aus einer kontinuierlichen Ausdehnung des Emissionshandels auf weitere Emittentenbereiche sowie auf weitere Staaten bei gleichzeitig moderater Festsetzung der Emissionsminderungsvorgaben.

**Baseline-Szenario B3** unterstellt einen linearen CO<sub>2</sub>-Preisanstieg, ausgehend von 20 €/t CO<sub>2</sub> in 2007, auf 80 €/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2030, was einer jährlichen Steigerung von knapp 6,5% entspricht. Im Jahr 2010 liegt der CO<sub>2</sub>-Preis damit bei 29 €/t CO<sub>2</sub>, im Jahr 2020 bei 54 €/t CO<sub>2</sub>. Dieser Preisanstieg resultiert aus einem konsequenten Ausbau des Emissionshandelssystems bei strengeren Minderungsvorgaben<sup>109</sup> im Vergleich zu Szenario B2.

In einem **Schock-Szenario S** wird von einem kurzfristig linear stark ansteigendem Rohölpreis von 120 \$/b im Sommer 2008 auf 200 \$/b im Jahr 2010 ausgegangen. Dies entspricht einem jährlichen Anstieg von 29%. Anschließend fällt der Rohölpreis linear bis auf ein Niveau von 100 \$/b im Jahr 2020 und verharrt auf diesem Niveau bis zum Jahr 2030. Durch das Schock-Szenario soll dem Umstand Rechnung getragen werden, dass neben dem Ausbau der Förder- und Verarbeitungskapazitäten in den 2010er Jahren die Emissionsminderungsanstrengungen der EU und weiterer Industrieländer in Form eines kräftigen Ausbaus Erneuerbarer Energien sowie die Entwicklung und Etablierung alternativer Antriebstechniken im Straßenverkehr schlichtweg Zeit benötigen und sich insoweit erst mittelfristig in einem spürbaren Rückgang der weltweiten Nachfrage nach Rohöl auswirken können. Folglich verharrt der Rohölpreis

---

<sup>108</sup> Dieses Szenario wird als „Baseline-Szenario“ interpretiert, obgleich der CO<sub>2</sub>-Preis im Winter 2007/2008 auf einem Niveau von 22 €/t CO<sub>2</sub> verharrte.

<sup>109</sup> Vgl. hierzu, wie schon zu Szenario B2, abermals die Ausführungen des IPCC zu den Emissionsszenarien in Kategorie, Intergovernmental Panel on Climate Change (2007), Kapitel 3.3.

nach 2020 auf einem Niveau von 100 \$/b bis zum Jahr 2030, einem etwas über dem „High Growth“ - Szenario der IEA liegenden Wert. Wie schon im Baseline- Szenario wird auch in der Ausgangsversion des Schock-Szenarios ein CO<sub>2</sub>-Minderungssystem nicht berücksichtigt.

In dem **Schock-Szenario S1** wird von einem konstanten CO<sub>2</sub>-Preis bis 2030 auf dem Niveau des Sommers 2007 in Höhe von 20 €/t CO<sub>2</sub> ausgegangen. Hier reflektiert sich die Annahme, dass bereits durch den schockartigen Anstieg des Rohölpreises mit den daraus resultierenden dämpfenden Einfluss auf die Nachfrage nach fossilen Energieträgern eine Verschärfung der zukünftigen Emissionsminderungsvorgaben sowie ein ehrgeiziger Ausbau des Emissionshandelssystem nicht mehr so intensiv vorangetrieben werden muss, so dass der Preis für Emissionsberechtigungen nicht weiter steigt. Die **Schock-Szenarien S2** und **S3** bilden hingegen linear ansteigende CO<sub>2</sub>-Preises von jeweils 20 €/t im Jahr 2007 auf 40 €/t CO<sub>2</sub> bzw. 80 €/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2030 und damit stärkere CO<sub>2</sub>-Preisanstiege aufgrund ambitionierter Klimaschutz- und Emissionsminderungsziele trotz kurzfristig erheblich steigender Rohöl- und Energiepreise ab.

Das **Hochpreis-Szenario H** schließlich beschreibt einen insgesamt degressiven Anstieg des Rohölpreises von 120 \$/b im Sommer 2008 über 150 \$/b in 2010 und 180 \$/b im Jahr 2020 auf 200 \$/b im Jahr 2030, wobei die Anstiege zwischen 2008 und 2010, 2010 und 2020 sowie 2020 und 2030 jeweils linear verlaufen. Die jährlichen Anstiege zwischen 2008 und 2010 betragen rund 11,8%, zwischen 2010 und 2020 knapp 1,84% sowie zwischen 2020 und 2030 etwa 1,06%. Ein CO<sub>2</sub>-Minderungssystem wird hier noch nicht berücksichtigt. Das vorliegende Hochpreis-Szenario lehnt sich an das „High Growth“ - Szenario der IEA an und reflektiert insoweit kurzfristig starke Anstiege des Rohölpreises, die sich jedoch langfristig im Zuge des Ausbaus der Rohölförder- und -verarbeitungskapazitäten sowie Erneuerbarer Energien abschwächen. Wie schon in den vorangegangenen Szenarien, wird in **Szenario H1** von einem konstanten CO<sub>2</sub>-Preis bis 2030 auf dem Niveau des Sommers 2007 in Höhe von 20 €/t CO<sub>2</sub> ausgegangen. Die **Szenarien H2** und **H3** bilden wiederum lineare CO<sub>2</sub>-Preisanstiege von jeweils 20 €/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2007 auf 40 €/t CO<sub>2</sub> bzw. 80 €/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2030 ab.

### Zwischenfazit

In Tabelle 29 sind die einzelnen Szenarien der Entwicklung der Rohölpreise in US-Dollar je Barrel, in Tabelle 30 die Projektionen über die Entwicklung des künftigen CO<sub>2</sub>-Preises bis zum Jahr 2030 dargestellt.

Tabelle 29: Verwendete Rohölpreisszenarien in US-Dollar je barrel von 2007 bis 2030

	2007	2008	2010	2020	2030	jährliche Wachstumsrate
Baseline-Szenario	70,0	120,0	120,0	120,0	120,0	71,4% / 0%
Schock-Szenario	70,0	120,0	200,0	100,0	100,0	71,4% / 29,1%
Hochpreis-Szenario	70,0	120,0	150,0	180,0	200,0	71,4% / 11,8% / 1,84% / 1,06%

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 30: Verwendete CO<sub>2</sub>-Preisprojektionen in [€/t CO<sub>2</sub>] im Zeitraum 2007 bis 2030

	2007	2008	2020	2030	jährliche Wachstumsrate
Baseline – Szenario	20,0	20,0	20,0	20,0	0,0%
40€/t CO <sub>2</sub> – Szenario	20,0	20,6	30,0	40,0	3,2%
80€/t CO <sub>2</sub> – Szenario	20,0	21,3	45,0	80,0	6,5%

Quelle: Eigene Berechnungen.

Der Heizöl-, Gas- und Treibstoffpreis sind per Annahme perfekt mit dem Rohölpreis korreliert. Strom- und Fernwärmepreis hingegen reagieren nur mit einer Elastizität von 0,25 auf den Rohölpreis<sup>110</sup>. Hierin kommt zum Ausdruck, dass Öl nur vereinzelt zur Stromerzeugung eingesetzt wird, ein direkter Effekt also vernachlässigt werden kann. Ein indirekter Effekt wird über die Verkettung der Nachfragereaktionen verschiedener anderer Energieträger hervorgerufen. Ein möglicher Zusammenhang ist, dass steigende Ölpreise einen steigenden Einfluss auf den Gaspreis ausüben, wodurch eine relative Verteuerung der Strom- und Fernwärmeerzeugung in den Gaskraftwerken einhergeht. Die Wahl der Zeitpunkte 2010, 2020 und 2030 wurden gewählt, um in der kurzen Frist bis 2010 auf die eruierten kurzfristigen Elastizitäten<sup>111</sup> zurückgreifen zu können; der Zeitpunkt 2020 erscheint geeignet, weil dieser das Ende der ersten Emissionshandelszeitraums von 8 Jahren nach 2012 repräsentiert. Der verwendete Zeitpunkt 2030 schließlich wurde gewählt, weil in diesem Zeitpunkt auch viele Projektionen von IPCC und IEA enden.

<sup>110</sup> Auch diese Annahme dient der Vergleichbarkeit mit der Studie von Meyer, Bernd, Lutz et al. (2006).

<sup>111</sup> Ein Zeitraum von mehr als 3 Jahren wird einer kurzfristigen Betrachtungsweise nicht mehr gerecht.

## 2.4.5 Methodik und Modellbeschreibung

### Methodik der Mikrosimulation

Die Auswirkungen verschiedener Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preise auf die Energieträgerausgaben bei den Endverbrauchern in Deutschland werden nachfolgend anhand eines Mikrosimulationsmodells untersucht. Die Technik der Mikrosimulation ist ein in den Wirtschafts- und Sozialwissenschaften weit verbreitetes modellanalytisches Instrument, mit welchem ex ante Auswirkungen von politischen Maßnahmen, wie etwa Steuerreformvorschläge, untersucht werden können.<sup>112</sup> Simulationsmodelle zielen darauf ab, die Eigenschaften und das Verhalten eines realen Wirtschaftssystems auf Basis eines Modells nachzubilden, um ausgehend von den tatsächlichen institutionellen Rahmenbedingungen die Wirkungen konkreter (finanz)politischer Instrumente zu identifizieren und zu quantifizieren.<sup>113</sup> Die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung - sei es auf Basis einer Mengensteuer oder durch ein Emissionshandelssystem - kann ebenfalls mit einem Simulationsmodell untersucht werden.

Mikrosimulationsmodelle betrachten bestimmte einzelne Mikroeinheiten (z.B. Personen, Haushalte oder Unternehmen) direkt mit ihren jeweiligen Merkmalsausprägungen; auf das Agieren dieser Mikroeinheiten lassen sich die real beobachtbaren sozioökonomischen Prozesse zurückführen. Mit anderen Worten: Die gesamtwirtschaftlichen Aggregate werden durch Interaktion und Verhalten der Mikroeinheiten bestimmt. An diesen Faktoren knüpfen Mikrosimulationsansätze an, um Effekte von politischen Maßnahmen oder einfach nur von Preissteigerungsszenarien für bestimmte Gütergruppen zu erklären. Die Informationen zu den Mikroeinheiten entstammen in der Regel einer repräsentativen Stichprobe aus der Gesamtpopulation. Als eine solche repräsentative Datengrundlage wird in der vorliegenden Untersuchung die EVS 2003 verwendet. Die so gewonnene Datengrundlage wird gemeinsam mit der zu untersuchenden (und zuvor in die Modellsprache übersetzten) politischen Maßnahme in das Mikrosimulationsmodell eingespeist. Dies bedeutet, dass man den durch die politische Maßnahme ausgelösten sozioökonomischen Prozess modelliert und durch Simulation auf die

---

<sup>112</sup> Die ersten Mikrosimulationsmodelle wurden in den Wirtschafts- und Sozialwissenschaften von Orcutt (1957) und Orcutt, Greenberg et al. (1961) eingeführt. Einen Überblick zur Methodik der Simulation liefern Gilbert und Troitzsch (1999). Vgl. zur Mikrosimulation auch Peichl (2005) oder Wagenhals (2004), die einen Überblick über Steuer-Transfer-Mikrosimulationsmodelle für Deutschland geben.

<sup>113</sup> Vgl. dazu Bork (2000), S. 61ff.; Spahn, Galler et al. (1992), S. 6ff.

Mikroeinheiten der Stichprobe einwirken lässt. Die Simulation liefert als Resultat eine Stichprobe nach fiktiv durchgeführter politischer Maßnahme, die es anschließend durch Verwendung entsprechender Gewichte wieder auf die Grundgesamtheit hochzurechnen gilt.<sup>114</sup>

### **Modellbeschreibung**

Vorliegend werden mit Hilfe der Mikrosimulation Effekte verschiedener Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien auf die Energieausgaben der Haushalte simuliert. Im Rahmen eines statischen Mikrosimulationsmodells<sup>115</sup> werden unterschiedliche, in den modellierten Szenarien beschriebene Zustände miteinander verglichen, ohne dass der Übergangs- bzw. Anpassungsprozess zwischen den Zuständen explizit durch das Modell erklärt wird (komparativ-statische Betrachtung).

Das vorliegende Modell berücksichtigt nicht die infolge der modellierten verschiedenen Energie- und CO<sub>2</sub>-Preise ausgelösten Zweitrundeneffekte sowie die indirekten Preiseffekte.<sup>116</sup>

Darüber hinaus ist das vorliegende Modell behaviouristisch geprägt, indem Verhaltensanpassungen<sup>117</sup> der Mikroeinheiten auf die durch die Preisänderungsszenarien modellierten geänderten Rahmenbedingungen berücksichtigt werden, wobei die Modellierung von Verhaltensreaktionen sequentiell für jede Mikroeinheit erfolgt. Vorliegend interessieren insbesondere die Reaktionen der Energieträgernachfrage auf verschiedene Änderungen der Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preise. Derartige Reaktionen können sich aus relativen Preisänderungen einzelner Energieträger oder aus Veränderungen des zum Konsum verfügbaren Einkommens ergeben. Wie bereits in Kapitel 2.4.3 angesprochen, bestimmt hierbei die Einkommenselastizität der jeweiligen Energieträgernachfrage die Verhaltensanpassung aufgrund einer Einkommensänderung, während die Preiselastizität der Nachfrage die Reaktion auf eine Preisänderung determiniert. Neben den aus der Vergangenheit und durch die Szenarien vorgegebenen Preisdaten sowie den Elastizi-

---

<sup>114</sup> Zum Ganzen Bork (2000), S. 71ff.; Peichl (2005), S. 24f.

<sup>115</sup> Vgl. hierzu Merz (1994). Im Rahmen der Fortschreibung über die in den Szenarien betrachteten Jahre, können mit Hilfe des „static aging“ (vgl. dazu Bork (2000), S. 120ff.) auch strukturelle Änderungen in der Zusammensetzung der Bevölkerung mittels Anpassung der Gewichtungsfaktoren bei den Hochrechnungen auf die Gesamtpopulation Berücksichtigung finden. Dazu auch Merz (1986), S. 430; Harding, Landt et al. (1994), S. 9ff.

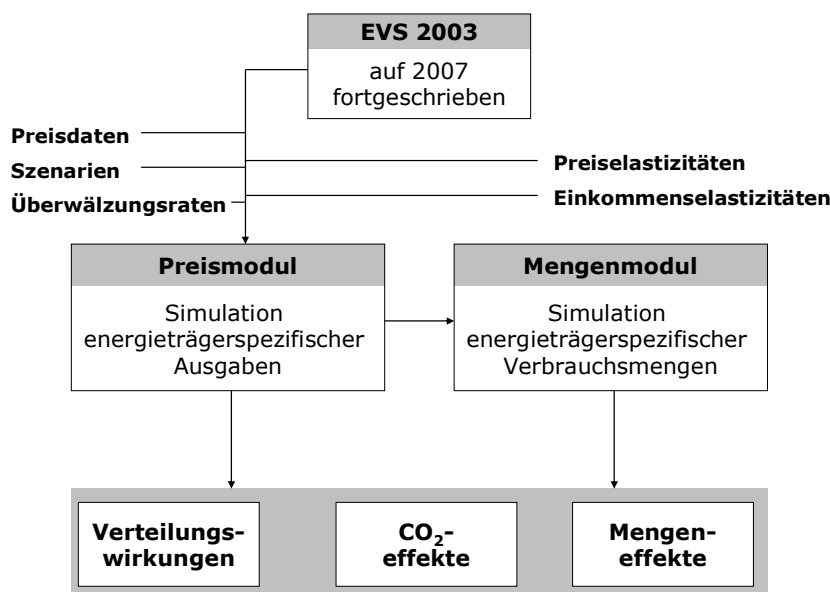
<sup>116</sup> Vgl. zur Quantifizierung indirekter Preiseffekte Grub (2000a), der im Bereich der Auswirkungen der ökologischen Steuerreform derartige Schätzungen vornahm.

<sup>117</sup> Dazu Spahn, Galler et al. (1992).



täten werden auch die Überwälzungsraten der CO<sub>2</sub>-Preise für die einzelnen Energieträger als exogene Parameter in dem Modell berücksichtigt, wie die nachfolgende Abbildung 11 zeigt. Auf Datenbasis der auf das Jahr 2007 fortgeschriebenen EVS 2003, können mit dem Modell durch Verwendung eines Preis- sowie eines Mengenmoduls Verteilungs-, Mengen- sowie isolierte CO<sub>2</sub>-Effekte berechnet werden. Die Module werden nachfolgend kurz erläutert.

Abbildung 11: Modellbeschreibung



Quelle: Eigene Darstellung.

## Preismodul

Unter Rückgriff auf die in Kapitel 2.3.2 erläuterten Werte der Elastizitäten einzelner Energieträger bezüglich des Rohölpreises  $\varepsilon_i$ , können durch das Energiepreismodul die Ausgaben für einzelne Energieträger bei alternativen Rohölpreisen zu einem bestimmten Zeitpunkt berechnet werden. Des Weiteren werden hier die in Kapitel 2.3 dargelegten Effekte der Preisdynamik von Rohöl und CO<sub>2</sub> einbezogen. Die monatlichen Gesamtenergieausgaben  $A$  jedes einzelnen Haushalts errechnen sich aus der Summe der monatlichen Ausgaben  $A_i$  für sechs verschiedene Energieträger:

$$A = \sum_{i=1}^6 A_i$$

Die monatlichen Ausgaben für einen spezifischen Energieträger ergeben sich in Kapitel 2.2.5 aus den Ausgabenwerte der EVS 2003, fortgeschrieben auf das Jahr 2007. Unter Berücksichtigung von Verhaltensanpassungen lassen sich durch Verwendung

energeträgerspezifischer Preis- und Einkommenselastizitäten ( $\eta_{x,p}$ ,  $\eta_{x,e}$ ) in der kurzen Frist  $k$  die monatlichen Energieausgaben wie folgt berechnen, wobei  $i$  den jeweiligen Energieträger,  $EK_{03}$  und  $EK_{07}$  das Haushaltsnettoeinkommen für die Jahre 2003 und 2007 symbolisieren.

$$A_{07,i} = A_{03,i} \cdot P_{07,i} \cdot \left(1 + \eta_{x_k,i,p_{k,i}} (P_{07,i} - 1)\right) \cdot \left(1 + \eta_{x_k,i,e_{k,i}} \left(\frac{EK_{07}}{EK_{03}} - 1\right)\right) \quad \forall i$$

Für jeden Haushalt lassen sich zu den in Unterkapitel 2.4.4 konzipierten Szenarien  $s$  die monatlichen Energieausgaben für jeden spezifischen Energieträger in den Jahren 2008 und 2010 - in der Gleichung indiziert durch  $t$  - berechnen:

$$A_{s,t,i} = A_{07,i} \cdot r_{s,t,i} \cdot \left(1 + \eta_{x_k,i,p_{k,i}} (r_{s,t,i} - 1)\right) \cdot \left(1 + \eta_{x_k,i,e_{k,i}} \left(\frac{EK_t}{EK_{07}} - 1\right)\right) \quad \forall i, s, t \wedge t \in \{2008; 2010\}$$

In der langen Frist  $l$  für die Jahre 2020 und 2030 - die Jahre werden in der Gleichung wiederum durch  $t$  indiziert - verändern sich infolge der Verwendung langfristiger Preis- und Einkommenselastizitäten die Gleichungen geringfügig zu:

$$A_{s,t,i} = A_{07,i} \cdot r_{s,t,i} \cdot \left(1 + \eta_{x_l,i,p_{l,i}} (r_{s,t,i} - 1)\right) \cdot \left(1 + \eta_{x_l,i,e_{l,i}} \left(\frac{EK_t}{EK_{07}} - 1\right)\right) \quad \forall i, s, t \wedge t \in \{2020; 2030\}$$

Hierbei repräsentiert  $r$  einen szenarien- und energieträgerabhängigen Wachstumskoeffizienten, der sich anhand der folgenden Formel errechnet:

$$r_{s,t,i} = \frac{\left(P_{07,i} \cdot \left(\left(\frac{o_{s,t}}{70} - 1\right) \cdot \varepsilon_i + 1\right) + d_i + 20 \cdot \tau_i \cdot \frac{CO2_{c,t}}{20} \cdot f_i\right) \cdot 1,19}{EP_{07,i}} \quad \forall i, s, t, c$$

wobei

- $s$  für das betrachtete Rohölpreisszenario B, S oder H steht,
- $t$  einen der vier möglichen Betrachtungszeitpunkte (2008, 2010, 2020, 2030) repräsentiert,  $t \in \{2008; 2010; 2020; 2030\}$ ,
- $P_{07,i}$  den Produktpreis des betrachteten Energieträgers  $i$  in [€/MWh] in 2007,
- $EP_{07,i}$  den Endverbraucherpreis des Energieträgers  $i$  in 2007 in [€/MWh],
- $\varepsilon_i$  die Elastizität des Energieträgers  $i$  bezüglich des Rohölpreises,
- $\tau_i$  die Überwälzungsrate der  $CO_2$ -Kosten für den Energieträger  $i$ ; er beträgt 0,86 für Strom und Fernwärme sowie 1 für die übrigen Energieträger.

- $d_i$  die Differenz aus Nettoendverbraucherpreis des Energieträgers und dem auf den jeweiligen Energieträger  $i$  entfallenden Abgabenblock (Steuern, Konzessionsabgaben, Verwaltungskosten etc.) in [€/MWh],
- $o_{s,t}$  bezeichnet die Ausprägung des aktuellen Rohölpreises des durch  $s$  indizierten jeweiligen Rohölpreisszenario (B, S, H) im Betrachtungszeitpunkt  $t$ ,
- $CO2_{c,t}$  den aktuellen CO<sub>2</sub>-Preis in [€/t CO<sub>2</sub>] des durch  $c$  indizierten jeweiligen CO<sub>2</sub>-Preisszenario (0 €, 20 €, 40 € bzw. 80 € in 2030) im Zeitpunkt  $t$ ,
- $f_i$  den energieträgerspezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor des jeweiligen Energieträgers  $i$  in [t CO<sub>2</sub>/MWh],
- 1,19 den Mehrwertsteuerfaktor,
- 70 den durchschnittlichen Rohölpreis des Jahres 2007 in [\$/b],
- 20 den Ausgangswert des CO<sub>2</sub>-Preises im Jahr 2008 in [€/t CO<sub>2</sub>],

angeben.<sup>118</sup> Die Variablen  $P_{07,i}$ ,  $EP_{07,i}$ ,  $\varepsilon_i$ ,  $\tau_i$ ,  $f_i$  und  $d_i$  werden als im Zeitablauf invariant eingestuft.

## Mengenmodul

Das Mengenmodul baut auf dem Preismodul auf und ermittelt in den einzelnen Szenarien die mit den entsprechenden Energieträgerausgaben im gewählten Betrachtungszeitpunkt korrespondierende Verbrauchsmenge  $M$ , indem die durch das Preismodul ermittelten monatlichen Ausgaben  $A_{s,t,i}$  für den spezifischen Energieträger im Zeitpunkt  $t$  durch den Endverbraucherpreis im Zeitpunkt  $t$  dividiert werden; letzterer ergibt sich aus der Gewichtung des Endverbraucherpreises des jeweiligen Energieträgers  $i$  im Jahr 2007  $EP_{07,i}$  mit dem aus dem Preismodul bekannten Wachstumskoeffizienten  $r$ :

$$M_{s,t,i} = \frac{A_{s,t,i}}{r_{s,t,i} \cdot EP_{07,i}} \quad \forall i, s, t \wedge t \in \{2008, 2010, 2020, 2030\}$$

---

<sup>118</sup> Hierbei fungieren  $\frac{o_{s,t}}{70} - 1$  als Wachstumsrate des Ölpreises (bezüglich des Ausgangswertes von 70 \$/b in 2007) im jeweils betrachteten Rohölpreisszenario und  $\frac{CO2_{c,t}}{20}$  als Wachstumsrate des CO<sub>2</sub>-Preises (bezüglich des Ausgangswertes von 20 [€/t CO<sub>2</sub>] in 2008) im jeweils betrachteten Rohölpreisszenario.

## 2.4.6 Zusammenfassung

In diesem Unterkapitel wurden die Charakteristik der Energienachfrage der Haushalte sowie die verschiedenen Einflussfaktoren, insbesondere die Rolle der Preis- und Einkommenselastizitäten, näher beleuchtet. Um Änderungsreaktionen auf verschiedene Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preise in einem Simulationsmodell abbilden zu können, wurden aus der empirischen Forschung bestimmte Elastizitätswerte ausgewählt. Ferner wurden Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien gebildet, in denen neben energie- und umweltpolitischen Rahmenbedingungen für Deutschland auch die Projektionen des IPCC über die Entwicklung der CO<sub>2</sub>-Preise sowie der International Energy Agency über die Energieträgerpreise Berücksichtigung fanden. Die gewählten Szenarien und Elastizitäten wurden in ein Mikrosimulationsmodell integriert, dessen Funktionsweise erläutert wurde. Im folgenden Kapitel wird die Simulationstechnik zur Evaluierung der Effekte verschiedener Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preise angewendet.

## 2.5 Präsentation der Ergebnisse

### 2.5.1 Einleitung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse zu der Frage präsentiert, wie sich verschiedene Entwicklungen von Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisen - modelliert durch die in Kapitel 2.4.4 beschriebenen Szenarien - in ihrem Zusammenspiel primär auf die Ausgabensituation der Haushalte auswirken. Hierzu werden in Unterkapitel 2.5.2 die Belastungs- und Verteilungswirkungen der Ausgaben für Haushaltsenergieträger für die definierten Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien im Untersuchungszeitraum 2008 bis 2030 im Allgemeinen sowie für Kraftstoffe und Haushaltsenergieträger im Detail analysiert. Unterkapitel 2.5.3 fokussiert die Verteilungswirkungen der Ausgaben für Haushaltsenergieträger für die ausgewählten Haushaltstypen Familien, Rentner, Alleinstehende und Alleinerziehende. In Unterkapitel 2.5.4 sollen die in den verschiedenen Szenarien auftretenden absoluten und relativen Mengeneffekte bezüglich der einzelnen fossilen Energieträger sowie die daraus resultierenden Nutzungsverschiebungen identifiziert werden. Abschließend werden in Unterkapitel 2.5.5 die isolierten CO<sub>2</sub>-Effekte in den Szenarien genauer betrachtet, indem die CO<sub>2</sub>-Jahresemissionsmengen sowie die kumulierten CO<sub>2</sub>-Ausgaben pro Jahr im Haushaltssektor quantifiziert, die Verteilungswirkungen der CO<sub>2</sub>-Ausgaben für Haushaltsenergieträger vorgestellt und die durch die CO<sub>2</sub>-Bepreisung

bewirkten Emissionsreduktionen ermittelt werden. Unterkapitel 2.5.6 fasst die wichtigsten Ergebnisse zusammen.

In diesem Zusammenhang ist der Hinweis angebracht, dass eine Projektion<sup>119</sup> der Ausgabenentwicklung über mehr als ein Vierteljahrhundert auf Basis der in dieser Studie angewandten Methode nur sehr eingeschränkt möglich ist.<sup>120</sup> Je weiter die zu untersuchenden Zeitpunkte in der Zukunft liegen, desto stärker sind Abweichungen im Hinblick auf die schließlich realisierten Werte zu erwarten. Zudem enthalten die Ausgabenkategorien allein die brennstoffbedingten Kosten der Inanspruchnahme von Energiedienstleistungen. Neben diesen variablen Kosten spielen für die Bereitstellung von Wärme etc. allerdings die in der Anlage gebundenen Kapitalkosten eine ebenso wichtige Rolle. Auf Basis der in der EVS enthaltenen Ausgabenkategorien können diese Kosten für die Anschaffung und den Erhalt von Heizungen, Beleuchtungen etc. jedoch nicht einbezogen werden, sie werden daher auch nicht in den folgenden Ergebnissen reflektiert. Angesichts der Tatsache, dass die Realisierung umfassender Mengenreaktionen in der langen Frist mit der Anschaffung effizienter Energiesysteme einhergeht und diese im Vergleich zu weniger effizienten Systemen ggf. deutlich teurer sind, führen die vorgetragenen Berechnungen tendenziell zu einer Unterschätzung der energiebedingten Kosten. Die Ausgaben wären konsequenter Weise um die effizienzbedingten Zusatz- oder Mehrkosten zu korrigieren.

## 2.5.2 Die Verteilungswirkungen im Allgemeinen

### Einleitung

Die Analyse der Verteilungswirkungen soll Aufschluss darüber liefern, wie sich gegenüber der Ausgangssituation des Jahres 2007 das Zusammenspiel steigender Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preise die Ausgabensituation in gebildeten Einkommensklassen (Dezilen; vgl. dazu bereits Kapitel 2.2.4) in Relation zum Haushaltsnettoeinkommen verändert. Im

---

<sup>119</sup> Es wird hier bewusst zwischen einer Prognose auf der einen und einer Projektion auf der anderen Seite unterschieden. Dabei gilt es zu betonen, dass mit der hier vorgelegten Studie keine Prognose im Sinne einer Aussage über die Entwicklung mit der höchsten Eintrittswahrscheinlichkeit getroffen wird (vgl. zur Abgrenzung etwa Thöne (2005)).

<sup>120</sup> Die gewählten Zeiträume sind sehr lang und erhöhen naturgemäß die Unsicherheit der Ergebnisse, da von einer konstanten Bevölkerungszusammensetzung ausgegangen wird; auch die Warenkorbzusammensetzung verändert sich nicht, da der Ausgangsdatensatz der EVS 2003 mit Hinblick auf die zu diesem Zeitpunkt vorgenommene Gewichtung nicht verändert wurde. Insoweit wäre bei Existenz geeigneten Datenmaterials eine dynamische Mikrosimulation aufschlussreich, die Veränderungen in der Bevölkerungszusammensetzung aufgreift und abbildet.

Vergleich zu einer Betrachtung der absoluten Ausgabenentwicklung in den Dezilen, wie sie etwa in den Tabellen 9 bis 11 des Kapitels 2.2.5 erfolgte, erlaubt die Berechnung von Ausgabenanteilen am Haushaltsnettoeinkommen präzisere Aussagen über die Belastungsintensität<sup>121</sup> in den verschiedenen Dezilen infolge der hier modellierten Preisszenarien.

Dieses Unterkapitel widmet sich zunächst der Entwicklung der Ausgabenanteile für Haushaltsenergie am Nettoeinkommen zu verschiedenen Zeitpunkten. Hierzu werden im Einklang mit den Szenarien die Jahre 2008, 2010, 2020 und 2030 jeweils getrennt beschrieben und für jeden Zeitpunkt die Ausgabensituation dargestellt. Auf gleiche Weise erfolgen im Anschluss die Darstellung der Kraftstoffausgaben und die Verteilung der Ausgabenanteile nach einzelnen Haushaltsenergieträgern.

### **Die Ausgangssituation im Jahr 2007**

Als Ausgangspunkt der Untersuchung sei in Tabelle 31 zunächst nochmals auf die Ausgabensituation (Ausgabenanteil für Haushaltsenergie am Netto-Einkommen) für Haushaltsenergie und Kraftstoffe im Jahr 2007 hingewiesen. In dieser Tabelle finden sich die bereits im Rahmen von Kapitel 2.2.5 in Tabelle 10 und Tabelle 11 durch bloße Fortschreibung der Preisentwicklung von 2003 bis 2007 hergeleiteten Ausgabenwerte „ohne Mengenreaktion“ wieder. Da die Nachfrage nach Haushaltsenergien und Kraftstoffen angesichts der signifikanten Preisvariationen nicht vollkommen starr verläuft, wurde das Ausgangsszenario in der Weise modifiziert, dass die Einkommen gemäß den in Kapitel 2.4.3 getroffenen Annahmen bis 2007 fortgeschrieben wurden; für die Mengenreaktion wurden die für die kurze Frist geschätzten Preis- und Einkommenselastizitäten verwendet. Somit ergeben sich bei entsprechender Mengenanpassung die in Tabelle 31 in der ersten und dritten Spalte verzeichneten Ausgabenanteile.

Wie zu erwarten, sind die Ausgabenanteile bei Einbeziehung einer (schwachen) Mengenreaktion geringer als im Fall der vollkommen starren Nachfrage, trotzdem konnte der negative Effekt der in den letzten vier Jahren erfolgten Preissteigerung nicht durch den positiven Effekt zunehmender Einkommen kompensiert werden.

---

<sup>121</sup> Damit ist gemeint, dass monatliche Haushaltsenergieausgaben von 100 € einen Haushalt mit einem monatlichen Nettoeinkommen von 1.600 € relativ stärker als einen Haushalt mit 3.200 € belasten.

Tabelle 31: Ausgabenanteile für Haushaltenergie und Kraftstoffe in 2007

Dezile	Anteil der Ausgaben für Haushaltenergie bei Mengenreaktion	Anteil der Ausgaben für Haushaltenergie ohne Mengenreaktion	Anteil der Ausgaben für Kraftstoffe bei Mengenreaktion	Anteil der Ausgaben für Kraftstoffe ohne Mengenreaktion
1	10,5%	10,8%	3,8%	3,8%
2	8,2%	8,5%	3,9%	4,0%
3	7,1%	7,3%	4,0%	4,1%
4	6,4%	6,7%	4,1%	4,1%
5	5,9%	6,1%	3,8%	3,8%
6	5,5%	5,7%	3,7%	3,7%
7	5,0%	5,2%	3,6%	3,7%
8	4,8%	4,9%	3,4%	3,5%
9	4,2%	4,3%	3,1%	3,1%
10	3,3%	3,4%	2,3%	2,4%
<i>Mittelwert</i>	6,1%	6,3%	3,6%	3,6%

Quelle: Eigene Berechnungen.

Der Anteil des Nettoeinkommens, der bei Mengenanpassungen für Haushaltenergie aufgewendet werden muss, sinkt vom ersten Dezil mit 10,5% auf 3,3% im zehnten Dezil. Im Durchschnitt ergibt sich ein Anteil von 6,1%. Die Abnahme über die Dezile erfolgt dabei stetig. Im Kraftstoffbereich ist eine ähnlich stetige Abnahme dagegen nicht zu verzeichnen. Hier nimmt der Anteil des Nettoeinkommens zunächst von 3,8% im ersten Dezil auf 4,1% im vierten Dezil zu und fällt anschließend stetig auf 2,3% im zehnten Dezil ab. Die relativ niedrige Belastung der Haushalte im ersten Dezil kann durch den dort relativ schwach ausgeprägten Motorisierungsgrad erklärt werden.

### Haushaltsenergie in der kurzen Frist bis 2010

Allgemein weist in den betrachteten Szenarien die Belastung durch Ausgaben für Haushaltenergie einen weitestgehend regressiven Verlauf über die Dezile auf. Tabelle 32 beschreibt die Ausgabensituation für Haushaltenergie in der kurzen Frist für die Jahre 2008 und 2010 für alle Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien sowie im Ausgangsszenario bei erfolgter Mengenreaktion. In diesem Zeitraum konnten die Haushalte, ausgehend von den angepassten Werten aus 2007, allenfalls im Umfang der kurzfristigen, schwächeren Preiselastizität reagieren; eine ausgeprägte Mengenreaktion ist in der kurzen Frist nicht zu erwarten. Im Jahr 2008 führt der kräftige Rohölpreisanstieg der letzten Monate, welcher durch einen annahmegemäß gleichen Preisanstieg in allen Rohölpreisszenarien reflektiert wird, zu einem durchschnittlichen Anstieg der Ausgabenanteile für Haushaltenergie am Nettoeinkommen um 1 Prozentpunkt auf 7,1% gegenüber dem Wert des Vorjahres. Die Werte der Ausgabenanteile im Baseline-Szenario ohne Einbeziehung einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung der fossilen Energieträger nehmen im Jahr 2010 im Vergleich zu den Werten aus 2007 zwar zu, gegenüber den Werten aus 2008 nehmen sie jedoch ab. Letzteres ist angesichts der getroffenen Annahmen zwangsläufig: einem gleich bleibenden Rohölpreis stehen entsprechend konstante Preise für

Haushaltsenergie, aber ein über zwei Jahre gewachsenes und sich daher dämpfend auf die Energieausgaben auswirkendes Realeinkommen gegenüber, so dass die gleich bleibenden Ausgaben für Haushaltsenergie einen geringeren Anteil des verfügbaren Einkommens einnehmen.

Etwas anderes ergibt sich bei Betrachtung des Schock- sowie des Hochpreis-Szenarios, wo der Anstieg des Rohölpreises auf 120 \$/b im Jahr 2008 sowie auf 200 \$/b bzw. 150 \$/b in 2010 mit einer massiven jährlichen Wachstumsrate im Betrachtungszeitraum einhergehen (vgl. dazu bereits Tabelle 29). In beiden Szenarien können der Einkommenszuwachs sowie die Reaktionsmöglichkeiten den rasanten Ausgabenzuwachs nicht kompensieren, so dass gegenüber den Jahren 2007 und 2008 deutliche Steigerungen der Ausgabenanteile zu verzeichnen sind. Im Schock-Szenario beträgt der durchschnittliche Ausgabenanteil nunmehr 8,3%, im Hochpreis-Szenario 7,5%, wobei der Anstieg die untersten vier Dezile mit Werten zwischen 2,8 und 2,5 Prozentpunkten und das oberste Dezil immerhin noch mit 1,3 Prozentpunkten im Schock-Szenario trifft.

Die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung aller fossilen Energieträger in die Betrachtung zieht in der kurzen Frist über sämtliche Szenarien weitere durchschnittliche Anstiege der Ausgabenanteile für Haushaltsenergie zwischen 0,3 bis 0,5 Prozentpunkten - je nachdem, welchen finalen CO<sub>2</sub>-Preis man unterstellt - gegenüber dem entsprechenden reinen Rohölpreisszenario im Jahr 2008 bzw. 2010 nach sich, obwohl der unterstellte CO<sub>2</sub>-Preisanstieg auf 40 bzw. 80 €/t CO<sub>2</sub> in 2030 hier erst zu einem relativ geringen Teil erfolgt ist. Die implizierten weiteren zusätzlichen Veränderungen der relativen Einkommensanteile in den Szenarien sind wiederum dem Umstand geschuldet, dass den Haushalten in der kurzen Frist nur beschränkte Reaktionsmöglichkeiten zur Verfügung stehen und Einkommenszuwächse nur einen leicht dämpfenden Effekt ausüben können. Darüber hinaus verstärkt sich in der kurzen Frist auch die Diskrepanz der Ausgabenanteile zwischen dem ersten und zehnten Dezil in den Szenarien um 0,7 (Szenario B im Jahr 2008) bis 2 Prozentpunkte (Szenario S3 im Jahr 2010) gegenüber 2007, wo sie noch 7,2 Prozentpunkte betrug.

Zusammenfassend erhöhen sich in der kurzen Frist gegenüber dem Jahr 2007 nicht nur die durchschnittlichen Ausgabenanteile um 0,8 bis 2,6 Prozentpunkte, sondern es verstärkt sich auch die Diskrepanz der Ausgabenanteile zwischen dem ersten und zehnten Dezil in den Szenarien um 0,7 bis 2 Prozentpunkte gegenüber 2007. Am stärksten sind die Verteilungswirkungen in den Varianten des Schock- und Hochpreis-Szenarios im Jahr 2010, die damit einen guten Einblick darüber vermitteln, unter



welchen Umständen verteilungspolitisch relevante Verschiebungen diagnostiziert werden können.

Tabelle 32: Kurzfristige Ausgabenanteile für Haushaltenergie am Nettoeinkommen

Ausgabenanteile am Nettoeinkommen für Haushaltenergie in verschiedenen Preisszenarien im Jahr 2008					
Dezile	Ausgangsszenario 2007	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
1	10,5%	11,8%	12,3%	12,4%	12,4%
2	8,2%	9,4%	9,9%	9,9%	10,0%
3	7,1%	8,2%	8,6%	8,6%	8,7%
4	6,4%	7,5%	7,9%	7,9%	8,0%
5	5,9%	6,9%	7,3%	7,3%	7,3%
6	5,5%	6,5%	6,8%	6,8%	6,9%
7	5,0%	6,0%	6,3%	6,3%	6,3%
8	4,8%	5,7%	6,0%	6,0%	6,0%
9	4,2%	5,1%	5,3%	5,3%	5,3%
10	3,3%	3,9%	4,1%	4,1%	4,2%
<i>Mittelwert</i>	<i>6,1%</i>	<i>7,1%</i>	<i>7,5%</i>	<i>7,5%</i>	<i>7,5%</i>

Ausgabenanteile am Nettoeinkommen für Haushaltenergie in verschiedenen Preisszenarien im Jahr 2010					
Baseline-Szenario					
Dezile	Ausgangsszenario 2007	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
1	10,5%	11,5%	12,1%	12,1%	12,3%
2	8,2%	9,2%	9,6%	9,7%	9,8%
3	7,1%	8,0%	8,4%	8,4%	8,6%
4	6,4%	7,3%	7,7%	7,7%	7,9%
5	5,9%	6,8%	7,1%	7,1%	7,2%
6	5,5%	6,3%	6,6%	6,7%	6,8%
7	5,0%	5,8%	6,1%	6,1%	6,2%
8	4,8%	5,5%	5,8%	5,8%	5,9%
9	4,2%	4,9%	5,2%	5,2%	5,3%
10	3,3%	3,8%	4,0%	4,0%	4,1%
<i>Mittelwert</i>	<i>6,1%</i>	<i>6,9%</i>	<i>7,3%</i>	<i>7,3%</i>	<i>7,4%</i>

Schock-Szenario					
Dezile	Ausgangsszenario 2007	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
1	10,5%	13,3%	13,8%	13,9%	14,1%
2	8,2%	10,9%	11,3%	11,3%	11,5%
3	7,1%	9,6%	9,9%	9,9%	10,0%
4	6,4%	8,8%	9,1%	9,2%	9,3%
5	5,9%	8,2%	8,5%	8,5%	8,6%
6	5,5%	7,7%	7,9%	7,9%	8,0%
7	5,0%	7,1%	7,3%	7,4%	7,4%
8	4,8%	6,8%	7,0%	7,0%	7,1%
9	4,2%	6,1%	6,3%	6,3%	6,3%
10	3,3%	4,7%	4,9%	4,9%	4,9%
<i>Mittelwert</i>	<i>6,1%</i>	<i>8,3%</i>	<i>8,6%</i>	<i>8,6%</i>	<i>8,7%</i>

Hochpreis-Szenario					
Dezile	Ausgangsszenario 2007	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
1	10,5%	12,2%	12,8%	12,8%	13,0%
2	8,2%	9,9%	10,3%	10,4%	10,5%
3	7,1%	8,6%	9,0%	9,1%	9,2%
4	6,4%	7,9%	8,3%	8,3%	8,4%
5	5,9%	7,3%	7,6%	7,7%	7,8%
6	5,5%	6,9%	7,2%	7,2%	7,3%
7	5,0%	6,3%	6,6%	6,6%	6,7%
8	4,8%	6,1%	6,3%	6,3%	6,4%
9	4,2%	5,4%	5,6%	5,6%	5,7%
10	3,3%	4,2%	4,4%	4,4%	4,4%
<i>Mittelwert</i>	<i>6,1%</i>	<i>7,5%</i>	<i>7,8%</i>	<i>7,8%</i>	<i>8,0%</i>

Quelle: Eigene Berechnungen.

## Haushaltsenergie in der langen Frist

Tabelle 33 beschreibt die Ausgabensituation im Jahr 2030 für alle Preisszenarien. Im Gegensatz zum Jahr 2010 ist der Rohölpreis im Schock-Szenario nach dem vorübergehenden Anstieg des Rohölpreises 200 \$/b in 2010 auf 100 \$/b gesunken. Die Einkommen sind in der langen Frist weiter gemäß den Annahmen in Kapitel 2.4.3 gewachsen.

Die mengenmäßig stärkeren Reduktionsmöglichkeiten der Haushalte in der langen Frist wurden durch die Verwendung von langfristigen Elastizitäten operationalisiert wodurch die Haushalte jetzt deutlicher auf Preissteigerungen reagieren als in der kurzen Frist. Im Baseline-Szenario hat sich die Verteilungssituation gegenüber dem Jahr 2010 entspannt, da der Rohölpreis bei 120 \$/b verharrt, die Realeinkommen aber ansteigen. Dadurch reduzieren sich die durchschnittlichen Ausgabenanteile am Nettoeinkommen im Jahr 2030 mit durchschnittlich 5,9% sogar unter das Niveau des Ausgangsszenarios im Jahr 2007. Ähnliche Entwicklungen sind für das Schock-Szenario und das Hochpreis-Szenario gegenüber der Situation im Jahr 2010 festzustellen.

Tabelle 33: Anteil der Ausgaben für Haushaltsenergie am Nettoeinkommen in 2030

Ausgabenanteile am Nettoeinkommen für Haushaltsenergie in verschiedenen Preisszenarien im Jahr 2030						
Baseline-Szenario						
Dezile	Ausgangsszenario 2007	Rohölpreisszenario ohne CO2	20 €/t CO2	40 €/t CO2	80 €/t CO2	
1	10,5%	10,3%	10,6%	11,0%	11,5%	
2	8,2%	8,0%	8,3%	8,6%	9,0%	
3	7,1%	6,9%	7,2%	7,4%	7,7%	
4	6,4%	6,3%	6,5%	6,7%	7,0%	
5	5,9%	5,8%	5,9%	6,1%	6,4%	
6	5,5%	5,3%	5,5%	5,6%	5,9%	
7	5,0%	4,9%	5,1%	5,2%	5,4%	
8	4,8%	4,6%	4,8%	4,9%	5,1%	
9	4,2%	4,1%	4,2%	4,3%	4,5%	
10	3,3%	3,2%	3,3%	3,4%	3,5%	
<i>Mittelwert</i>	<i>6,1%</i>	<i>5,9%</i>	<i>6,1%</i>	<i>6,3%</i>	<i>6,6%</i>	
Schock-Szenario						
Dezile	Ausgangsszenario 2007	Rohölpreisszenario ohne CO2	20 €/t CO2	40 €/t CO2	80 €/t CO2	
1	10,5%	9,9%	10,4%	10,7%	11,4%	
2	8,2%	7,8%	8,1%	8,4%	8,8%	
3	7,1%	6,7%	7,0%	7,2%	7,6%	
4	6,4%	6,0%	6,3%	6,5%	6,9%	
5	5,9%	5,5%	5,8%	6,0%	6,3%	
6	5,5%	5,1%	5,3%	5,5%	5,8%	
7	5,0%	4,7%	4,9%	5,1%	5,3%	
8	4,8%	4,4%	4,6%	4,7%	5,0%	
9	4,2%	3,9%	4,0%	4,2%	4,4%	
10	3,3%	3,0%	3,2%	3,3%	3,4%	
<i>Mittelwert</i>	<i>6,1%</i>	<i>5,7%</i>	<i>5,9%</i>	<i>6,2%</i>	<i>6,5%</i>	
Hochpreis-Szenario						
Dezile	Ausgangsszenario 2007	Rohölpreisszenario ohne CO2	20 €/t CO2	40 €/t CO2	80 €/t CO2	
1	10,5%	11,0%	11,2%	11,4%	11,7%	
2	8,2%	8,6%	8,7%	8,8%	8,9%	
3	7,1%	7,4%	7,5%	7,6%	7,7%	
4	6,4%	6,7%	6,8%	6,8%	6,9%	
5	5,9%	6,1%	6,2%	6,3%	6,3%	
6	5,5%	5,6%	5,7%	5,7%	5,8%	
7	5,0%	5,2%	5,2%	5,3%	5,3%	
8	4,8%	4,9%	4,9%	4,9%	4,9%	
9	4,2%	4,3%	4,3%	4,3%	4,3%	
10	3,3%	3,3%	3,4%	3,4%	3,4%	
<i>Mittelwert</i>	<i>6,1%</i>	<i>6,3%</i>	<i>6,4%</i>	<i>6,5%</i>	<i>6,5%</i>	

Quelle: Eigene Berechnungen.

Unter Einbeziehung einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung aller fossilen Energieträger ändert sich das Gesamtbild in den drei gewählten Rohölpreisszenarien im Vergleich zum jeweiligen Szenario ohne CO<sub>2</sub>-Preise in der langen Frist nicht gravierend, da die durch die CO<sub>2</sub>-Bepreisung induzierten durchschnittlichen zusätzlichen Ausgabenanteile in einer Größenordnung von 0,1 bis 0,7 Prozentpunkten liegen: Im Baseline-Szenario reduzieren

sich im Jahr 2030 die durchschnittlichen Ausgabenanteile am Nettoeinkommen je nach CO<sub>2</sub>-Preis um durchschnittlich 1,0 bis 1,2 Prozentpunkte gegenüber den korrespondierenden Situationen im Jahr 2010. Im Schock-Szenario fallen die Rückgänge der Ausgabenanteile sogar um durchschnittlich 2,2 bis 2,7 Prozentpunkte gegenüber der Situation in 2010. Im Hochpreis-Szenario beträgt der durchschnittliche Rückgang der Ausgabenanteile trotz steigender Rohölpreise auch bei Einbeziehung alternativer CO<sub>2</sub>-Preise zwischen 1,3 und 1,5 Prozentpunkte im Jahr 2030 gegenüber der entsprechenden Situation in 2010. Die Polarisierung nimmt in den Szenarien langfristig ab, was an der Entwicklung der durchschnittlichen Spannweite der Ausgabenanteile zwischen dem ersten und zehnten Dezil abgelesen werden kann.<sup>122</sup>

Resümierend lässt sich festhalten, dass sich langfristig in den verschiedenen Szenarien die relative Belastungssituation der Haushalte insgesamt wieder entspannt, so dass im Baseline- sowie im Schock-Szenario im Jahr 2030 sogar die relative Belastung unter das Niveau von 2007 sinkt; nur bei kräftigen Anstiegen des CO<sub>2</sub>-Preises auf mindestens 40 bzw. 80 €/t CO<sub>2</sub> liegt das relative Belastungsniveau leicht über dem aus 2007. Im Hochpreis-Szenario liegt es in Gänze über dem Niveau von 2007. Die Polarisierung hat sich langfristig gegenüber der kurzen Frist wieder deutlich verringert.

### **Verteilungsergebnisse bei den Kraftstoffausgaben**

Mobilität spielt für die Haushalte eine wichtige Rolle, so dass den Auswirkungen sich ändernder Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preise auf Kraftstoffe eine hohe Bedeutung zukommt. Daher werden die Verteilungswirkungen der Kraftstoffausgaben hier gesondert analysiert.

Während die Belastung durch Ausgaben für Haushaltsenergie einen regressiven Verlauf aufweist, bieten die Ausgaben für Kraftstoffe ein anderes Bild. Bereits in Kapitel 2.2.5 wurde thematisiert, dass in diesem Bereich ein weitestgehend proportionaler Belastungsverlauf auftritt. Dies ändert sich auch in den vorliegend durchgeführten Simulationen nicht grundlegend: Der Rohölpreisanstieg in den Szenarien führt im Jahr 2008 zu einem Anstieg der durchschnittlichen Kraftstoffaufwendungen auf 4,2% sowie im Jahr 2010 zu einem Anstieg auf Werte zwischen 4,1% (Szenario B) und 4,9% (Szenario S). Nach Einbeziehung alternativer CO<sub>2</sub>-Preise erhöhen sich die durchschnittlichen Ausgabenanteile im Vergleich zum reinen Rohölpreisszenario um 0,1

---

<sup>122</sup> Die Tabelle mit den Verteilungswirkungen für das Jahr 2020 findet sich im Anhang zu Kapitel 2.5.2 (Tabelle 1).

Prozentpunkte. Die Diskrepanz der Ausgabenanteile zwischen dem ersten und zehnten Dezil erhöht sich in den Szenarien bis 2010 um maximal 0,5 Prozentpunkte (Schock-Szenarien im Jahr 2010) gegenüber 2007, wo sie noch 1,5 Prozentpunkte betrug.

Analog zur Haushaltsenergie hat sich bei den Kraftstoffen die Lage in den Szenarien bis 2030 wieder entspannt, da die durchschnittlichen Ausgabenanteile für Kraftstoffe - selbst bei Einbeziehung alternativer CO<sub>2</sub>-Preise - zwischen 2020 und 2030 wieder Werte zwischen 3,4% und 3,7% annehmen und damit auf das Niveau der Ausgangssituation im Jahr 2007 absinken. Grund hierfür ist wieder die bereits beschriebene Einkommensentwicklung sowie die Reaktions- und Ausweichmöglichkeiten der Haushalte in der langen Frist. Die maximale Belastung tritt jeweils in den mittleren Einkommensdezilen, insbesondere im zweiten bis vierten Dezil auf.<sup>123</sup>

Festzuhalten bleibt, dass die Belastung durch Kraftstoffausgaben über die Dezile weitestgehend proportional verläuft und insbesondere in der kurzen Frist mit einer Erhöhung der durchschnittlichen Ausgabenanteile von 0,5 bis 1,3 Prozentpunkten gegenüber dem Ausgangswert des Jahres 2007 verbunden ist; die durchschnittliche Spannweite der Ausgabenanteile erhöht sich in der kurzen Frist um maximal 0,5 Prozentpunkte gegenüber 2007. Langfristig entspannt sich die Situation in den Szenarien und die durchschnittlichen Ausgabenanteile sinken in den Schock- und Hochpreis-Szenarien des Jahres 2030 teilweise sogar deutlich unter das Ausgangsniveau des Jahres 2007.

### **Verteilungsergebnisse für die einzelnen Haushaltsenergieträger**

Nachfolgend werden die Verteilungsergebnisse hinsichtlich der Ausgabenanteile am Haushaltsnettoeinkommen sowie an den Haushaltsenergieausgaben für die Energieträger Strom, Gas, leichtes Heizöl, Fernwärme und sonstige Energieträger in verschiedenen Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien im Betrachtungszeitraum 2008 bis 2030 dargestellt, um etwaige Verschiebungen der Ausgabenanteile zwischen den einzelnen Energieträgern zu analysieren und festzustellen, welche Bedeutung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung bei steigenden Rohölpreisen zukommt. Die Haushaltsenergieausgaben setzen sich in den einzelnen Szenarien aus der Summe der Ausgaben für die soeben genannten einzelnen Energieträger des jeweiligen Szenarios zusammen.

---

<sup>123</sup> In den Die Tabellen zu den Verteilungswirkungen für Kraftstoffe finden sich im Anhang zu Kapitel 2.5.2 (Tabellen 2 bis 4).

Die Belastung durch Ausgaben für einzelne Haushaltsenergieträger weist mit Ausnahme von Heizöl einen regressiven Verlauf auf; bei Heizöl wurde ein weitestgehend proportionaler Belastungsverlauf festgestellt. Der Rohölpreisanstieg in den berechneten Szenarien führt bis zum Jahr 2010 bei den einzelnen Energieträgern zu unterschiedlich starken Anstiegen der Ausgaben am Nettoeinkommen: Die maximalen Anstiege gegenüber dem Jahr 2007 bei allen Energieträgern jeweils in den Schock-Szenarien (S bis S3) des Jahres 2010 auf; während sie bei Heizöl 0,7 Prozentpunkte, bei Gas 1 Prozentpunkt und bei Fernwärme 0,5 Prozentpunkte betragen, weisen sie bei Strom lediglich einen Maximalen Anstieg um 0,4 Prozentpunkte auf. Die durchschnittliche Spannweite der Ausgabenanteile über die Dezile vergrößert sich in den Schock-Szenarien des Jahres 2010 bei Strom maximal um 0,7 Prozentpunkte auf 4,3 Prozentpunkte, bei Gas um 0,4 Prozentpunkte auf 1 Prozentpunkt, bei Heizöl um 0,6 Prozentpunkte auf 1,1 Prozentpunkte sowie bei Fernwärme um 1,1 Prozentpunkte auf 4,2 Prozentpunkte. Bis 2030 entspannt sich die Ausgabensituation wieder. Die Ausgabenanteile am Nettoeinkommen für Strom sinken in 2030 in nahezu allen Szenarien unter das Niveau von 2007; bei Gas und Heizöl gehen sie in etwa auf das Niveau von 2007 zurück, während die Ausgabenanteile für Fernwärme in 2030 deutlich über den Werten des Jahres 2007 liegen.<sup>124</sup>

Verschiebungen der Ausgabenanteile zwischen den einzelnen Energieträgern lassen sich noch deutlicher durch Betrachtung ihrer durchschnittlichen Anteile an den Haushaltsenergieausgaben in den einzelnen Szenarien aufzeigen, wie es in zusammengefasster Form in Tabelle 34 getan wurde.

Bei Strom ist insbesondere im Schock-Szenario im Jahr 2010 eine Reduktion der Ausgabenanteile um 2 Prozentpunkte gegenüber dem Jahr 2008 auf 35,5% (ohne Einbeziehung von CO<sub>2</sub>-Preisen) bzw. um bis zu 4,7 Prozentpunkte gegenüber 2007 zu verzeichnen, was offenbar dem Umstand relativ schwächer ansteigender Strompreise gegenüber den Preisanstiegen bei den übrigen Energieträgern geschuldet ist. In der langen Frist nähern sich die Anteilswerte allerdings wieder den Werten des Jahres 2008 oder übersteigen diese sogar wie etwa im Hochpreis-Szenario im Jahr 2030. Grund hierfür sind wiederum die bereits beschriebenen langfristigen Reaktions- und Ausweichmöglichkeiten der Haushalte - widergespiegelt durch die gewählten Preis- und Einkommenselastizitäten - sowie die steigenden Haushaltseinkommen. Bei Gas ist im

---

<sup>124</sup> Eine Tabelle mit den durchschnittlichen Ausgabenanteilen der einzelnen Energieträger am Nettoeinkommen findet sich im Anhang zu Kapitel 2.5.2 (Tabelle 5). Auf eine Auflistung der Ausgabenanteile der jeweiligen Energieträger am Nettoeinkommen nach Dezilen im Anhang wurde verzichtet.

Vergleich zu Strom in der kurzen Frist bis 2010 eine gegenläufige Entwicklung der Ausgabenanteile zu verzeichnen, die maximal um 1,5 Prozentpunkte auf 22,3% im Schock-Szenario ansteigen. Langfristig gehen die Ausgabenanteile bei Gas hingegen wieder erheblich zurück und sinken sogar unter den Ausgabenanteil des Jahres 2008.

Tabelle 34: Anteile an den Haushaltsenergieausgaben nach Energieträgern bis 2010

Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2008					
Energieträger	Anteile 2007	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
Strom	40,2%	37,6%	37,7%	37,7%	37,7%
Gas	19,2%	20,8%	20,8%	20,8%	20,7%
leichtes Heizöl	16,2%	16,7%	16,7%	16,7%	16,7%
Fernwärme	23,4%	23,7%	23,6%	23,6%	23,6%
Sonstige	1,0%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%
Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2010					
Energieträger	Anteile 2007	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
Baseline-Szenario					
Strom	40,2%	37,4%	37,5%	37,6%	37,6%
Gas	19,2%	20,8%	20,8%	20,7%	20,7%
leichtes Heizöl	16,2%	16,7%	16,7%	16,7%	16,7%
Fernwärme	23,4%	23,9%	23,8%	23,8%	23,8%
Sonstige	1,0%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%
Schock-Szenario					
Strom	40,2%	35,5%	35,8%	35,8%	36,0%
Gas	19,2%	22,3%	22,2%	22,1%	22,1%
leichtes Heizöl	16,2%	17,1%	17,0%	17,0%	17,0%
Fernwärme	23,4%	24,0%	23,9%	23,9%	23,9%
Sonstige	1,0%	1,1%	1,1%	1,1%	1,1%
Hochpreis-Szenario					
Strom	40,2%	36,5%	36,7%	36,7%	36,8%
Gas	19,2%	21,5%	21,4%	21,4%	21,3%
leichtes Heizöl	16,2%	16,9%	16,9%	16,9%	16,9%
Fernwärme	23,4%	23,9%	23,9%	23,9%	23,8%
Sonstige	1,0%	1,2%	1,2%	1,2%	1,2%

Quelle: Eigene Berechnungen.

Auffallend sind die unterschiedlichen Auswirkungen der Einbeziehung alternativer CO<sub>2</sub>-Preise auf die Ausgabenanteile bei Strom und Gas: Bei Strom führen die CO<sub>2</sub>-Preise über den Untersuchungszeitraum in allen Szenarien insbesondere langfristig zu deutlich zunehmenden Ausgabenanteilen an den Haushaltsenergieausgaben, beispielsweise im Hochpreis-Szenario in 2030 zu einem zusätzlichen Anstiegen des durchschnittlichen Ausgabenanteils im Vergleich zum Szenario H im gleichen Jahr um Werte zwischen 0,7 Prozentpunkten (Szenario H1) und 3,3 Prozentpunkten (Szenario H3). Bei Gas dagegen ist die Entwicklung umgekehrt und die CO<sub>2</sub>-Preise bewirken in allen Szenarien gegenüber den reinen Rohölpreisszenarien ohne CO<sub>2</sub> einen leichten Rückgang der durchschnittlichen Ausgabenanteile, der sich im Zeitverlauf verstärkt und im Szenario H3 in 2030 um 1,3 Prozentpunkte gegenüber dem Szenario H auf durchschnittlich 19,0% sinkt. Diese unterschiedliche Entwicklung ist auf die unterschiedliche CO<sub>2</sub>-Intensität von Strom und Gas zurückzuführen, die bewirkt, dass die CO<sub>2</sub>-Preisbelastung von Strom

erheblich höher je konsumierter Mengeneinheit ins Gewicht fällt als bei Gas; dies reflektiert sich auch in den Ausgabenanteilen, die Haushalte für die einzelnen Energieträger aufzuwenden haben. Eine zum Gas ähnliche Entwicklung ist für Heizöl zu verzeichnen, wo die durchschnittlichen Ausgabenanteile kurzfristig gegenüber 2008 ohne Berücksichtigung von CO<sub>2</sub>-Preisen ansteigen, aber bei Einbeziehung von CO<sub>2</sub>-Preisen geringfügig zurückgehen. Langfristig sind diese Rückgänge unter Einbeziehung alternativer CO<sub>2</sub>-Preise etwas stärker ausgeprägt, was ebenfalls auf die vergleichsweise geringe CO<sub>2</sub>-Intensität von leichtem Heizöl zurückzuführen ist. Bei Fernwärme führen die unterschiedlichen Rohölpreisszenarien kurzfristig und - anders als bei den bisher beschriebenen Energieträgern - langfristig zu steigenden Ausgabenanteilen an den Haushaltsenergieausgaben. Dies ist offenbar einerseits auf die relativ stark ausgeprägte Einkommenselastizität dieses Energieträgers sowie andererseits auf den Umstand zurückzuführen, dass Fernwärme ein relativ teurer Energieträger ist.<sup>125</sup>

Tabelle 35: Anteile an den Haushaltsenergieausgaben nach Energieträgern in 2030

Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2030					
Energieträger	Anteile 2007	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>Baseline-Szenario</b>					
Strom	40,2%	36,4%	36,7%	37,1%	37,8%
Gas	19,2%	20,3%	20,1%	20,0%	19,6%
leichtes Heizöl	16,2%	16,3%	16,3%	16,2%	16,1%
Fernwärme	23,4%	25,7%	25,6%	25,6%	25,3%
Sonstige	1,0%	1,2%	1,2%	1,2%	1,1%
<b>Schock-Szenario</b>					
Strom	40,2%	36,8%	37,0%	37,2%	37,8%
Gas	19,2%	20,1%	19,9%	19,8%	19,5%
leichtes Heizöl	16,2%	16,2%	16,2%	16,2%	16,1%
Fernwärme	23,4%	25,6%	25,6%	25,6%	25,4%
Sonstige	1,0%	1,2%	1,2%	1,2%	1,1%
<b>Hochpreis-Szenario</b>					
Strom	40,2%	36,7%	37,4%	38,1%	40,0%
Gas	19,2%	20,3%	19,9%	19,6%	19,0%
leichtes Heizöl	16,2%	16,2%	16,0%	15,9%	15,6%
Fernwärme	23,4%	25,9%	25,8%	25,6%	25,3%
Sonstige	1,0%	1,0%	0,9%	0,7%	0,1%

Quelle: Eigene Berechnungen.

Zusammenfassend lassen sich in den Szenarien Verschiebungen der Ausgabenanteile zwischen den einzelnen Energieträgern anhand der Entwicklung ihrer durchschnittlichen Anteile an den Haushaltsenergieausgaben verdeutlichen. Kurzfristig tritt der Rückgang der Ausgabenanteile bei Strom deutlich hervor, während die Ausgabenanteile

<sup>125</sup> Die Ausgabenanteile an den Haushaltsenergieausgaben für das Jahr 2020 findet sich im Anhang zu Kapitel 2.5.2 in Tabelle 6; auf eine Auflistung der Ausgabenanteile an den Haushaltsenergieausgaben nach einzelnen Energieträgern in Einkommensdezilen wurde hingegen verzichtet.

der anderen Energieträger bis 2010 moderat zunehmen. Die Strompreise steigen im Vergleich zu den übrigen Energieträgern weniger stark an. Langfristig nähern sich in den Szenarien die Ausgabenanteile von Gas und leichtem Heizöl weitestgehend wieder den Werten aus 2007 an, wohingegen die Anteilswerte bei Strom zumeist deutlich unter und bei Fernwärme deutlich über dem entsprechenden Anteilswert von 2007 liegen. Auf die Einbeziehung von CO<sub>2</sub>-Preisen reagieren die Ausgaben für Energieträger höchst unterschiedlich. Bei Strom führen sie insbesondere langfristig zu deutlich zunehmenden Ausgabenanteilen im Vergleich zur Situation ohne CO<sub>2</sub>-Preise, was auf die relativ hohe CO<sub>2</sub>-Intensität von Strom zurückzuführen ist; dagegen nehmen bei Gas (und in abgeschwächter Form auch bei leichtem Heizöl und Fernwärme) die Ausgabenanteile ab. Besonders stark sind die CO<sub>2</sub>-Preiseffekte in den Hochpreisszenarien des Jahres 2030 ausgeprägt.

### **Zwischenfazit**

In diesem Unterkapitel wurden die durch das Zusammenwirken verschiedener Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preise verursachten Verteilungswirkungen durch Berechnung von Ausgabenanteilen für Haushaltsenergie insgesamt sowie für einzelne Energieträger am Haushaltsnettoeinkommen in den modellierten Preisszenarien berechnet. Dies führte zu folgenden wesentlichen Ergebnissen:

Kurzfristig erhöhen sich im Bereich der Haushaltsenergie in den Szenarien nicht nur die durchschnittlichen Ausgabenanteile, sondern es verstärkt sich (vorübergehend) auch die Diskrepanz der Ausgabenanteile. Die stärksten Verteilungswirkungen ergeben sich in den Schock- und Hochpreis-Szenarien im Jahr 2010. Im Jahr 2030 entspannt sich die Belastungssituation gegenüber 2010 insgesamt wieder: Teilweise sinkt die relative Belastung sogar unter das Niveau von 2007; nur bei kräftigen Anstiegen des CO<sub>2</sub>-Preises sowie in den Hochpreis-Szenarien liegt das Belastungsniveau über dem aus 2007.

Die Belastung durch Kraftstoffausgaben verläuft über die Dezile weitestgehend proportional und zieht in den Szenarien bis 2010 neben einer Erhöhung der durchschnittlichen Ausgabenanteile auch eine kurzfristige Erhöhung in der Spannweite der Ausgabenanteile nach sich. Langfristig entspannt sich in den Szenarien die Situation wieder und die durchschnittlichen Ausgabenanteile sinken in den Schock- und Hochpreis-Szenarien des Jahres 2030 zum Teil deutlich unter das Ausgangsniveau des Jahres 2007.



Verschiebungen der Ausgabenanteile zwischen den einzelnen Energieträgern in den Szenarien treten durch Betrachtung ihrer durchschnittlichen Anteile an den Haushaltsenergieausgaben deutlicher hervor. In der kurzen Frist reduzieren sich in den Szenarien die Ausgabenanteile bei Strom gegenüber dem Jahr 2007 erheblich, während die Ausgabenanteile der anderen Energieträger moderat zunehmen; dies liegt daran, dass die Strompreise im Vergleich zu den übrigen Energieträgern weniger stark ansteigen. Im Jahr 2030 haben sich die Ausgabenanteile von Gas und leichtem Heizöl weitestgehend wieder den Ausgangswerten aus 2007 angenähert; die Anteilswerte bei Strom liegen meist deutlich unter und bei Fernwärme deutlich über dem jeweiligen Wert von 2007. Die Einbeziehung von CO<sub>2</sub>-Preisen führt bei Strom aufgrund der hohen CO<sub>2</sub>-Intensität insbesondere langfristig zu deutlich zunehmenden Ausgabenanteilen im Vergleich zur Situation ohne CO<sub>2</sub>-Preise; dagegen nehmen bei Gas (und abgeschwächt auch bei leichtem Heizöl und Fernwärme) die Ausgabenanteile ab. Besonders stark sind die CO<sub>2</sub>-Preiseffekte in den Hochpreisszenarien des Jahres 2030 ausgeprägt.

Ceteris paribus können steigende Energieträgerpreise langfristig zu erheblichen Mengeneinschränkungen führen, während die langfristig gestiegenen Einkommen wiederum den Konsum verstärken, gleichzeitig aber auch einen Rückgang der relativen Belastungen bedingen.

### **2.5.3 Verteilungswirkungen in ausgewählten Haushaltstypen**

Die Verteilungswirkungen bei verschiedenen Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien müssen nicht für alle Haushaltstypen gleich sein, sondern können bestimmte Haushaltsgruppen vergleichsweise stärker oder schwächer belasten. In diesem Kapitel werden die Verteilungswirkungen bei den ausgewählten Haushaltstypen Familien, Rentner/Pensionäre, Alleinstehende sowie Alleinerziehende präsentiert, um identifizieren zu können, welcher der genannten Haushaltstypen durch steigende Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preise stärker im Vergleich zur Gesamtheit aller Haushalte belastet wird.

Obwohl die in den Berechnungen verwendeten äquivalenzgewichteten Einkommen bereits economies of scale in den Kosten der Haushaltsführung reflektieren, lassen sich für Familien in den einzelnen Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien im Durchschnitt zwischen 1,1 und 1,4 Prozentpunkte geringere Ausgabenanteile für Haushaltsenergie feststellen als dies bei allen betrachteten Haushalten insgesamt der Fall ist. Auch die Diskrepanz der Ausgabenanteile zwischen dem ersten und zehnten Dezil in den Szenarien beträgt in der kurzen Frist lediglich zwischen 4,2 und 4,7 Prozentpunkten und damit zwar um 0,1

bis 0,6 Prozentpunkte höher als im Jahr 2007, aber um 3 bis 4,5 Prozentpunkte unter der Diskrepanz, wie sie für alle betrachteten Haushalte in diesem Zeitraum zu beobachten war (vgl. dazu bereits Kapitel 2.5.2). Dies könnte darauf zurückzuführen sein, dass bei Familien noch weitere economies of scale in den Kosten der Haushaltsführung realisiert werden, die in den äquivalenzgewichteten Haushaltseinkommen auf Basis der verwendeten OECD-Skala nicht abgebildet werden können, oder sich unter diesen Haushalten vergleichsweise mehr Doppelverdiener als im Haushaltsdurchschnitt befinden oder die Haushalte sensibler auf Energieeinsparmöglichkeiten (Wärmedämmung der Wohnung etc.) reagieren.

Dagegen verwenden Rentnerhaushalte zwischen 0,3 und 1,0 Prozentpunkten mehr Ausgabenanteile ihres Nettoeinkommens für Haushaltsenergieträger, wobei diese Abweichung im Vergleich zu den Ausgabenanteilen aller Haushalte kurzfristig sehr stark, in der langen Frist aber in allen Szenarien nur noch relativ gering ausgeprägt ist. Dies könnte darauf zurückzuführen sein, dass die Einkommen dieser Haushalte weniger stark wachsen als die Durchschnittseinkommen und/oder die Rentnerhaushalte Energieeinsparmöglichkeiten weniger stark ausnutzen können oder wollen. Die Diskrepanz der Ausgabenanteile zwischen dem ersten und zehnten Dezil in den Szenarien beträgt in der kurzen Frist zwischen 6,6 und 7,8 Prozentpunkte und liegt damit zwar um 0,5 bis 1,7 Prozentpunkte höher als im Jahr 2007, aber um rund 1,4 Prozentpunkte unter der Diskrepanz, wie sie für alle betrachteten Haushalte in diesem Zeitraum zu beobachten war. Langfristig nimmt die Diskrepanz zwischen dem ersten und zehnten Dezil gegenüber der kurzen Frist in allen Szenarien deutlich ab.

Alleinstehende sowie Alleinerziehende wenden dagegen im durchschnitt lediglich zwischen 0,2 und 0,5 Prozentpunkte der Ausgabenanteile am Nettoeinkommen mehr für Haushaltsenergie auf als die Allgemeinheit der Haushalte.<sup>126</sup> Bei Alleinstehenden beträgt die Diskrepanz der Ausgabenanteile zwischen dem ersten und zehnten Dezil in den Szenarien in der kurzen Frist zwischen 8 und 9,6 Prozentpunkte und liegt damit um 0,4 bis 2 Prozentpunkte höher als im Jahr 2007 sowie um Werte zwischen 0,4 und 0,6 Prozentpunkte über den Werten aller betrachteten Haushalte in diesem Zeitraum. Bei Alleinerziehenden beträgt die Diskrepanz der Ausgabenanteile in den Szenarien bis 2010 zwischen 7,1 und 8,6 Prozentpunkte und damit um 0,4 bis 1,9 Prozentpunkte höher als im Jahr 2007 sowie um Werte zwischen 0,1 und 0,6 Prozentpunkte unter den Werten

---

<sup>126</sup> Auf die Auflistung der ausführlichen Tabellen nach Dezilen mit den dazugehörigen Verteilungswirkungen für die einzelnen Haushaltstypen im Anhang wurde verzichtet.

aller betrachteten Haushalte in diesem Zeitraum. Langfristig nimmt die Diskrepanz der Ausgabenanteile für beide Haushaltstypen gegenüber der kurzen Frist deutlich ab.

Zusammengefasst ist die Belastungsintensität im Rahmen verschiedener Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien bei Familien weniger stark ausgeprägt als dies bei allen betrachteten Haushalten insgesamt der Fall ist; dies äußert sich auch in einer wesentlich geringeren Diskrepanz der Ausgabenanteile zwischen dem ersten und zehnten Dezil im Vergleich zu allen betrachteten Haushalten. Bei Rentnern ist es umgekehrt, wobei die höhere Belastungsintensität vor allem in der kurzen Frist auftritt; die Diskrepanz der Ausgabenanteile ist dagegen schwächer ausgebildet. Bei Alleinstehenden sowie bei Alleinerziehenden ist die Belastungsintensität im Vergleich zu allen betrachteten Haushalten nur geringfügig stärker ausgeprägt.

Tabelle 36: Ausgabenanteile für Haushaltsenergie bei Familien in den Szenarien

	2007	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>2008</b>					
alle Szenarien	5,0%	5,9%	6,2%	6,2%	6,3%
<b>2010</b>					
Baseline – Szenario	5,0%	5,8%	6,1%	6,1%	6,2%
Schock – Szenario	5,0%	7,0%	7,2%	7,2%	7,3%
Hochpreis – Szenario	5,0%	6,3%	6,5%	6,6%	6,7%
<b>2020</b>					
Baseline – Szenario	5,0%	5,2%	5,3%	5,4%	5,6%
Schock – Szenario	5,0%	5,0%	5,2%	5,3%	5,5%
Hochpreis – Szenario	5,0%	5,5%	5,6%	5,6%	5,7%
<b>2030</b>					
Baseline – Szenario	5,0%	4,9%	5,0%	5,2%	5,4%
Schock – Szenario	5,0%	4,7%	4,9%	5,0%	5,3%
Hochpreis – Szenario	5,0%	5,1%	5,2%	5,2%	5,3%

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 37: Ausgabenanteile für Haushaltsenergie bei Rentnern in den Szenarien

	2007	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>2008</b>					
alle Szenarien	6,6%	7,8%	8,2%	8,2%	8,3%
<b>2010</b>					
Baseline – Szenario	6,6%	7,6%	8,0%	8,0%	8,2%
Schock – Szenario	6,6%	9,3%	9,6%	9,6%	9,7%
Hochpreis – Szenario	6,6%	8,3%	8,6%	8,7%	8,8%
<b>2020</b>					
Baseline – Szenario	6,6%	6,8%	7,0%	7,1%	7,3%
Schock – Szenario	6,6%	6,5%	6,8%	6,9%	7,2%
Hochpreis – Szenario	6,6%	7,2%	7,3%	7,3%	7,4%
<b>2030</b>					
Baseline – Szenario	6,6%	6,4%	6,6%	6,8%	7,1%
Schock – Szenario	6,6%	6,1%	6,4%	6,6%	7,0%
Hochpreis – Szenario	6,6%	6,7%	6,8%	6,8%	6,8%

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 38: Ausgabenanteile für Haushaltenergie bei Alleinstehenden in den Szenarien

	2007	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>2008</b>					
alle Szenarien	6,4%	7,4%	7,8%	7,8%	7,9%
<b>2010</b>					
Baseline – Szenario	6,4%	7,2%	7,6%	7,6%	7,8%
Schock – Szenario	6,4%	8,6%	9,0%	9,0%	9,1%
Hochpreis – Szenario	6,4%	7,8%	8,2%	8,2%	8,3%
<b>2020</b>					
Baseline – Szenario	6,4%	6,6%	6,9%	7,0%	7,2%
Schock – Szenario	6,4%	6,4%	6,7%	6,8%	7,1%
Hochpreis – Szenario	6,4%	7,1%	7,2%	7,3%	7,4%
<b>2030</b>					
Baseline – Szenario	6,4%	6,3%	6,5%	6,7%	7,1%
Schock – Szenario	6,4%	6,1%	6,3%	6,6%	6,9%
Hochpreis – Szenario	6,4%	6,8%	6,9%	6,9%	7,0%

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 39: Ausgabenanteile für Haushaltenergie bei Alleinerziehenden in den Szenarien

	2007	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>2008</b>					
	6,3%	7,3%	7,7%	7,7%	7,7%
<b>2010</b>					
Baseline – Szenario	6,3%	7,1%	7,5%	7,5%	7,6%
Schock – Szenario	6,3%	8,5%	8,8%	8,8%	8,9%
Hochpreis – Szenario	6,3%	7,7%	8,0%	8,0%	8,2%
<b>2020</b>					
Baseline – Szenario	6,3%	6,5%	6,7%	6,8%	7,1%
Schock – Szenario	6,3%	6,3%	6,5%	6,7%	6,9%
Hochpreis – Szenario	6,3%	6,9%	7,1%	7,1%	7,3%
<b>2030</b>					
Baseline – Szenario	6,3%	6,2%	6,4%	6,6%	6,9%
Schock – Szenario	6,3%	6,0%	6,2%	6,4%	6,8%
Hochpreis – Szenario	6,3%	6,6%	6,7%	6,8%	6,9%

Quelle: Eigene Berechnungen.

## 2.5.4 Mengeneffekte

Nachdem in den vorangegangenen Unterkapiteln Verteilungseffekte der Energieausgaben präsentiert wurden, konzentriert sich die Betrachtung in diesem Unterkapitel auf die sich in den verschiedenen Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien ereignenden Mengeneffekte sowie die daraus resultierenden Nutzungsverschiebungen zwischen den Energieträgern. Hieraus kann abgelesen werden, zu welchen Mengenreduktionen steigende Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preise in den betrachteten Szenarien führen und wie sich hierdurch die Zusammensetzung des Energieträgermix im Haushaltssektor verändert. Zuerst werden daher die Veränderungen der absoluten Jahresverbrauchsmengen der einzelnen Energieträger in den jeweiligen Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien untersucht. Bei der Identifikation von Mengenveränderungen besitzen jedoch absolute Werte nur eine

begrenzte Aussagekraft, so dass auch die relativen Mengenverschiebungen untersucht wurden, um präzisere Aussagen über etwaige Verhaltensänderungen treffen zu können.

### **Absolute Veränderungen der verbrauchten Energieträgermengen**

Durch das in Unterkapitel 2.4.5 vorgestellte Mengenmodul wurden die Verbrauchsmengen der Energieträger in den einzelnen Szenarien bestimmt. Cum grano salis verhalten sich in den modellierten Szenarien die diagnostizierten absoluten Mengenreaktionen spiegelbildlich zu den bereits erläuterten Ausgabeneffekten. Gegenüber dem Ausgangsjahr 2007 geht im Jahr 2008 der gesamte jährliche Energieträgerverbrauch der Haushalte um knapp 200 PJ zurück. Die Einbeziehung von CO<sub>2</sub>-Preisen führt zu weiteren jährlichen Mengenreduktionen von rund 40 PJ, wobei die Unterschiede hinsichtlich einer noch weiteren Mengenreduktion zwischen den einzelnen CO<sub>2</sub>-Preisszenarien in diesem Jahr noch sehr gering ausgeprägt sind, da der vorgegebene CO<sub>2</sub>-Preisanstieg sich in diesem ersten Jahr der CO<sub>2</sub>-Bepreisung noch kaum auswirken kann.<sup>127</sup>

Im Jahr 2010 hingegen führen Schock- bzw. Hochpreis-Szenario zu Mengenreduktionen von rund 303 PJ bzw. 94 PJ gegenüber der Situation im Jahr 2008, während im Baseline-Szenario ein Verbrauchsmengenanstieg von 34 PJ zu verzeichnen ist. Nunmehr wirken sich auch die CO<sub>2</sub>-Preisszenarien ungleich stärker aus und bewirken in den Szenarien - je nach CO<sub>2</sub>-Preis - einen zusätzlichen Mengenrückgang von knapp 42 bis 60 PJ gegenüber den betreffenden Szenarien ohne CO<sub>2</sub>-Preis. Bei den einzelnen Energieträgern fallen die Mengenreduktionen bei Strom - auch unter Berücksichtigung von CO<sub>2</sub>-Preisen - gegenüber dem Jahr 2007 äußerst gering aus, wohingegen bei Kraftstoffen, Gas und leichtem Heizöl insbesondere im Schock-Szenario selbst ohne die Berücksichtigung von CO<sub>2</sub>-Preisen bereits Mengenrückgänge von 63 bis 106 PJ gegenüber dem Jahr 2008 bzw. 102 bis 172 PJ gegenüber dem Jahr 2007 zu verzeichnen sind.

Im Jahr 2030 übersteigen die Verbrauchsmengen im Rohölpreisszenario ohne CO<sub>2</sub>-Preis in Bezug auf die meisten einzelnen Energieträger sowie auch insgesamt wieder die Ausgangsmengenwerte des Jahres 2007; im Hochpreis-Szenario hingegen nehmen die Verbrauchsmengen weiter ab. Allerdings entfalten nunmehr die CO<sub>2</sub>-Preise ihre volle

---

<sup>127</sup> Eine ausführliche Zusammenstellung der absoluten Mengenveränderungen nach den einzelnen Energieträgern findet sich im Anhang zu Kapitel 2.5.4 (Tabelle 7 und 8).

Wirkung: Sie bewirken, dass sich im Schock- sowie im Baseline-Szenario kumulierte Mengenreduktionen von 125 bis 500 PJ im Vergleich zum reinen Rohölpreisszenario in 2030 ereignen. Trotzdem sinken nur im Schock-Szenario bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von 80 €/t CO<sub>2</sub> die summierten Energieträgermengen (nicht aber die Mengen aller einzelnen Energieträger) unter das Mengenniveau des Jahres 2007, welches seinerzeit 4.095 PJ betrug; in den übrigen Fällen der Baseline- und Schock-Szenarien des Jahres 2030 liegen die Verbrauchsmengen trotz Einbeziehung von CO<sub>2</sub>-Preisen über den Mengewerten von 2007. Dagegen werden im Hochpreis-Szenario die kumulierten Verbrauchsmengen des Jahres 2007 bereits im reinen Rohölpreisszenario um rund 840 PJ unterschritten.

Zusammengefasst weisen in den verschiedenen Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien die Energieträger Kraftstoffe, leichtes Heizöl und Gas die größten Schwankungen bei den Jahresverbrauchsmengen auf, Strom hingegen die geringsten, was vorwiegend auf die Höhe der verwendeten energieträgerspezifischen Einkommens- und Preiselastizitäten zurückzuführen sein dürfte. Kurzfristig sind in allen Szenarien die absoluten Verbrauchsmengen bei Strom nahezu unverändert, bei den übrigen Energieträgern schwach rückläufig; nur in den Schock- und Hochpreisszenarien in 2010 fallen die Mengenreduktionen deutlicher aus, insbesondere für Kraftstoffe, Gas und Heizöl. Im Jahr 2030 sind die Verbrauchsmengen im Hochpreisszenario für die Energieträger (mit Ausnahme von Strom und Fernwärme) gegenüber dem Jahr 2010 weiter rückläufig; dagegen haben sich in allen Baseline- und Schock-Szenarien die Verbrauchsmengen für Kraftstoffe und Strom (teilweise auch für Gas) im Vergleich zu 2007 erhöht, nicht aber bei leichtem Heizöl.

Tabelle 40: Kumulierte Energieträgermengen (mit Kraftstoffen) in PJ

	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
2007 (Ausgangssituation)				
Summe	4.095,98			
2008				
Baseline-Szenario	3.902,68	3.862,53	3.861,21	3.857,32
Schock-Szenario	3.903,69	3.862,53	3.861,21	3.856,35
Hochpreis-Szenario	3.903,69	3.862,53	3.861,21	3.856,35
2010				
Baseline-Szenario	3.936,22	3.894,64	3.890,48	3.875,92
Schock-Szenario	3.599,41	3.557,82	3.553,67	3.539,11
Hochpreis-Szenario	3.809,92	3.768,33	3.764,17	3.749,62
2020				
Baseline-Szenario	3.945,00	3.829,76	3.772,15	3.633,87
Schock-Szenario	4.181,26	4.066,03	4.008,41	3.870,13
Hochpreis-Szenario	3.236,20	3.120,97	3.063,35	2.925,07
2030				
Baseline-Szenario	4.275,02	4.149,97	4.024,91	3.774,79
Schock-Szenario	4.530,44	4.405,39	4.280,33	4.030,21
Hochpreis-Szenario	3.253,34	3.128,29	3.003,23	2.753,11

Quelle: Eigene Berechnungen.

### Relative Veränderungen der verbrauchten Energieträgermengen

Bei Betrachtung der Mengenverschiebungen in Relation zur jährlich verbrauchten Haushalts-<sup>128</sup> bzw. Gesamtenergiemenge nimmt bis 2010 der Anteil der Strom-, Gas- und Fernwärmeverbrauchsmenge zu Lasten des Heizölanteils in den einzelnen Rohölpreisszenarien in Bezug auf das Jahr 2007 leicht zu.<sup>129</sup> Durch Einbeziehung von CO<sub>2</sub>-Preisen können Strom, Gas und im geringen Umfang auch Kraftstoffe ihre Anteile an der Haushalts- bzw. Gesamtenergiemenge gegenüber dem reinen Rohölpreisszenario des betrachteten Jahres vergrößern, während sich die Anteile der Fernwärmemengen bei alternativen CO<sub>2</sub>-Preisen wieder etwas verringern. Die Anteilsverschiebungen bestimmen sich durch das Zusammenspiel der energieträgerspezifischen CO<sub>2</sub>-Intensität sowie der jeweiligen Preis- und Einkommenselastizitäten. So ist zum Beispiel bei Strom trotz seiner vergleichsweise hohen CO<sub>2</sub>-Intensität die Anteilsentwicklung darauf zurückzuführen, dass kurzfristige Mengenreaktionen infolge der geringen Preiselastizität der Nachfrage bei Strom nur recht schwach ausgeprägt sind und zudem der Strompreis weniger stark auf Veränderungen des Rohölpreises reagiert als dies bei anderen Energieträgern wie Gas oder leichtem Heizöl der Fall ist. Bei Strom korrespondiert die

<sup>128</sup> Die Haushaltsenergiemenge setzt sich als Summe der verbrauchten Mengen an Strom, Fernwärme, Gas, leichtes Heizöl und sonstige Energieträger, mithin also ohne Einbeziehung von Kraftstoffen, zusammen.

<sup>129</sup> Eine ausführliche Zusammenstellung der relativen Mengenanteile nach Energieträgern in Bezug auf die jährlich verbrauchte Haushalts- bzw. Gesamtenergiemenge (Haushaltsenergiemenge einschließlich Kraftstoffe) findet sich im Anhang zu Kapitel 2.5.4 (Tabellen 9 bis 12).

Entwicklung der relativen Mengenveränderungen weitestgehend mit den zuvor konstatierten absoluten Mengenveränderungen, wo ein vergleichsweise geringer Rückgang der Stromverbrauchsmenge gegenüber den anderen Energieträgern festgestellt werden konnte. In der langen Frist manifestiert sich gegenüber 2007 die Anteilsverschiebung der Verbrauchsmengen zugunsten der Strommengen, wobei diese insbesondere im Hochpreis-Szenario ins Auge sticht: Im Jahr 2030 beträgt dort der Strommengenanteil an der Haushalts- bzw. Gesamtenergiemenge 29,5% bzw. 18,7%.

Der Vergleich der Differenzen der Anteilsverschiebungen in Relation zu der jährlich verbrauchten Gesamtenergiemenge gegenüber dem Ausgangsjahr 2007 stellt die Entwicklung der relativen Anteilsverschiebungen noch deutlicher heraus. Negative Vorzeichen bei den Anteilsdifferenzen bedeuten hier, dass der Anteil des entsprechenden Energieträgers an der Gesamtenergiemenge gegenüber dem Anteilswert von 2007 um eine bestimmte Prozentpunktzahl gesunken ist. Bis 2010 reduzieren sich die Anteilswerte von leichtem Heizöl (und sonstigen Energieträgern) an der Gesamtenergiemenge um bis zu 2,49 Prozentpunkten gegenüber dem Jahr 2007, während sich die Anteilswerte der anderen Energieträger gegenüber 2007 erhöhen. In 2030 sinken die Anteilswerte von leichtem Heizöl in allen Szenarien sogar um bis zu 8,6 Prozentpunkte gegenüber dem Jahr 2007; gleiches gilt in diesem Jahr aber auch für die Anteilswerte von Gas, die allerdings lediglich um Werte zwischen 0,34 und 1,53 Prozentpunkte gegenüber 2007 abnehmen. Die Anteilswerte an der Gesamtenergiemenge von Strom dagegen steigen im Jahr 2030 um bis zu 7,63 Prozentpunkte, die von Kraftstoffen um bis zu 2,87 Prozentpunkte. Tabelle 41 und Tabelle 42 präsentieren die Differenzen der Anteilsverschiebungen in Relation zu der jährlich verbrauchten Gesamtenergiemenge in Bezug auf das Ausgangsjahr 2007.<sup>130</sup>

Resümierend erhöhen sich in den Szenarien bis 2010 bei allen Energieträgern die Anteilswerte an der verbrauchten Gesamtenergiemenge zu Lasten von Heizöl gegenüber dem Jahr 2007. In der langen Frist bis 2030 sinken allerdings neben den Anteilswerten von leichtem Heizöl auch diejenigen von Gas, wogegen Kraftstoffe und vor allem Strom ihren Anteil an der Gesamtenergiemenge deutlich ausbauen.

---

<sup>130</sup> Die ausführliche Übersicht der Differenzen der Anteilsverschiebungen nach Energieträgern in Relation zu der jährlich verbrauchten Haushalts- bzw. Gesamtenergiemenge der Haushalte gegenüber dem Jahr 2007 finden sich im Anhang zu Kapitel 2.5.4 (Tabelle 13).



### **Zwischenfazit**

Kurzfristig führen steigende Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preise im Schock- und Hochpreis-Szenario bei Kraftstoffen, Gas und leichtem Heizöl zu erheblichen Mengenrückgängen, bei Strom fallen die Reduktionen sehr gering aus. Im Jahr 2030 übersteigen die Verbrauchsmengen in den Baseline- und Schock-Szenarien bei den einzelnen Energieträgern sowie insgesamt zumeist wieder die Ausgangsmengenwerte von 2007; die CO<sub>2</sub>-Bepreisung bewirkt jedoch eine Abmilderung des langfristigen Mengenanstiegs in diesen Szenarien. Im Hochpreis-Szenario hingegen nehmen die Verbrauchsmengen (mit Ausnahme von Strom) in 2030 weiter ab. Bei Betrachtung der relativen Mengenverschiebungen nimmt bis 2010 der Anteil der Strom-, Gas-, Kraftstoff- und Fernwärmeverbrauchsmenge zu Lasten des Heizölanteils in den Szenarien in Bezug auf das Jahr 2007 zu. In der langen Frist manifestiert sich im Vergleich zu 2007 die Anteilsverschiebung der Verbrauchsmengen zugunsten von Strom, insbesondere im Hochpreis-Szenario. Kurzfristig führen also steigende Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preise in den Szenarien dazu, dass der relative Verbrauch insbesondere von Strom, aber auch von Gas, Fernwärme und Kraftstoffen gegenüber der Verbrauchszusammensetzung des Jahres 2007 zunimmt und der relative Verbrauch von leichtem Heizöl vergleichsweise stark abnimmt. Langfristig verstärkt sich diese Entwicklungstendenz bei Strom, Kraftstoffen und leichtem Heizöl, womit Haushalte den Verbrauch von Strom und Kraftstoffen gegenüber anderen Energieträgern offensichtlich deutlich präferieren.

Tabelle 41: Anteilsdifferenzen in Relation zur Gesamtenergiemenge in Bezug auf das Jahr 2007 in der kurzen Frist

$\Delta$ Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2008				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>Baseline-Szenario</b>				
Strom	0,64%	0,79%	0,79%	0,80%
Gas	0,29%	0,36%	0,36%	0,39%
leichtes Heizöl	-0,80%	-0,92%	-0,92%	-0,94%
Fernwärme	0,07%	0,01%	0,01%	0,00%
Sonstige	-0,26%	-0,36%	-0,36%	-0,37%
Kraftstoffe	0,06%	0,11%	0,11%	0,11%
$\Delta$ Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2010				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>Baseline-Szenario</b>				
Strom	0,57%	0,70%	0,71%	0,76%
Gas	0,19%	0,27%	0,28%	0,30%
leichtes Heizöl	-0,93%	-1,04%	-1,05%	-1,09%
Fernwärme	0,14%	0,08%	0,08%	0,06%
Sonstige	-0,23%	-0,33%	-0,34%	-0,37%
Kraftstoffe	0,26%	0,32%	0,33%	0,35%
<b>Schock-Szenario</b>				
Strom	1,86%	2,01%	2,03%	2,08%
Gas	0,80%	0,89%	0,90%	0,93%
leichtes Heizöl	-2,30%	-2,43%	-2,45%	-2,49%
Fernwärme	0,22%	0,15%	0,15%	0,12%
Sonstige	-0,75%	-0,86%	-0,87%	-0,91%
Kraftstoffe	0,17%	0,24%	0,24%	0,27%
<b>Hochpreis-Szenario</b>				
Strom	1,03%	1,16%	1,18%	1,23%
Gas	0,41%	0,49%	0,50%	0,53%
leichtes Heizöl	-1,42%	-1,53%	-1,55%	-1,59%
Fernwärme	0,17%	0,11%	0,10%	0,08%
Sonstige	-0,42%	-0,52%	-0,53%	-0,56%
Kraftstoffe	0,22%	0,29%	0,30%	0,32%

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 42: Anteilsdifferenzen in Relation zur Gesamtenergiemenge in Bezug auf das Jahr 2007 in der langen Frist

Δ Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2030				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>Baseline-Szenario</b>				
Strom	0,83%	1,13%	0,80%	2,13%
Gas	-0,45%	-0,50%	-0,85%	-0,68%
leichtes Heizöl	-3,85%	-4,05%	-3,46%	-4,72%
Fernwärme	1,35%	1,31%	1,20%	1,18%
Sonstige	0,03%	-0,14%	-0,05%	-0,69%
Kraftstoffe	2,10%	2,26%	2,36%	2,78%
<b>Schock-Szenario</b>				
Strom	0,07%	0,32%	0,60%	1,19%
Gas	-0,34%	-0,38%	-0,43%	-0,53%
leichtes Heizöl	-3,31%	-3,48%	-3,66%	-4,05%
Fernwärme	1,16%	1,12%	1,08%	0,99%
Sonstige	0,20%	0,05%	-0,11%	-0,46%
Kraftstoffe	2,22%	2,37%	2,52%	2,87%
<b>Hochpreis-Szenario</b>				
Strom	5,08%	5,64%	6,25%	7,63%
Gas	-1,10%	-1,20%	-1,30%	-1,53%
leichtes Heizöl	-6,88%	-7,26%	-7,68%	-8,62%
Fernwärme	2,37%	2,36%	2,35%	2,33%
Sonstige	-0,91%	-1,17%	-1,44%	-2,07%
Kraftstoffe	1,45%	1,62%	1,81%	2,25%

Quelle: Eigene Berechnungen.

## 2.5.5 Isolierte CO<sub>2</sub>-Effekte

Abschließend werden die isolierten CO<sub>2</sub>-Effekte, die durch das Zusammenspiel der modellierten Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien ausgelöst werden, genauer betrachtet. Dadurch wird es möglich, die Frage, zu welchen CO<sub>2</sub>-Emissionsmengen- und CO<sub>2</sub>-Ausgabeneffekten allein die - durch verschiedene CO<sub>2</sub>-Preisszenarien abgebildete - CO<sub>2</sub>-Bepreisung angesichts unterschiedlich steigender Rohölpreise im Einzelnen führt, präziser zu beantworten. Nach Ermittlung der summierten CO<sub>2</sub>-Jahresemissionsmengen werden die allein durch die CO<sub>2</sub>-Bepreisung bewirkten Emissionsreduktionen präsentiert. Anschließend werden nach Quantifizierung der monatlichen CO<sub>2</sub>-Ausgaben für die einzelnen Energieträger im Haushaltssektor die Verteilungswirkungen der CO<sub>2</sub>-Ausgabenanteile am Nettoeinkommen aufgezeigt. Das Unterkapitel schließt mit einer Berechnung der summierten jährlichen CO<sub>2</sub>-Gesamtausgaben.

### Summierte CO<sub>2</sub>-Jahresemissionsmengen

Aus den in Tabelle 40 sowie im Anhang aufgelisteten Jahresverbrauchsmengen der Energieträger können durch Gewichtung mit den energieträgerspezifischen CO<sub>2</sub>-

Emissionsfaktoren die CO<sub>2</sub>-Jahresemissionsmengen für die jeweiligen Energieträger in den modellierten Szenarien ermittelt werden.<sup>131</sup> Erwartungsgemäß nehmen die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionsmengen unter steigenden Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisen ab. Dieser Effekt ist besonders stark, wenn Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preis kontinuierlich steigen, wie im Hochpreis-Szenario. In den Fällen, wo sich die Rohölpreise im Zeitablauf hingegen erholen, nehmen auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen wieder zu und können in 2030 sogar das Niveau des Jahres 2007 überschreiten, wenn keine CO<sub>2</sub>-Bepreisung stattfindet.

Tabelle 43: Summierte CO<sub>2</sub>-Jahresemissionsmengen [in 1.000 t]

	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>2007 (Ausgangssituation)</b>				
Summe Jahr 2007	332.501,09			
<b>2008</b>				
Summe Jahr 2008	318.738,67	315.620,28	315.520,49	315.206,65
<b>2010</b>				
Baseline-Szenario	321.172,25	318.019,49	317.704,21	316.600,74
Schock-Szenario	296.966,44	293.813,68	293.498,40	292.394,93
Hochpreis-Szenario	312.095,08	308.942,31	308.627,04	307.523,57
<b>2020</b>				
Baseline-Szenario	325.151,39	316.521,46	312.206,52	301.850,62
Schock-Szenario	341.651,12	333.021,21	328.706,25	318.350,36
Hochpreis-Szenario	275.652,18	267.022,26	262.707,31	252.351,41
<b>2030</b>				
Baseline-Szenario	350.909,19	341.536,15	332.163,12	313.417,03
Schock-Szenario	368.761,04	359.388,00	350.014,97	331.268,89
Hochpreis-Szenario	279.501,75	270.128,72	260.755,67	242.009,60

Quelle: Eigene Berechnungen.

Bei Betrachtung der auf die jeweiligen Energieträger entfallenden einzelnen Anteile<sup>132</sup> der CO<sub>2</sub>-Emissionen an den CO<sub>2</sub>-Emissionen der Haushalts- bzw. Gesamtenergieemissionen fällt auf, dass die auf den Stromverbrauch zurückzuführenden CO<sub>2</sub>-Emissionen zwischen 40% und 56% der den Verbrauch von Haushaltsenergieträgern zuzurechnenden CO<sub>2</sub>-Emissionen ausmachen; bezieht man die Emissionen aus der Verbrennung von Kraftstoffen in die Betrachtung mit ein, machen sie je nach Szenario immerhin noch zwischen 28 und fast 40% aus. Dies mag auf den ersten Blick in Anbetracht der Tatsache, dass die von den Haushalten verbrauchten Strommengen lediglich 20% der

<sup>131</sup> Es ist zu beachten, dass die bei der Stromproduktion entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen hier ebenso berücksichtigt werden wie auch die aus der Verbrennung von Kraftstoffen entstehenden CO<sub>2</sub>-Emissionen (und damit ein Großteil der Verkehrsemissionen). Ausführliche Tabellen der jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionsmengen nach Energieträgern findet sich im Anhang zu Kapitel 2.5.5 (Tabellen 14 und 15).

<sup>132</sup> Die ausführliche Übersicht der anteiligen CO<sub>2</sub>-Emissionsanteile in Bezug auf die Haushaltsenergie- bzw. Gesamtenergie-Emissionen von CO<sub>2</sub> des Haushaltssektors (letztere setzen sich aus den Haushaltsenergie-Emissionen und den Emissionen aus der Verbrennung von Kraftstoffen zusammen) finden sich im Anhang zu Kapitel 2.5.5 (Tabellen 16 bis 19).

Haushaltsenergiemenge ausmachen,<sup>133</sup> verwundern, kann aber auf die gegenüber den anderen Energieträgern vergleichsweise hohe CO<sub>2</sub>-Intensität von Elektrizität zurückgeführt werden. Bei Kraftstoffen hingegen sind in den Szenarien keine gravierenden Anteilsveränderungen bei CO<sub>2</sub>-Emissionen festzustellen; der Anteil schwankt zwischen 29 und 31%. Bei Gas hingegen gehen die Anteile an den CO<sub>2</sub>-Emissionen langfristig eher leicht zurück. Die Mengenreaktionen fallen je nach Variation des Rohölpreises sowie des betrachteten CO<sub>2</sub>-Preises im Zeitverlauf unterschiedlich aus.

Nachfolgend werden die *eingesparten* CO<sub>2</sub>-Mengen bei unterschiedlichen CO<sub>2</sub>-Preisen im Zeitverlauf genauer untersucht. Die Ergebnisse sind in Tabelle 44 dargestellt. Dabei gibt die erste Spalte die eingesparten CO<sub>2</sub>-Mengen gegenüber dem Ausgangsjahr 2007 an, die allein durch die modellierten Rohölpreisentwicklungen bewirkt werden. Die Spalten 2, 4 und 6 geben die weiteren durch alternative CO<sub>2</sub>-Preise ausgelösten CO<sub>2</sub>-Einsparungseffekte gegenüber den Werten aus Spalte 1 im betrachteten Rohölpreisszenario zum gewählten Zeitpunkt wieder. Bis zum Jahr 2010 machen die auf die CO<sub>2</sub>-Bepreisung zurückzuführenden eingesparten CO<sub>2</sub>-Mengen je nach Szenario ein Volumen von 3,1 bis knapp 4,6 Mio. t CO<sub>2</sub> aus; dagegen weisen die „rohölpreisinduzierten“ CO<sub>2</sub>-Mengeneinsparungen ein Volumen von 13,7 bis 20,4 Mio. t CO<sub>2</sub> auf. Grund hierfür ist wiederum der sich in den ersten Jahren der CO<sub>2</sub>-Bepreisung noch relativ schwach entwickelte CO<sub>2</sub>-Preisanstieg in den vorgegebenen Szenarien. Die größten Emissionseinsparungen werden bei Kraftstoffen und leichtem Heizöl, die geringsten bei Strom erzielt. Letzteres verwundert insoweit nicht, als auch die verbrauchte Strommenge in den Szenarien bis 2010 relativ konstant bleibt (vgl. bereits Kapitel 2.5.4.). In der langen Frist ändert sich die Situation deutlich: Während in 2030 die durch die bloße Veränderung des Rohölpreises hervorgerufenen Emissionsveränderungen eine Spannweite von insgesamt 36,26 Mio. t CO<sub>2</sub> Emissionsanstieg im reinen Schock-Szenario bis zu einer Emissionsreduktion von insgesamt 53 Mio. t CO<sub>2</sub> im Hochpreis-Szenario reicht, belaufen sich die auf die CO<sub>2</sub>-Bepreisung zurückzuführenden eingesparten CO<sub>2</sub>-Mengen je nach Szenario auf 9,4 bis knapp 37,5 Mio. t CO<sub>2</sub>. Insgesamt führt im Jahr 2030 eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung fossiler Energieträger in den vorliegend modellierten Szenarien im Baseline-Szenario B2 sowie im Schock-Szenario S3 ebenfalls zu Emissionsreduktionen (wie es im Übrigen auch im Hochpreis-Szenario der Fall ist) gegenüber dem Jahr 2007. Die größten

---

<sup>133</sup> Vgl. zu den relativen Mengenanteilen der Energieträger nochmals die in Anhang zu Kapitel 2.5.4. aufgeführten Tabellen 9 bis 12.

Emissionseinsparungen werden bei Kraftstoffen, Gas und leichtem Heizöl, die geringsten bei Strom erzielt.

Zusammenfassend entfällt der größte Anteil der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Haushaltssektor auf den Verbrauch von Strom, gefolgt vom Kraftstoffverbrauch; beide Energieträger machen hier je nach Szenario zusammen zwischen 57% und 71% der CO<sub>2</sub>-Gesamtergiemissionen aus. Die allein auf die CO<sub>2</sub>-Bepreisung zurückzuführenden eingesparten CO<sub>2</sub>-Mengen belaufen sich je nach CO<sub>2</sub>-Preisszenario auf ein Volumen von 3,1 bis knapp 37,5 Mio. t CO<sub>2</sub>. Die Gesamteffekte in den modellierten Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien hinsichtlich der jährlich eingesparten CO<sub>2</sub>-Mengen ergeben je nach Szenario Werte, die sich in der kurzen Frist in einem Intervall von 11,3 Mio. t CO<sub>2</sub> (Szenario B in 2010) und 40,1 Mio. t CO<sub>2</sub> (Szenario S3 in 2010) gegenüber dem Jahr 2007 bewegen. Im Jahr 2030 schwanken die CO<sub>2</sub>-Gesamt mengen in einem Intervall von 90,5 Mio. t CO<sub>2</sub> Einsparungen (Szenario H3) und jährlichen Emissionserhöhungen von 36 Mio. t CO<sub>2</sub> (Szenario S) gegenüber dem Jahr 2007.<sup>134</sup> Die allein auf die CO<sub>2</sub>-Bepreisung zurückzuführenden eingesparten CO<sub>2</sub>-Mengen lassen sich also eindeutig quantifizieren; ob und in welchem Umfang die CO<sub>2</sub>-Bepreisung aber insgesamt zu CO<sub>2</sub>-Emissionsmengen einsparungen führt, der Gesamteinsparungseffekt also positiv oder negativ wird, hängt maßgeblich auch von der Preisentwicklung für die einzelnen Energieträger ab.

Tabelle 44: Summierte eingesparte CO<sub>2</sub>-Jahresmengen in [1.000 t]

Energieträger	$\Delta$ CO <sub>2</sub> ohne CO <sub>2</sub> -Preise	isoliertes $\Delta$ CO <sub>2</sub> (20 €/t CO <sub>2</sub> -Szenario)	Summe $\Delta$ CO <sub>2</sub> (Spalte 1 + 2)	isoliertes $\Delta$ CO <sub>2</sub> (40 €/t CO <sub>2</sub> -Szenario)	Summe $\Delta$ CO <sub>2</sub> (Spalte 1 + 4)	isoliertes $\Delta$ CO <sub>2</sub> (80 €/t CO <sub>2</sub> -Szenario)	Summe $\Delta$ CO <sub>2</sub> (Spalte 1 + 6)
<b>2008</b>							
Summe	13.762,41	3.118,39	16.880,81	3.218,18	16.980,60	3.532,03	17.294,44
<b>2010</b>							
Baseline-Szenario	11.328,83	3.152,77	14.481,60	3.468,04	14.796,87	4.571,51	15.900,35
Schock-Szenario	35.534,65	3.152,76	38.687,41	3.468,04	39.002,69	4.571,51	40.106,15
Hochpreis-Szenario	20.406,01	3.152,77	23.558,78	3.468,04	23.874,05	4.571,51	24.977,52
<b>2020</b>							
Baseline-Szenario	7.349,70	8.629,92	15.979,62	12.944,87	20.294,57	23.300,76	30.650,46
Schock-Szenario	-9.150,03	8.629,91	-520,12	12.944,86	3.794,83	23.300,76	14.150,72
Hochpreis-Szenario	56.848,91	8.629,92	65.478,83	12.944,88	69.793,78	23.300,77	80.149,68
<b>2030</b>							
Baseline-Szenario	-18.408,11	9.373,05	-9.035,06	18.746,08	337,97	37.492,17	19.084,06
Schock-Szenario	-36.259,96	9.373,04	-26.886,91	18.746,08	-17.513,88	37.492,16	1.232,20
Hochpreis-Szenario	52.999,34	9.373,03	62.372,37	18.746,08	71.745,41	37.492,15	90.491,49

Quelle: Eigene Berechnungen.

<sup>134</sup> Vgl. zu den eingesparten CO<sub>2</sub>-Jahresemissionsmengen nach einzelnen Energieträgern ausführlich die im Anhang zu Kapitel 2.5.5 aufgeführten Tabellen 20 und 21.

### Isolierte Verteilungswirkungen der CO<sub>2</sub>-Preise nach Energieträgern

Durch Ermittlung der isolierten CO<sub>2</sub>-Ausgaben<sup>135</sup> in allen modellierten Szenarien in den betrachteten Zeitpunkten für die einzelnen Energieträger können die isolierten Auswirkungen der CO<sub>2</sub>-Ausgabenanteile für Haushaltsenergie am Haushaltsnettoeinkommen berechnet werden. Die Untersuchung knüpft hierbei an die Darstellung der Ausgabenanteile für Haushaltsenergie an. Bei Ermittlung der isolierten Ausgabenanteile für CO<sub>2</sub> muss im Jahr 2008 noch nicht zwischen den drei verschiedenen Rohölpreisszenarien unterschieden werden, da letztere in 2008 noch die gleichen Werte aufweisen. Eine stark zusammengefasste Form der Ergebnisse findet sich in Tabelle 45, wo die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Ausgabenanteile für Haushaltsenergie am Nettoeinkommen wiedergegeben werden. Bei Betrachtung der ausdifferenzierten Tabellen im Anhang<sup>136</sup> erkennt man, dass in den betrachteten Szenarien auch die Belastung durch die CO<sub>2</sub>-Ausgaben für Haushaltsenergie einen weitestgehend regressiven Verlauf über die Dezile aufweist, wie dies auch schon bei den Ausgaben für Haushaltsenergie der Fall war.

Tabelle 45: Durchschnittliche CO<sub>2</sub>-Ausgabenanteile für Haushaltsenergie am Nettoeinkommen

	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>2008</b>			
alle Szenarien	0,36%	0,37%	0,41%
<b>2010</b>			
Baseline-Szenario	0,35%	0,38%	0,50%
Schock-Szenario	0,29%	0,32%	0,41%
Hochpreis-Szenario	0,32%	0,36%	0,47%
<b>2020</b>			
Baseline-Szenario	0,21%	0,31%	0,52%
Schock-Szenario	0,24%	0,36%	0,61%
Hochpreis-Szenario	0,12%	0,17%	0,27%
<b>2030</b>			
Baseline-Szenario	0,20%	0,38%	0,68%
Schock-Szenario	0,23%	0,44%	0,79%
Hochpreis-Szenario	0,09%	0,15%	0,21%

Quelle: Eigene Berechnungen.

Generell weisen die CO<sub>2</sub>-Ausgaben einen Anteil am Nettoeinkommen von unter 1% auf. Im Jahr 2010 nehmen die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Ausgabenanteile am Nettoeinkommen gegenüber dem Jahr 2008 um bis zu 0,06 Prozentpunkte in den Szenarien B1,

<sup>135</sup> Vgl. zur Ermittlung der isolierten CO<sub>2</sub>-Ausgaben die Herleitung im Anhang zu Kapitel 2.5.5.

<sup>136</sup> Vgl. dazu Anhang zu Kapitel 2.5.5 (Tabellen 22 und 23).

S1, S2, H1, H2 ab, während sie in den Szenarien B2, B3, S3 und H3 um bis zu 0,09 Prozentpunkte ansteigen. In der langen Frist bis 2030 nehmen die durchschnittlichen Ausgabenanteile in den Szenarien B1, S1 sowie H1 bis H3 um Werte zwischen 0,13 und 0,27 Prozentpunkte ab, wogegen sie in den Szenarien B2, B3, S2 und S3 um bis zu 0,38 Prozentpunkte zunehmen. Dies liegt daran, dass in den Baseline- und Schock-Szenarien in der Variante der höheren CO<sub>2</sub>-Preise den CO<sub>2</sub>-Ausgaben im Rahmen der Haushaltsenergieausgaben eine immer größere Bedeutung zuwächst, da in der langen Frist im Baseline- und Schock-Szenario die Rohölpreise als konstant bzw. fallend unterstellt wurden. Die zunehmende Bedeutung der CO<sub>2</sub>-Ausgaben im Baseline- und Schock-Szenario in der langen Frist tritt noch deutlicher hervor, wenn man in Tabelle 46 die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Ausgabenanteile für Haushaltsenergie in Bezug auf die Haushaltsenergieausgaben betrachtet.<sup>137</sup> Die Diskrepanz der Ausgabenanteile im Jahr 2010 zwischen dem ersten und zehnten Dezil verringert sich in den Szenarien B1, S1, S2, und H1 geringfügig um 0,02 bis 0,06 Prozentpunkte gegenüber der Situation in 2008, während sie in den Szenarien B2 sowie H1 bis H3 um 0,03 bis 0,1 Prozentpunkte zunimmt. Im Jahr 2030 vergrößert sich die Diskrepanz der Ausgabenanteile in den Szenarien B2, B3, S2, S3 und H3 um Werte zwischen 0,11 und 0,58 Prozentpunkte, wogegen sie in den Szenarien B1, S1, H1 und H2 um 0,06 und 0,21 Prozentpunkte abnimmt. Je größer also der in den Szenarien unterstellte finale CO<sub>2</sub>-Preisanstieg und je weiter der Betrachtungszeitraum in der Zukunft liegt, desto mehr vergrößert sich die Spannweite der Ausgabenanteile.

Resümierend sinken die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Ausgabenanteile am Nettoeinkommen gegenüber dem Jahr 2008 insbesondere in den Szenarien, wo der finale CO<sub>2</sub>-Preis bei 20 €/t CO<sub>2</sub> verharret um bis zu 0,27 Prozentpunkte gegenüber dem Jahr 2008; bei einem finalen CO<sub>2</sub>-Preis von 80 €/t CO<sub>2</sub> können die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Ausgabenanteile gegenüber 2008 um bis zu 0,38 Prozentpunkte ansteigen (allerdings nicht im Hochpreis-Szenario ab 2020). In nahezu gleicher Weise verhält sich die Entwicklung der Diskrepanz der Ausgabenanteile zwischen dem ersten und zehnten Dezil in den Szenarien.

---

<sup>137</sup> Auf eine ausführliche Darstellung der CO<sub>2</sub>-Ausgabenanteile für Haushaltsenergie in Bezug auf die Haushaltsenergieausgaben wurde im Anhang verzichtet



Tabelle 46: Durchschnittliche CO<sub>2</sub>-Ausgabenanteile an den Haushaltsenergieausgaben

	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>2008</b>			
alle Szenarien	4,84%	4,99%	5,52%
<b>2010</b>			
Baseline-Szenario	4,84%	5,29%	6,83%
Schock-Szenario	3,67%	4,01%	5,19%
Hochpreis-Szenario	4,34%	4,75%	6,13%
<b>2020</b>			
Baseline-Szenario	3,51%	5,06%	8,31%
Schock-Szenario	3,99%	5,76%	9,48%
Hochpreis-Szenario	2,24%	3,19%	5,06%
<b>2030</b>			
Baseline-Szenario	3,50%	6,47%	11,10%
Schock-Szenario	3,99%	7,39%	12,74%
Hochpreis-Szenario	1,79%	3,13%	3,93%

Quelle: Eigene Berechnungen.

### Summierte CO<sub>2</sub>-Ausgaben der Haushalte in den Szenarien

So wie sich aus der EVS die Ausgaben unter Einschluss der CO<sub>2</sub>-Ausgaben für die einzelnen Energieträger in unterschiedlichen Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien ermitteln lassen, so können aus den in Tabelle 43 und den im Anhang detailliert aufgelisteten CO<sub>2</sub>-Jahresemissionsmengen durch Multiplikation mit den in den CO<sub>2</sub>-Preisszenarien vorgegebenen entsprechenden CO<sub>2</sub>-Preisen die isolierten jährlichen CO<sub>2</sub>-Ausgaben der Haushalte in den einzelnen Szenarien errechnet werden. Bei einer umfassenden CO<sub>2</sub>-Bepreisung aller fossilen Energieträger würde dies in Deutschland folglich bei einem CO<sub>2</sub>-Preis von 20 €/t CO<sub>2</sub> im Jahr 2008 zu CO<sub>2</sub>-spezifischen Gesamtausgaben (d.h. unter Einbeziehung der Kraftstoffe) von rund 6,3 Mrd. € führen. Im Jahr 2010 betragen die CO<sub>2</sub>-spezifischen Gesamtausgaben je nach Szenario zwischen 6,36 und 9,18 Mrd. €, wobei die Spannweite der Ausgaben zwischen den einzelnen Rohölpreisszenarien keine sonderlich hohen Unterschiede aufweist.

In der langen Frist führen die alternativen CO<sub>2</sub>-Preise im Schock- und Baseline-Szenario zu den höchsten CO<sub>2</sub>-Ausgaben bei den Haushalten im gesamten Untersuchungszeitraum: Sie weisen im Schock-Szenario eine Spannweite zwischen 7,1 Mrd. € und 26,5 Mrd. € sowie im Baseline-Szenario Werte zwischen 6,8 Mrd. € und 25 Mrd. € auf. Dies liegt daran, dass in beiden Szenarien in 2030 die Summe der absoluten Verbrauchsmengen der Energieträger sowie die Summe der CO<sub>2</sub>-Emissionen nahezu wieder die Werte des Jahres 2007 annehmen oder sie sogar überschreiten. Diese Ergebnisse korrespondieren mit den in Tabelle 43 bis Tabelle 46 präsentierten Resul-

taten, wonach der CO<sub>2</sub>-Anteil am Nettoeinkommen bzw. an den Haushaltsenergieausgaben wächst, die nachgefragte Menge aber vergleichsweise moderat unter das Niveau der Verbrauchsmenge des Jahres 2008 sinkt. Umgekehrt sinken im Hochpreis-Szenario die Verbrauchsmengen in 2030 gravierend im Vergleich zum Ausgangsjahr 2007 und gegenüber 2008, so dass diese erheblichen Mengenreduktionen auch geringere CO<sub>2</sub>-Ausgaben nach sich ziehen als dies im Schock- oder Baseline-Szenario des gleichen Jahres der Fall ist; sie betragen zwischen 5,4 Mrd. € und 19,4 Mrd. € Die weiteren Ergebnisse sind in Tabelle 47 aufgelistet.<sup>138</sup>

Zusammengefasst führt eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung aller fossilen Energieträger (also auch der Kraftstoffe) in den Szenarien bis 2010 im Haushaltssektor zu jährlichen CO<sub>2</sub>-spezifischen Gesamtausgaben zwischen 5,9 und 9,2 Mrd. €, wobei die Spannweite der Ausgaben zwischen den Rohölpreisszenarien keine sonderlich hohen Unterschiede aufweist. Langfristig driften die Ausgabenunterschiede in den Szenarien stärker auseinander, insbesondere im Jahr 2030, weil in diesem Zeitpunkt die CO<sub>2</sub>-Preisszenarien ihre volle Wirkung entfalten und zu jährlichen CO<sub>2</sub>-spezifischen Gesamtausgaben von bis zu 26,5 Mrd. € (im Schock-Szenario S3) führen können.

---

<sup>138</sup> Eine ausführliche tabellarische Aufschlüsselung der isolierten jährlichen CO<sub>2</sub>-Ausgaben nach Energieträgern findet sich im Anhang zu Kapitel 2.5.5 (Tabellen 24 und 25).

Tabelle 47: Summierte CO<sub>2</sub>-Ausgaben in € pro Jahr

Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2008			
	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Haushaltsenergie 2008	4.436.181.905,22	4.576.628.887,34	5.094.962.453,19
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Kraftstoffe 2008	1.876.223.708,88	1.935.714.036,09	2.154.790.422,35
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Gesamtenergie 2008	6.312.405.614,11	6.512.342.923,43	7.249.752.875,54
Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2010			
	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
Baseline-Szenario			
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Haushaltsenergie	4.457.400.775,59	4.898.059.071,02	6.433.086.332,04
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Kraftstoffe	1.902.988.944,28	2.091.433.631,09	2.748.335.146,72
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Gesamtenergie	6.360.389.719,87	6.989.492.702,11	9.181.421.478,76
Schock-Szenario			
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Haushaltsenergie	4.141.916.962,26	4.551.026.810,90	5.975.634.923,43
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Kraftstoffe	1.734.356.559,30	1.905.938.007,61	2.503.818.107,81
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Gesamtenergie	5.876.273.521,56	6.456.964.818,51	8.479.453.031,24
Hochpreis-Szenario			
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Haushaltsenergie	4.339.094.373,77	4.767.921.963,56	6.261.542.280,50
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Kraftstoffe	1.839.751.834,69	2.021.872.810,54	2.656.641.257,13
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Gesamtenergie	6.178.846.208,46	6.789.794.774,11	8.918.183.537,63
Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2020			
	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
Baseline-Szenario			
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Haushaltsenergie	4.408.242.793,52	6.520.241.946,64	11.338.467.112,27
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Kraftstoffe	1.922.186.480,44	2.845.953.561,66	4.961.466.622,77
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Gesamtenergie	6.330.429.273,96	9.366.195.508,29	16.299.933.735,04
Schock-Szenario			
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Haushaltsenergie	4.613.766.621,68	6.828.527.585,99	11.893.381.240,68
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Kraftstoffe	2.046.657.481,85	3.032.660.063,76	5.297.538.326,55
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Gesamtenergie	6.660.424.103,52	9.861.187.649,75	17.190.919.567,23
Hochpreis-Szenario			
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Haushaltsenergie	3.791.671.593,96	5.595.385.193,57	9.673.724.865,60
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Kraftstoffe	1.548.773.587,53	2.285.833.971,88	3.953.251.361,17
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Gesamtenergie	5.340.445.181,49	7.881.219.165,45	13.626.976.226,77
Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2030			
	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
Baseline-Szenario			
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Haushaltsenergie	4.691.564.444,33	9.118.979.846,53	17.181.361.940,26
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Kraftstoffe	2.139.158.520,91	4.167.544.813,61	7.892.000.269,24
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Gesamtenergie	6.830.722.965,24	13.286.524.660,14	25.073.362.209,50
Schock-Szenario			
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Haushaltsenergie	4.910.080.510,29	9.556.011.860,98	18.055.426.834,14
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Kraftstoffe	2.277.679.480,47	4.444.586.844,02	8.446.084.107,48
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Gesamtenergie	7.187.759.990,75	14.000.598.705,00	26.501.510.941,62
Hochpreis-Szenario			
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Haushaltsenergie	3.817.499.745,77	7.370.850.206,48	13.685.103.991,95
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Kraftstoffe	1.585.074.627,02	3.059.376.691,95	5.675.663.803,34
CO <sub>2</sub> -Ausgaben Gesamtenergie	5.402.574.372,79	10.430.226.898,44	19.360.767.795,29

Quelle: Eigene Berechnungen.

## Zwischenfazit

In diesem Unterkapitel wurden die isolierten CO<sub>2</sub>-Effekte, die durch das Zusammenspiel der modellierten Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien ausgelöst werden, berechnet. Strom- und Kraftstoffverbrauch sind im Haushaltssektor innerhalb der modellierten

Szenarien für grob zwei Drittel der CO<sub>2</sub>-Emissionen verantwortlich. Die allein durch die CO<sub>2</sub>-Bepreisung bewirkten jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionsmengeneinsparungen belaufen sich - je nach CO<sub>2</sub>-Preisszenario - auf Werte zwischen 3,1 bis knapp 37,5 Mio. t CO<sub>2</sub>. Ob der CO<sub>2</sub>-Gesameffekt in den modellierten Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien zu Emissionseinsparungen oder zu Emissionserhöhungen gegenüber dem Jahr 2007 führt, hängt im Wesentlichen auch von der Preisentwicklung für die einzelnen Energieträger ab. Die Entwicklung der durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Ausgabenanteile am Nettoeinkommen gegenüber dem Jahr 2008 ist uneinheitlich: Verharrt der CO<sub>2</sub>-Preis auf vergleichsweise niedrigem Niveau, sinken die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Ausgabenanteile gegenüber 2008; gleiches gilt, wenn CO<sub>2</sub>-Preise und Rohölpreise im Zeitablauf deutlich ansteigen, wie es durch das Hochpreis-Szenario simuliert wird. Steigen hingegen nur die CO<sub>2</sub>-Preise im Zeitablauf stark an und verharren die Rohölpreise auf dem Niveau von 2008 oder darunter, so steigen auch die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Ausgabenanteile am Nettoeinkommen gegenüber 2008. Sehr ähnlich verhält sich die Entwicklung der Diskrepanz der Ausgabenanteile zwischen dem ersten und zehnten Dezil in den einzelnen Szenarien. Die CO<sub>2</sub>-Bepreisung aller fossilen Energieträger (also auch der Kraftstoffe) kann - je nach Szenario - im Haushaltssektor zu jährlichen CO<sub>2</sub>-spezifischen Gesamtausgaben zwischen 5,9 und 26,5 Mrd. € führen.

### **2.5.6 Zusammenfassung der Ergebnisse**

In diesem Kapitel wurden die Berechnungsergebnisse zu der Frage präsentiert, wie sich verschiedene Entwicklungen von Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisen in ihrem Zusammenspiel innerhalb vorgegebener Szenarien auf die Ausgabensituation der Haushalte auswirken.

Die Analyse der Verteilungswirkungen durch Berechnung von Ausgabenanteilen für Haushaltsenergie insgesamt sowie für einzelne Energieträger am Haushaltsnettoeinkommen ergab - mit Ausnahme der weitestgehend proportional verlaufenden Kraftstoff- und Heizölausgaben - einen regressiven Belastungsverlauf über die Dezile. Kurzfristig erhöht sich der durchschnittliche Ausgabenanteil für Haushaltsenergie sowie (vorübergehend) auch dessen Diskrepanz über die Dezile erheblich. Langfristig entspannt sich die Belastungssituation in den Szenarien allerdings aufgrund gestiegener Einkommen wieder erheblich, es sei denn, Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preise steigen weiter an.

Die Betrachtung der durchschnittlichen Ausgabenanteile an den Haushaltsenergieausgaben zwischen den einzelnen Energieträgern ergab in der kurzen Frist erhebliche Reduktionen der Ausgabenanteile für Strom zugunsten der übrigen Energieträger, da

die Strompreise vergleichsweise weniger stark ansteigen. Insbesondere in der langen Frist führt die Einbeziehung von CO<sub>2</sub>-Preisen bei Strom aufgrund seiner hohen CO<sub>2</sub>-Intensität zu deutlich zunehmenden Ausgabenanteilen im Vergleich zur Situation ohne CO<sub>2</sub>-Preise, wohingegen bei Gas, leichtem Heizöl und Fernwärme die Ausgabenanteile abnehmen.

Die Aufschlüsselung der Energieausgaben nach Haushaltstypen zeigte, dass Familien im Durchschnitt zwischen 1,1 und 1,4 Prozentpunkte weniger, Rentnerhaushalte dagegen (v.a. kurzfristig) bis zu einem Prozentpunkt mehr für Haushaltsenergie ausgeben als die Haushalte im Allgemeinen; dagegen verwenden Alleinstehende und Alleinerziehende im Durchschnitt nur einen geringfügig höheren Anteil ihres Nettoeinkommens für Haushaltsenergie als die Haushalte im Allgemeinen.

Im Rahmen der Untersuchung von Mengeneffekten konnten in der kurzen Frist bei steigenden Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisen erhebliche Mengenrückgänge des Kraftstoff-, Gas- und Heizölverbrauchs festgestellt werden, wohingegen die Rückgänge bei Strom relativ gering ausfielen. Langfristig nehmen die Verbrauchsmengen bei gegenüber 2008 nicht mehr steigenden Rohölpreisen zumeist wieder die Ausgangsmengenwerte von 2007 ein, wobei die CO<sub>2</sub>-Bepreisung eine Abmilderung dieses Mengenanstiegs bewirkt; im Hochpreis-Szenario nehmen die Verbrauchsmengen dagegen weiter ab. Darüber hinaus manifestiert sich langfristig gegenüber dem Jahr 2007 die Anteilsverschiebung der Verbrauchsmengen zugunsten von Strom und Kraftstoffen, insbesondere bei künftig weiter steigenden Rohölpreisen.

Die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionsmengen nehmen bei steigenden Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisen ab; sie nehmen wieder zu, wenn sich die Rohölpreise im Zeitablauf erholen; dieser Emissionsanstieg kann durch eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung abgemildert werden. Strom- und Kraftstoffverbrauch sind im Haushaltssektor für rund zwei Drittel der CO<sub>2</sub>-Emissionen verantwortlich. Die allein durch die CO<sub>2</sub>-Bepreisung bewirkten jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionsmengeneinsparungen belaufen sich auf Werte zwischen 3,1 bis knapp 37,5 Mio. t CO<sub>2</sub>. Ob der CO<sub>2</sub>-Gesamteffekt in den Szenarien zu Emissionseinsparungen oder zu Emissionserhöhungen gegenüber dem Jahr 2007 führt, hängt im Wesentlichen auch von der Preisentwicklung für die einzelnen Energieträger ab. Die Entwicklung der durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Ausgabenanteile am Nettoeinkommen (sie liegen unter 1%) gegenüber dem Jahr 2008 ist uneinheitlich: Sie sinken bei langfristig niedrigem CO<sub>2</sub>-Preis oder deutlich steigenden Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisen; steigen hingegen nur die CO<sub>2</sub>-Preise stark an und verharren die Rohölpreise maximal auf dem Niveau von 2008, so steigen auch die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Ausgabenanteile am Nettoeinkommen gegen-

über dem Jahr 2008. Sehr ähnlich verhält sich die Entwicklung der Diskrepanz der Ausgabenanteile zwischen dem ersten und zehnten Dezil. Die CO<sub>2</sub>-Bepreisung aller fossilen Energieträger (also auch der Kraftstoffe) kann im Haushaltssektor zu jährlichen CO<sub>2</sub>-spezifischen Gesamtausgaben zwischen 5,9 und 26,5 Mrd. € führen.

## 2.6 Schlussfolgerungen

In diesem Kapitel wurden die Effekte steigender Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preise im Haushaltssektor untersucht. Anhand der auf das Jahr 2007 fortgeschriebenen Mikrodaten der EVS 2003 wurden mit Hilfe eines Mikrosimulationsmodells die Auswirkungen unterschiedlicher Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien analysiert.

Bei der Interpretation dieser Ergebnisse gilt es zu beachten, dass vorliegend ein statisches Simulationsmodell verwendet wurde, in welchem makroökonomische Interdependenzen und Zweitrundeneffekte (second-round effects), die auf die Zusammensetzung der Energieträgerstruktur im Haushaltssektor zurückwirken und auch die Zusammensetzung des Warenkorbs im Zeitablauf beeinflussen, nicht abgebildet werden können; auch eine Veränderung der Präferenzstruktur der Mikroeinheiten in der Zukunft wurde nicht berücksichtigt.

Die ermittelten kurzfristigen Verteilungswirkungen steigender Rohölpreise (etwa im Schock-Szenario) könnten die politische Durchsetzbarkeit eines Ausbaus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung erschweren. Andererseits bewirken die CO<sub>2</sub>-Preise nicht nur höhere Ausgaben auf Haushaltsebene sondern auf Seiten des Staates auch die Generierung eines Aufkommens, wenn Emissionsberechtigungen veräußert werden; dieses könnte zu Korrekturen von Verteilungswirkungen im Haushaltssektor eingesetzt werden. Andererseits erreicht die kurzfristige Mehrbelastung der Haushalte durch eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung mit 6 Mrd. € in etwa die Dimension des jährlichen Stromsteuer-aufkommens.<sup>139</sup> Des Weiteren dürften bei der Beurteilung der Effekte der CO<sub>2</sub>-Bepreisung die Belastungen anderer Sektoren (insbesondere bestimmter, im internationalen Wettbewerb stehender Industriebranchen) eine weitaus bedeutendere Rolle spielen.

---

<sup>139</sup> Mit Abschaffung der Stromsteuer, die seit Jahren immer wieder angestrebt wird (vgl. statt vieler den ehemaligen Gesetzesentwurf der CDU/CSU-Fraktion zur Abschaffung der Ökosteuer, BT-Drs. 14/4097), könnten derartige Mehrbelastungen zu großen Teilen abgedeckt werden.

## 3 Veräußerung von CO<sub>2</sub>-Berechtigungen und Finanzverfassung

### 3.1 Einleitung

Nachdem im vorangegangenen Kapitel die Effekte steigender Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preise im Haushaltssektor in verschiedenen Szenarien detailliert untersucht wurden, rücken in diesem Kapitel die Einnahmen aus der Veräußerung von Emissionsberechtigungen, die gegebenenfalls zur Korrektur von den in Kapitel 2 untersuchten Belastungswirkungen verwendet werden könnten, in den Mittelpunkt der Betrachtung.<sup>140</sup>

Aus ökonomischer Sicht werden Einnahmen aus der Veräußerung von Staatsvermögen zum einen in der Weise problematisiert, als etwa die Exploration von Bodenschätzen durch den Staat nach ressourcenökonomischen Beurteilungskriterien erfolgen kann, die - wie unlängst Sinn<sup>141</sup> gezeigt hat - auch bei der Beurteilung klimapolitischer Fragen Beachtung finden; aus finanzwissenschaftlicher Sicht werden derartige Einnahmen unter dem Rubrum der Möglichkeiten und Anknüpfungspunkte staatlicher Einnahmenerhebung - beurteilt anhand des Äquivalenzprinzips und des Leistungsfähigkeitsprinzips - sowie der zweckmäßigen Struktur der Einnahmen<sup>142</sup> diskutiert.<sup>143</sup> Von Interesse wären auch Aspekte der Substitution (verzerrender) Steuern durch Veräußerungseinnahmen<sup>144</sup> oder die optimale Zusammensetzung eines Einnahmen-Mix aus Steuern, Gebühren, Beiträgen, Erwerbseinkünften und Veräußerungserlösen bzw. ob und wie die Generierung dauerhafter Einnahmen aus der Veräußerung von Emissionsberechtigungen zur Substitution bestimmter Steuern eingesetzt werden könnte.

---

<sup>140</sup> Dieses Kapitel basiert auf Bergmann, Bertenrath et al. (2008).

<sup>141</sup> Sinn (2007) und Sinn (2008).

<sup>142</sup> Dazu etwa Zimmermann und Henke (2005), S. 181ff.

<sup>143</sup> Statt vieler nur Homburg (2007), S. 40ff.; Hansjürgens (2001); Zimmermann und Henke (2005), S. 114ff.; sowie im juristischen Schrifttum Tipke und Lang (2002), S. 81ff.; Tipke (2000/2003).

<sup>144</sup> Zu denken wäre etwa an Staaten mit reichen Rohstoffvorkommen, die Unternehmen gestatten, diese Bodenschätze z.B. durch Verkauf einer Förderkonzession oder gegen Entrichtung einer Förderabgabe zu erschließen, zu fördern und sich anzueignen. Die Unternehmen erhielten von Seiten des Staates das Recht, sich die geförderten Bodenschätze anzueignen.

Anders als die ökonomische Sichtweise, welche die Relevanz eines adäquaten (finanz-) verfassungsrechtlichen Normgefüges allenfalls im Rahmen der Institutionenökonomik thematisiert, aber ansonsten zumeist ausblendet, fokussiert die juristische Betrachtungsweise die Einbettung der Einnahmengenerierung aus der Veräußerung von Staatsvermögen in den verfassungsrechtlichen Kontext. Geht der Staat ganz oder teilweise dazu über, Emissionsberechtigungen zu veräußern, so erzielt er hierdurch Einnahmen. Dies kann zu finanzverfassungsrechtlichen Problemen führen. In der ersten Handelsperiode war diese Problematik durch die Entscheidung für das mit der Finanzverfassung systemkonforme kostenlose Vergabe (Grandfathering) abgeschnitten, da bei einer kostenlosen Allokation der Emissionsberechtigungen der Staat keine neuartigen Einnahmen erzielt, die näher untersucht werden müssten.<sup>145</sup> Geht der Staat aber (teilweise) dazu über, Berechtigungen zu veräußern, so erzielt er Einnahmen, welche die Schutz- und Begrenzungsfunktion der Finanzverfassung (Art. 104a ff. GG) tangieren können.<sup>146</sup> Aus ökonomischer Sicht ist aber die Einhaltung verfassungsrechtlicher Regeln als strenge Nebenbedingung für die Optimierung der Abgaben- bzw. Einnahmenregelung anzusehen.

In diesem Kapitel wird allein dieser juristischen Sichtweise nachgegangen und gefragt, wie der Staat auf bundesdeutscher Ebene die konkrete Ausgestaltung der Veräußerung von Emissionsberechtigungen in Einklang mit dem geltenden Finanzverfassungsrecht bringen kann. Die Veräußerung von CO<sub>2</sub>-Berechtigungen hat im Einklang mit dem gesamten Verfassungsrecht zu erfolgen: Die Freiheitsgrundrechte (Art. 12 und 14 GG), der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit und Bestandsschutzüberlegungen sind bei der gesetzgeberischen Umsetzung genau so zu beachten, wie der allgemeine Gleichheitsgrundsatz (Art. 3 Abs. 1 GG) und die finanzverfassungsrechtlichen Vorgaben der Art. 104a ff. GG. Blendet man die in der Literatur teilweise ausführlich behandelte grundrechtliche<sup>147</sup> Dimension der Allokationsmethode aus und fokussiert die

---

<sup>145</sup> Umgekehrt klingt hier aber die Frage an, ob der Staat hierdurch nicht auf Einnahmen verzichtet, also den bisher zertifikatpflichtigen Anlagenbetreibern Verschonungssubventionen gewährt hat.

<sup>146</sup> Europarechtlich steht auch der gegenwärtig in der zweiten Handelsperiode praktizierten teilweisen entgeltlichen Allokation von Emissionsberechtigungen nichts entgegen: Solange neunzig Prozent der Emissionsberechtigungen kostenlos zugeteilt werden, ist den Anforderungen des Art. 10 der EU-Emissionshandelsrichtlinie genüge getan. Die verbindliche Vorgabe einer kostenlosen Allokation von 90 % der Emissionsberechtigungen stellt hierbei „die Entscheidung zugunsten einer bestimmten Zuteilungsmethode“ dar. So auch ausdrücklich OVG Berlin-Brandenburg, Urteil vom 28.11.2005, OVG 12 S 9.05.

<sup>147</sup> Siehe hierzu statt vieler nur Martini und Gebauer (2007), S. 229ff.; Mehrbrey (2003), Rebentisch (2006); S. 749ff., Enders (2006), Abschnitt III 3 oder Burgi und Selmer (2007), S. 73ff.



finanzverfassungsrechtliche Rechtfertigung der Veräußerungserlöse,<sup>148</sup> stellt sich die Frage nach der Rechtsnatur derartiger Einnahmen.<sup>149</sup> Diese Fragen rund um die finanzverfassungsrechtliche Einordnung der Einnahmen aus der Veräußerung von Emissionsberechtigungen gehören zur „Schwergewichtsklasse verfassungsrechtlicher Probleme“<sup>150</sup>, die in der juristischen Literatur sehr kontrovers diskutiert werden und zu denen bislang noch keine höchstrichterliche Entscheidung vorliegt. Auch wenn für die Zeit nach 2012 auf Basis einer neuen EU-Emissionshandelsrichtlinie der Rahmen zu einer weitergehenden Veräußerung<sup>151</sup> von bis zu 100% der CO<sub>2</sub>-Berechtigungen<sup>152</sup> eröffnet werden sollte und der nationale Gesetzgeber sich für eine vollständige Veräußerung entschiede, wird das oben geschilderte Klärungserfordernis der finanzverfassungsrechtlichen Einordnung dieser Erlöse nicht redundant, denn für die Beantwortung dieser Frage ist das Veräußerungsvolumen irrelevant. Auch der mit Emissionshandelsrichtlinie,<sup>153</sup> „Linking Directive“,<sup>154</sup> Treibhausgasemissionshandelsgesetz (TEHG), Zuteilungsgesetz 2012 (ZuG 2012),<sup>155</sup> Projektmechanismengesetz (ProMechG) etc. existierende umfangreiche rechtliche Rahmen macht die Klärung der finanzverfassungsrechtlichen Einordnung der Veräußerungserlöse nicht überflüssig. Der Staat generiert durch die Veräußerung der Berechtigungen Einnahmen, die grundsätzlich in Konflikt mit der Schutz- und Begrenzungsfunktion der Finanzverfassung (Art. 104a ff. GG) treten können und gegebenenfalls eine Änderung der Verfassung gebieten. Dies rechtfertigt im

---

<sup>148</sup> Falls etwa europarechtlich das Veräußerungsverfahren vorgeschrieben werden würde, so würde sich das Bundesverfassungsgericht nach dem Solange-I-Beschluss vorbehalten, die Vereinbarkeit von europäischem mit deutschem Recht selbst zu überprüfen (nicht aber die Gültigkeit sekundären Gemeinschaftsrechts), vgl. BVerfGE 37, 271ff.

<sup>149</sup> Die Rechtsnatur der Einnahmen ist interessant im Hinblick auf potenzielle Verstöße einzelner Rechtsformen gegen bestimmte Ziele und Prinzipien. In ökonomischer Sicht sind die Einnahmearten interessant im Hinblick auf ihre allokativen oder distributiven Wirkungen.

<sup>150</sup> So Blankennagel, zitiert nach Mehrbrey (2003), S. 43 Fn. 150.

<sup>151</sup> Die Veräußerung umfasst begrifflich sowohl die Auktionierung / Versteigerung von Emissionsberechtigungen als auch den Verkauf zum Marktpreis.

<sup>152</sup> Der Sachverständigenrat für Umweltfragen empfiehlt für die Zeit nach 2012 eine vollständige Versteigerung der Emissionsberechtigungen, siehe Sachverständigenrat für Umweltfragen (2006), Ziffer 5.2 (Rn. 36).

<sup>153</sup> Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13.10.2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates. Amtsblatt der Europäischen Union vom 25.10.2003 (L 275/32).

<sup>154</sup> Richtlinie 2004/101/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 27. Oktober 2004 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft im Sinne der projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls.

<sup>155</sup> Gesetz zur Änderung der Rechtsgrundlagen zum Emissionshandel im Hinblick auf die Zuteilungsperiode 2008 bis 2012, BGBl. I 2007 vom 07.08.2007, S. 1788ff.

vorliegenden Kapitel die alleinige Konzentration auf die juristische Sichtweise und das nachfolgend beschriebene Vorgehen.

Bei Untersuchung der Frage der finanzverfassungsrechtlichen Einordnung der Veräußerungserlöse wird in Unterkapitel 3.2 zunächst versucht, aus der ähnlich gelagerten Problematik der Versteigerung der UMTS - Lizenzen im Jahr 2000 erste Erkenntnisgewinne zu erzielen, ehe in Unterkapitel 3.3 geklärt wird, ob die Einnahmen aus der Veräußerung privatrechtlicher oder öffentlich-rechtlicher Natur sind. Nach Beantwortung dieser Frage erfolgt in Unterkapitel 3.4 die Qualifizierung Veräußerungserlöse als nicht-steuerliche Abgabe, indem die in der Literatur diskutierten Einordnungsversuche als Verwaltungsgebühr, als Verleihungsgebühr, als Sonderabgabe und schließlich als sonstige nicht-steuerliche Abgabe diskutiert und hinterfragt werden. Am Ende wird gezeigt, dass die Einordnung der Veräußerungserlöse als sonstige nicht-steuerliche Abgabe aus der höchstrichterlichen Rechtsprechung des BVerfG heraus entwickelt werden und somit eine tragfähige Begründung für diese Einordnung liefern kann, welche die finanzverfassungsrechtlichen Vorgaben erfüllt. Unterkapitel 3.5 fasst die wichtigsten Erkenntnisse zusammen.

## 3.2 Die Versteigerung der UMTS - Lizenzen

In der Diskussion um die Rechtsnatur der Veräußerung von Emissionsberechtigungen verweist die Literatur oftmals auf die Parallele zur Versteigerung der Mobilfunklizenzen (UMTS-Lizenzen) durch den Bund.<sup>156</sup> In diesem Kapitel wird untersucht, welche Erkenntnisse aus der Versteigerung von UMTS-Lizenzen für die Einordnung der Versteigerung von Emissionsberechtigungen fruchtbar gemacht werden können.<sup>157</sup>

Das Bundesverfassungsgericht hatte 2002 eine diesbezügliche Bund - Länder-Streitigkeit zu entscheiden, nimmt in dem sog. UMTS-Urteil<sup>158</sup> aber keine Stellung zur Rechtmäßigkeit der Versteigerung, sondern betont, dass eine „genaue rechtliche Einordnung als nichtsteuerliche Einnahme ... für die Entscheidung des Verfassungsverstreits unerheblich (ist)“. Im hierzu reichlich vorhandenen Schrifttum wird indes ganz überwiegend davon ausgegangen, dass es sich bei den Versteigerungsentgelte um

---

<sup>156</sup> Körner/Schweinitz (2007), Rn. 34ff.

<sup>157</sup> Vgl. zu diesem Unterkapitel auch Bergmann, Bertenrath et al. (2008).

<sup>158</sup> BVerfGE 105, S. 135.

öffentliche Abgaben handele,<sup>159</sup> wobei die Staatsleistung in Form der Lizenzerteilung erbracht werden soll. Dennoch ist die Frage, ob die UMTS-Lizenz-Versteigerung ein hoheitlicher Akt oder ein Erwerbsgeschäft war, zwischenzeitlich auch zum Gegenstand gerichtlicher Auseinandersetzungen geworden: Auf der Rechnung, die der Bund den Unternehmen nach der Auktionierung der Lizenzen stellte, war keine Umsatzsteuer ausgewiesen. Die Käufer verlangten geänderte Rechnungen; die beteiligten Unternehmen vertreten die Ansicht, der Bund habe unternehmerisch gehandelt und hätte damit Umsatzsteuer ausweisen müssen. Die Unternehmen seien als Käufer berechtigt, einen Vorsteuerabzug geltend zu machen, was de facto zu einer Steuermindereinnahme des Bundes von über 6 Milliarden Euro führen würde. Der Bund verneint in diesem Streit unternehmerisches Handeln und verweigert den Vorsteuerabzug. (Zivilrechtliche) Klageverfahren gegen die Bundesrepublik Deutschland sind anhängig - einerseits auf Erteilung einer Rechnung mit ausgewiesener Mehrwertsteuer und andererseits auf Feststellung der Umsatzsteuerpflicht für das Versteigerungsverfahren.

Durch vergleichbare Fälle hat der Streit eine europarechtliche Dimension erhalten. In zwei Verfahren aus Österreich und Großbritannien kam es zu Ersuchen nach Vorabentscheidung gemäß Art. 234 EGV beim EuGH.<sup>160</sup> Die Generalanwältin hatte am 07.09.2006 ihre Schlussanträge vorgelegt und im Ergebnis festgestellt, dass es sich bei der Versteigerung zwar um eine „wirtschaftliche Tätigkeit“ gehandelt habe, eine Mehrwertsteuerpflicht sei jedoch abzulehnen, da die versteigernde Institution im Rahmen der öffentlichen Gewalt tätig geworden sei. Die erstmalige Zuteilung von Frequenzen sei ausschließlich dem Staat vorbehalten und könne nicht mit der Übertragung und dem Handel von (zuteilten) Frequenzen zwischen Wirtschaftssubjekten verglichen werden. Dass sich der Staat durch die Versteigerung einer privatrechtlichen Handlungsform bedient und hohe Entgelte vereinnahmt, ändere nichts an der Qualifizierung als Tätigwerden im Rahmen öffentlicher Gewalt. Entscheidend sei, dass die staatliche Behörde auf der Grundlage eines allein für den Staat geltenden Sonderregimes tätig würde; auf die Handlungsform komme es nicht an. In seinem Urteil vom 26.06.2007 folgt das Gericht dieser Auffassung und stellt fest, dass die Zuteilung von Nutzungsrechten im Wege der Versteigerung keine wirtschaftliche Tätigkeit (im Sinne der Sechsten Mehrwertsteuerrichtlinie) ist.

---

<sup>159</sup> Statt vieler nur Grzeszick (1997), S. 883; Schumacher (2000), S. 3098ff.; Kötter (2001), S. 1560ff.; Ritgen (2002), S. 384ff.; Becker, F. (2003), S. 178.

<sup>160</sup> Rechtssachen C-369/04 und C-284/04.

Zusammenfassend wird auf eine mögliche gerichtliche Auseinandersetzung um die Einordnung der Versteigerung von CO<sub>2</sub>-Berechtigungen die Entscheidung des EuGH zu den UMTS-Lizenzen übertragbar sein. Insoweit empfiehlt es sich zumindest aus Gründen der Vorsicht, für das Gesetzgebungsverfahren von einer „hoheitlichen Tätigkeit“ auszugehen, die in das Regelwerk der Finanzverfassung der Art. 104a ff. GG einzuordnen ist; eine erwerbswirtschaftliche Qualifizierung der Versteigerung von CO<sub>2</sub>-Berechtigungen würde hingegen das System der Finanzverfassung gar nicht erst tangieren. Im Übrigen gilt es zu beachten, dass die Bundesrepublik bislang immer die Ansicht vertreten hat, bei der Versteigerung der UMTS-Lizenzen hoheitlich gehandelt zu haben. Sollte sich der Staat (respektive der Gesetzgeber) bei der Versteigerung der CO<sub>2</sub>-Berechtigungen nunmehr für eine privatrechtliche Einordnung aussprechen, würde er sich (von der rechtlichen Fragwürdigkeit der Haltung abgesehen) also in klaren Widerspruch zu seinem eigenen Verhalten setzen. Zusätzliche Erkenntnisgewinne, die in der Problematik der Einordnung der Versteigerung von CO<sub>2</sub>-Berechtigungen weiterführen könnten, sind aus der Diskussion um die Versteigerung der UMTS-Lizenzen nicht zu gewinnen.

### **3.3 Einnahmen privatrechtlicher oder öffentlich-rechtlicher Natur?**

#### **3.3.1 Problemstellung**

In § 13 Abs. 3 Nr. 1 BHO wird zwischen verschiedenen staatlichen Einnahmeformen unterschieden. Zu diesen Einnahmen zählen neben Steuern und Verwaltungseinnahmen unter anderem auch Einnahmen aus Vermögensveräußerungen, die zu den fiskalischen Einnahmen gehören. Durch die entgeltliche Allokation der Emissionsberechtigungen fließen dem Bund Einnahmen zu, die als hoheitlich auferlegte Lasten den abgabesystematischen Vorgaben des Grundgesetzes entsprechen müssen. Wenn der Staat dabei Einnahmen erzielt, die keinen Abgabecharakter besitzen, sondern sich als privatrechtliche Einnahme darstellen, können die Restriktionen der Art. 104a ff. GG unter Umständen ausgeblendet werden, nicht aber deren Bindung an die Grundrechte. Daher muss zunächst geklärt werden, ob es sich bei den Verkaufs- oder Versteigerungserlösen um privatrechtliche Entgelte handelt oder aber um Abgaben im Sinne der Finanzverfassung.

### 3.3.2 Einordnung von Veräußerungsentgelten

Verschiedentlich wird die Ansicht vertreten, dass die Erlöse aus der Auktionierung Einnahmen aus einem privatrechtlichen Rechtsgeschäft darstellen und daher privatrechtlicher Natur seien.<sup>161</sup> Nach dieser Ansicht handelt es sich bei den Emissionsberechtigungen um vermögenswerte Rechte, die der Staat gegen Kaufpreiszahlung überträgt und bei welchem der Erwerber das Eigentum an den Berechtigungen aufgrund eines privatrechtlichen Kaufvertrages erlange.<sup>162</sup> Richtig ist insoweit, dass der Staat die Emissionsberechtigungen durch ein privatrechtliches Rechtsgeschäft auf die Käufer überträgt. Dabei handelt es sich um Rechte, deren Inhaber (nicht: Eigentümer) die Bieter respektive Käufer werden. Sie können diese Rechte selbst nutzen oder auch an andere weiterveräußern. Damit ist aber noch keine Aussage über die Rechtsnatur der dahinter stehenden Allokationsentscheidung und über die Befugnis, solche Emissionsberechtigungen überhaupt zu generieren, getroffen. Die finanzverfassungsrechtliche Einordnung der Veräußerungserlöse konzentriert sich mithin auf die Frage, ob jeder das Recht hat, solche CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen auf den Markt zu bringen und anzubieten, ob der Staat im Rahmen der Primärallokation der Emissionsberechtigungen also wie eine beliebige Privatperson handelt. Oder ob nicht vielmehr die Allokation der Emissionsberechtigungen ein originäres, allein dem Staat zustehendes (Hoheits-) Recht darstellt.

Ausgehend von den gängigen Theorien zur Unterscheidung von öffentlichem Recht und privatem Recht<sup>163</sup> kann festgestellt werden, dass die entgeltliche Zuteilung sich als Ausübung von Rechtssätzen des öffentlichen Rechts darstellt oder jedenfalls ihre Grundlage im öffentlichen Recht hat und die Exekutive ihr Recht zum Handeln daraus ableitet. Zweifelsohne gehört das Recht des CO<sub>2</sub>-Emissionshandels in seiner gesetzlichen

---

<sup>161</sup> Auch die Forderung des Unterausschusses des Bundesrates, § 5 Abs. 3 aus dem Entwurf des ZuG 2012 zu streichen, weil „die erwerbswirtschaftliche Betätigung der öffentlichen Hand zur Deckung der .... Kosten“ dem Grundgesetz fremd und möglicherweise verfassungswidrig sei“, geht in diese Richtung, vgl. Bundesrat (2007).

<sup>162</sup> Im Rahmen eines Treffens zum Forschungs- und Beratungsvorhaben „Vollzugsorientierte Analyse von Einzelfragen des Emissionshandelsregimes - Rechtliche Gestaltung und Vollzug des Verkaufs und der Auktionierung von Emissionsberechtigungen“ im Auftrag des Umweltbundesamtes am 07.05.2007 zwischen dem Umweltbundesamt und dem FiFo-Köln als Auftragnehmer bei der Deutschen Emissionshandelsstelle in Berlin wurde diese aus einer behördeninterne Stellungnahme des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit hervorgehende Ansicht zu den Veräußerungserlösen diskutiert.

<sup>163</sup> Näher z.B. bei Kopp und Ramsauer (2003), § 1 Rdnrn. 5ff., 12ff.

Umsetzung durch das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG)<sup>164</sup> und die entsprechenden weiteren Gesetze und Verordnungen zum Bereich des öffentlichen Rechts. Die Befugnis, Emissionsberechtigungen zuzuteilen hat nur der Staat; er allein ist berechtigt, einen nationalen Allokationsplan zu erstellen und auf der Basis dieses Planes die Zuteilung vorzunehmen. Der Staat handelt hoheitlich in seiner Eigenschaft als Träger von Staatsmacht, und entscheidet, welchen Umfang das Gesamtkontingent hat, wie viele Emissionsberechtigungen erteilt werden und in welcher Art und Weise diese Berechtigungen übertragen werden. Der Staat macht von einem allein ihm zustehenden Sonderrecht Gebrauch, das zur Erfüllung öffentlicher Aufgaben dient und im Interesse des Wohls der Allgemeinheit wahrgenommen wird. Er handelt also öffentlich-rechtlich, - dass er sich dabei der Form des privatrechtlichen Rechtsgeschäfts bedient, steht dem öffentlich-rechtlichem Handeln nicht entgegen. Es bleibt mithin eine Tatsache, dass allein der Staat das Recht hat, die Erstvergabe der Emissionsberechtigungen zu organisieren; ausschließlich dem Staat als Träger von Hoheitsmacht ist es vorbehalten, die Allokation und das Allokationsverfahren zu bestimmen.

Dass es bei der Erstvergabe der Berechtigungen zu einer vertraglichen Beziehung zwischen Staat und Käufer kommt, steht der öffentlich-rechtlichen Rechtsnatur der Transaktion nicht entgegen. Ein Rechtsgeschäft zwischen Staat und Privatpersonen führt keinesfalls zwangsläufig zur Einordnung der Rechtsbeziehung in das Privatrecht: So kennt auch das öffentliche Recht Verträge als Formen öffentlich-rechtlichen Handelns, vgl. §§ 54 ff. Verwaltungsverfahrensgesetz (VwVfG). Es ist unbestritten, dass öffentlich-rechtliche Verträge als Handlungsform an die Stelle des Handelns durch Verwaltungsakt treten können. Maßgeblich für die Zuordnung zum öffentlichen oder privaten Recht ist der Vertragsinhalt, also der Gegenstand des Vertrages, und nicht die Form des Handelns.<sup>165</sup> Vergleichbares gilt bei der entgeltlichen Vergabe: die Form des Handelns bestimmt nicht dessen Rechtsnatur. Der Staat nutzt den Emissionshandel als Instrument der Verhaltenssteuerung zum Zweck des Umwelt- und Klimaschutzes, er kommt seinen Verpflichtungen aus dem Kyoto-Protokoll und aus der EU-Emissionshandelsrichtlinie nach und strebt die Erhaltung der natürlichen Lebensgrundlagen zum Wohle aller an. Bei der Erstzuteilung der Berechtigungen handelt der Staat hoheitlich,

---

<sup>164</sup> Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz - TEHG) vom 8. Juli 2004 (BGBl. I S. 1578), zuletzt geändert durch Artikel 19a Nummer 3 des Gesetzes vom 21. Dezember 2007 (BGBl. I S.3089).

<sup>165</sup> BVerfGE 74, S. 368, 2 BvR 284/85 vom 26.03.1987.

die Form der Vergabe ist zweitrangig. Die Rechtsbeziehung zwischen den Beteiligten bleibt auch dann öffentlich-rechtlicher Natur, wenn der Staat die allokativen Zuteilungsentscheidungen durch Verwaltungsakt (ganz oder teilweise) ersetzt durch eine Versteigerung oder einen Verkauf.

Für die Einordnung der entgeltlichen Vergabe in das Rechtssystem macht es im Übrigen auch keinen Unterschied, ob die entgeltlich angebotenen Berechtigungen aus einer Sonderreserve (vgl. gegenwärtig § 5 Abs. 3 Zuteilungsgesetz 2012 (ZuG 2012))<sup>166</sup> stammen, die nicht jeder in Anspruch nimmt oder einen Teil der zuzuteilenden Gesamtmenge (vgl. gegenwärtig §§ 19 ff. ZuG 2012) darstellen. Das Argument, dass ein Kauf von Berechtigungen aus der Sonderreserve für niemanden verpflichtend ist, ist weder ein Argument für noch gegen die hoheitliche Tätigkeit des Staates bei der Vergabe. So ist auch niemand verpflichtet, bei der für die zweite Handelsperiode geltenden 10%-Versteigerung von Emissionsberechtigungen mitzubieten; denn allein die jeweilige unternehmerische Bedarfsentscheidung bestimmt, ob sich der Betreffende an der Auktionierung beteiligt oder nicht. Auch bei Betrachtung einer vollständig kostenlosen Zuteilung ist niemand verpflichtet, Gebrauch von den Berechtigungen, die er erhalten hat, zu machen - im Gegenteil, das System macht es möglich, CO<sub>2</sub>-Einsparpotentiale zu nutzen und nicht benötigte Berechtigungen zu veräußern. Die hoheitliche Rechtsnatur des staatlichen Handelns hängt nicht von der Nachfrageseite nach staatlichem Handeln ab. Die Befugnis, Unternehmen mit CO<sub>2</sub>-Berechtigungen auszustatten, entspringt dem öffentlichen Recht; ob im Einzelfall Bedarf an solchen Rechten besteht, ist für die rechtssystematische Zuordnung irrelevant.<sup>167</sup> Unzweifelhaft muss jeder für die von ihm verursachten CO<sub>2</sub>-Emissionen die entsprechende Menge an Berechtigungen halten, ansonsten drohen öffentlich-rechtliche Sanktionen. Mit dem gegenwärtig geltenden TEHG und dem ZuG 2012 vollzieht die zuständige staatliche Stelle öffentliches Recht, gleichgültig, wie viele Berechtigungen tatsächlich zugeteilt bzw. nachgefragt werden.<sup>168</sup> Nur der Staat hat das Recht, Emissionsberechtigungen zu generieren und

---

<sup>166</sup> Gesetz zur Änderung der Rechtsgrundlagen zum Emissionshandel im Hinblick auf die Zuteilungsperiode 2008 bis 2012, BGBl. I 2007 vom 07.08.2007, S. 1788ff.

<sup>167</sup> Anders ausgedrückt: Auch die Anlagengenehmigung für eine Kfz-Rennstrecke nach § 4 BImSchG i.V.m. Anhang Nr. 10.17 der 4. BImSchV ist öffentlich-rechtlicher Natur, egal ob eine solche Genehmigung nachgefragt wird, oder nicht.

<sup>168</sup> Wer für eine privatrechtliche Einordnung der entgeltlichen Zuteilung argumentiert, müsste sich im übrigen auch dazu äußern, wie die derzeit kostenlose Zuteilung und wie das gegenwärtig mögliche Nebeneinander von (90 %) kostenloser und (10 %) entgeltlicher Zuteilung einzuordnen ist.

diese Nutzungsrechte auf der Basis des von ihm erstellten und zu verantwortenden Nationalen Allokationsplanes (NAP) zuzuteilen.

Schließlich hält auch das Argument, bei der entgeltlichen Übertragung der Emissionsberechtigungen handele es sich um eine Form der staatlichen Vermögensveräußerung<sup>169</sup> und deswegen sei von einer privatrechtlichen Einnahme auszugehen, einer Überprüfung nicht stand. Zum Vermögen des Bundes gehört - nach der Definition des Haushaltsrechts - das im öffentlichen Eigentum stehende Vermögen; es umfasst den bewerteten Bestand an Wirtschaftsgütern, über welchen der Bund verfügt, und setzt sich aus dem Verwaltungs- und dem Finanzvermögen zusammen.<sup>170</sup> Emissionszertifikate als „Wertpapier“ oder besser „Papier mit Wert“ sind zwar eigentumsfähig, aber sie verbriefen lediglich ein dahinter stehendes Recht, und dieses Recht ist Gegenstand der Transaktion zwischen Staat und Käufer, nicht das Papier selbst. Die CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen erlauben eine Nutzung der Erdatmosphäre, eine Inanspruchnahme ihrer sog. „Deponiefunktion“<sup>171</sup>; die Erdatmosphäre als solche ist ein öffentliches Gut und nicht eigentumsfähig.<sup>172</sup> An ihr besteht kein unbeschränktes Recht des Staates über sie zu verfügen oder gar andere von der Nutzung ausschließen zu können. Der Staat überträgt nicht eigenes Vermögen auf einen anderen und verlangt dafür einen Kaufpreis. Bei der fraglichen Transaktion findet keine Vermögensumschichtung statt. Kostenpflichtig im Rahmen des CO<sub>2</sub>-Handels ist die Umweltnutzung, „sie erhält einen Marktpreis, der ihren gesellschaftlichen Knappheitswert widerspiegelt“.<sup>173</sup> Man könnte auch von einem „rechtstechnischen Trick“<sup>174</sup> sprechen, durch den der Staat in niemandes Eigentum stehende Güter durch einen Preis reguliert oder auch reglementiert - als Alternative zu ordnungsrechtlicher Reglementierung.

---

<sup>169</sup> Man könnte argumentieren, dass der Staat im Rahmen des effort-sharing seinerseits ein Recht bekommen hat, auf seinem Staatsgebiet ohne zusätzliche Bedingungen eine bestimmte Menge emittieren zu können; dieser internationale Akt hätte dann ein Vermögen auf Seiten des Staates geschaffen. Dem steht entgegen, dass die Erdatmosphäre nicht eigentumsfähig ist und damit auch nicht aus Teilen derselben Vermögen kreierte werden kann.

<sup>170</sup> „Das Verwaltungsvermögen setzt sich zusammen aus den unmittelbar der Erfüllung der Staatsaufgaben dienenden Anlagen wie Straßen, Verwaltungsgebäude, Schulen und Krankenhäuser. Das Finanzvermögen setzt sich zusammen aus Betriebsvermögen, Kapitalbeteiligungen und Forderungen gegen Gebietskörperschaften, Unternehmen, Private und das Ausland.“ Vgl. Andersen und Woyke (2003).

<sup>171</sup> Dazu etwa Cansier (1996), S. 13.

<sup>172</sup> Musgrave, Musgrave et al. (1994).

<sup>173</sup> Martini und Gebauer (2007), S. 227.

<sup>174</sup> Becker, F. (2002), S. 13.



### 3.3.3 Ergebnis

Die Veräußerungserlöse entspringen nicht einer Vermögensveräußerung. Der Gesetzgeber kommt nicht umhin, die gesetzlich vorgesehene Veräußerungsmöglichkeit an den Vorgaben der Verfassung und insbesondere der Finanzverfassung, Art. 104a ff. GG auszurichten. Dies steht im Einklang mit der ganz überwiegend im Schrifttum vorherrschenden Meinung (die sich teilweise auf die Versteigerung der UMTS-Lizenzen bezieht), wonach die Veräußerungserlöse ganz allgemein als öffentliche Abgaben einzustufen sind.<sup>175</sup> Auch wenn man letztere Ansicht nicht teilt, so müssten für nichtabgabenrechtliche öffentlich-rechtliche Geldleistungspflichten - wie Auktionserlöse - die finanzverfassungsrechtlichen Maßstäbe der Art. 104a ff. GG zumindest analog herangezogen werden, weil die Versteigerungsentgelte eine erhebliche Aufkommenswirkung zugunsten der öffentlichen Hand entfalten.<sup>176</sup>

## 3.4 Zuordnung zu nicht-steuerlichen Abgaben

Die Versteigerungs- bzw. Veräußerungserlöse gehören mithin in das System der öffentlichen Abgaben nach Art. 104a ff. GG. Das Grundgesetz geht von einer primären Steuerfinanzierung der staatlichen Aufgaben aus (Prinzip der Steuerstaatlichkeit), lässt daneben aber auch sog. nicht-steuerliche Abgaben zu. Dass die Veräußerung der Berechtigungen nicht unter den Steuerbegriff fällt, wie er in § 3 Abs. 1 Abgabenordnung (AO)<sup>177</sup> enthalten ist, erklärt sich ohne weiteres aus dem Synallagma von Zuteilung und Erlös. Es fehlt insoweit an der „Voraussetzungslosigkeit“ der Einnahme.<sup>178</sup>

Das Grundgesetz enthält keinen abschließenden Kanon zulässiger nicht-steuerlicher Abgabetypen. Die Begrenzungs- und Schutzfunktion der Finanzverfassung verbietet es aber, in beliebiger Art und Weise, nicht-steuerliche Abgaben zu begründen. Die Finanzverfassung bildet eine in sich geschlossene Rahmen- und Verfahrensordnung<sup>179</sup>, jede

---

<sup>175</sup> Körner/Schweinitz (2007), Rn. 35; Burgi und Selmer (2007), S. 19.

<sup>176</sup> Burgi und Selmer (2007), S. 71.

<sup>177</sup> „Steuern sind Geldleistungen, die nicht eine Gegenleistung für eine besondere Leistung darstellen und von einem öffentlich-rechtlichen Gemeinwesen zur Erzielung von Einnahmen allen auferlegt werden, bei denen der Tatbestand zutrifft, an den das Gesetz die Leistungspflicht knüpft“.

<sup>178</sup> Zur Ansicht, dass der Staat Steuerstaat ist und mit den neuen Formen der Bewirtschaftung von Umweltgütern möglicherweise an seine verfassungsrechtliche Grenzen stößt, vgl. z.B. Becker, F. (2003), S. 177.

<sup>179</sup> BVerfGE 67, S. 256, 288.

Abgabe muss sich an den finanzverfassungsrechtlichen Vorgaben der Art. 104a ff. GG ausrichten.

In seinem Urteil zum Wasserpfennig<sup>180</sup> streicht das Bundesverfassungsgericht nochmals die drei Kriterien heraus, die als grundlegende Prinzipien der Finanzverfassung unabdingbare Zulässigkeitsvoraussetzung für die Erhebung nicht-steuerlicher Abgaben sind: 1.: Nicht-steuerliche Abgaben bedürfen einer besonderen sachlichen Rechtfertigung und müssen sich von den voraussetzungslos auferlegten und geschuldeten Steuern deutlich unterscheiden. 2.: Die Erhebung einer nicht-steuerlichen Abgabe muss der Belastungsgleichheit der Abgabepflichtigen Rechnung tragen. Und 3.: Es gilt der Grundsatz der Vollständigkeit des Haushaltsplans.

Keinen grundsätzlichen Bedenken begegnen die sog. Vorzugslasten, d.h. Gebühren<sup>181</sup> und Beiträge. Etabliert im Kanon der nicht-steuerlichen Abgaben sind aber auch Sonderabgaben, Verbandslasten und Sozialversicherungsbeiträge<sup>182</sup>. Doch bei allem Bestreben um Zu- und Einordnung gilt: Bei der Prüfung der Zulässigkeit einer nicht-steuerlichen Abgabe ist es unbeachtlich, unter welcher „Überschrift“ die fragliche Abgabe im Einzelfall geführt wird. Nur der Regelungsinhalt der Abgabe ist für die Kompatibilität mit der Finanzverfassung ausschlaggebend, nicht die Bezeichnung. Bei der Zuordnung der Veräußerungserlöse in das finanzverfassungsrechtliche System muss es allein darum gehen auszuloten, wo die Grenzen der Einnahmeerzielung liegen.

### 3.4.1 Verwaltungsgebühr

Die im Finanzrecht anerkannten Gebührenformen der Verwaltungs- und Benutzungsgebühren bieten keinen Rahmen für die Zuordnung der Veräußerungserlöse. Weder handelt es sich bei den Einnahmen um Entgelte für die Inanspruchnahme einer öffentlichen Einrichtung, noch wird für ein behördliches Tätigwerden bezahlt.<sup>183</sup> Im vorherigen Kapitel wurde bereits dargelegt, dass die Abgabeform „Verwaltungsgebühr“ nicht kompatibel ist mit Preisen, die sich über Angebot und Nachfrage ergeben. Dann bleiben nach den bisherigen Kategorisierungen nur noch Sonderabgaben und die sog. Ver-

---

<sup>180</sup> BVerfGE 93, S. 319, 342 f.

<sup>181</sup> Hier wird zwischen Verwaltungs- und Benutzungsgebühren unterschieden, vgl. z.B. Vogel und Waldhoff (1997), Vorbem. zu Art. 104a-115, Rdnr. 422 m.w.N.

<sup>182</sup> Eine Übersicht enthält Kirchhof, Ferdinand (2001), S. 109ff.

<sup>183</sup> Andere Ansicht OVG Lüneburg, NVwZ-RR 1995, S. 442 sowie Hendler (1989), S. 25ff. und Meßerschmidt (1987), S. 932.

leihungsgebühren (vereinzelt auch Konzessionsabgabe genannt) - oder aber, man qualifiziert die Erlöse als sonstige nicht-steuerliche Abgaben. Demgemäß konzentriert sich die Auseinandersetzung im finanzrechtlichen Schrifttum auf die drei genannten Ausprägungen nicht-steuerlicher Abgaben, die Meinungspalette ist umfassend und kontrovers.

### 3.4.2 Verleihungsgebühr

Das Rechtsinstitut der Verleihungsgebühr - das als rechtliche Kategorie immer noch umstritten ist - hat sich insbesondere im Zusammenhang mit der „Ökologisierung“ des Abgabensystems entwickelt.<sup>184</sup> Für die Zuordnung zu einer so genannten Verleihungsgebühr<sup>185</sup> soll die Verleihung eines staatlichen Rechtes ausreichend sein (so genannter weiter Leistungsbegriff). Bei den Veräußerungserlösen (als ökologisch motivierte Vorzugslast) handele es sich um ein Entgelt für die Möglichkeit, eine natürliche Ressource zu nutzen.<sup>186</sup> Die bei einer Gebühr zu fordernde staatliche Gegenleistung besteht nach dieser Ansicht in der Zuteilung des Emissionsrechts. Dem lässt sich entgegenhalten, dass die bloße Inanspruchnahme der Atmosphäre und ihrer Eigenschaften nicht mit einer staatlichen Leistungserbringung verbunden ist, wie sie der Begriff der „Gebühr“ verlangt. Der Staat „administriert den Zugriff“<sup>187</sup> auf die natürliche Ressource Atmosphäre, die Bereitstellung der Atmosphäre bedeutet für den Staat aber keinerlei eigenen Aufwand. Eine Verleihungsgebühr kann - wenn man diese Abgabenart als solche akzeptiert<sup>188</sup> - aber nur dann angenommen werden, wenn die Kostenpflicht einhergeht mit Kosten seitens des Staates (enger Leistungsbegriff). Die Zahlungspflicht muss dann also abhängig sein von einem staatlichen Aufwand. Für den engen Leistungsbegriff spricht, dass sich eine Gebühr „von den voraussetzungslos auferlegten und geschuldeten Steuern deutlich unterscheiden“ muss. Die Gegenleistung kann sich dabei nicht allein durch administratives Handeln begründen lassen, das beispielsweise auch bei der Erhebung und Einziehung der Steuern entsteht und regelmäßig durch die Erhebung von Verwaltungsgebühren kompensiert wird. Manche Autoren sehen die

---

<sup>184</sup> Vgl. z.B. bei Sacksofsky (2000), Vogel und Waldhoff (1997), Vorbem. zu Art. 104a-115, Rdnrn. 467ff.

<sup>185</sup> Einen Überblick gibt z.B. Heimlich, J. (1996), S. 215 f.

<sup>186</sup> So etwa bei Mehrbrey (2003), S. 172ff., 187. und wohl auch Stober (1989), § 25 II 1 b, S. 382.

<sup>187</sup> Becker, F. (2002), S. 17.

<sup>188</sup> Gegenmeinungen u.a. aufgeführt bei Mehrbrey (2003), S. 174, Fn. 29.

Gefahr der Kommerzialisierung der öffentlichen Verwaltung und fordern, dass der Staat bei der Administration knapper Ressourcen keinen Gewinn erzielen dürfe.<sup>189</sup> Der weite Leistungsbegriff würde ein „Gebührenerfindungsrecht“ ermöglichen, durch das es theoretisch möglich wäre, immer neue Einnahmequellen zu erschließen.<sup>190</sup>

### 3.4.3 Sonderabgabe

Eine Einordnung der Veräußerungserlöse in die Kategorie „Sonderabgabe“<sup>191</sup> kann nur dann in Betracht gezogen werden, wenn man von einer voraussetzungslos erhobenen nicht-steuerlichen Abgabe<sup>192</sup> ausgeht. Das Synallagma von Zuteilung und Veräußerungserlös spricht klar gegen diese Zuordnung, gleichwohl soll an dieser Stelle kurz „hilfsgutachterlich“ thematisiert werden, ob sich - bei gegenteiliger Ansicht - die Veräußerungserlöse finanzverfassungsrechtlich rechtfertigen ließen.

Sonderabgaben konkurrieren mit den ebenfalls voraussetzungslos erhobenen Steuern, und da die Finanzverfassung davon ausgeht, dass der Staat seinen Finanzbedarf im Wesentlichen über Steuern deckt, müssen Sonderausgaben eine „seltene Ausnahme“<sup>193</sup> bleiben. Sonderabgaben belasten nicht die Gesamtheit der Steuerpflichtigen, sondern nur eine bestimmte Gruppe, die aufgrund ihrer besonderen Sachnähe in die Finanzierungsverantwortung genommen wird. Dabei ist zwischen Sonderabgaben mit Finanzierungs- und solchen mit Lenkungsfunktion zu unterscheiden.<sup>194</sup> Vorliegend käme nur eine Sonderabgabe mit Lenkungsfunktion in Betracht, da die Einnahmen aus der Veräußerung von CO<sub>2</sub>-Berechtigungen zwar einen Finanzierungseffekt aber keine Finanzierungsfunktion haben. Sonderabgaben mit Lenkungsfunktion haben zum Ziel, durch wirtschaftliche Anreize das Verhalten der Abgabenschuldner zu steuern. Die Kostenpflicht der Berechtigungen setzt Anreize, CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotenziale im Unternehmen zu nutzen und den Ankauf (weiterer) Berechtigungen zu vermeiden. Der Mechanismus des Emissionshandels steht hier als Alternative zu einer ordnungs-

---

<sup>189</sup> Nachweise bei Becker, F. (2002), S. 5, Fn. 20 und 21.

<sup>190</sup> Soweit die „Verleihungsgebühr“ als Abgabe zur Abschöpfung eines Sondervorteils verstanden wird - der Begriff der Verleihungsgebühr lässt Raum für die unterschiedlichsten Fallkonstellationen - wird dazu in dem Kapitel „sonstige nicht-steuerliche Abgabe“ Stellung genommen.

<sup>191</sup> Aus der umfangreichen Literatur z.B. Kirchhof, P. (1996), S. 669, Jachmann (2005), Art. 105 Rdnrn. 15ff.

<sup>192</sup> Ansonsten ist die Abgabenform „Sonderabgabe“ - wie eine Steuer - von vornherein auszuschließen.

<sup>193</sup> Ständige Rechtsprechung, vgl. z.B. BVerfGE 91, S. 186, 203.

<sup>194</sup> Vgl. etwa BVerfGE 91, S. 186 (Kohlepfennig) einerseits und BVerfGE 57, S. 139 (Schwerbehindertenabgabe) andererseits.

rechtlichen Bewirtschaftung der Umweltnutzung und der Verhaltenssteuerung über Ge- und Verbote.

Generell muss der Gesetzgeber mit Sonderabgaben einen Sachzweck verfolgen, der über die reine Mittelbeschaffung hinausgeht. Die Abgabe darf nur einer homogenen Gruppe auferlegt werden, die von der Allgemeinheit klar abgrenzbar ist und die eine besondere Finanzierungsverantwortlichkeit trägt. Das Aufkommen der Sonderabgabe muss gruppennützig verwendet werden, d.h. im überwiegenden Interesse der in die Pflicht genommenen Gruppe. Bei Sonderabgaben mit Lenkungszweck werden diese Anforderungen modifiziert: Die Kriterien der „Gruppenverantwortung“ und der „gruppennützige Verwendung“ gelten als Maßstab nicht uneingeschränkt, die intendierte Lenkungswirkung der Sonderabgabe erlaubt es, diese Anforderungen zu lockern.<sup>195</sup> Das Merkmal der „homogene Gruppe“ bereitet allerdings die erste Hürde, wenn man davon ausgeht, dass jeder - auch in der Zeit nach 2012 - das Recht haben soll, Emissionsberechtigungen aus der Menge der Primärallokation heraus zu erwerben. Dass alle, die am entgeltlichen Erwerb interessiert sind, Nachfrager sind, ist ein wenig hilfreiches Abgrenzungsmerkmal. Denn die Nachfrager sind ein sich eher zufällig ergebender Personenkreis, aber gerade keine Gruppe, die sich klar von der Allgemeinheit der Steuerpflichtigen abgrenzen ließe.<sup>196</sup> Damit können die Einnahmen aus der Veräußerung nicht als Sonderabgabe eingeordnet werden.

### 3.4.4 Sonstige nicht-steuerliche Abgabe

Die „die Zulässigkeit einer Abgabe [ist] nicht davon abhängig, ob sie sich den gebräuchlichen Begriffen ... einfügt“<sup>197</sup>. Oder, um es aus der Sicht der haushalts-technischen Vereinnahmung heraus zu formulieren: „Der Staat gerät nicht schon dadurch in Verbuchungsnöte, dass er eine Abgabe außerhalb der gängigen Kategorien einführt.“<sup>198</sup> Nach der Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts<sup>199</sup> ist die Kompatibilität mit den Regeln der Finanzverfassung ausschlaggebend, nicht die

---

<sup>195</sup> Die Relativierung des Gebots der „Gruppennützigkeit“ findet sich in dem Urteil des BVerfG 1 BvL 56, 57, 58/78 vom 26.05.1981 (Punkt C.III.3 lit. a, (Rdnr. 118)) zur Schwerbehindertenabgabe.

<sup>196</sup> So auch Burgi und Selmer (2007), S. 75. Gleiches gilt, wenn man auf die Eigenschaft „zur Teilnahme am Emissionshandel verpflichtet“ abstellt, da auch dieser Kreis nicht deckungsgleich mit den auf die Primärallokation zugreifenden Akteuren ist.

<sup>197</sup> BVerfGE 93, S. 319, 345 (sog. „Wasserpfeffernig“-Beschluss).

<sup>198</sup> Hufeld (2002), S. 871, 876.

<sup>199</sup> BVerfGE 93, S. 319.

Benennung oder Bezeichnung der jeweiligen Abgabe. Anhand der bereits oben skizzierten Voraussetzungen muss die entgeltliche Zuteilung sich an folgenden, in ständiger Rechtsprechung verfestigten Kriterien messen lassen: 1.: Es bedarf einer sachlichen Legitimation gegenüber dem Prinzip des Steuerstaates bei hinreichend scharfer Unterscheidung zur Steuer. 2.: Der Grundsatz der Belastungsgleichheit muss gewahrt sein und 3.: Die Einnahmen sind in den Haushalt einzustellen, wobei eine Zweckbindung grundsätzlich zulässig ist.<sup>200</sup>

Dem Bund steht die Gesetzgebungskompetenz im Bereich der Luftreinhaltung zu, Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG, mit der Einrichtung eines Emissionshandelssystems nimmt er seine Befugnisse wahr und setzt europäisches Recht in nationales Recht um. Wenn der Gesetzgeber die bislang kostenlose Zuteilung teilweise durch eine entgeltliche Zuteilung ersetzen will, lässt sich zur sachlichen Legitimation der Abgabe zum einen auf deren Lenkungsfunction abstellen. So kann argumentiert werden, dass die gegenwärtige EU-Emissionshandelsrichtlinie einen effizienten europäischen Markt für CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen anstrebt,<sup>201</sup> und sich die entgeltliche Zuteilung einer Zuteilung durch kostenloses „Grandfathering“ überlegen zeigt. Die bisherige kostenlose Zuteilung geht von einem „Emissions-Status quo“ aus, berücksichtigt aber nicht die unterschiedlichen Grenzvermeidungskosten der zertifikatpflichtigen Akteure. Hingegen wird die finanzielle Last für Emittenten bei einer entgeltlichen Vergabe durch die von den Emittenten verursachten Emissionen direkt reflektiert. Der Anreiz zur Emissionsminderung wird unmittelbar spürbar durch ersparte finanzielle Aufwendungen - und dieser Anreiz entsteht nicht erst, wenn im Unternehmen entschieden wird, wie die kostenlos erhaltene Zertifikate genutzt werden, sondern setzt bereits im Moment der Zuteilungsentscheidung ein.<sup>202</sup>

Zur sachlichen Legitimation kann andererseits auch auf das Argument der Vorteilsabschöpfung verwiesen werden.<sup>203</sup> Das Bundesverfassungsgericht hatte es in der Wasserpennigentscheidung für zulässig erachtet, dass Sondervorteile bei der Nutzung knapper Güter abgeschöpft werden dürfen. Damit zieht das Gericht die Parallele zur

---

<sup>200</sup> Vgl. statt vieler nur BVerfGE 78, 249, 266f.; 93, S. 319, 345f.; 108, 1, 17ff.

<sup>201</sup> Vgl. Richtlinie 2003/87/EG, Erwägungsgrund Nr. 5.

<sup>202</sup> Ablehnend Burgi und Selmer (2007), S. 46, die meinen, „durch die .... Anfangs erfolgte Verknappung, ist das ökonomische Effizienzpotential im Hinblick auf den Klimaschutz gleichsam schon verbraucht.“

<sup>203</sup> Vgl. Körner/Schweinitz (2007), Rn 28ff.

Gebühr<sup>204</sup>, bei der der Ausgleichsgedanke es rechtfertigt, die Begünstigten zu einer vorteilsausgleichenden Geldleistungspflicht heranzuziehen. Im Fall der Wasserentnahmeentgelte hielt es das Gericht für sachlich gerechtfertigt, diejenigen, die einen Sondervorteil bei der Nutzung der knappen natürlichen Ressource genießen, mit einer Ausgleichsabgabe zu belegen. Dem Einzelnen werde die Nutzung einer knappen natürlichen Ressource, die der Bewirtschaftung unterliegt (im damaligen Fall das Grundwasser), eröffnet und die Teilhabe an einem Gut der Allgemeinheit verschafft. Es entstehe ein Sondervorteil gegenüber denen, die die Ressource „Wasser“ nicht oder nicht in gleichem Umfang nutzen dürfen. Manche Autoren sehen in dieser Ausgleichsabgabe die Anerkennung einer Verleihungsgebühr.<sup>205</sup> Über den Gedanken der Vorteilsabschöpfung ist prinzipiell ein Weg für die dogmatische Einordnung der Veräußerung von Emissionsberechtigungen eröffnet. Auch im Rahmen des CO<sub>2</sub>-Emissionshandels ist ein knappes Gut, nämlich die „Atmosphäre“ Gegenstand der Reglementierung. Die Inhaber von Emissionsberechtigungen genießen einen tatsächlichen und wirtschaftlichen Vorteil gegenüber anderen, der sie privilegiert. Dieses Recht erhalten die Betroffenen bislang kostenlos, was bei Veräußerung der Emissionsberechtigungen auf dem Sekundärmarkt zu Windfall-profits führt. Diesen Vorteil schöpft die Veräußerung ab und führt die korrespondierenden Einnahmen über den Haushalt wieder der Allgemeinheit zu, macht sie also für den Bürger nutzbar.

Gegen diesen Ansatz zur sachlichen Legitimation wird eingewendet, die „Atmosphäre sei ein weniger knappes Gut“ als Wasser und unterliege auch nicht einem vergleichbaren Bewirtschaftungssystem.<sup>206</sup> Zum Beleg wird auf den Beschluss des Bundesverfassungsgerichts zur Entschädigung für Waldschäden von 1998<sup>207</sup> verwiesen. Dort heißt es in Bezug auf die Nutzung von Kraftwerken und Industrieanlagen (also Anlagen, die der Emissionshandel auch erfasst): „Das Medium ‚Atmosphäre‘ unterliegt keiner öffentlich-rechtlichen Benutzungsordnung, die dem Grundrechtsträger prinzipiell kein Zugriffsrecht gewährt, sondern die Nutzung von einer im Ermessen stehenden staatlichen Zuteilung abhängig macht.“<sup>208</sup> Dem kann jedoch zweierlei entgegengehalten werden. Zum einen lassen die wissenschaftlichen Erkenntnisse zur CO<sub>2</sub>-Belastung der

---

<sup>204</sup> Das BVerfG vermeidet den Begriff aber und spricht insbesondere nicht von einer „Verleihungsgebühr“.

<sup>205</sup> Z.B. Heimlich, J. (1997), S. 996.

<sup>206</sup> So Burgi und Selmer (2007), S. 48ff.; ähnlich argumentiert Rebutisch (2006), S. 748, 752f. Siehe zur ökonomischer Sicht der Gutsqualität auch Kapitel 4.2.2.

<sup>207</sup> BVerfG, Beschluss vom 26.05.1998 - 1 BvR 180/88, NJW 1998, S. 3264.

<sup>208</sup> Ebenda S. 3265.

Atmosphäre und der damit einhergehenden dramatischen Klimafolgen, keine Zweifel, dass ein unbegrenzter Zugriff auf die Ressource „Atmosphäre“ nicht tragbar ist und verheerende weltweite Folgen nach sich zieht. Zum andern hat sich die „Bewirtschaftungslage“ seit 1998 deutlich verändert. Das Kyoto-Protokoll ist 2005 in Kraft getreten<sup>209</sup> und verpflichtet die Bundesrepublik (als Vertragsstaat) völkerrechtlich verbindlich zur Reduktion von Treibhausgasen. Die EU-Emissionshandelsrichtlinie nimmt den Handlungsauftrag des Kyoto-Protokolls auf und verpflichtet ihrerseits die EU-Mitgliedstaaten zur Verringerung der Treibhausgasemissionen. Die Mitgliedstaaten sind damit völker- und europarechtlich diesem Emissionshandelssystem unterworfen und verpflichtet, nationale Allokationspläne zu erstellen, die klarer Ausdruck eines Bewirtschaftungssystems sind. An dieser Grundlage ändert sich nichts Wesentliches, wenn nach 2012 ein Kyoto-Folgeabkommen von der Staatengemeinschaft auf den Weg gebracht würde, welches von der EU mit einer neuen Emissionshandelsrichtlinie umzusetzen wäre. Der Legitimation einer entgeltlichen Allokation von Emissionsberechtigungen im Sinne der verfassungsgerichtlichen Vorteilsabschöpfung steht dieses Argument nicht entgegen.<sup>210</sup>

Mit Blick auf den Lenkungszweck steht auch der Grundsatz der Verhältnismäßigkeit einer *teilweisen* kostenpflichtigen Zuteilung grundsätzlich nicht entgegen. Natürlich funktioniert das Emissionshandelssystem auch bei kostenloser Zuteilung; doch ist damit kein milderes Mittel gefunden, sondern nur ein Mittel, das die Möglichkeiten des Emissionshandels lediglich ansatzweise ausschöpft. Aus Vertrauensschutzerwägungen heraus ist es richtig, die Kostenpflicht Schritt für Schritt zu etablieren und den Wechsel von einem kostenlosen zu einem kostenpflichtigen Zuteilungsverfahren allmählich zu vollziehen. Der Aspekt der Kosteneffizienz spielte für die Zuteilung in der ersten Phase des Handels noch keine wichtige Rolle. Aus den Erfahrungen der ersten Jahre mit dem neuen Instrument und den Ansprüchen, die an das System zu stellen sind, erweist sich die Entgeltlichkeit der Zuteilung als konsequent.<sup>211</sup>

---

<sup>209</sup> Vgl. BGBl. II 2005 vom 10.02.2005.

<sup>210</sup> In diese Richtung argumentiert auch Enders (2006). Und selbst wenn man eher zögerlich ist, von einem Bewirtschaftungssystem zu sprechen, bleibt der Weg einer Begründung über die intendierte Lenkung.

<sup>211</sup> Ferner verlangt der Verfassungsgrundsatz der Vollständigkeit des Haushaltsplans, dass die Einnahmen in den Haushalt eingestellt werden und nicht der Kontrolle des Parlamentes entzogen werden. Eine Zweckbindung ist zulässig, und wenn es politisch gewollt ist, die Einnahmen für den Klimaschutz zu verwenden, ein weiteres Indiz für den Gedanken der Vorteilsabschöpfung. Ob die Dispositionsfreiheit des Gesetzgebers mit steigenden Veräußerungserlösen uneingeschränkte Geltung beansprucht, ist nach der bisherigen Rechtsprechung des Bundesverfassungsgerichts offen.



### 3.5 Schlussfolgerungen

Bei Untersuchung der Frage der finanzverfassungsrechtlichen Einordnung der Erlöse aus der Veräußerung von CO<sub>2</sub>-Berechtigungen konnte bereits aus der Analyse der Versteigerung der UMTS-Lizenzen die Erkenntnis gewonnen werden, dass es sich bei den Versteigerungsentgelten um öffentliche Abgaben handelt und die Versteigerung von CO<sub>2</sub>-Berechtigungen analog zur UMTS-Lizenz-Versteigerung als ein hoheitlicher Akt einzustufen ist. Die beim Verkauf von Emissionsberechtigungen anfallenden Veräußerungserlöse sind als öffentliche Abgabe zu qualifizieren. Bei der (teilweisen) entgeltlichen Vergabe ist der Staat folglich an die finanzverfassungsrechtlichen Vorgaben gebunden, womit die gesetzliche Regelung der Veräußerung von Emissionsberechtigungen im Einklang mit Art. 104a ff. GG zu formulieren ist.

Die bei der entgeltlichen Vergabe anfallenden Veräußerungserlöse können unter das System der nicht-steuerlichen Abgaben subsumiert werden. Obschon Parallelen zur UMTS-Lizenzvergabe nahe liegen, bieten sie mangels höchstrichterlicher Entscheidung keine gesetzgeberische Orientierungshilfe. Über die vom Bundesverfassungsgericht entwickelten Anforderungen lässt sich die entgeltliche Vergabe von CO<sub>2</sub>-Berechtigungen finanzverfassungsrechtlich rechtfertigen. Zwar ist zuzugeben, dass der Gesetzgeber mit der bereits in der zweiten Handelsperiode begonnenen teilweisen Veräußerung von CO<sub>2</sub>-Berechtigungen finanzverfassungsrechtlich neue Wege beschreitet und ein ökonomisches Steuerungsinstrument einsetzt, dass die tradierten Formen abgaberechtlicher Anreize hinter sich lässt. Dennoch lässt sich bei der Ausgestaltung der entgeltlichen Zuteilung - im Sinne einer sonstigen nicht-steuerlichen Abgabe - zweifellos eine Variante einsetzen, die den Vorgaben der Art. 104a ff. GG Stand hält.

## 4 Konzeption und Transaktionskosten des Up-Stream-Ansatzes

### 4.1 Einleitung

Bei der Erweiterung des gegenwärtig bestehenden Emissionshandelssystems auf die Sektoren Verkehr, Haushalte sowie Gewerbe, Handel, Dienstleistungen für die Zeit nach 2012 können zwei unterschiedlichen Stoßrichtungen ausgemacht werden: Zum einen ist die Erweiterung des Systems bereits in der bestehenden Emissionshandelsrichtlinie<sup>212</sup> angelegt, was vor allem aus Effizienzüberlegungen relevant ist. Je größer der Kreis der einbezogenen Emissionen und Emittenten, desto mehr Vermeidungs- und Anpassungsstrategien mit unterschiedlichen Vermeidungskosten determinieren den Zertifikatpreis. Anders formuliert: Je mehr Emissionen in das Handelssystem integriert sind, desto mehr Vermeidungspotenziale können realisiert werden und desto effizienter wird das Emissionshandelssystem insgesamt. Damit ist nach einem Handelssystem zu suchen, welches idealerweise sämtliche Emissionen aus möglichst allen Quellen bzw. Verfahren auf möglichst einfache Weise erfasst. Hierbei gilt es zu beachten, dass bei gleicher Menge der erfassten Emissionen die Wahl des Regulierungszugriffs die Vermeidungskosteneffizienz nicht beeinflusst.<sup>213</sup>

Zum anderen hat sich - unabhängig von solchen Effizienzaspekten - seit Beginn des Jahres 2007 die Diskussion über das Instrument der Emissionsberechtigungen vor allem in Bezug auf den Verkehrssektor intensiviert, um diesem weitestgehend ungehindert wachsenden Sektor eindeutige Emissionsmengenziele für seine weitere Entwicklung

---

<sup>212</sup> Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates (ABl. EU Nr. L 275 S. 32), Vorbemerkung Nr. 16.

<sup>213</sup> Erste praktische Erfahrungen mit Zertifikatmärkten lieferte die Luftreinhaltepolitik der USA in den 1970er Jahren: Dort wurden mit durchwachsenem Erfolg mit Luftverschmutzungsrechten wie etwa Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>) und Stickoxiden (NO<sub>x</sub>) experimentiert, vgl. Heister, Michaelis et al. (1991), S. 8ff. In der gleichen Zeit wurde ebenfalls in den USA durchaus erfolgreich ein Zertifikathandel zum Ausstieg aus verbleiten Benzin etabliert, vgl. Bergmann, Bertenrath et al. (2005), S. 50ff.; Davidson, Jeffrey John (1996); Kerr und Mare (1996); Kerr und Mare (1999); Hahn und Hester (1989), S. 101ff.; OECD (1997), S. 64ff.; Nussbaum (1992), S. 25ff. Der US-Lead-Phasedown-Handel wurde hierbei auf Up-Stream-Basis konzipiert.

vorzugeben. Dabei soll ein echtes Mengenziel das Emissionswachstum mit derselben Stringenz bremsen wie dies bisher für den ausschließlich erfassten Industrie- und Energiesektor der Fall ist. Im Mittelpunkt des Interesses steht insoweit die ökologische Effektivität (Zielerreichung) des Zertifikatmodells; auf Effizienzverbesserungen wird insoweit verzichtet. Über die Frage, wie das EU-Emissionshandelssystem für die Zeit nach 2012 unter der Maßgabe der ökonomischen Effizienz weiterzuentwickeln ist, herrscht derzeit in der EU noch keine Klarheit.

Diese beiden unterschiedlichen Aspekte lassen sich nicht ohne weiteres miteinander in Einklang bringen: Will man die Effizienz des gesamten Emissionshandelssystems erhöhen, müssen die emittierenden Sektoren möglichst umfassend integriert werden, damit sich unter dem Druck eines einheitlichen CO<sub>2</sub>-Preises die unter Berücksichtigung von technischen Vermeidungskosten und Zahlungsbereitschaften besten Anpassungsstrategien durchsetzen können. Bei einer solchen Integration können zwar sektorale Mengenziele formuliert werden, es wird sich jedoch erst über den späteren Handel herausstellen, ob die einzelnen Sektoren ihre jeweils vorgegebenen Minderungsvorgaben einhalten oder Emissionsberechtigungen aus den anderen Sektoren kaufen und sich ihre Emissionen unter Umständen sogar weiter erhöhen.

Betrachtet man diesen Zusammenhang aus dem Blickwinkel der rein nationalen Allokationsplanung, können vorgegebene Minderungsziele für die einzelnen deutschen Sektoremissionen nur mit Hilfe eines nationalen und auf den jeweils emittierenden Sektor beschränkten Emissionshandelsmodells sicher erreicht werden. Solchen sektoralen Zielkorridoren steht aber die ökonomische Kosteneffizienz entgegen. Will man unter den ohnehin bereits restriktiven Rahmenbedingungen die CO<sub>2</sub>-Minderungen in Deutschland optimieren, müsste von einem einheitlichen nationalen Cap über alle Emittentenbereiche ausgegangen werden.<sup>214</sup>

Auch wenn hier im Folgenden ein Up-Stream-Konzept operationalisiert wird, das primär auf die deutschen Rahmenbedingungen abstellt, ist damit keineswegs die Vorstellung eines nationalen Alleingangs verbunden. Es wird vielmehr ein abstrakter Ansatz kreiert, der sich an den deutschen Rahmenbedingungen unter Verzicht auf die Analyse der Rahmenbedingungen in den übrigen EU-Mitgliedstaaten orientiert; es wird aber

---

<sup>214</sup> Bezieht man internationale Wettbewerbsaspekte mit in die Betrachtung ein, so ist es problematisch, einzelne Sektoren wie z.B. den Verkehr oder den Sektor Gewerbe, Handel, Dienstleistungen national in das EU-Emissionshandelssystem zu integrieren, falls die übrigen Mitgliedstaaten davon Abstand nehmen. Insofern erscheint es auch aus politischer Sicht müßig, über einen rein nationalen Alleingang bei der Erweiterung des Emissionshandels auf weitere Sektoren nachzudenken.

gedanklich davon ausgegangen, dass ein EU-weiter Handel etabliert wird, der mit Hilfe des hier erarbeiteten Vorschlages in nationales Recht umgesetzt werden kann.<sup>215</sup> Die Ausgestaltungsüberlegungen für ein umfassendes EU-Emissionshandelssystem werden unter Berücksichtigung der Transaktionskosten so weit präzisiert, dass über seine Stärken und Schwächen auf hinreichender Informationsbasis diskutiert werden kann.

Der Präzisierung des Handelsansatzes liegen zwar die deutschen institutionellen Rahmenbedingungen zugrunde. Insoweit entspricht die hier diskutierte Ausgestaltung und Umsetzung den nationalen Gegebenheiten. Der präsentierte Ansatz macht sich das EU-weit harmonisierte Energiesteuersystem zu nutze, welches durch die Energiesteuer-richtlinie<sup>216</sup> die Energiesteuersysteme und -verfahren in den Mitgliedstaaten weiter vereinheitlichte. Er kommt daher auch als Muster für eine EU-Initiative für eine gemeinsame Systemeinführung nach 2012 im Prozess der Fortentwicklung des Emissionshandels in Betracht.

Das vorliegende Kapitel präsentiert nach Skizzierung der theoretischen Grundlagen des Emissionsrechtehandels (Kapitel 4.2) in Kapitel 4.3 die Entwicklung des Up-Stream-Konzepts, welches in Kapitel 4.4 durch Unterziehung einer Transaktionskostenanalyse weiter operationalisiert wird. Kapitel 4.5 fasst die wichtigsten Erkenntnisse dieses Abschnitts zusammen.

## 4.2 Theoretische Grundlagen des Emissionshandels

### 4.2.1 Einleitung

Dieses Unterkapitel problematisiert zunächst die Ursachen des Marktversagens hinsichtlich des Treibhausgaseffektes, das gemeinhin als Rechtfertigung für staatliches Handeln gilt. Daran anknüpfend wird nach einem kurzen Überblick über die verschie-

---

<sup>215</sup> An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass zur Zeit auch in anderen EU-Ländern der Einsatz handelbarer Emissionsrechte im Verkehr erörtert wird. So prüft bspw. das „Laboratoire d’Economie des Transports, Institut des Sciences de l’Homme, Université Lyon 2 (L.E.T-I.S.H.)“ die Etablierung eines speziellen Zertifikatsystems für den Frachtverkehr, vgl. [www.let.ish-lyon.cnrs.fr/](http://www.let.ish-lyon.cnrs.fr/).

<sup>216</sup> Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27. Oktober 2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom, Amtsblatt der Europäischen Union vom 31.10.2003 (L 283/51). Hierdurch wurde die Richtlinie 92/81/EWG des Rates vom 19. Oktober 1992 zur Harmonisierung der Struktur der Verbrauchsteuern auf Mineralöle (ABl. L 316 vom 31.10.1992) zusammen mit der Richtlinie 92/82/EWG des Rates vom 19. Oktober 1992 zur Annäherung der Verbrauchsteuersätze für Mineralöle ab dem 31. Dezember 2003 aufgehoben.

denen Internalisierungsinstrumente externer Kosten detaillierter die theoretische Funktionsweise des Emissionshandels aus neoklassischer Sicht vorgestellt. Sodann erfolgt die theoretische Erweiterung der neoklassischen Perspektive durch Integration der Transaktionskosten.

Ganz allgemein wohnt dem Emissionshandel die ökonomische Idee inne, dass die CO<sub>2</sub>-Minderungen dort vorgenommen werden (sollen), wo die Grenzkosten der Schadensvermeidung am niedrigsten sind. Je strenger die verbindlichen CO<sub>2</sub>-Minderungsvorgaben zukünftig formuliert werden, desto stärker wächst der Druck, zusätzliche Emissionsvermeidungspotenziale zu erschließen, mithin, den Emissionshandel auf möglichst viele Emissionssektoren auszudehnen.

## 4.2.2 Marktversagen als Ausgangsproblem

In der neoklassischen Welt bringt der Markt über den Preismechanismus eine optimale Allokation von Konsumgütern und Produktionsfaktoren hervor. Die Umwelt bzw. die hier genauer in Rede stehende Erdatmosphäre stellt dabei sowohl ein Gut (Atmosphäre) als auch einen Produktionsfaktor (Medium zur Aufnahme für Abgase oder CO<sub>2</sub>) dar.<sup>217</sup> Der pretiale Allokationsmechanismus führt bei Umweltgütern wie der Erdatmosphäre - solange diese nicht bepreist werden - zu falschen Preissignalen und zu einer Überbeanspruchung der CO<sub>2</sub>-Aufnahmekapazität der Atmosphäre und gebietet eine umweltökonomische Indikation.<sup>218</sup> Die Ursachen dieses so genannten Marktversagens werden in der Literatur anhand der Theorie der öffentlichen Güter und der Theorie der externen Effekte erklärt.<sup>219</sup>

Der erste Erklärungsansatz definiert das geschilderte Marktversagen bei Umweltgütern als Problem der öffentlichen Güter. Es wird gefragt, welchen Gutscharakter<sup>220</sup> die Erdatmosphäre aufweist, denn die Einordnung als reines öffentliches Gut greift insoweit

---

<sup>217</sup> Vgl. Cansier (1996).

<sup>218</sup> Statt vieler nur Siebert (2005), S. 7ff. Besonderer Bedeutung kommt hierbei nicht nur den laufenden, sondern vor allem den sich mit der Industrialisierung in der Atmosphäre über die Zeit - CO<sub>2</sub> verweilt durchschnittlich 100 Jahre in der Atmosphäre - stetig akkumulierenden historischen CO<sub>2</sub>-Emissionen zu, die einen kontinuierlichen Anstieg der absoluten CO<sub>2</sub>-Konzentration in der Erdatmosphäre und damit über eine Beeinträchtigung ihrer natürlichen Regenerationsfähigkeit eine Intensivierung des anthropogenen Treibhausgaseffektes nach sich zieht; die Folge sind langfristig einschneidenden Veränderungen des Weltklimas, vgl. Intergovernmental Panel on Climate Change (2007).

<sup>219</sup> Samuelson (1954), S. 388.

<sup>220</sup> Musgrave, Musgrave et al. (1994), Kapitel 3, S. 67ff.; Blankart (2008), S. 52ff.

zu kurz, als die Verstärkung des Treibhausgaseffektes inzwischen eine zunehmende Rivalität im Konsum indiziert, als die Erschöpfung der Aufnahmekapazität der Atmosphäre für den Menschen bedrohliche Ausmaße angenommen hat.<sup>221</sup> Da an der Erdatmosphäre keine Eigentumsrechte zugewiesen sind, existiert für sie kein Markt, auf dem sich infolge des Handels solcher Eigentumsrechte ein Preis als Indikator für die relative Knappheit herausbilden kann.<sup>222</sup> Wird die Aufnahmekapazität der Atmosphäre für Treibhausgase unbegrenzt genutzt, tritt eine Übernutzung der natürlichen Ressource offen zu Tage, wie es für eine Allmende typisch ist. Ökonomisch liegt das allokativen Problem nicht gelöster Verwendungskonkurrenz in der Nutzung der Deponiefunktion der Atmosphäre vor, welche dauerhaft globale technologische externe Effekte nach sich zieht.<sup>223</sup>

Damit ist bereits der zweite Erklärungsansatz angesprochen, welcher das Marktversagen im Rahmen der Erdatmosphäre aus Sicht der Theorie der externen Effekte beschreibt und damit nicht am Gutscharakter, sondern an den verursachenden Aktivitäten anknüpft. Externe Effekte verkörpern allgemein nicht entgeltete Vorteile bzw. nicht entschädigte Nachteile, die Wirtschaftssubjekten durch Aktivitäten anderer entstehen, was wiederum in einem Auseinanderfallen von privatwirtschaftlichen von den gesamtwirtschaftlichen Kosten und damit einer suboptimalen Allokation mündet.<sup>224</sup>

Beide theoretischen Ansätze proklamieren zur Lösung des Marktversagens das Eingreifen einer übergeordneten Institution, welche den Verursachern die gesamtwirtschaftlichen Kosten ihrer Aktivitäten anlastet und damit die Ressourcenübernutzung reduziert. Um eine Übernutzung der Erdatmosphäre zu verhindern, wird mithin eine Internalisierung der Externalitäten vorgeschlagen, indem die externen Kosten der CO<sub>2</sub>-Emissionen bzw. die externen Nutzen der CO<sub>2</sub>-Reduktion einem Optimierungskalkül unterworfen werden, dessen theoretische idealisierter Wirkungsmechanismus kurz dargestellt werden soll.

Unter der Prämisse, dass sämtliche nationale Grenznutzen- und Gernzvermeidungskostenkurven der Emissionsvermeidung bekannt sind, lassen sich durch deren Aggregation die globalen Grenznutzen- und Gernzvermeidungskostenkurven gewinnen.

---

<sup>221</sup> Der Bestand der Atmosphäre sowie deren Aufnahmekapazität für Treibhausgasen exogen gegeben sind, kann insoweit nicht von einem klassischen Ressourcenverbrauch gesprochen werden, denn die Atmosphäre kann weder öffentlich noch privatwirtschaftlich produziert werden.

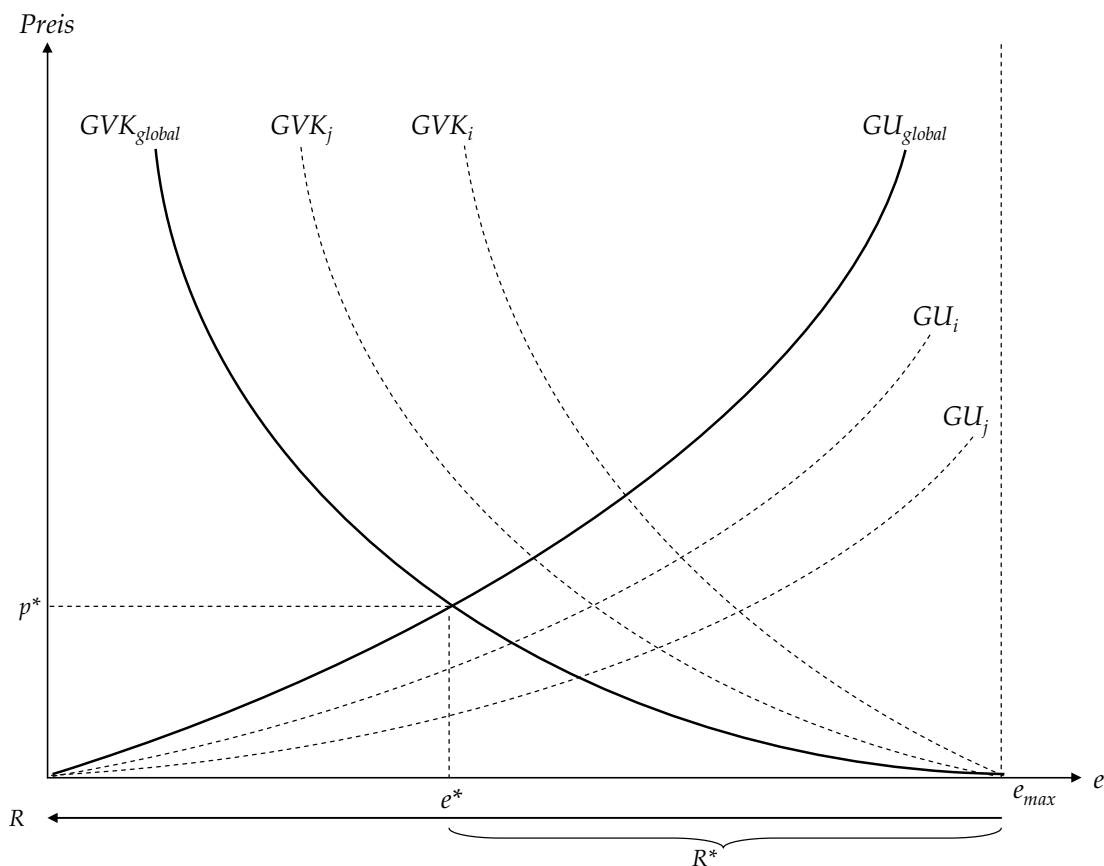
<sup>222</sup> Siehe von Weizsäcker (1999), S. 5; Siebert (2005), Kapitel 5, S. 59ff. sowie Crocker (1966), S. 61ff.

<sup>223</sup> Vgl. Heister (1997), S. 23.

<sup>224</sup> Siehe dazu v.a. das folgende Unterkapitel 4.2.3.

Die Kurve  $GU_{global}$  reflektiert den gesamten globalen Nutzenzuwachs bei Vermeidung einer zusätzlichen Tonne  $CO_2$ , wohingegen die Kurve  $GVK_{global}$  die Kosten einer global zusätzlich vermiedenen Tonne  $CO_2$  angibt. Während der Nutzenzuwachs je vermiedener Tonne  $CO_2$  bei zunehmender Umweltqualität abnimmt, steigen die Grenzvermeidungskosten progressiv zur Vermeidungsmenge an; die Reduktion einer Tonne  $CO_2$  verteuert sich, je höher das bereits erreichte Reduktionsniveau ist. Der Punkt  $e_{max}$  stellt die maximalen Emissionen und damit das Emissionsniveau im Ausgangspunkt der Betrachtung dar. Ökonomisch ist eine Reduktion nur im Umfang  $R^*$  bis zu einer Emissionsmenge  $e^*$  bei einem Preis  $p^*$  optimal, wo sich  $GU_{global}$  und  $GVK_{global}$  ausgleichen. Zur Erlangung einer ökonomisch effizienten Zustandes ist es mithin nicht erforderlich, eine Situation der „Nullemissionen“ herbeizuführen, so dass bei vollständiger Internalisierung der externen Kosten im Pareto-Optimum ein gewisses Maß an Restemissionen verbleibt. In der Realität ist dieses Konzept jedoch aufgrund von Bewertungsproblemen und der schwierigen Quantifizierung des Nutzens von Emissionsreduktionen kaum umsetzbar.

Abbildung 12: Die global optimale Emissionsmenge



Quelle: Eigene Darstellung nach Rose und Stevens (1993), S. 119.

In der ökonomischen Theorie wurden bereits in der ersten Hälfte des vorigen Jahrhunderts Konzepte zur Visualisierung der Opportunitätskosten bei der Nutzung von

Umweltgütern in den Optimierungskalkülen der Individuen erarbeitet, um hierüber den preisvermittelnden Allokationsmechanismus in der Weise wieder in Gang zu setzen, dass eine paretooptimale Nutzung - auch globaler - Umweltgüter wie etwa der Erdatmosphäre möglich wird.<sup>225</sup> Die zu nennenden Umweltinstrumente sind preisbezogener Art (Pigou-Steuer<sup>226</sup> in Höhe des externen Schadens, Standard-Preis-Ansatz<sup>227</sup>), mengenbezogener Art wie der Handel mit Umweltzertifikaten<sup>228</sup> sowie die Verhandlungslösungen<sup>229</sup> auf Märkten für Externalitäten.

Die am Preis ansetzende Pigou-Steuer (bzw. Pigou-Subvention) belastet (begünstigt) den Verursacher von negativen (positiven) Externalitäten mit einer Abgabe (Subvention), deren Höhe den externen Grenzkosten entspricht, die in der sozial optimalen Situation entstehen. Dieses Konzept ist u.a. in Ermangelung von genauen Kenntnissen über die den Steuersatz bestimmenden Grenzvermeidungskosten- und Grenzschadensfunktionen in der Praxis nicht umsetzbar.<sup>230</sup> Der aus dem Pigou-Ansatz entwickelte Standard-Preis-Ansatz<sup>231</sup> proklamiert ein Umweltziel in Form eines Standards, bei welchem der adäquate Steuersatz durch ein Trial-and-error-Verfahren gewonnen werden muss;<sup>232</sup> dadurch können das anvisierte Umweltziel sowie die Planungssicherheit bei Unternehmen erst nach einiger Zeit erreicht werden.

Die von Coase entwickelte Verhandlungslösung stellt ein Internalisierungsinstrument auf Basis von zwischen den Beteiligten infolge einer symmetrischen Interessenlage geführten Aushandlungsprozessen dar; letztere führen unabhängig von der Aufteilung der Eigentumsrechte zu effizienten Lösungen hinsichtlich der Internalisierung externer Effekte. Haben die an Externalitäten Beteiligten aufgrund gleichgerichteter Interessen einen Anreiz, durch direkte Transaktionen die Externalitäten zu neutralisieren, so werden sie sich auf ein effizientes Verschmutzungsniveau einigen und den resultierenden Effizienzgewinn entsprechend ihrer Verhandlungsmacht untereinander aufteilen. Sind also Eigentumsrechte definiert, führt der Marktmechanismus auch bei exter-

---

<sup>225</sup> Daneben sind noch der Versicherungsansatz sowie die Gefährdungshaftung zu nennen. Zum Ganzen Siebert (2005), S. 7f., 16ff., 43ff.; Pigou (1932), S. 172ff. sowie von Weizsäcker (1999), S. 159.

<sup>226</sup> Pigou (1932), S. 172ff.

<sup>227</sup> Baumol und Oates (1988).

<sup>228</sup> Dales (1968a); Dales (1968b).

<sup>229</sup> Coase (1960) sowie Weimann (1995), S. 31ff.

<sup>230</sup> Pigou (1932), S. 224ff.

<sup>231</sup> Baumol und Oates (1988).

<sup>232</sup> Baumol und Oates (1988), S. 159ff.



nen Effekten zu einer effizienten Allokation; als Ergebnis der Partieverhandlung werden Verfügungsrechte zwischen den Beteiligten übertragen, was synallagmatisch mit internalisierenden Kompensationszahlungen einhergeht. Für die Effizienz des Ergebnisses ist es nach dem Coase-Theorem irrelevant, ob dem Schädiger oder dem Geschädigten die Eigentumsrechte ursprünglich zugeteilt wurden.<sup>233</sup> Die Verteilung der Eigentumsrechte ist aber gleichwohl relevant für die Verteilung der Wohlfahrtsgewinne nach Internalisierung. Der auf den ersten Blick bestechend einfachen Logik des Coase-Theorems haftet allerdings der Menetekel an, dass derartige Verhandlungslösungen nur zwischen wenigen Beteiligten effizient organisiert werden können.<sup>234</sup>

### 4.2.3 Zertifikate als Instrument zur Internalisierung von Externalitäten

Die mengenbasierte Zertifikatlösung basiert auf grundlegenden Ideen des Coase-Theorems,<sup>235</sup> welches auch den Property-Rights-Ansatz<sup>236</sup> sowie die Entwicklung der Transaktionskostentheorie<sup>237</sup> im Rahmen der so genannten Neuen Institutionenökonomik wesentlich beeinflusst hat. Gedanklich entwickelte sich aus dem Coase-Ansatz das Konzept des Zertifikathandels, welches die effiziente Internalisierung externer Effekte auch im Falle vieler Betroffener ermöglicht.<sup>238</sup> Um die Übernutzung natürlicher Ressourcen zu reduzieren, wird die Zahl der Verfügungsrechte auf nationaler oder supranationaler Ebene auf eine Menge  $E$  begrenzt,<sup>239</sup> wodurch sie zu einer knappen Ressource werden; können diese Rechte frei gehandelt werden, bildet sich ein Knappheitspreis heraus, welcher neben der Knappheit der Nutzungsrechte (z.B. CO<sub>2</sub>-Emissions-

---

<sup>233</sup> Coase (1960).

<sup>234</sup> Zudem werden im Coase-Ansatz die zur Herbeiführung der Verhandlungslösung erforderlichen Informations- und Organisationsproblemen sowie der daraus schlussendlich resultierenden Transaktionskosten als vernachlässigbar eingestuft. Zudem dürften bei Verhandlungen zwischen wenigen Akteuren auch stets die für bilaterale Monopole oder Oligopole typischen strategischen Verhaltensweisen relevant werden. Vgl. dazu unter anderem Weimann (1995), S. 40ff.

<sup>235</sup> Coase (1960); vgl. auch Endres (2000), S. 33-66.

<sup>236</sup> Dazu Alchian, Armen A. und Demsetz (1973).

<sup>237</sup> Coase (1937) wies darauf hin, dass die Neoklassik die Transaktionskosten nicht berücksichtigt.

<sup>238</sup> Dales (1968a); Dales (1968b) sowie Crocker (1966), S. 81ff.

<sup>239</sup> Nach Definition eines anvisierten Emissionsziels  $E$  werden gestückelte Emissionsberechtigungen anhand eines bestimmten Kriteriums an Länder oder aber Zertifikatpflichtige ausgegeben; Informationen über die Grenzvermeidungskosten oder den Grenznutzen sind nicht erforderlich.

rechte) auch indirekt die Knappheit der Umwelt - und damit den Schattenpreis der Umweltnutzung - anzeigt.

Ein einzelnes Land hat zunächst keinen zwingenden Anreiz, nationale Emissionsminderungsmaßnahmen zu ergreifen, da die Grenzvermeidungskosten pro Tonne vermiedenes CO<sub>2</sub> den nationalen Grenznutzen übersteigen,<sup>240</sup> nationale und globales Optimierungskalkül in der Klimaschutzpolitik fallen mithin auseinander, so dass sich insoweit für das einzelne Land durch Einnahme einer Trittbrettfahrer-Position ein Anreiz zum Ausscheren aus einem internationalem Klimaschutzregime ergibt.<sup>241</sup> Jedes Land optimiert seine CO<sub>2</sub>-Emissionen, bis die nationalen marginalen Vermeidungskosten den marginalen Grenznutzen entsprechen.<sup>242</sup> Durch Kooperation der Staaten könnte der globale Nettonutzen von Emissionsminderungen maximiert werden, dies setzt jedoch ein Ausbrechen aus dem *n-Staaten-Gefangenen-Dilemma*<sup>243</sup> unter Aufgabe der individuell dominanten Defektionsstrategie voraus; denn jede vermiedene Tonne CO<sub>2</sub> stiftet unabhängig vom Vermeidungsort denselben Nutzen und kein Land kann von der Partizipation anderswo erzeugter Klimaverbesserungen ausgeschlossen werden.<sup>244</sup>

Zertifikate in Form der CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen bilden ein marktbasierendes Instrument der Internalisierung von globalen Externalitäten zwecks Reduzierung der Übernutzung der Atmosphäre. Als so genannte Mengelösung fixieren sie eine nutzbare CO<sub>2</sub>-Emissionsmenge bei variablem Zertifikatpreis, wobei sämtliche CO<sub>2</sub>-Emissionen durch fungible CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen gedeckt sein müssen. Die Mengelfixierung entspringt im Falle der CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen der Intention, ein klimapolitisches Ziel zu erreichen. Letzteres wäre im Falle eines alternativen Instruments der CO<sub>2</sub>-Steuer, bei welcher als preisbasiertes Instrument die nutzbare Menge an CO<sub>2</sub>-

---

<sup>240</sup> Die nationalen CO<sub>2</sub>-Emissionen machen in der Regel nur einen geringen Anteil der globalen Emissionen aus, so dass nationale Minderungsmaßnahmen isoliert keinen merklichen Effekt auf die Verbesserung des Weltklimas haben.

<sup>241</sup> Heister (1997), S. 25f.

<sup>242</sup> Die CO<sub>2</sub>-Emissionen hoch entwickelter Volkswirtschaften beruhen auf energieintensiven Produktions- und Konsumgewohnheiten unter Nutzung vorwiegend fossiler Energieträger und lassen sich durch hohe Pro-Kopf-Emissionen bei vergleichsweise hoher Energieeffizienz der Produktion (BIP/Energieeinsatz) charakterisieren; weitere Verbesserungen von Energieeffizienz und CO<sub>2</sub>-Emissionswerten sind kostenintensiv, die Grenzvermeidungskosten für (weitere) Reduktionen von Treibhausgasemissionen mithin sehr hoch. Die hohen Wachstumsraten des Energieverbrauchs der Entwicklungsländer lassen sich in der Regel durch hohe Wachstumsraten von Bevölkerung und Bruttoinlandsprodukt bei gleichzeitig geringer Energieeffizienz der Produktion und somit hohem Energieeinsparpotenzialen bzw. geringen Grenzvermeidungskosten für Emissionsreduktionen kennzeichnen.

<sup>243</sup> Vgl. dazu auch Cansier (1996) sowie zum Gefangenendilemma grundlegend Luce und Raiffa (1957); Nash (1953).

<sup>244</sup> Vgl. Böhringer und Vogt (2001), S. 4.

Emissionen variabel ist, nicht zwingend gewährleistet. Indem bei hinreichender mengenmäßiger Fixierung der handelbaren CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen Akteure um die Nutzung der CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen konkurrieren, bilden sich Marktpreise in Form von Opportunitätskosten für die Nutzung der CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen heraus, die als Schattenpreise ökologischer Restriktionen<sup>245</sup> aufgefasst werden können. Wohlfahrtsökonomisch handelt es sich hierbei gemeinhin um eine zweitbeste Lösung; allerdings lässt sich auch die Ansicht vertreten, dass sich durch die Nutzung von Zertifikaten wiederum eine paretooptimale Lösung einstellt - unter Einführung einer ökologischen Nebenbedingung eines Emissionsziels.<sup>246</sup> Wie auch immer, die Bestimmung einer optimalen „Qualität der Erdatmosphäre“ und somit eines optimalen globalen Emissionsziels, welche bei derjenigen weltweiten CO<sub>2</sub>-Emissionsmenge erreicht wäre, wo die globalen Grenzvermeidungskosten<sup>247</sup> den globalen Grenznutzen - etwa als vermiedene Grenzschadenskosten interpretiert - bei Vermeidung einer weiteren Einheit CO<sub>2</sub> entsprechen, gestaltet sich in der Praxis als schwierig, da die hierfür notwendige Bestimmung der globalen Vermeidungskosten sowie der Quantifizierung des globalen Grenznutzens des Schutzes der Erdatmosphäre einem nicht unerheblichen Informationsbeschaffungsproblem unterliegen.

Infolgedessen werden ersatzweise von der Politik Emissionsziele formuliert, die es - gegebenenfalls um den Preis einer vollständigen Internalisierung - global zu minimalen Kosten zu erreichen gilt; globale Kosteneffizienz im paretianischen Sinn liegt bei exogen definiertem Emissionsziel dann vor, wenn sich die Grenzvermeidungskosten in allen Ländern einander angeglichen haben:<sup>248</sup>

$$\frac{dc_i}{dr_i} = \frac{dc_j}{dr_j} \quad \forall i, j$$

und schlussendlich dem Weltmarktpreis  $p$  für Emissionsberechtigungen entsprechen:

$$\frac{dc_i}{dr_i} = p \quad \forall i.$$

---

<sup>245</sup> Bonus (1972); Weimann (1995), S. 190ff.; Siebert (2005), S. 49ff.

<sup>246</sup> Bonus (1972). Diese Ansicht erscheint nicht unplausibel, vergegenwärtigt man sich, dass das Pareto-Optimum auch unter Ausblendung ökologischer Nebenbedingungen sich gleichwohl immer unter Beachtung eines rechtlichen Rahmens vollzieht, innerhalb dessen die Produktion bestimmter Güter verboten ist.

<sup>247</sup> Die globalen Grenzvermeidungskosten ergeben sich durch Aggregation der nationalen Grenzvermeidungskosten; analoges gilt für die Ermittlung des globalen Grenznutzens.

<sup>248</sup> Heister (1997), S. 32f. Vorliegend bilden  $r_i$  bzw.  $r_j$  die Emissionsreduktionen des Landes  $i$  bzw. des Landes  $j$  ab;  $c_i$  bzw.  $c_j$  stellen die Emissions-Vermeidungskosten des jeweiligen Landes dar.

Unter einem globalen Emissionshandelsregime reduziert jedes in das Emissionshandelssystem einbezogene Land seine CO<sub>2</sub>-Emissionsmenge bis seine Grenzvermeidungskosten pro [t CO<sub>2</sub>] dem Weltmarktpreis  $p$  für CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen je [t CO<sub>2</sub>] entsprechen. Der Zertifikatpreis repräsentiert die Opportunitätskosten der Emission einer Tonne CO<sub>2</sub>, denn er gibt den möglichen Erlös bei Verzicht auf die Emission und Verkauf der Emissionsberechtigung an.<sup>249</sup> Im Optimum gleichen sich die Grenzvermeidungskosten aller Länder aus, womit der globale Emissionshandel zu globaler Kosteneffizienz führt. Nachfolgende Abbildung skizziert die Vorteilhaftigkeit des globalen CO<sub>2</sub>-Emissionsrechtshandels im Zwei-Länder-Fall, welcher dem in der Literatur häufiger vorzufindenden Zwei-Unternehmen-Fall mit jeweils unterschiedlichen Grenzvermeidungskostenverläufen nachgebildet ist. Die auf der Abszisse verzeichneten CO<sub>2</sub>-Emissionen repräsentieren unter anderem die quantitativen Emissionsminderungsziele ( $\overline{RE}_j$  für Land  $j$  und  $\overline{RE}_i$  für Land  $i$ ); ohne fungible CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen resultieren hieraus länderspezifische Vermeidungskosten in Höhe von

$$\int_{E_j}^R c_j'(r_j) dr_j \text{ bzw. } \int_{E_i}^R c_i'(r_i) dr_i. \text{ }^{250}$$

Bei globalem CO<sub>2</sub>-Emissionshandel nimmt Land  $i$  nur noch Emissionsreduktionen in Höhe von  $r_i$  vor, da es den weiteren Bedarf an Berechtigungen in Höhe von  $\overline{E_0R}$  auf dem Weltmarkt bei einem Preis von  $p$  zu Kosten von  $p \cdot \overline{E_0R}$  erwerben kann; denn die weiteren eigenen Reduktionen verursachen höhere Grenzvermeidungskosten als der Erwerb der Berechtigungen auf dem Markt. Auf diese Weise erspart das Land  $i$  Kosten in Höhe von

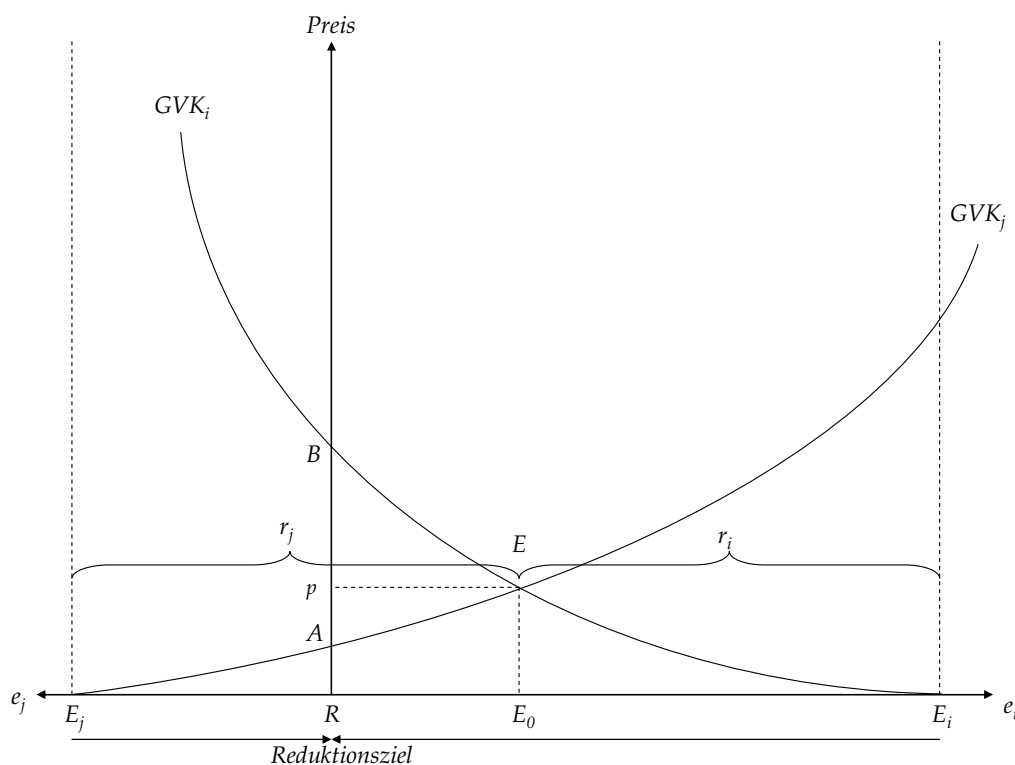
$$\int_R^{E_0} (c_i'(r_i) - p) dr_i = \int_R^{E_0} c_i'(r_i) dr_i - (R - E_0) \cdot p,$$

also in Höhe der Fläche  $pBE$ .

<sup>249</sup> Jedes Land wird mithin solange zur Emissionsreduktion angereizt, wie  $p$  über den nationalen Grenzvermeidungskosten liegt.

<sup>250</sup> Die Grenzvermeidungskosten entsprechen mithin der Fläche unter den jeweiligen Grenzvermeidungskostenkurven, welche durch das Intervall des Reduktionsziels  $R$  und der jeweiligen Emissionsmenge ohne Emissionsminderung  $E_i$  bzw.  $E_j$  begrenzt wird.

Abbildung 13: Funktionsweise eines Emissionshandels



Quelle: Eigene Darstellung nach Dutschke und Michaelowa (1998), S. 57.

Land  $j$  hingegen hat einen Anreiz, neben seinen obligatorischen Reduktionen  $\overline{RE_j}$  zusätzliche Minderungen im Umfang von  $\overline{E_0R}$  und damit insgesamt Emissionen in Höhe von  $r_j$  zu vermeiden sowie die frei werdenden Zertifikate zum Preis  $p$  zu verkaufen. Auch die Angebotsentscheidung für Emissionsberechtigungen hängt damit vom Verlauf der Grenzvermeidungskosten ab. Das Land  $j$  wird für seinen Verzicht auf  $\text{CO}_2$ -Emissionen durch einen Einnahmestrom in Höhe von  $p \cdot \overline{E_0R}$  kompensiert. Diese Einnahmen übersteigen die zusätzlich aufgewendeten Vermeidungskosten in Höhe von

$$\int_R^{E_0} (p - c'_j(r_j)) \, dr_j = (R - E_0) \cdot p - \int_R^{E_0} c'_j(r_j) \, dr_j,$$

also in Höhe der Fläche  $ApE$ .

Aus globaler Sicht resultiert daraus eine globale Kosteneffizienz und ein Effizienzgewinn in Höhe von

$$\int_R^{E_0} c'_i(r_i) \, dr_i - \int_R^{E_0} c'_j(r_j) \, dr_j,$$

welcher der Fläche  $ABE$  entspricht.

Der Emissionshandel führt gegenüber einer Situation ohne Emissionshandel zu wohlfahrtsökonomischen Verbesserungen und damit zu Effizienzgewinnen, die umso größer ausfallen, je größer die Unterschiede zwischen den Grenzvermeidungskosten beider Länder ausfallen. Unabhängig von der Primärverteilung der Emissionsberechtigungen führt der Handel immer zu der gleichen effizienten pareto-superioren Sekundärverteilung der Emissionsberechtigungen, welche in die Länder mit den höchsten Grenzvermeidungskosten und somit in die produktivste Verwendung alloziiert werden, so dass die Emissionsminderungen in den Ländern mit den geringsten Grenzvermeidungskosten herbeigeführt werden.<sup>251</sup> Die Erreichung eines globalen Reduktionsziels wird in jedem Fall zu geringsten globalen Kosten erreicht.

#### 4.2.4 Integration der Transaktionskosten

In diesem Unterkapitel wird die neoklassische Perspektive um Aspekte der Neuen Institutionenökonomik, den bisher unberücksichtigten Transaktionskosten, erweitert. Auch in der Literatur werden die Transaktionskosten bei den Internalisierungsansätzen externer Effekte reflektiert.<sup>252</sup> Ohne den Ausführungen in Unterkapitel 4.4 vorzugreifen, werden nachfolgend unter den Transaktionskosten alle Kosten subsumiert, die bei der Übereignung von Verfügungsrechten anfallen. Im Rahmen eines Emissionsrechtehandels lassen sie sich in handelsunabhängige Kosten<sup>253</sup> und handelsbedingte Kosten (Suchkosten nach Vertragspartnern) unterteilen.<sup>254</sup>

Vergegenwärtigt man sich nochmals die in Abbildung 14 dargestellte optimale Emissionsmenge nach neoklassischem Vorbild, wäre das optimale Emissionsniveau im Schnittpunkt *A* der Kurven *GS* und *GVK* bei einer Menge  $e^*$  erreicht, wo die Grenzvermeidungskosten den Grenzschäden entsprechen und ein Wohlfahrtsgewinn in Höhe der Fläche *ABC* auftritt. Durch Einbeziehung von (z.B. marginal konstanten) Transaktionskosten verschiebt sich die ursprüngliche *GVK*-Kurve zu  $GVK_{TK}$  bei einer neuen, geringe-

---

<sup>251</sup> Der Primärverteilung von Emissionsberechtigungen kommt gleichwohl eine erhebliche Verteilungswirkung zu, da sie über die Anfangsausstattung die Emissionsminderungskosten und insoweit die mit künftigen Zu- und Verkäufen von Berechtigungen einhergehenden Ausgaben oder Einnahmen determiniert.

<sup>252</sup> Vgl. nur Endres (2000), S. 33-66, der das Coase-Theorem unter Integration von Transaktionskosten diskutiert. Siehe auch Richter und Furubotn (1996), S. 114; Häder (1997), S. 98f.

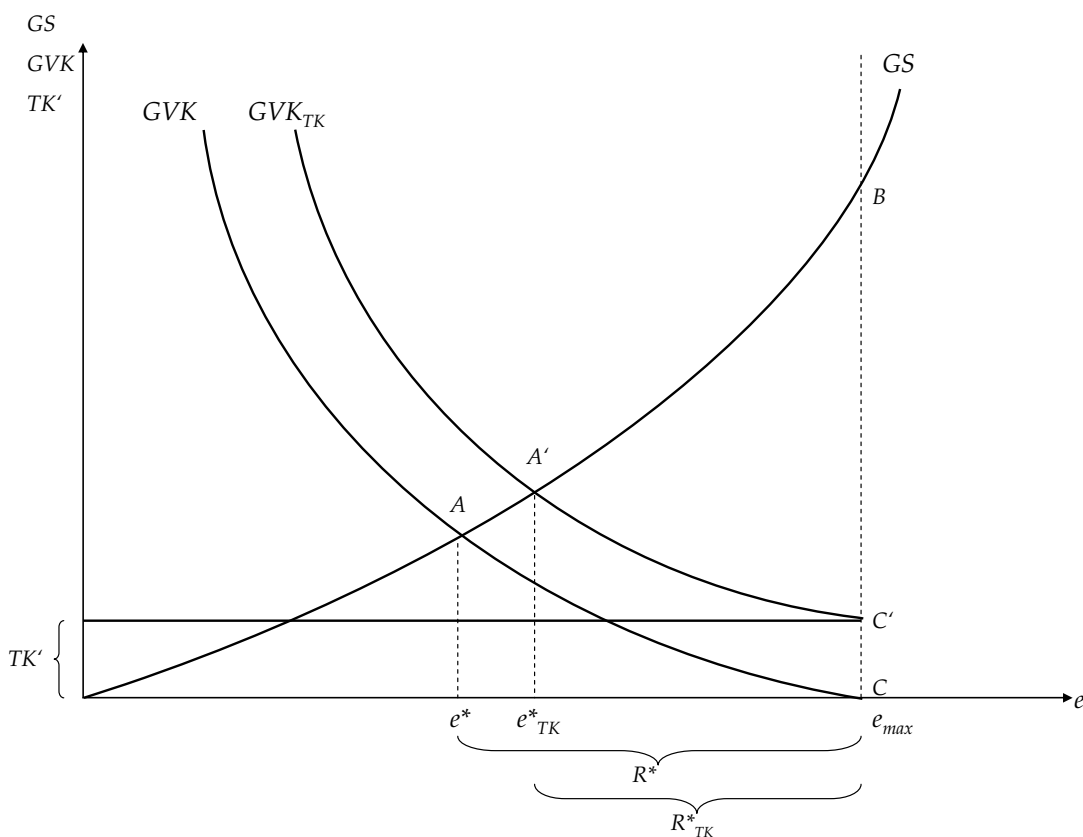
<sup>253</sup> Hierzu zählen etwa die Kosten der Institutionalisierung eines Rechtssystems für den Handel auf Seiten des Staates sowie Organisationskosten auf Seiten der Unternehmen.

<sup>254</sup> Vgl. auch Betz (2003), S. 25f.

ren optimalen Emissionsmenge  $e_{TK}^*$  im Punkt  $A'$ , was mit einem geringeren Effizienzgewinn in Höhe der Fläche  $A'BC'$  einhergeht. Ohne Transaktionskosten würde damit eine übermäßige Internalisierung und folglich eine zu hohe Reduktion bei zu hohem Ressourcenverbrauch angestrebt.<sup>255</sup>

Um die geschilderten Effizienzeinbußen eines Emissionshandelssystems möglichst gering zu halten, sollte die Systemkonzeption unter der Bedingung der Transaktionskostenminimierung erfolgen. Hierbei gilt es, auch die handelsbedingten<sup>256</sup> Transaktionskosten und deren Effekte auf die Effizienz der Handelssystems zu beachten.<sup>257</sup> Nach Stavins (1995) tangiert die Primärzuteilung bei nicht konstanten marginalen Transaktionskosten die Effizienz des Handelssystems, womit es bei der Primärallokation die Vermeidungskosten sowie die Transaktionskosten zu minimieren gelte.

Abbildung 14: Optimale Emissionsmenge mit Transaktionskosten



Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Dutschke und Michaelowa (1998), S. 27.

<sup>255</sup> Downing und Watson (1974), S. 220.

<sup>256</sup> Baumol und Oates (1988); Hahn und Hester (1989) sowie Tripp und Dudek (1989).

<sup>257</sup> Die theoretischen Auswirkungen auf die Effizienz wurden auch hinsichtlich des Emissionshandels eingehender von Stavins untersucht, vgl. Stavins (1995), S. 143ff. Siehe auch Stavins (1993).

Die Effizienz des Systems bestimmt sich danach, inwieweit sich das Gleichgewicht mit Transaktionskosten dem Gleichgewicht ohne Transaktionskosten annähert.<sup>258</sup> Zusammenfassend kann die neoklassische Optimalitätsbedingung unter Einbeziehung der Transaktionskosten dahingehend präzisiert werden, dass die (globale) soziale Wohlfahrt maximiert wird, wenn die Summe der gesamten Transaktionskosten, mithin also die Summe aus den Vermeidungskosten aller Staaten  $C_i$ , den Transaktionskosten des Staates  $TC_{S_i}$  sowie den Transaktionskosten der Unternehmen in diesem Staat  $TC_{U_i}$ , minimiert wird:

$$\min \sum_{i=1}^n C_i + TC_{S_i} + TC_{U_i} \quad \forall i.$$

## 4.3 Das Up-Stream-Konzept

### 4.3.1 Einleitung

Für jeden Zertifikatansatz im Bereich einer CO<sub>2</sub>-Mengenbewirtschaftungsstrategie sind zuallererst zwei grundlegende konzeptionelle Fragen zu klären:

- Welche Emissionen sollen in die Regulierung einbezogen werden (Regulierungsgegenstand)?
- Wem soll die Zertifikatpflicht auferlegt werden (Regulierungszugriff)?

Ein wichtiges Ergebnis des vorangegangenen Kapitels über die theoretischen Grundlagen des Emissionshandels war, dass die Maximierung der gesamtwirtschaftlichen Wohlfahrt unter der Prämisse der Minimierung der Transaktionskosten erfolgen sollte. Die Konzeptionierung und Etablierung eines konkreten Up-Stream-Ansatzes für alle CO<sub>2</sub>-Emissionssektoren erfolgt daher nachfolgend vor allem unter der Maßgabe der Vermeidungs- und Transaktionskostenminimierung. Das für den Industrie- und Energiesektor entwickelte und gegenwärtig praktizierte Anlagen- bzw. Emittentenkonzept kann jedenfalls nicht ohne weiteres bzw. nur zu hohen Kosten - man denke nur an die vielen Millionen Pkw-Besitzer oder Betreiber von Heizungsanlagen - auf alle anderen

---

<sup>258</sup> North (1990), S. 360.



Emissionssektoren ausgedehnt werden.<sup>259</sup> Unter den Transaktionskosten werden im Rahmen dieser Arbeit insbesondere die unternehmensinternen sowie die administrativen Einrichtungskosten des Handelssystems und seine späteren Betriebskosten auf Staats- bzw. Unternehmensseite als besonders relevant angesehen.<sup>260</sup> Des Weiteren lassen die Transaktionskosten auf Seiten des Staates, die sich etwa in der Festlegung des Vergabemechanismus oder der zertifikatpflichtigen Akteure niederschlagen können, die Kosten auf Unternehmensseite nicht unberührt. Eine Minimierung der aggregierten Transaktionskosten von Staat und Unternehmen ist, so die hier getroffene Annahme, vor allem dann zu erreichen, wenn die Anzahl der potenziell zertifikatpflichtigen Unternehmen auf ein Minimum beschränkt werden kann.<sup>261</sup> Allerdings, so eine weitere Annahme, ist je nach Gruppe der zertifikatpflichtigen Akteure unter Umständen der Rückgriff auf unterschiedlich ausgestaltete Monitoringsysteme notwendig. Um die Kosten des administrativen Monitorings möglichst gering zu halten, ist eine Gruppe zertifikatpflichtiger Akteure auszuwählen, bei deren Kontrolle idealerweise auf ein bereits bestehendes Erfassungs- und Kontrollsystem zurückgegriffen werden kann. Auf diese Weise lassen sich die (Grenz-) Monitoringkosten des Staates auf ein Minimum reduzieren. Damit kann der Prozess der Herausbildung einer zertifikatpflichtigen Akteursgruppe nicht einseitig vor dem Hintergrund einer möglichst geringen Akteursanzahl erfolgen, sondern es muss hierbei gleichzeitig hinterfragt werden, auf welcher Ebene eines Regulierungszugriffs bereits ein geeignetes Erfassungs- und Kontrollsystem besteht. Die Einengung der Akteursgruppe verläuft damit in einem sich gegenseitig bedingendem Prozess.

Damit gliedert sich der Aufbau dieses Unterkapitels folgendermaßen: Zunächst werden in Unterkapitel 4.3.2 die wichtigsten Emissionshandelsansätze im Überblick vorgestellt, ehe in Unterkapitel 4.3.3 auf den konkreten Regulierungsgegenstand eingegangen und dargestellt wird, welche Bereiche der Emissionssektoren und welche Energieträger mit dem hier präferierten Up-Stream-Ansatz reguliert werden sollen bzw. können. So-

---

<sup>259</sup> Dazu sogleich Kapitel 4.3.2.

<sup>260</sup> Auf Seiten des Staates setzen sich die Kosten vor allem zusammen aus den Kosten der Entwicklung eines Regelwerkes, der Etablierung und des späteren Betriebs eines Registers, der Entwicklung eines Monitoringsystems inkl. Sanktionierungsmaßnahmen sowie den Personalkosten für die Kontrolle der Tätigkeitsberichte und der Allokation. Auf Seiten der zertifikatpflichtigen Unternehmen sind insbesondere die Kosten für die Organisation des Emissionshandels, die Kosten der Strategieentwicklung im Zuge des Handels mit Emissionsberechtigungen sowie die Kosten der späteren Markttransaktionen sowie des Risikomanagements etc. Vgl. dazu im Einzelnen die Ausführungen in Unterkapitel 4.4.

<sup>261</sup> Erst wenn der Kreis der Zertifikatpflichtigen auf eine hinreichend geringe Gruppe eingengt worden ist, lässt sich in einem Folgeschritt sinnvoll über die anfallenden spezifischen Kosten, auch auf Seiten der Unternehmen, diskutieren

dann erfolgt in Kapitel 4.3.4 die Eruierung des Regulierungszugriffs unter der Prämisse der Minimierung der zertifikatpflichtigen Akteure und idealerweise dem Rückgriff auf ein etabliertes, geeignetes Monitoringsystem. Unterkapitel 4.3.5 fasst die wichtigsten Ergebnisse zusammen.

### 4.3.2 Emissionshandelsansätze im Überblick

Das Spektrum der diskutierten Emissionshandelsansätze erstreckt sich zum einen auf die Frage des geeigneten Regulierungspunktes („Wer soll zertifikatpflichtig sein?“) und zum anderen auf die Frage, welche (Sub-)Sektoren der Emissionsbereiche in das Mengenbewirtschaftungssystem des Emissionshandels einbezogen werden sollen.

Der an der einzelnen Anlage ansetzende Down-Stream-Ansatz<sup>262</sup> zielt auf eine verursachergerechte direkte Begrenzung der CO<sub>2</sub>-Emissionen beim Emittenten als letztem Glied in der Energieflusskette ab; denn der Betreiber einer mobilen oder immobilen Verbrennungsanlage setzt kraft seiner Entscheidung über die Vornahme der Verbrennung die Letztursache für das aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe in die Erdatmosphäre entweichende CO<sub>2</sub>. Alle durch ein Fahrzeug mit Verbrennungsmotor am Verkehr teilnehmenden Akteure sowie alle Betreiber einer mit fossilen Energieträgern beschickten stationären Verbrennungsanlage müssten hierbei entsprechend dem (sektoralen) Emissionsminderungsziel anteilig mit Emissionsberechtigungen ausgestattet werden, was über Preiseffekte zu einer Verteuerung von Brennstoffen im Verhältnis ihrer CO<sub>2</sub>-Intensität und der mit ihrer Hilfe erzeugten Waren und Dienstleistungen und schlussendlich nach Maßgabe der Preiselastizitäten zu einer Anpassung der Gesamtnachfrage an das Cap bzw. an die Minderungsvorgabe führen.<sup>263</sup>

Der so genannte Mid-Stream-Ansatz<sup>264</sup> knüpft am Transportmittel- und Verbrennungsanlagenhersteller an und zielt im Grunde auf die Änderung der relativen Preise zwischen unterschiedlichen Kraftfahrzeug- und Verbrennungsanlagentypen; auf diese Weise setzt er einen direkten Anreiz zur Reduktion der spezifischen Emissionen

---

<sup>262</sup> Vgl. dazu Bertenrath (2007); Bertenrath, Heilmann et al. (2007); Bergmann, Bertenrath et al. (2005); Diaz-Bone, Hartmann et al. (2001); Cames, Herold et al. (2001); Winkelmann, Hargrave et al. (2000); Holmes und Friedman (2000); Hargrave (2000); Dobes (1999); Heister, Michaelis et al. (1991), S. 59ff. sowie Franke (1995) sowie Krey und Weinreich (2000).

<sup>263</sup> Dazu auch Bertenrath (2007), S. 291.

<sup>264</sup> Siehe zu diesem Ansatz Michaelis (2006); Sachverständigenrates für Umweltfragen (2004); Deuber (2002), S. 54; vgl. auch Bertenrath (2007), S. 291f. sowie Bertenrath, Heilmann et al. (2007), S. 242; Center for Clean Air Policy (CCAP) (1998a); Center for Clean Air Policy (CCAP) (1998b).

mittels technischer Innovationsmaßnahmen. Alle Hersteller von Verkehrsmitteln und Verbrennungsanlagen würden hierbei zur Angabe der abgesetzten Produkte und den spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen für ein gegenwartsnahes Basisjahr verpflichtet. Für die einzelnen Produktgruppen würden emissionsrelevante Faktoren (z.B. mittlere Lebenszeit, mittlere Jahresfahrleistung bzw. Feuerungswärmeleistung, Anzahl der abgesetzten Fahrzeuge oder Brennkammern in der Produktgruppe, etc.)<sup>265</sup> ermittelt, für welche die Hersteller eine entsprechende Menge an Emissionsberechtigungen benötigten. Über einen sog. Gateway-Ansatz<sup>266</sup> könnte aus den absoluten sektoralen Emissionsreduktionszielen ein spezifisches Emissionsreduktionsziel je Produktgruppe vorgegeben werden. Über die Verteuerung fossiler Brennstoffe durch die Ökosteuern wird dann zum einen eine Vermeidungsreaktion auf Seiten der Fahrzeugnutzer und Anlagenbetreiber induziert, indem der steuerinduzierte Preisanstieg einen direkten Effekt auf die Brennstoffnachfrage sowie ein indirekter Effekt auf die Nachfrage nach effizienten Kraftfahrzeugtypen generiert. Andererseits werden die Hersteller von Kraftfahrzeugen und Verbrennungsanlagen mittels eines Mid-Stream-Ansatzes in ein oben beschriebenes Zertifikatsystem eingebunden, bei dem jedem Hersteller jährlich eine Ausstattung mit Zertifikaten zugeteilt wird. Für jedes abgesetzte Kraftfahrzeug und jede abgesetzte Verbrennungsanlage hat der Hersteller in Abhängigkeit der spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen [g CO<sub>2</sub>/km] bzw. [g CO<sub>2</sub>/kWh], der erwarteten Lebensdauer sowie der jeweils zu erwartenden Fahrleistung des abgesetzten PKW bzw. der zu erwartenden Feuerungswärmeleistung der Anlage in der Produktgruppe eine entsprechende Menge an Emissionsberechtigungen zu entwerfen. Reduziert der Hersteller ceteris paribus den spezifischen Verbrauch seiner Fahrzeuge oder Anlagen, verbleibt ihm ein Überschuss an zugeteilten Emissionsberechtigungen.<sup>267</sup> Das spezifische Emissionsziel soll hierbei

---

<sup>265</sup> Ob die Emissionen des gesamten Lebenszyklus berücksichtigt werden, hängt davon ab, ob nur auf die Nutzungsphase eines Verkehrsmittels oder einer Verbrennungsanlage abgestellt wird oder auch die Herstellungsphase miteinbezogen werden soll.

<sup>266</sup> Diese Konstruktion gewährleistet dem Grunde nach, dass Emissionsberechtigungen aus dem Sektor mit spezifischer Zielvorgabe nur unter bestimmten Voraussetzungen in den Sektor mit absoluter Vorgabe verkauft werden dürfen. Ein solcher Transfer von Berechtigungen wird streng kontrolliert und darf nur erfolgen, wenn zuvor Zertifikate in umgekehrter Richtung geflossen sind. Dies soll verhindern, dass in den Sektoren mit absoluten Zielvorgaben die ökologische Zielerreichung aufgrund des Zukaufs aus dem spezifischen Sektor nicht garantiert werden kann. Würde diese Begrenzung nicht eingeführt, so könnte aufgrund einer kleinen Effizienzverbesserung im Marktsegment mit spezifischen Zielvorgaben, die mit einem starken Wachstum dieses Segmentes einhergeht, das Angebot an Zertifikaten drastisch steigen und so die nötigen Emissionsminderungen im absoluten Sektor herabsetzen.

<sup>267</sup> Die Hersteller würden versuchen, die Kosten des Emissionshandels über die Produktpreise auf die Käufer von Fahrzeugen oder Verbrennungsanlagen zu überwälzen.

kosteneffizient auf die Hersteller alloziiert werden und einen permanenten Innovationsanreiz auf Seiten der Hersteller implementieren.

Der bei der Bereitstellung von Kraftstoffen ansetzende Up-Stream-Ansatz<sup>268</sup> zielt darauf ab, die CO<sub>2</sub>-Emissionen der einzelnen Sektoren am Oberlauf der Energieflusskette bei den Raffinerien, Treibstoffhändlern und -importeuren zu erfassen. Durch den direkten Zusammenhang zwischen der in den Markt eingeführten Kraftstoffmenge und der bei der Verbrennung entstehenden Emissionsmenge können auf diese Weise sämtliche Emissionen erfasst werden. Alle beteiligten Akteure, die für den Verkehr CO<sub>2</sub>-relevante Energieträger bereitstellen oder in den Markt einbringen, werden einem Zertifikatsystem unterworfen und benötigen demnach eine dem CO<sub>2</sub>-Gehalt der in den Verkehr gebrachten Treibstoffmenge entsprechende Menge an Emissionsberechtigungen.<sup>269</sup> Auch hier würden die Kosten des Emissionshandels durch Aufschläge auf die Produktpreise an den Endverbraucher weitergereicht. Im Gegensatz zum Mid-Stream-Ansatz ist hier - geht man von einem isolierten Modell aus - durch eine feste Zertifikatmenge auch der maximale Treibstoffabsatz in die Sektoren insgesamt „gedeckt“. Eine Ausweitung der Emissionen in einem Sektor würde damit aber zwangsläufig zu einer entsprechenden Senkung der Emissionen in den übrigen Emissionshandelssektoren führen, so dass im Endeffekt der Gesamtbeitrag zum Klimaschutz gewährleistet wird. Darüber hinaus stellt sich durch die Verknüpfung der einzelnen Sektoren durch einen offenen Handel eine Angleichung der Grenzvermeidungskosten und damit eine zunehmend effiziente Gesamtlösung ein.<sup>270</sup>

### 4.3.3 Regulierungsgegenstand

Bevor genauer auf den Regulierungsgegenstand eingegangen wird, soll vorab kurz die Entwicklung der sektoralen Emissionen seit 1990 skizziert werden. Hierbei ist festzustellen, dass die absoluten CO<sub>2</sub>-Emissionen zwischen 1990 und 2006 in allen Emissionssektoren mehr oder weniger stark gesunken sind. Dies wird verdeutlicht, wenn allein die

---

<sup>268</sup> Hierzu Bertenrath (2007); Bertenrath, Heilmann et al. (2007); Bergmann, Bertenrath et al. (2005); Hargrave (1998); Winkelmann, Hargrave et al. (2000); Heister, Michaelis et al. (1991), S. 59ff. sowie Cames, Herold et al. (2001); Hargrave, Festa et al. (1998); Hargrave (1998);

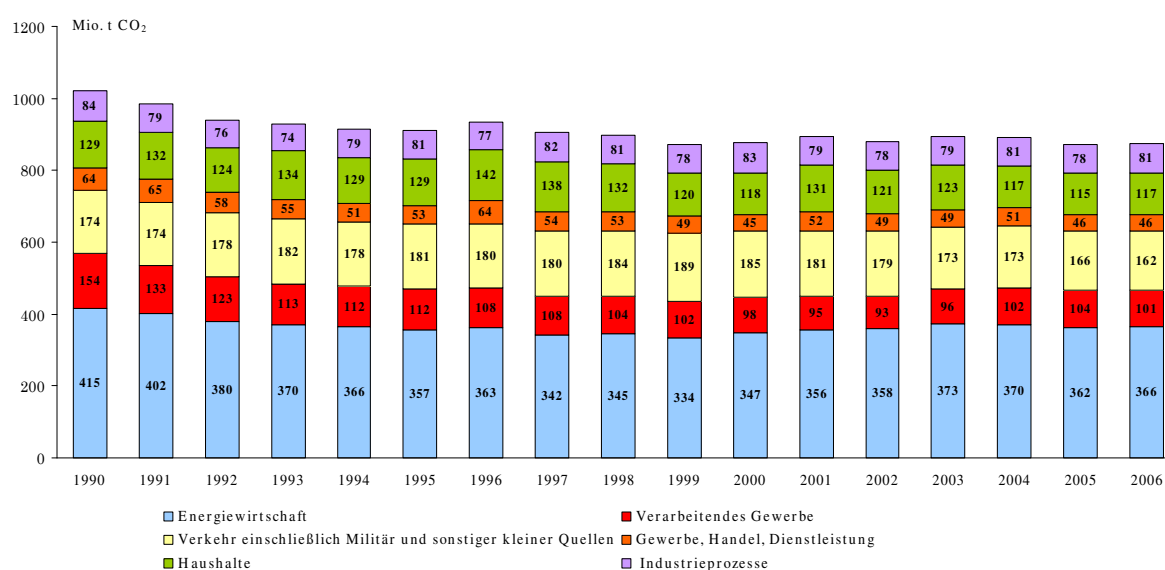
<sup>269</sup> IFEU (2001), S. 15.

<sup>270</sup> Vgl. Bertenrath (2007), S. 292f. sowie Bertenrath, Heilmann et al. (2007), S. 242f.;

sektoralen Emissionen des Jahres 1990 denen des Jahres 2006 in absoluten Werten sowie in Prozentzahlen gegenübergestellt werden.

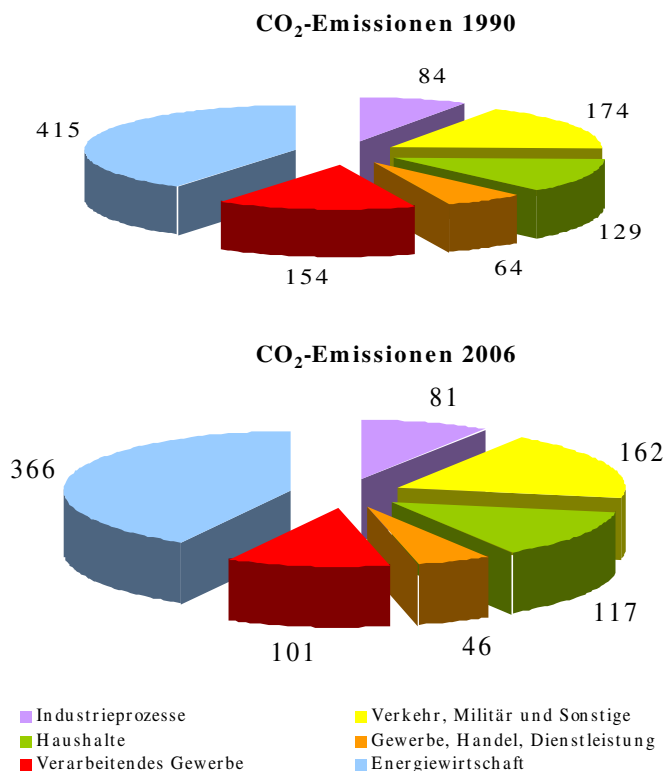
Bei Betrachtung der sektoralen Emissionsanteile sind keine gravierenden Anteilsverschiebungen zwischen 1990 und 2006 zu verzeichnen, obwohl die Energiewirtschaft und bestimmte Industriebereiche dem Emissionshandel unterworfen wurden. Die Sektoren Energiewirtschaft, Haushalte, Verkehr und Industrieprozesse vergrößerten ihren Anteil an den Gesamtemissionen zwischen 0,7 und 1,5 Prozentpunkte zu Lasten der Anteile in den Sektoren Gewerbe, Handel, Dienstleistung (minus 1 Prozentpunkt) sowie im verarbeitenden Gewerbe (minus 3,5 Prozentpunkte).

Abbildung 15: Entwicklung der sektoralen CO<sub>2</sub>-Emissionen 1990 bis 2006



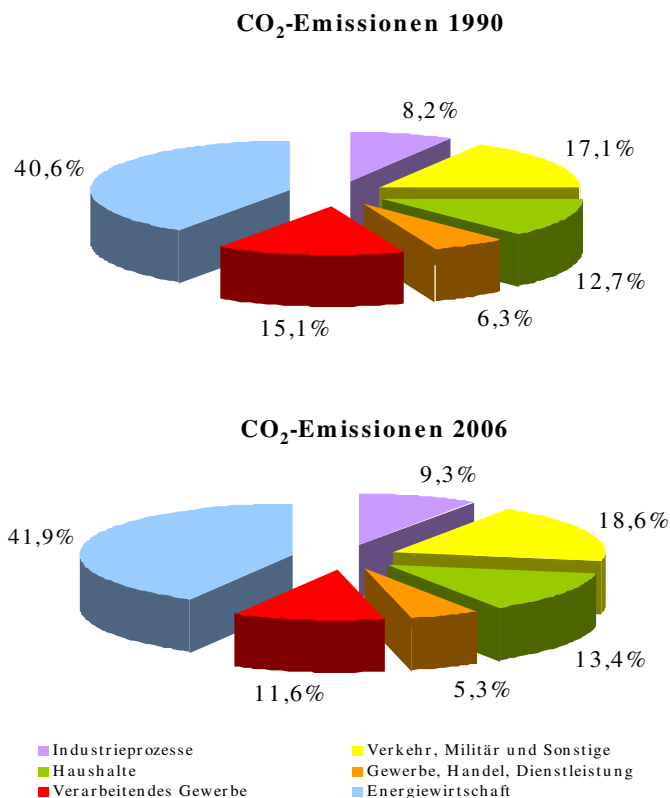
Quelle: Eigene Darstellung; Daten nach Umweltbundesamt (2008b).

Abbildung 16: Entwicklung der sektoralen CO<sub>2</sub>-Emissionen in Mio t CO<sub>2</sub>



Quelle: Eigene Darstellung; Daten nach Umweltbundesamt (2008b).

Abbildung 17: Entwicklung der sektoralen CO<sub>2</sub>-Emissionen in Prozent



Quelle: Eigene Darstellung; Daten nach Umweltbundesamt (2008b).

Das zu entwickelnde Up-Stream-Konzept ist in Bezug auf den in ein Emissionshandelssystem einzubeziehende Regulierungsgegenstand in der Weise zu präzisieren, dass nur diejenigen CO<sub>2</sub>-Emissionen einbezogen werden sollen, die bei der Verbrennung von fossilen, nicht regenerativen Energieträgern<sup>271</sup> in Verbrennungssystemen (Verbrennungsmotoren oder Brennkammern) entstehen.<sup>272</sup> Auf diese Weise werden nahezu alle CO<sub>2</sub>-Emissionen von Industrie - mit Ausnahme der prozessbedingten<sup>273</sup> Emissionen -, der Energiewirtschaft, der Haushalte, des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen sowie des Verkehrssektors erfasst. Gegenstand der Erfassung bilden somit alle in Deutschland<sup>274</sup> abgesetzten und in den angeführten Sektoren verwendeten fossilen Primärenergieträger: Braun- und Steinkohle, Erdgas, Flüssiggas sowie die insbesondere aus dem Erdöl als Vorstufe resultierenden Treibstoffe (Diesel, leichtes und schweres Heizöl, Kerosin und Benzin).<sup>275</sup> Für diejenigen Fälle, in denen fossile Energieträger den Grundstoff für die Herstellung pharmazeutischer Produkte oder von Kunststoffen etc. bilden, sind hingegen Ausnahmeregelungen zu erlassen, da in derartigen Fällen keine bzw. die oben angeführten prozessbedingten Emissionen frei werden; die einer derartigen Verwendung zugeführten fossilen Energieträger sind daher rückwirkend aus dem Erfassungssystem zu eliminieren.<sup>276</sup> Im Anhang zu diesem Unterkapitel finden sich Diagramme, in denen die über einen Up-Stream-Ansatz zu

---

<sup>271</sup> Von den fossilen Energieträgern sind die regenerativen Energieträger (Erdwärme, Sonne, Wind, Wasserkraft) und nukleare Energieträger (Plutonium, Uran) zu unterscheiden.

<sup>272</sup> Zu den sektoralen Brennstoffanteilen befinden sich drei Abbildungen im Anhang zu Kapitel 4.3.3.

<sup>273</sup> Die prozessbedingten Emissionen der Industrie oder des verarbeitenden Gewerbes können mit einem energieträgerspezifischen Regulierungsmodell wie dem Up-Stream-Ansatz nicht erfasst werden. Hierfür gilt es, Ausnahmeregelungen zu erlassen.

<sup>274</sup> Diese territoriale Begrenzung wurde hier nur gewählt, um diesen Ansatz anhand der vertrauten nationalen Rahmenbedingungen vorzustellen. Diese Restriktion lässt sich - wie später noch auszuführen sein wird - aber relativ unproblematisch aufgeben.

<sup>275</sup> Im Zusammenhang mit der Instrumentenwahl des Emissionshandels kann die grundsätzliche Rechtsfrage aufgeworfen werden, ob die hier im Raume stehenden Energieerzeugnisse überhaupt einem Zertifikatregime unterworfen werden dürfen oder ob die EU in diesem Punkt aufgrund der EU-Richtlinie zur Harmonisierung der Energiebesteuerung rein steuerliche Maßnahmen als zulässig erachtet. Die Richtlinie 2003/96/EG des Rates vom 27.10.2003 zur Restrukturierung der gemeinschaftlichen Rahmenvorschriften zur Besteuerung von Energieerzeugnissen und elektrischem Strom (vgl. ABl. L 283/51 vom 31.10.2003) steht der Einführung eines Zertifikatmodells im Verkehrsbereich nicht entgegen. Sie sieht sich dem reibungslosen Funktionieren des Binnenmarktes verpflichtet und will eine Mindestbesteuerung von Energieerzeugnissen erreichen (vgl. Erwägung Nr. 3 und 4 RL). Damit soll den unterschiedlichen staatlichen Steuersätzen entgegen gewirkt werden, nicht aber eine Festlegung auf ein Instrument der Umweltlenkung und -gestaltung stattfinden. Die Richtlinie identifiziert den Energiepreis als das Schlüsselement zur Energie-, Verkehrs- und Umweltpolitik (vgl. Erwägung Nr. 12 RL), und den Steueranteil als eines der Elemente, die den Strompreis bedingen. Anderen Instrumenten, die den Preis beeinflussen, steht die Richtlinie offen gegenüber; auch nichtfiskalische Maßnahmen in den genannten Politikfeldern werden damit nicht ausgeschlossen.

<sup>276</sup> Siehe dazu auch das folgende Unterkapitel 4.3.4.

erfassenden fossilen Energieträgeranteile, wie sie in den Subsektoren Verwendung finden, präsentiert werden.

#### 4.3.4 Regulierungszugriff

Mit der gegenwärtigen Diskussion über die (zukünftige) Zertifikatpflicht bestimmter Akteursgruppen - auf der einen Seite gemäß dem Verursacherprinzip die Betreiber emittierender Großfeuerungsanlagen, auf der anderen Seite die Automobilhersteller als „Hersteller mobiler Anlagen“ - scheint sich eine Zersplitterung des EU-Emissionshandelssystems, auch auf dogmatischer Ebene, anzudeuten: Für bestimmte Anlagenbetreiber im Energie- und Industriesektor werden absolute Emissionsziele proklamiert, wogegen die Automobilhersteller mit spezifischen Emissionszielen konfrontiert werden (sollen). So sind derzeit die spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Neufahrzeuge in der Europäischen Union auf durchschnittlich 120 bzw. 130 g CO<sub>2</sub> pro km festgelegt worden.<sup>277</sup> Spezifische Emissionsziele gewährleisten jedoch keine zwingende Erreichung der Emissionsminderungsvorgaben, da über eine Ausdehnung der Fahrleistungen auch ein Anstieg der Verkehrsemissionen erfolgen kann. Unabhängig von der Tatsache, ob ein regulierter Emissionssektor die CO<sub>2</sub>-Minderungen selbst erbringt oder die Emissionsberechtigungen von anderen Sektoren erwirbt, garantieren nur absolute Minderungsvorgaben die Erreichung eines CO<sub>2</sub>-Emissionsziels; dies ist bei spezifischen Minderungsvorgaben nicht der Fall.<sup>278</sup>

Die Frage des geeigneten Regulierungszugriffs orientiert sich an dem Kriterium, wie die bestimmten Akteursgruppen auferlegte Zertifikatpflicht die Transaktionskosten des Gesamthandelssystems beeinflusst. Da generell ein Zertifikatsansatz unabhängig vom Regulierungspunkt die Grenzschadenskosten nach Maßgabe des Zertifikatspreises erhöht und insofern die Anpassungsreaktionen durch den Preiseffekt geprägt werden, müssen bei der Entscheidung für ein bestimmtes Zertifikatsystem die Transaktionskosten ins Zentrum der Ausgestaltungsüberlegungen rücken; denn letztere werden von der Wahl des Regulierungszugriffs - insbesondere von der Anzahl der zertifikatpflichtigen Akteure

---

<sup>277</sup> Vgl. Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen im Rahmen des Gesamtkonzepts der Gemeinschaft zur Verringerung der CO<sub>2</sub>-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen. KOM/2007/0856 endg. - COD 2007/0297.

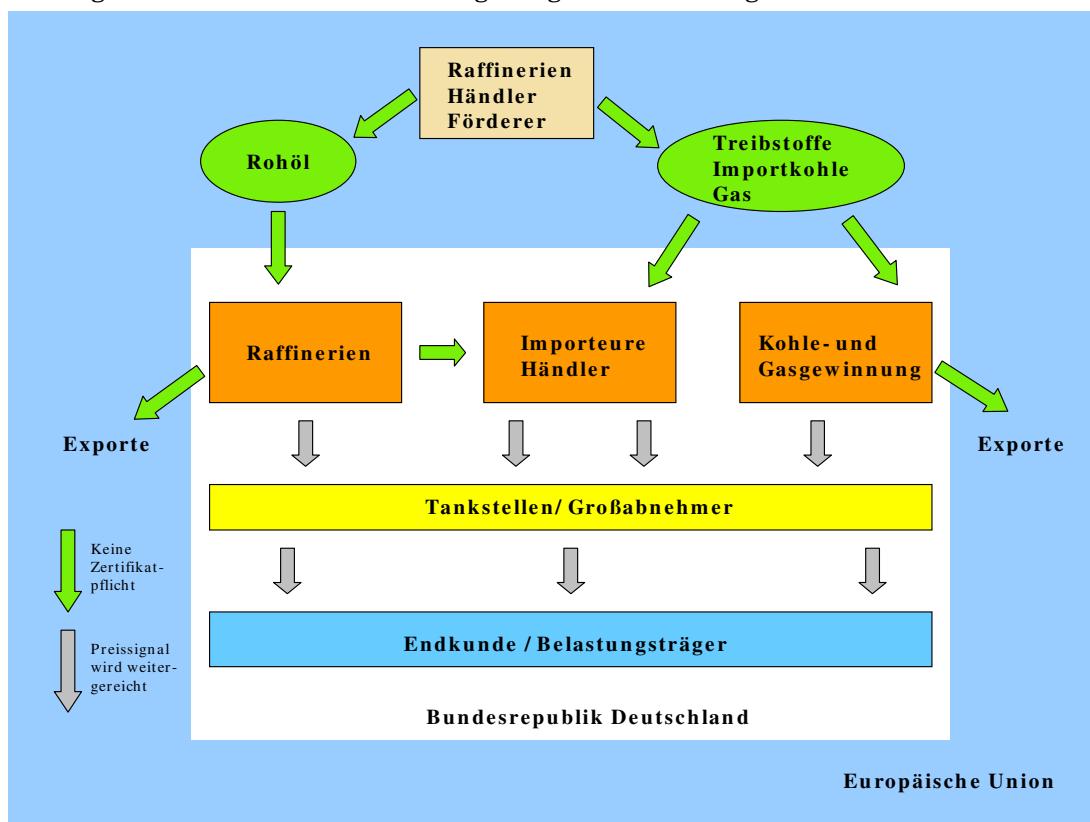
<sup>278</sup> Vgl. zu diesem Abschnitt Bertenrath, Heilmann et al. (2007) sowie Bertenrath (2007).



- sowie der Möglichkeit bestimmt, auf bereits vorhandene administrative Strukturen<sup>279</sup> zurückzugreifen. Je geringer die Anzahl zertifikatpflichtiger Akteure und je besser ein sich auf alle Sektoren erstreckende Emissionshandel an bereits bestehende Informations-, Verwaltungs-, Erhebungs- und Kontrollmechanismen anknüpfen kann, desto geringer sind die zusätzlichen Transaktionskosten.

Unter Abkehr von dem im bestehenden EU-Emissionshandelssystem praktizierten anlagenspezifischen Ansatz, bei dem der Emittent selbst nach Maßgabe seiner individuellen Emissionen zertifikatpflichtig ist, muss bei einem Up-Stream-Ansatz nach „Stellvertreter-Lösungen“ gesucht werden. Ausgangspunkt bildet die Frage, welche Unternehmen in den Produktions-, Förder- und Verteilungsprozess von fossilen Energieträgern eingeschaltet sind, der erst auf nach gelagerten Ebenen der Energieflusskette zu CO<sub>2</sub>-Emissionen führt. Nachfolgende Abbildung zeigt die Beziehung verschiedener Akteure im Zuge der fossilen Brennstoffbereitstellung.

Abbildung 18: Akteure der fossilen Energieträgerbereitstellung



Quelle: Eigene Darstellung.

<sup>279</sup> Die Beurteilung potenzieller Regulierungszugriffe erfolgt somit im Hinblick auf die notwendigen technischen Vorkehrungen und die Rückgriffsmöglichkeiten auf vorhandene administrative Strukturen.

Die obige Darstellung der fossilen Energieträgerbereitstellung für alle Emissionssektoren verdeutlicht, dass alle in den einzelnen Sektoren verwendeten fossilen Brennstoffe entweder über eine Herstellungs- und Energieträergewinnungsebene (Raffinerien, Kohle- und Gasgewinnungsbetriebe) im Inland für den späteren Gebrauch aufbereitet bzw. produziert werden oder aber über eine Handelsebene (Importeure, Händler, Lagerbetriebe) aus dem Ausland als Rohstoff oder Fertigprodukt importiert werden müssen.

Tankstellen und Großabnehmer scheiden als Zugriffsoption für die Etablierung einer Zertifikatpflicht aus, da allein der Tankstellenbestand in Deutschland Ende 2007 mit 14.902 Tankstellen<sup>280</sup> unter Transaktionskostenaspekten wenig geeignet erscheint. Deutlich geringer erweist sich die Gesamtzahl der Hersteller, Importeure<sup>281</sup> sowie der Kohlebetriebe, die als Wareneigentümer fossiler Energieträger jedweder Art eben jene zur energetischen Verwendung in den inländischen Markt einbringen. Laut Statistik des BAFA und des BDEW waren im Jahr 2007 insgesamt 12 Unternehmen gemeldet, die in Deutschland Mineralölprodukte ((Flug-) Benzin, Kerosin, Diesel, leichtes oder schweres Heizöl, Erdgas, Flüssiggas) produzieren. 79 Akteure agieren indes als beim BAFA bzw. BDEW erfasste Importeure dieser Produkte. Zuzüglich der Braun- und Steinkohlebetriebe sowie der Steinkohleimporteure resultiert hieraus eine Anzahl von 182 Akteuren, die einer Zertifikatpflicht bei Ausdehnung des Emissionshandels auf alle Sektoren unter einem Up-Stream-Regime unterworfen werden müssten (vgl. Tabelle 48). Weitere Untersuchungen ergaben, dass neben der Gruppe der genannten Hersteller, Importeure und Kohlebetriebe auch noch freie Händler als Wareneigentümer auf dem Brennstoffmarkt agieren, die unter Aussetzung der Steuer von einem Hersteller, Importeur oder Kohlebetrieb fossile Brennstoffe erwerben und sie zu einem späteren Zeitpunkt in eigenem Namen in Verkehr bringen; sie wären daher als Wareneigentümer ebenfalls zertifikatpflichtig, werden aber in den Statistiken der BAFA, des BDEW oder des Vereins der Kohleimporteure kaum erfasst. Folglich liegt die Anzahl der relevanten zertifikatpflichtigen Wareneigentümer vor Entnahme der Brennstoffe aus den Steuerlagern etwas über den genannten 182 Herstellern, Importeuren und Kohlebetrieben.

---

<sup>280</sup> Mineralölwirtschaftsverband (2008a), S. 37.

<sup>281</sup> Unter die Gruppe der Importeure fallen auch Direktimporteure, die insbesondere Mineralölprodukte in (gewöhnlich) kleinen Mengen direkt aus dem Ausland ohne Zwischenstopp in den inländischen Markt liefern.

Tabelle 48: Hersteller und Importeure fossiler Energieträger in Deutschland 2007

		> 100 kt	100 kt bis 10 kt	< 10 kt	Summe
<b>Kraftstoffe ohne Gase in Deutschland 2007</b>	Hersteller	9	-	-	9
	Importeure	10	12	21	43
	Summe	19	12	21	52
		> 1 TWh	1TWh bis 100GWh	< 100 GWh	Summe
<b>Erdgas in Deutschland 2005</b>	Hersteller <sup>1</sup>	0	2	1	3
	Importeure <sup>1</sup>	3	14	-	17
	Summe	3	16	1	20
		> 100 kt	100 kt bis 10 kt	< 10 kt	Summe
<b>Flüssiggas in Deutschland 2007</b>	Hersteller <sup>2</sup>	-	-	-	-
	Importeure <sup>2</sup>	1	4	14	19
	Summe	1	4	14	19
		> 10 Mio. t	10 Mio. t bis 200 kt	bis 200 kt	Summe
<b>Steinkohle in Deutschland 2007</b>	Kohlebetriebe	1	4	1	6
	Importeure und Direktverbraucher	k.A.	k.A.	k.A.	80
	Summe	1*	4*	1*	86
		> 20 Mio. t	20 Mio. t bis 510 kt	bis 510 kt	Summe
<b>Braunkohle in Deutschland 2007</b>	Kohlebetriebe (Förderung / Bearbeitung)	2	2	1	5
	Importeure	-	-	-	-
	Summe	2	2	1	5
<b>Summe der Hersteller, Importeure und Kohlebetriebe (Nettozahlen)</b>		26*	38*	38*	182

\*= Zahlen ohne Steinkohlenimporteure.

<sup>1</sup>Konsortial, sofern nicht schon Kraftstoffhersteller oder -importeure.

<sup>2</sup>Sofern nicht schon Kraftstoff- oder Erdgashersteller bzw. -importeure.

Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Interne Recherche des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Angaben des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) sowie interne Recherchen des Vereins der Kohlenimporteure.

Hierbei ist im Kraftstoffbereich vor allem die Binnenschifffahrt zu nennen, wo noch 158 weitere zusätzliche zertifikatpflichtige Akteure tätig sind,<sup>282</sup> die von den 52 Herstellern bzw. Importeuren des Kraftstoffbereichs (siehe Tabelle 49) unter Aussetzung der Steuer Endprodukte erwerben, die sie im eigenen Namen über Bunkerboote, Kleinsttankstellen und sonstige Tanklager bei Yacht-Clubs etc. in Verkehr bringen. Im Erdgasbereich ist die Gruppe der zusätzlichen Wareneigentümer mit insgesamt etwa 700<sup>283</sup> Gasversorgungsunternehmen im Jahr 2007 noch größer; die Gasversorgungsunternehmen erschließen über eigene Rohrleitungen inzwischen auch Tankstellen<sup>284</sup> und bieten dort in eigenem Namen Erdgas an. Damit erhöht sich die Anzahl zertifikatpflichtiger Akteure im Bereich Erdgas auf rund 700. Im Flüssiggasbereich schließlich kann davon ausgegangen werden, dass zu den vom BAFA erfassten 16 Akteuren noch einmal etwa 90 Akteure als potenziell zertifikatpflichtige Wareneigentümer hinzukämen.<sup>285</sup> Alles in

<sup>282</sup> Eigene Erkundungen bei den Wasser- und Schifffahrtsämtern.

<sup>283</sup> Bundeskartellamt (2007).

<sup>284</sup> Seit Januar 2008 gibt es in Deutschland 771 Erdgastankstellen (CNG), vgl. <http://www.gas-tankstellen.de>.

<sup>285</sup> Eigene Erkundungen sowie Auskunft des Deutschen Verband Flüssiggas e.V. (DVFG).

allem ergibt damit eine Anzahl von insgesamt rund 1.115 zertifikatpflichtigen Akteuren, die potenziell von einem umfassenden Emissionshandel in allen Sektoren auf Up-Stream-Basis betroffen wären.

Obwohl neben der Erfassung auch eine gleichzeitige Kontrolle am Regulierungspunkt der zertifikatpflichtigen Wareneigentümer wünschenswert wäre, erscheint dies vorliegend nicht sinnvoll. Denn die potenziell zertifikatpflichtige Akteursgruppe der Hersteller, Importeure, Kohlebetriebe sowie der weiteren Händler und Brennstoffverteiler als Wareneigentümer kann mit den gegenwärtig europaweit harmonisierten bestehenden administrativen Strukturen des Energiesteuererhebungsverfahrens für sämtliche in den Markt gebrachten fossilen Energieträger lückenlos erfasst und kontrolliert werden. Im Rahmen des Energiesteuererhebungsverfahrens werden sämtliche in Verkehr gebrachten fossilen Brennstoffmengen zusammen mit dem Datum der Bereitstellung lückenlos erfasst. Die Entstehung der Zertifikatpflicht der Wareneigentümer fossiler Brennstoffe würde an die Entnahme der Energieträger aus den Steuerlagern zur energetischen Nutzung gekoppelt werden.<sup>286</sup> Für jeden Brennstoff könnte durch Multiplikation der abgesetzten Mengen mit dem brennstoffspezifischen Emissionsfaktor die genau vorzuhaltende Menge an Emissionsberechtigungen ex post kurzfristig ermittelt werden. Unter Erfassungs- und Kontrollaspekten erscheint ein Rückgriff auf die Datenerhebung im Zuge der Besteuerung von Energieerzeugnissen besonders sinnvoll. Die Erfassung der abgesetzten Brennstoffmengen sowie die nach gelagerte Kontrolle könnte damit bei den Energiesteuerschuldnern etabliert werden.<sup>287</sup>

---

<sup>286</sup> Die Zertifikatpflichtig wäre dann jeder Wareneigentümer, der Waren aus seinem Steuerlager oder aus dem Lager eines Dritten entnimmt bzw. entnehmen lässt, um sie der Verwendung im Verkehr zukommen zu lassen.

<sup>287</sup> Hintergrund für die Etablierung der Kontrolle an dieser Stelle ist, dass zwar viele der potenziell zertifikatpflichtigen Wareneigentümer zugleich auch Steuerschuldner sind; gleichwohl agieren aber auch reine Dienstleister auf dem Tanklagermarkt, die für die eigentlichen Wareneigentümer Kraftstoffe einlagern (so genannte Lagerbetriebe). Daher können Lagerbetriebe durchaus Steuerschuldner sein, obwohl sie nicht Eigentümer der Brennstoffe sind, so dass die Anzahl der Steuerschuldner nicht zwingend der Anzahl der (zertifikatpflichtigen) Wareneigentümer entspricht.

Tabelle 49: Zertifikatpflichtige Akteure im Brennstoffbereich in Deutschland 2007

		> 100 kt	100 kt bis 10 kt	< 10 kt	Summe
<b>Kraftstoffe ohne Gase in Deutschland 2007</b>	Hersteller	9	-	-	9
	Importeure	10	12	21	43
	Zwischenhändler Binnenschifffahrt	-	-	-	158
	Summe	19	12	21	210
<b>Erdgas in Deutschland 2007</b>		> 1 TWh	1TWh bis 100GWh	< 100 GWh	Summe
Gasversorgungsunternehmen <sup>1</sup>		-	-	-	700
		> 100 kt	100 kt bis 10 kt	< 10 kt	Summe
<b>Flüssiggas in Deutschland 2007</b>	Hersteller <sup>2</sup>	-	-	-	-
	Importeure <sup>2</sup>	1	4	14	19
	Sonstige Zwischenhändler	-	-	-	90
	Summe	1	4	14	109
		> 10 Mio. t	10 Mio. t bis 200 kt	bis 200 kt	Summe
<b>Steinkohle in Deutschland 2007</b>	Kohlebetriebe	1	4	1	6
	Importeure und Direktverbraucher	k.A.	k.A.	k.A.	80
	Summe	1*	4*	1*	86
		> 20 Mio. t	20 Mio. t bis 510 kt	bis 510 kt	Summe
<b>Braunkohle in Deutschland 2007</b>	Kohlebetriebe (Förderung / Bearbeitung)	2	2	1	5
	Importeure	-	-	-	-
	Summe	2	2	1	5
<b>Summe Hersteller, Importeure, Händler und Kohlebetriebe*</b>					1115

\*= Nettozahlen

<sup>1</sup> Einschließlich Hersteller und Importeure (konsortial), sofern diese nicht schon Kraftstoffhersteller oder -importeur sind.

<sup>2</sup> Sofern nicht schon Kraftstoff- oder Erdgashersteller bzw. -importeur.

Quelle: Eigene Darstellung; Daten: Interne Recherche des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), Angaben des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW) sowie interne Recherchen des Vereins der Kohlenimporteure.

Nach Angaben des Bundesministeriums der Finanzen<sup>288</sup> existierten zu Beginn des Jahres 2008 insgesamt 6.550 Energiesteuerschuldner, von denen 1.050 auf den Erdgasbereich, 3.850 im Kohlebereich sowie 1.650 auf den Bereich Kraftstoffe, leichtes und schweres Heizöl sowie sonstige in § 4 EnergieStG genannten Energieerzeugnisse entfallen. Diese Summe der (potenziell zu kontrollierenden) Akteure enthält gegebenenfalls noch Mehrfachzählungen der Steuerschuldner, da eine vom Aufwand her realisierbare Auswertung nur auf Grundlage der bewilligten Steuerverkehre möglich ist. Damit übersteigt die Anzahl der Energiesteuerschuldner bei weitem die Summe der 1.115 zertifikatpflichtigen Wareneigentümer.

Im Rahmen des Monitorings ist es jedoch nicht erforderlich, permanent bei den zertifikatpflichtigen Akteuren die aus den Steuerlagern entnommenen Brennstoffmengen zu erfassen. Eine Meldepflicht der Energiesteuerschuldner für alle über ihre Steuerlager in Verkehr gebrachten Energieträger differenziert nach Art, Lieferdatum und unter Angabe der jeweiligen Wareneigentümer an die zuständige Behörde<sup>289</sup> wäre - bis zu einem

<sup>288</sup> Interne Auswertungen des hierfür konsultierten Referates III A 1 des Bundesministeriums der Finanzen.

<sup>289</sup> Die Meldung könnte entweder direkt in verschlüsselter Form an die Deutsche Emissionshandelsstelle oder aber mittelbar über die Hauptzollämter, die ohnehin in die Steuererhebung einbezogen sind, erfolgen.

noch festzusetzenden jeweiligen Zeitpunkt der Kontrolle - völlig ausreichend. Da die Gruppe der zertifikatpflichtigen Akteure ebenfalls zum Zeitpunkt der Kontrolle bei der zuständigen Behörde eine ausreichende Anzahl an Emissionsberechtigungen für die in ihrem Auftrag in Verkehr gebrachten Brennstoffmengen vorzuweisen hat, wäre es für die Kontrollbehörde ausreichend, im Rahmen einer Plausibilitätsprüfung lediglich stichprobenartig die angegebenen Mengen der Steuerschuldner zu überprüfen und mit den Angaben der zertifikatpflichtigen Akteure zu vergleichen oder im Zuge der ohnehin anfallenden Stichproben bei der Besteuerung der Energieerzeugnisse überprüfen zu lassen.

Abschließend gilt es zu beachten, dass für die Entnahme fossiler Energieträger aus den Steuerlagern zur nicht energetischen Verwendung, indem die Energieträger etwa als Grundstoff zur Kunststoffherstellung, der Herstellung pharmazeutischer Produkte etc. fungieren, Ausnahmeregelungen vorgesehen werden sollten, welche die betroffenen Akteure für diesen Fall von der Zertifikatpflicht befreit.

Im folgenden Exkurs wird noch einmal näher auf das deutsche Energiesteuererhebungsverfahren eingegangen, auf das der geschilderte Monitoringansatz zurückgreift.

#### **4.3.5 Exkurs: Das Energiesteuererhebungsverfahren**

Die Mineralölsteuer ist als indirekte Steuer auf Überwälzung des Steuerbetrags in den Produktpreis des Steuergegenstandes auf den Endverbraucher angelegt; Steuerschuldner (Zensit) und der Steuerträger fallen also auseinander. Technisch entsteht die Energiesteuer erst bei Entnahme von Energieerzeugnissen aus den so genannten Steuerlagern, die nicht dem Zwecke der Versendung zwischen Lagern oder dem lagerinternen Verbrauch dienen und damit den Nutzern dieser Erzeugnisse zur energetischen Verwendung zugeführt werden.<sup>290</sup> Allein aus Vereinfachungsgründen ist der Anknüpfungspunkt der Steuerentstehung in zeitlicher Hinsicht nicht an den Ge- oder Verbrauch des Mineralöls durch den Endverbraucher geknüpft, sondern an den Zeitpunkt, in dem nach § 8 EnergieStG das Energieerzeugnis aus den zugelassenen Lagerstätten entnommen und dem Wirtschaftskreislauf im Steuergebiet zugeführt oder zum Verbrauch im Steuerlager selbst entnommen wird.

---

<sup>290</sup> Verfassungsrechtlich wäre eine Erhebung direkt beim Verbraucher möglich; diese Erhebungsform würde jedoch zu einer unüberschaubaren Anzahl an Steuerschuldnern führen und eine Steueraufsicht praktisch unmöglich machen. Vgl. dazu u.a. Soyk (2000), S. 31f.

Steuerlager ist nach § 7 Abs. 1 EnergieStG der Oberbegriff für Herstellungsstätten (z.B. Raffinerien) und Lagerstätten, die von der Zollverwaltung als solche zugelassen sind.<sup>291</sup> Ein Steuerlager ist daher als der von der Zollverwaltung zugelassene Herstellungsbetrieb oder die zollamtlich zugelassene Lagerstätte zu definieren; so auch die Lagerstätte eines Importeurs oder Händlers. Solange sich das Mineralöl im Steuerlager - und damit in einem sog. Steueraussetzungsverfahren - befindet, bleibt es steuerlich unbelastet.

Was die Lagerhaltungsstruktur anbelangt, können grundsätzlich zwei Fälle unterschieden werden: Im ersten Fall ist der Lagerinhaber nicht nur Eigentümer des Lagers sondern auch der eingelagerten Energieerzeugnisse; er ist als Wareneigentümer zugleich Steuerschuldner. Im in der Praxis weitaus üblicheren zweiten Fall gestattet der Lagerinhaber (Eigentümer des Lagers) Dritten, Energieerzeugnisse bei ihm einzulagern.<sup>292</sup> Sofern einlagernde Dritte nicht den Status des Einlagerers nach § 7 Abs. 4 EnergieStG besitzen, wird der Lagerinhaber Steuerschuldner für Energieerzeugnisse einlagernder Dritter; er hat somit für die „faktischen“ Einlagerer die Mineralölsteuer abzuführen und stellt sie diesen ex post in Rechnung. Der Steuerlagerinhaber ist in vielen Fällen Steuerschuldner aber nicht auch Wareneigentümer.

Die Anzahl der Steuerschuldner ist in der Regel wesentlich geringer als die Anzahl der Steuerlager, da eine Vielzahl von Herstellern und Lagerinhabern von der Möglichkeit der Sammelerlaubnis Gebrauch machen, wenn eine Person Inhaber von mehreren Steuerlagern ist.<sup>293</sup> Da die meisten Mineralöl-, Gasversorgungs- und Kohleunternehmen sowie Importeure mehrere Betriebsstätten im Steuergebiet haben, wird auch die Energiesteuer oft über eine Vielzahl an Zollämtern abgerechnet.<sup>294</sup>

Zusammenfassend lässt sich feststellen, dass die Energieerzeugnisse (in ihren verschiedenen Produktvarianten) einem EU-weit harmonisierten Verbrauchsteuerverfahren unterliegen, bei welchem das Steuerobjekt unter permanenter Steueraufsicht steht.

---

<sup>291</sup> § 7 Abs. 2 EnergieStG bestimmt, dass die Einrichtung und der Betrieb eines Steuerlagers unter Erlaubnisvorbehalt stehen.

<sup>292</sup> Unter Umständen befinden sich daneben auch eigene Energieerzeugnisse in seinem Lager.

<sup>293</sup> Theoretisch wäre es auch denkbar, dass die Zahl der Steuerschuldner größer ist als die der Steuerlager, wenn die Steuerlagerinhaber nicht von der Sammelerlaubnis Gebrauch machen und zudem eine entsprechend hohe Zahl an Einlagerern mit dem Status des § 7 Abs. 4 EnergieStG existieren. Dies ist aber nicht der Fall.

<sup>294</sup> Ob große Unternehmen ihre Steuerlager in den Betriebsstätten einzeln abrechnen, oder aber von der Möglichkeit der Sammelerlaubnis bei dem Besteuerungshauptzollamt Gebrauch machen und dort zentral ihre steuerlichen Anschreibungen sowie die Abrechnung der zu zahlenden Steuer tätigen, unterliegt dem organisatorischen Gestaltungsspielraum der Unternehmen.

### 4.3.6 Zusammenfassung

Infolge des bestehenden direkten Zusammenhangs zwischen dem verwendeten fossilen Brennstoff und den in Abhängigkeit von energieträgerspezifisch fixen Emissionsfaktoren in  $[t \text{ CO}_2/\text{GJ}]$  daraus in Verbrennungsvorgängen resultierenden  $\text{CO}_2$ -Emissionen ist es grundsätzlich denkbar, an jedem Punkt der Energiebereitstellungskette ein Emissionshandelssystem zu etablieren und mit diesem die gesamten  $\text{CO}_2$ -Emissionen präzise und vollständig zu erfassen.

Der große Vorteil des am Beginn der Energiebereitstellungskette ansetzenden Up-Stream-Ansatzes liegt - im Gegensatz zum Down-Stream-Ansatz - in der lückenlosen Erfassung *aller* in mobilen oder immobilen Verbrennungssystemen verwendeten Energieträger an einer minimalen Zahl von Ansatzpunkten; es werden also die  $\text{CO}_2$ -Emissionen der bei Großhändlern oder an Tankstellen gekauften Energieträger erfasst, obwohl diese Energieträger nicht zwangsläufig in direkt dem jeweiligen Sektor zugehörigen Maschinen verwendet werden. Mit dem hier vorgeschlagenen Up-Stream-Ansatz, der den in der Energieflusskette ersten Wareneigentümern fossiler Brennstoffe die Zertifikatpflicht auferlegt, können nicht nur alle in immobilen Verbrennungssystemen verwendeten fossilen Energieträger (indirekt) erfasst, sondern auch alle in unzähligen mobilen Verbrennungsmotoren verwendeten Energieträger integriert werden. Gerade bei der Erfassung der mobilen Verbrennungssysteme weist der Down-Stream-Ansatz erhebliche Schwächen auf. Ausgehend von diesem Up-Stream-Handelsmodell können nun in Unterkapitel 4.4 die Transaktionskosten der betroffenen Unternehmen und der politischen Administration näher abgeschätzt werden.

## 4.4 Transaktionskosten des Up-Stream-Ansatzes

### 4.4.1 Einleitung

In den vorangegangenen Ausführungen wurde dargelegt, wie ein umfassendes Emissionshandelssystem, welches auch bisher nicht regulierte Emissionsbereiche mit einbezieht, ausgestaltet werden könnte, um die Gesamtkosten der Einführung und Anwendung, der Vermeidung und der Transaktion möglichst gering zu halten. Hierbei erscheint das Up-Stream-Modell gegenüber anderen Zertifikatkonzepten besonders erfolgversprechend, weil es die geringste Anzahl an zertifikatpflichtigen Akteuren aufweist. Hinsichtlich seiner zu erwartenden Anreiz- und Lenkungswirkungen unterscheidet sich



ein solcher Up-Stream-Ansatz nicht grundlegend von dem im EU-Emissionshandel verfolgten anlagenbezogenen Down-Stream-Ansatz. Letztlich wirkt der Emissionshandel stets über die durch staatliche Verknappung von Emissionsberechtigungen erzwungene Preisbildung und die dadurch eintretende Kostensteigerung. Je nach Tiefe der Marktlösung ergeben sich daraus mehr oder weniger effiziente Anpassungs- bzw. Vermeidungsstrukturen. Eine Beschränkung auf diese traditionell in den Fokus gerückten unmittelbaren allokativen Folgen ist allerdings unzureichend; die Perspektive bedarf vielmehr der Ergänzung: Die staatliche Regulierung in Form von Zertifikaten oder anderen Anreizmustern bindet nämlich über die zur Anpassung erforderlichen Vermeidungsaufwendungen hinaus zusätzliche Ressourcen - sowohl auf Seiten des Staates, als auch auf Seiten der Regulierten - in Form der so genannten Transaktionskosten.

Bei weitgehend gleichen Preiswirkungen und entsprechenden allokativen Anpassungsprozessen auf unterschiedliche Instrumentenformen gewinnen die Transaktionskosten eine besondere Bedeutung für die Auswahl und für die Ausgestaltung staatlicher Instrumente im Einzelnen. Sie rücken nachfolgend in den Mittelpunkt der Wirkungs- und Ausgestaltungsüberlegungen. Unter den bestehenden Optionen soll diejenige ausgewählt werden, deren Einführung und Anwendung bei - cum grano salis - äquivalenten preisinduzierten Anpassungsreaktionen mit den geringsten Transaktionskosten verbunden ist. Die in diesem Zusammenhang auftauchende Frage, wie groß die Anzahl der vom System betroffenen Akteure bzw. Adressaten ist und auf welche bereits bestehenden Infrastrukturen das neue Regulierungsmuster zurückgreifen kann, wurde bereits in Unterkapitel 4.3 beantwortet.

Das nachfolgende Unterkapitel operationalisiert den präsentierten Up-Stream-Ansatz, indem unterschiedliche Allokationsmethoden detaillierte auf ihre Transaktionskosten untersucht werden. Unter den Transaktionskosten werden im nachfolgenden Unterkapitel alle Kosten verstanden, die bei der Übereignung von Verfügungsrechten anfallen; es handelt sich hierbei um Kosten, die beim Aufbau und Betrieb des Emissionshandelsystems sowohl auf staatlicher Seite in Form von Kosten der öffentlichen Verwaltung als auch intern auf Seiten der Unternehmen anfallen. Zu den marktlichen und privatwirtschaftlichen Transaktionskosten treten mithin also auch politische Transaktionskosten hinzu.<sup>295</sup> Einige der vorgesehenen zertifikatpflichtigen Akteure wie die Raffinerien werden bereits gegenwärtig durch verschiedene Gesetze (z.B. Ökosteuer,

---

<sup>295</sup> Siehe zu dieser Definition bereits Commons (1931) sowie Commons (1934), S. 58.

Energiesteuergesetz oder das Treibhausgasemissionshandelsgesetz (TEHG) reguliert, so dass die Implementierung auf bestehende Strukturen zurückgreifen kann. Im Folgenden wird zwischen zwei Allokationsszenarien unterschieden, da von einem Einfluss der Allokationsmethode auf die Transaktionskosten ausgegangen wird:

- Option 1: Vollständige Gratisvergabe der Emissionsberechtigungen.
- Option 2: Vollständige Versteigerung der Emissionsberechtigungen.

Die Kostendaten werden möglichst disaggregiert geschätzt, um einen besseren Vergleich der Kostenunterschiede zwischen den beiden Optionen zu ermöglichen. Bei der Schätzung kommt es darüber hinaus weniger auf eine möglichst exakte Bestimmung der Höhe an, sondern vielmehr darauf, Aussagen hinsichtlich der relativen Vorteilhaftigkeit einer Ausgestaltungsvariante gegenüber einer anderen näher begründen zu können. Hierfür reichen meist einfache quantitative und qualitative Abschätzungen aus, die es erlauben, darüber eine Aussage zu treffen, welche der Optionen die geringeren Kosten aufweist.

Prinzipiell setzen sich Transaktionskosten aus Personal- und Sachkosten zusammen, die zum Teil Fixkosten darstellen oder in Bezug auf die Unternehmensgröße und -anzahl der zu regulierenden Akteure variieren. Im Folgenden werden als Grundlage für die Personalkostenschätzungen, wo diese vorgenommen werden können, das Bruttogehalt inklusive Sonderzulagen wie Gewinnbeteiligungen zuzüglich Overheadkosten (EDV-Infrastruktur etc.) veranschlagt, da diese die tatsächlichen Gesamtkosten für das Unternehmen bzw. den Staat widerspiegeln. Die Höhe der Arbeitskosten wurde im öffentlichen Sektor entsprechend den Vergütungsgruppen auf Basis einer Vorgabe "Personalkostenansätze für Kostenberechnungen/ Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen" des BMF berechnet. Sie schließen die durchschnittlichen Bezüge, einen Versorgungszuschlag bzw. Zuschlag für Sozial- und ggf. Zusatzversicherung sowie pauschalisierte Zuschlagssätze für Personalneben- und sonstige Personalgemeinkosten ein. Eine Sachkostenpauschale für Bildschirmplätze wurde einbezogen.

Die Kosten werden meist auf Basis der Kosten des TEHG geschätzt und auf das Up-Stream-System übertragen, da hierzu die meisten Informationen vorliegen. Bei der Übertragung war prinzipiell zu beachten, dass die Emissionen bei Einbeziehung aller Sektoren die nach TEHG erfassten Emissionen um das Doppelte übersteigen, anderer-

seits beim Up-Stream-Ansatz jedoch anstelle der gegenwärtig in Deutschland im Rahmen des EU-Emissionshandels regulierten 1.665 Anlagen<sup>296</sup> nur etwa 1.115 Akteure zu regulieren wären.

Der nachfolgende Abschnitt ist wie folgt aufgebaut: Unterkapitel 4.4.2 stellt knapp die theoretischen Grundlagen der Transaktionskostentheorie dar. Unterkapitel 4.4.3 behandelt die beim Aufbau und Betrieb des Emissionshandelsystems auf staatlicher Seite in Form von Kosten der öffentlichen Verwaltung anfallenden Transaktionskosten des Up-Stream-Ansatzes, wohingegen Unterkapitel 4.4.4 die Transaktionskosten auf Seiten der Unternehmen zum Gegenstand hat. Während Unterkapitel 4.4.5 schließlich noch die Problematik der Risikokosten des Emissionshandels behandelt, schließt Unterkapitel 4.4.6 den Abschnitt mit einem Resümee ab.

#### 4.4.2 Theoretische Grundlagen

Die Transaktionskosten wurden bereits in Unterkapitel 4.2.4 angesprochen. Nachfolgend sollen die theoretischen Grundlagen in knapper Form vorgestellt werden. Die Transaktionskostentheorie stellt eine Forschungsrichtung der Neuen Institutionenökonomik dar und wurde im Wesentlichen von Coase (1937) und Knight (1921) begründet.<sup>297</sup> Sie stellt einen vertragstheoretischen Ansatz dar, welcher auf der Idee basiert, dass die Nutzung des Preismechanismus nicht kostenlos ist und die Existenz von Unternehmen zu begründen vermag. Unternehmungen als Instrumente des koordinierten arbeitsteiligen Wirtschaftens ermöglichen eine Bündelung von Verträgen innerhalb des Unternehmens, wodurch die Zahl der Vertragsbeziehungen reduziert und dadurch eine Senkung der Kontraktkosten (Transaktionskosten) herbeigeführt werden kann. Durch Koordinations- und Kontrollerfordernisse treten aber auch unternehmensinterne Transaktionskosten auf, so dass die Unternehmung ihre optimale Größe dann erreicht, wenn die Grenzkosten der Koordination innerhalb des Unternehmens den Grenzkosten der Benutzung des Preissystems entsprechen.<sup>298</sup> Die Höhe der Transaktionskosten variiert mit der Anzahl der abgeschlossenen Verträge, welches den vertragstheoretischen Ansatz

---

<sup>296</sup> Umweltbundesamt (2008a).

<sup>297</sup> Coase (1937), S. 386ff.; Knight (1921), S. 233ff.

<sup>298</sup> Williamson, Oliver E. (1985), S. 15ff.; Williamson, O. E. (1975); Williamson, O. E. (1979). Dieser Ansatz versucht, zwei Hauptprobleme zu lösen: Zum einen die Abgrenzung der Unternehmung nach außen (Eigenfertigung vs. Fremdfertigung), und zum anderen die Strukturierung der internen Organisation. In beiden Fällen bilden Transaktions- und Produktionskosten das Entscheidungskriterium.

insoweit dynamisiert, als bei Veränderungen der Einflussgrößen der Transaktionskosten zugleich auch Anpassungen der Organisationsstruktur erfolgen müssen.

Dieses Konzept wurde im Rahmen der Neuen Institutionenökonomik in der Weise verfeinert, als die einzelne Transaktion verstärkt in den Mittelpunkt der Betrachtung rückte. So verursachen mit der beschränkten Rationalität und dem Opportunismus zwei Humanfaktoren in ihrem Zusammentreffen mit den Umweltfaktoren (Unsicherheit, Komplexität, Anzahl der Marktteilnehmer) und den Transaktionsfaktoren (Umfang der transaktionsspezifischen Investition, Ausmaß der transaktionsspezifischen Unsicherheit, Transaktionshäufigkeit) hohe Risiken und Kosten für das Abschließen langfristiger Marktverträge; die Wahl zwischen alternativen Koordinationsformen (Märkte und Hierarchien) nach Maßgabe des Kriteriums der Transaktionskostenminimierung bildet die Ursache für die Entstehung von Unternehmen sowie bestimmter Organisationsstrukturen.<sup>299</sup> So können durch vertikale Integration vor- und nachgelagerter Produktionsstufen Marktverträge durch „beziehungsbildende Verträge“ ersetzt werden (Asset Specificity - Principle). Eine Transaktion wird in die Firma integriert, wenn sich die Gesamtkosten durch die Transaktion senken lassen; der Integrationsgrad wird also dem Gewinnkalkül unterworfen.<sup>300</sup> Mit steigender Faktorspezifität sinkt der Produktionskostenvorteil des Marktes, denn der Faktoranbieter passt bei einer zunehmend spezifischen Transaktion seinen Kapitalstock immer mehr den Erfordernissen des Nachfragers an und dementsprechend reduziert sich die Anzahl der potentiellen Nachfrager. Bei vollständiger Spezifität ist der Produktionskostenvorteil gegenüber dem des Marktes eingeebnet.<sup>301</sup>

### 4.4.3 Transaktionskosten der öffentlichen Verwaltung

Die Schätzung der Verwaltungskosten eines umfassenden Up-Stream-Ansatzes kann sich prinzipiell an den Kosten der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) für den EU-Emissionshandel in Deutschland orientieren. Die DEHSt ist ein eigener Fachbereich des Umweltbundesamtes, der eigens für die Überwachung und den Vollzug des Emissionshandels auf nationaler Ebene ins Leben gerufen wurde, wodurch bei Wahr-

---

<sup>299</sup> Die Wahl der Koordinationsform wird durch die relative Effizienz der Alternativen bestimmt.

<sup>300</sup> Vgl. hierzu Williamson, Oliver E. (1985); Williamson, O. E. (1975).

<sup>301</sup> Zum Ganzen nochmals Alchian, Armen A. (1984); Williamson, Oliver E. (1985); Williamson, O. E. (1979); Williamson, O. E. (1975).

nehmung der ihr gegenwärtig nach TEHG und ZuG 2007 obliegenden Aufgaben administrative Kosten auf Bundesebene entstehen. Für das Jahr 2007 wurden im Bundeshaushaltsplan (Einzelplan 16, Kapitel 1605) in der Titelgruppe 03 (DEHSt) Einnahmen und Ausgaben in Höhe von insgesamt 10,912 Mio. € angesetzt, die sich im Jahr 2008 auf 15,948 Mio. € erhöhen.<sup>302</sup> Darüber hinausgehende Kostendaten seitens der DEHSt liegen noch nicht vor, so dass derzeit nur eine grobe Abschätzung der Transaktionskosten der öffentlichen Verwaltung möglich ist.<sup>303</sup>

Da zu erwarten ist, dass die Kosten in der Anfangsphase beim Aufbau eines umfassenden Emissionshandelssystems voraussichtlich höher sein werden als in den späteren Betriebsphasen, erfolgt eine Unterscheidung in Einrichtungs- und Betriebskosten.<sup>304</sup> Analog zum TEHG wird eine Einrichtungsphase angenommen, die jedoch nur die Phase der Umsetzung einer europäischen Richtlinie in deutsches Recht umfasst. Unberücksichtigt bleibt die gesamte Zeit der Entwicklung des rechtlichen Regelwerkes (z.B. Vorverhandlungen einer EU-Richtlinie in Brüssel zum Ausbau des EU-Emissionshandelssystems für die Zeit nach 2012), da diese kaum abzuschätzen ist. Es werden ferner nur die Kosten abgeschätzt, die bei der nationalen Verwaltungsbehörde anfallen und nicht bei den politischen Akteuren (Bundestags- und Bundesratsabgeordnete).<sup>305</sup>

### **Einrichtungskosten**

Die Höhe der Einrichtungskosten des Emissionshandelssystems hängt von folgenden Einzelkosten ab, die auch die Einrichtungskosten der Behörde umfassen. Zu nennen sind Kosten für die Entwicklung des rechtlichen Regelwerkes, Personalkosten, Kosten für

---

<sup>302</sup> Die Einnahmen und Ausgaben der DEHSt werden damit haushalterisch separat verwaltet und damit außerhalb des Haushaltes des Umweltbundesamtes in einer gesonderten Titelgruppe bewirtschaftet, so dass eine Querfinanzierung anderer Bereiche des Umweltbundesamtes haushaltsrechtlich ausgeschlossen ist.

<sup>303</sup> Eine weitere Möglichkeit ist der Vergleich der Verwaltungskosten der ökologischen Steuerreform. Im Jahr 2002 etwa beschäftigten sich 275 Angestellte mit der Ökosteuer, wobei diese hauptsächlich Anträge auf Erlass, Erstattung oder Vergütung prüften. Dieser Personaleinsatz (einschließlich der anteiligen Sachkosten) macht 0,13 % des Aufkommens der Ökosteuer aus (ca. 18 Mio. € / a). Im Vergleich zu direkten Steuern (wie z. B. der Einkommensteuer) fallen die Verwaltungskosten damit sehr gering aus (siehe BT-Drs. 14/9752 und 14/9993). Ähnlich dürfte es sich beim EU-Emissionshandel gemäß TEHG verhalten, auch wenn dessen Verwaltungskosten über die Erhebung von Gebühren gedeckt werden. Zu bedenken ist zudem, dass sich der Personalbedarf bei einer Reduktion der Ausnahmeregelungen weiter verringert.

<sup>304</sup> Zu den Einrichtungskosten werden vor allem auch Investitionskosten in die elektronische Datenverarbeitung (EDV) gezählt, die die Höhe steigen lassen. Vgl. Betz (2003), S. 201.

<sup>305</sup> Politische Abstimmungskosten, etwa die Abstimmung zwischen Bundestag und Bundesrat werden, wie erwähnt, in die Schätzung der Transaktionskosten der öffentlichen Verwaltung nicht mit einbezogen.

die Etablierung bzw. den Ausbau des bestehenden Registers, Entwicklung eines Quantifizierungs- und Berichterstattungsverfahrens, weitere Sachkosten.

Die Kosten für die **Entwicklung des rechtlichen Regelwerkes** umfassen alle Kosten, die mit dem Gesetzgebungsverfahren und den Beratungen im Vorfeld zusammenhängen (z.B. Erarbeitung von NAP, Umsetzungsverordnungen etc.). Dieser Kostenblock würde auch nach 2012 bei Erlass eines neuen Regelwerkes wieder relevant werden. Hilfreich ist bei derartigen Kostenschätzungen der Blick auf die Kosten im Vorfeld der Etablierung und Umsetzung des EU-Emissionshandelssystems. So waren bei der Umsetzung der EU-Richtlinie zum Emissionshandel durch das TEHG im hauptverantwortlichen Referat des BMU vier Personen beschäftigt.<sup>306</sup> Für die Umsetzung des TEHG werden für Kosten außerhalb des BMU für die Hauptverhandlungszeit vier weitere Vollzeitpersonen der gleichen Besoldungsgruppe geschätzt. Die reinen internen Personalkosten ergeben somit 1,5 Mio. €. Hinzu kommen externe Forschungsprojekte, deren Kosten sich auf ca. 1 Mio. € belaufen.<sup>307</sup> Für die Erweiterung des Emissionshandelssystems nach 2012 entsprechend des Up-Stream-Ansatzes werden die Personalkosten im Vorfeld im Vergleich zu den Verhandlungen zum TEHG in etwa gleich hoch geschätzt; der durch die geringere Anzahl an zertifikatpflichtigen Akteuren verursachte behördliche Minderaufwand wird durch den infolge der Ausdehnung auf alle Emittentenbereiche verursachten Mehraufwand kompensiert. Die Kosten der Gratisvergabe werden höher geschätzt als die der Auktionierung, da die Verhandlungskosten bei der ersten Variante auf Grund der Verteilungskämpfe und der Basisperiodenwahl voraussichtlich höher sein werden.

Die **Personalkosten** in der Anfangsphase der zuständigen Behörde (DEHSt) werden im Bundeshaushaltsplan für das Jahr 2008 101,5 Stellen angesetzt, was einen Personalaufwand von jährlich insgesamt 7,515 Mio. € nach sich zieht.<sup>308</sup> Der Absicht, den Stellenkegel bis 2012 um 26 Stellen abzuschmelzen könnte der gegebenenfalls entstehende Personalzusatzbedarf bei Ausbau des Emissionshandelssystems entgegenstehen. Der Personalbedarf deckt die Bereiche Allokation und Ausgabe der

---

<sup>306</sup> Es wurden hier die durchschnittlichen Personalkosten einschließlich sonstiger Personalkosten der Besoldungsgruppe B5 angesetzt, die den mittleren Wert der tatsächlichen Besoldungsgruppen widerspiegeln, vgl. Bergmann, Bertenrath et al. (2005).

<sup>307</sup> Vgl. Bergmann, Bertenrath et al. (2005).

<sup>308</sup> Aus dem Bundeshaushaltsplan 2008 ergeben sich Personalausgaben der DEHSt für das Jahr 2007 in Höhe von 7,4 Mio. €.

Emissionsberechtigungen (Prüfung der Zuteilungsanträge) sowie die Registerführung.<sup>309</sup> Aufgrund der Lerneffekte wird ab 2013 die notwendige Personalstärke innerhalb der DEHSt wesentlich von der Anzahl an Zertifikatpflichtigen und ihrer Gruppenhomogenität sowie der Komplexität des Systems (v.a. dem Allokationsmechanismus) abhängen. Aufgrund von Lerneffekten wird davon ausgegangen, dass in der Implementationsphase des Handelssystems auf andere Sektoren nach 2012 auf Basis des Up-Stream-Ansatzes bei der DEHSt wesentlich weniger Personal benötigt wird, als bei der Implementation des TEHG erforderlich war. Jedoch wird auf Grund der Beschaffung der Daten für die Basisperiode im Rahmen einer Gratisvergabe der Emissionsberechtigungen nach 2012 mehr Personal notwendig sein als im Falle einer Veräußerung der gesamten Zuteilungsmenge.

Es wird davon ausgegangen, dass für ein sektorübergreifendes Emissionshandelssystem kein eigenes **Register** entwickelt werden muss, da Registersysteme auch am Markt angeboten werden. Als Investitionskosten für die Etablierung eines Registers fallen neben dem Kaufpreis auch Ausgaben für die Softwareausstattung (IT-Kosten) an,<sup>310</sup> im Rahmen des TEHG belaufen sie sich für das Jahr 2008 gemäß dem Bundeshaushaltsplan auf 2,9 Mio. €, 2007 waren es 2 Mio. €. Für die Zeit nach 2012 können in etwa die gleichen jährlichen Register- und IT-Kosten angesetzt werden. Die Kosten sind für die beide Allokationsalternativen gleich.

Weitere Sachkosten fallen für die Entwicklung eines standardisierten **Quantifizierungs- und Berichterstattungsverfahrens** zur Überwachung der einbezogenen Emissionen und Quellen an. Im Vergleich zum TEHG wird das sektorübergreifende Emissionshandelssystem auf Up-Stream-Basis sehr viel geringere Entwicklungskosten für das Monitoring aufweisen, da über einheitliche Emissionsfaktoren für die einzelnen fossilen Energieträger die CO<sub>2</sub>-Emissionen leicht zu berechnen sind und keine so unterschiedlichen Prozesse zu differenzieren sind wie im Anhang I des TEHG. Gleiches

---

<sup>309</sup> Vgl hierzu ausführlich Röver (2006), S. 8-27 sowie BT-Drs. 15/4661, Antwort der Bundesregierung auf die Große Anfrage der Abgeordneten Dr. Peter Paziorek, Marie-Luise Dött, Dr. Klaus W. Lippold (Offenbach), weiterer Abgeordneter und der Fraktion der CDU/CSU „Umsetzung des Emissionshandels in Deutschland und Europa“, S. 6-11.

<sup>310</sup> Gegenwärtig zählen hierzu bei der DEHSt Kosten für Webseite, Antragsannahme, Bescheiderstellung, Registerkosten, Projektmanagement, Lizenzen, Hosting, virtuelle Poststelle, Erfassungssoftware zur Überwachung der Emissionsberichterstattung, Aufbau und Unterhalt der Anlagendatenbank.

gilt für die Berichterstattungssoftware bei einem Up-Stream-Ansatz gegenüber dem gegenwärtig etablierten Emissionshandelssystem.<sup>311</sup>

Je nach Allokationsform werden Sachkosten für die **Entwicklung einer Abwicklungssoftware** für die Zuteilung entstehen (Gratisvergabe) oder Kosten für die Entwicklung des Veräußerungsverfahrens. Für die Gratisvergabe haben die Erfahrungen beim TEHG gezeigt, dass die Datenermittlung wesentlich aufwändiger war als erwartet. Die Entwicklungskosten für das Auktionsverfahren werden auf Basis der englischen Auktion geschätzt, welche ca. 53.000 € betragen haben und somit voraussichtlich erheblich unter den Kosten einer Gratisvergabe liegen.<sup>312</sup> Aufgrund der vergleichsweise geringen Anzahl an zertifikatpflichtigen Akteuren bei sektorübergreifenden Emissionshandel auf Up-Stream-Basis werden die Kosten einer Gratisvergabe nach 2012 voraussichtlich geringer ausfallen als in der ersten Handelsperiode, da die Basisdaten für die Zuteilung zumindest für die Hersteller, Kohlebetriebe und Importeure von Kraftstoffen und Kohle durch die Datenerfassung im Rahmen der Verwaltung der Energiesteuer bereits vorliegen. Da es voraussichtlich keiner Vielzahl komplizierten Sonderregelungen wie beim TEHG bedarf, ist auch bei der Option der Gratiszuteilung von geringeren Kosten für die Zuteilung auszugehen.

Die **Raumkosten** der zuständigen Behörde werden auf Basis der Mietbeiträge der DEHSt geschätzt. Aus dem Bundeshaushaltsplan ergaben sich im Jahr 2007 nicht weiter aufteilbaren sächlichen Verwaltungsausgaben<sup>313</sup> von 1,546 Mio. €. Sie werden auch von der Anzahl des benötigten Personals abhängen und sind folglich für die Gratisvergabe höher als für die Auktion anzusetzen.

---

<sup>311</sup> Vgl. Bergmann, Bertenrath et al. (2005), Kapitel 9.1.

<sup>312</sup> Vgl. Bergmann, Bertenrath et al. (2005), Kapitel 9.1.1.5.

<sup>313</sup> Hierzu zählen unter anderem die Ausstattung der Geschäftsräume und der Geschäftsbedarf, Reisekosten, Aufwendungen für die Kundenbetreuung und Kommunikation sowie die anteiligen Aufwendungen zur Gebäudeunterhaltung und -bewirtschaftung (Raumkosten).



## Betriebskosten

Die Höhe der jährlichen Betriebskosten hängt von den laufenden Personal- und Sachkosten des Registerbetriebs ab. Die Betriebskosten werden wiederum hinsichtlich der gewählten Allokationsmethode (Grandfathering oder Auktionierung) unterscheiden.

Die zuständige Behörde wird für die zugetragenen Aufgaben **Personal** benötigen, das z.B. die Registerführung und Sanktionierung vornimmt. Innerhalb der DEHSt, die in zwei Abteilungen (à fünf Referate) gegliedert ist, sind nach dem Stellenkegel langfristig ca. 75 Personen für den Emissionshandel tätig. Durch die Heterogenität der Anlagen sind dabei vier verschiedene anlagenspezifische Referate notwendig. Für einen sektorübergreifenden Emissionshandel auf Up-Stream-Basis wäre weitaus weniger Personal notwendig; gegebenenfalls könnte eine Abteilung mit sieben Referaten bereits ausreichend sein: Zwei Referate wären für die Bearbeitung der fachspezifischen Fragen und die Kontrolle der berichteten Emissionen zuständig;<sup>314</sup> Das für die Allokation zuständige Referat wäre im Falle der Gratisvergabe verstärkt auch für das Reservemanagement zuständig und bei der Veräußerung verstärkt für die Durchführung des Verkaufs bzw. der Versteigerung, falls diese nicht extern an Dritte vergeben würde.<sup>315</sup> Die Verwaltung des Veräußerungsaufkommens, welches in den allgemeinen Haushalt fließt, fällt in die Zuständigkeit des Bundesministeriums der Finanzen.

Grundsätzlich kann das **Register** intern oder extern betrieben werden. Die Kosten des Registerbetriebes werden, analog zu den Aufbau- bzw. Anschaffungskosten des Registers, als Fixkosten betrachtet und insoweit nicht von den Kosten innerhalb des TEHG abweichen; zudem hängen sie nicht von der gewählten Allokationsoption ab.

---

<sup>314</sup> Sie könnten hinsichtlich ihrer Zuständigkeit für Hersteller, Kohlebetriebe und Importeure oder bezüglich der Energieträger (feste, flüssige und gasförmige Brennstoffe) gegliedert werden. Daneben gäbe es ein Öffentlichkeitsreferat, ein Justizariat, ein Berichterstattungs-, Reservemanagement- und Allokationsreferat, eine Registerstelle und eine Qualitätssicherungsstelle.

<sup>315</sup> Im Fall der Versteigerung von Berechtigungen wird mit 2 Vollzeitstellen in Höhe von TVöD 13 gerechnet.

Tabelle 50: Jährliche Transaktionskosten der öffentlichen Verwaltung

Option 1 (Gratisvergabe)		Option 2 (Auktion)		TEHG
<b>Einrichtungskosten</b>				
<b>Personalkosten</b>				
Personalkosten Ministerien	>	Personalkosten Ministerien	<	1.300.000 €
Externe Beraterkosten / Gutachten	=	Externe Beraterkosten / Gutachten	<	1.000.000 €
Personalkosten zuständige Behörde	>	Personalkosten zuständige Behörde	<	7.400.000 €
Kosten für Entwicklung des Überwachungssystems	=	Kosten für Entwicklung des Überwachungssystems	<	200.000 €
<b>Sachkosten (Register &amp; IT)</b>				
Kosten für Kauf des Registers / Anpassung des Registers / IT	=	Kosten für Kauf des Registers / Anpassung des Registers / IT	=	2.019.000 €
Elektronische Software für Allokation	>	Elektronische Software für Zuteilungsantrag	<	53.000 €
Ausstattung der Geschäftsräume, Geschäftsbedarf, Reisekosten, Aufwendungen zur Gebäudeunterhaltung und -bewirtschaftung	=	Ausstattung der Geschäftsräume, Geschäftsbedarf, Reisekosten, Aufwendungen zur Gebäudeunterhaltung und -bewirtschaftung	<	1.546.000 €
<b>Betriebskosten</b>				
Personalkosten zuständige Behörde	>	Personalkosten zuständige Behörde	<	ca. 7.000.000 €
Sachkosten (Raumkosten und Betrieb des Registers)	>	Sachkosten (Raumkosten und Betrieb des Registers)	<	1.546.000 €

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Bergmann, Bertenrath et al. (2005).

#### 4.4.4 Unternehmensinterne Transaktionskosten

Als Basis für die Schätzung der unternehmensinternen Transaktionskosten wurde seinerzeit ein Fragebogen entwickelt und den betreffenden Verbänden zugeleitet; Rückläufe blieben jedoch aus.<sup>316</sup> Daher kann hier auch nur eine qualitative Einschätzung der Kosten vorgenommen werden. Die Einschätzungen basieren wiederum auf Basis von Informationen einzelner Raffineriebetreiber zum Handel nach dem TEHG. Bei der Übertragung ist dabei vor allem zu beachten, dass die Raffinerien nach dem TEHG nur für die Emissionen des „Eigenverbrauchs“, d.h. die Emissionen, die bei der Produktion ihrer Endprodukte (Energieerzeugnisse) anfallen - so genannte direkte Emissionen - zertifikatpflichtig sind. Bei dem hier vorgestellten Up-Stream-Ansatz würden die Raffinerien neben der aus ihrem Eigenverbrauch durch Verbrennung fossiler Energieträger resultierenden direkten Emissionen insbesondere auch für ihre indirekten Emissionen, d.h. die Emissionen, die bei der Verbrennung ihres Endprodukts entstehen,

<sup>316</sup> Die Fragebögen wurden an den Mineralölwirtschaftsverband und den Verband der Gas- und Elektrizitätswirtschaft gesendet; Rückläufe sind jedoch ausgeblieben.

zertifikatpflichtig. Analoge Überlegungen gelten natürlich für die Gasgewinnungs- und -versorgungsbetriebe sowie für die Kohlewirtschaft.<sup>317</sup>

### **Einrichtungskosten**

Analog zu den Verwaltungskosten des öffentlichen Sektors werden auch hier Einrichtungs- und Betriebskosten unterschieden. Die Höhe der jährlichen Einrichtungskosten hängt dabei von den Einzelkosten bezüglich des Aufbaus einer unternehmensinternen Organisation, eines internen Berichtswesens sowie der internen Vorbereitung der Allokation ab.

Infolge der Auferlegung der Zertifikatpflicht fallen auf der Unternehmensseite Kosten für den **Aufbau der unternehmensinternen Organisation** an, etwa für interne Schulungen in den vom Emissionshandel betroffenen Bereichen.<sup>318</sup> Ferner sind die Überwachung der direkten und indirekten Emissionen, der Handel mit Berechtigungen, die Rückgabe der Berechtigungen sowie das Risikomanagement intern zu organisieren. Die Kosten für den Aufbau der unternehmensinternen Organisation wird von der Größe des Unternehmens abhängen.

Im Vorfeld müssen die Unternehmen ein **Berichtswesen** für die Erfassung ihrer abgesetzten Energieträger entwickeln und implementieren, welches möglichst auch die Planung zukünftiger Absatzmengen abbilden kann. Da diese Informationen für die Unternehmen umsatzrelevante Daten darstellen, gestaltet sich die Umrechnung der abgesetzten Brennstoffmengen in hiermit korrespondierende t CO<sub>2</sub>-Äquivalente recht einfach (Absatzmenge multipliziert mit dem korrespondierenden Emissionsfaktor des Energieträgers). Ferner müsste eine geeignete Schnittstelle für die elektronisch verschlüsselte Datenübermittlung bei der zuständigen Behörde geschaffen werden. Da die Antragsstellung im Fall des EU-Emissionshandels bei der DEHSt elektronisch erfolgt, ist davon auszugehen, dass die DEHSt entsprechende technische Vorkehrungen bei Ausdehnung des Emissionshandels treffen wird, welche die elektronische Datenübermittlung für die Unternehmen gewährleistet.

---

<sup>317</sup> Das Verhältnis der direkten zu den indirekten Emissionen liegt bei etwa 1 zu 11, d.h. bei 1 t direkter CO<sub>2</sub>-Emissionen der Raffinerie fallen später rund 11 t CO<sub>2</sub> in den übrigen Sektoren an, in denen die fossilen Energieträger wie Diesel, Ottokraftstoff, Flüssiggas, leichtes Heizöl etc. verwendet werden. Dieses Mengenverhältnis sollte bei der Übertragung von Angaben bzgl. des TEHG-Handels in den Emissionshandel im Verkehrs- und Haushaltsbereich einbezogen werden, vgl. Bergmann, Bertenrath et al. (2005), Kapitel 9.2 sowie Mineralölwerke (2005).

<sup>318</sup> Dies dürfte querschnittartig eine Vielzahl von Unternehmensbereichen treffen, wie Einkauf, Verkauf, Rechnungswesen, Produktion, Controlling, etc.

Je nach angestrebter **Allokationsmethode** können die unternehmensinternen Transaktionskosten vor allem hinsichtlich der Vorbereitungsaufwendungen erheblich variieren. Im Rahmen eines Grandfathering sind vor allem Kosten für die historische Datenerhebung notwendig, die im Up-Stream-Modell von der zuständigen Behörde und gegebenenfalls der Steuerverwaltung zu überprüfen sind. Diese Kosten sind, wie oben beschrieben, als sehr gering einzustufen, da es sich bei den Absatzmengen um vorhandene umsatzrelevante Daten handelt. Bei Option 2 (Auktionierung) fallen vor allem Kosten für die Vorbereitung der Auktion an.<sup>319</sup> Für das Auktionsszenario mit der aufkommenswirksamen Versteigerung aller Rechte hängt die finanzielle Tragweite vom Energieträgerumsatz und die daraus resultierende Emissionsmenge der Unternehmen ab; je größer dieses Handelsvolumen ist, desto mehr Schulungstage wird das Unternehmen für seine Mitarbeiter in Anspruch nehmen.

### **Betriebskosten**

Nach der Einführungsphase fallen bei den Unternehmen Betriebskosten an, wobei als Einzelkosten die Strategie- und Markttransaktionskosten, die Risikokosten, die Kosten der Berichterstattung und Bilanzierung sowie die Sanktionierungskosten unterschieden werden können.

Das Allokationsverfahren hat besondere Auswirkungen auf die laufenden **Strategie- und Markttransaktionskosten**. Die Strategiekosten fallen bei der Gratisvergabe sehr viel geringer aus als bei der Auktionierung. Für Vorbereitung, Teilnahme und Evaluation der Auktion wird besonders qualifiziertes Personal notwendig sein. Diese Personalkosten führen bei Option 2 im Vergleich zu Option 1 zu höheren Strategiekosten. Eine Auktion in einem offenen System wird, wenn man Strategie- und Markttransaktionskosten zusammen betrachtet, somit die höchsten Kosten bewirken, da sowohl Auktionsspezialisten als auch Händler notwendig sind. Nach Angaben eines Mineralölunternehmens werden voraussichtlich ca. 10 Personen für einen solchen Handel (Kauf und spekulatives Trading) in einem der großen Unternehmen zuständig

---

<sup>319</sup> Für diese Kosten wurde ein Vertreter der TAKON GmbH interviewt. Dieser Dienstleistungsanbieter ist darauf spezialisiert, Unternehmen auf Auktionen vorzubereiten. Nach ihren Angaben beträgt die durchschnittliche Schulungsdauer 2-5 Schulungstage pro Unternehmen, wobei sie in gewissem Umfang von der Komplexität der Auktionsform und der finanziellen Tragweite abhängt. Die TAKON GmbH bietet spieltheoretische Beratung an und schulte z. B. eines der großen Telekommunikationsunternehmen für die UMTS-Versteigerungen. Vgl. dazu Bergmann, Bertenrath et al. (2005), Kapitel 9.2.

sein.<sup>320</sup> Da es sich meist um sehr gut bezahlte Spezialisten handelt, werden die jährlichen Personalkosten mit etwa 150.000 €/Person angesetzt. In mittleren und kleineren Unternehmen werden hingegen weitaus weniger Personen für den Emissionshandel zuständig sein oder es werden Finanzintermediäre eingeschaltet.<sup>321</sup>

Neben Strategie- und Handelskosten können **Risikokosten** für das Abschließen von Termingeschäften entstehen.<sup>322</sup> Diese bestehen v.a. aus Hedgingkosten, die je nach genutztem Terminkontrakt und Strategie variieren.<sup>323</sup> Neben den direkten Hedgingkosten können Liquiditätskosten anfallen, die den entgangenen Zinsgewinnen für das gebundene Kapital bei Termingeschäften entsprechen. Wie hoch die Risikokosten insgesamt sein werden, lässt sich derzeit nur schwer abschätzen; gegenwärtig sind sie eher zu vernachlässigen, vgl. dazu den Exkurs am Ende dieses Unterkapitels.

Mit Hilfe der in der Einführungsphase implementierten Software sind die abgesetzten Brennstoffmengen in Zukunft zu überwachen und zu berichten. Da in den betroffenen Unternehmen wegen der Energiesteuermeldung bereits Personal im **Berichtswesen** tätig ist, werden hier nur geringe zusätzliche Kosten anfallen. Viele Unternehmen haben eine zentrale Energiesteuermeldung eingeführt und melden die steuerpflichtige Menge nicht mehr bei verschiedenen Zollämtern sondern zentral nur bei einem. Für diese Unternehmen wird der zusätzliche Aufwand für die Meldung der abgesetzten Mengen geringer sein als für Unternehmen, in denen dies noch dezentral vorgenommen wird. Durch die Einbeziehung der Steuerschuldner als zweite Kontrollebene werden auch bei den Steuerschuldnern zusätzliche Berichtskosten anfallen. Hier handelt es sich bei einem Up-Stream-Ansatz für alle Emissionssektoren, wie bereits in Unterkapitel 4.3.4 ausgeführt, um etwa 6.550 Akteure.

**Sanktionskosten** können bei den Unternehmen im Falle einer Unterdeckung mit Emissionsberechtigungen anfallen. Die Wahrscheinlichkeit hängt dabei zum einen von der Sanktionshöhe als auch von der Aufdeckungswahrscheinlichkeit ab.<sup>324</sup> Auf Grund der im EU-Emissionshandel ab 2008 pro unterdeckter t CO<sub>2</sub> anfallenden Strafzahlung von

---

<sup>320</sup> Derzeit sind bei Großemittenten im EU-Emissionshandel (nicht dagegen bei den großen Energiekonzernen, dort liegt die Zahl um ein Vielfaches höher) etwa 2 Personen zentral für den Handel unter dem TEHG zuständig. Da bei einer Raffinerie die indirekten Emissionen ca. mehr als 10 mal höher als die direkten sind, scheint eine Verfünffachung des Personals realistisch zu sein.

<sup>321</sup> CO2oncept (2003).

<sup>322</sup> Siehe dazu den Exkurs zu den Risikokosten.

<sup>323</sup> Bei Termingeschäften fallen fixe Kosten an, die im Vorfeld zu zahlen sind.

<sup>324</sup> Nähere Ausführungen zu den Sanktionskosten finden sich in Betz (2003), S. 58ff.

100 ist die Verfolgung einer Unterdeckungsstrategie nicht sinnvoll, denn zusätzlich zum Bußgeld muss das Unternehmen nunmehr auch die fehlenden Emissionsberechtigungen nachreichen. Daher sind diese Kosten zu vernachlässigen.

Tabelle 51: Unternehmensinterne Transaktionskosten

Option 1 (Gratisvergabe)		Option 2 (Auktion)
<b>Einrichtungskosten</b>		
Aufbau der Organisation im Unternehmen	=	Aufbau der Organisation im Unternehmen
Aufbau des Berichtswesens	=	Aufbau des Berichtswesens
Allokation einschließlich Lobbyismuskosten	>	Allokation einschließlich Lobbyismuskosten
<b>Betriebskosten</b>		
Strategiekosten	<	Strategiekosten
Markttransaktionskosten	=	Markttransaktionskosten
Risikokosten	<	Risikokosten
Berichtskosten	=	Berichtskosten
Bilanzierungskosten bei Bilanzierung als Anlagevermögen	=	Bilanzierungskosten bei Bilanzierung als Anlagevermögen

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Bergmann, Bertenrath et al. (2005).

Insgesamt sind die Kosten bei der Gratisvergabe höher als bei der Auktionierung, was in der Einführungsphase vor allem durch den höheren Aufwand der Datensammlung und der Lobbytätigkeit erklärt werden kann. In der Betriebsphase entsprechen die Kosten mit Auktion eher den Markttransaktionskosten der Gratisvergabe. Ein Kostenblock, der bisher in dieser Untersuchung vernachlässigt wurde, sind Unternehmenskosten für Klage- und Widerspruchsverfahren. Wie der bisherige Handel nach TEHG gezeigt hat. Durch die Komplexität des Systems entstanden dort viele Angriffspunkte (z.B. Auslegung des Zuteilungsgesetzes bzgl. der Anlagenabgrenzung etc.), die bei einer einfacheren Ausgestaltung hätten vermieden werden können. Durch die Auktion wird erwartet, dass die Angriffspunkte für eine Klage erheblich gesenkt werden, da es sich um ein weniger komplexes, transparenteres Allokationsverfahren handelt.

### **Exkurs: Risikokosten und Emissionshandel**

Durch Termingeschäfte können zertifikatpflichtige Unternehmen die mit dem Erwerb von Emissionsberechtigungen verbundenen zukünftigen Kostenbelastungen besser kalkulieren und sich bei günstigem Erwerb von Emissionsberechtigungen einen Wettbewerbsvorteil verschaffen. Inwiefern solche Überlegungen in der Praxis eine Rolle spielen, kann anhand der generellen Preisbildung auf den Märkten für fossile Energieträger verdeutlicht werden.

Für Hersteller und Importeure von Energieträgern sind die Wareneinstandspreise kaum beeinflussbare Parameter, da sich in ihm die sich auf internationalen Sportmärkten für Öl, Gas und Kohle herausbildenden Preise reflektieren.<sup>325</sup> Direkt beeinflussbar ist von den Herstellern und Importeuren fossiler Energieträger nur die Inlandsmarge, welche die Vermarktungskosten und den Gewinn umfasst.<sup>326</sup> Die Marge lässt sich durch Agieren auf Terminbörsen<sup>327</sup> erhöhen, indem über Terminkontrakte langfristig günstigere Einkaufspreise für fossile Energieträger gesichert und bei Anpassung des Absatzpreises an den Spotmarktpreis höhere Gewinne realisiert werden können.<sup>328</sup> Analoge Überlegungen zur Vergrößerung der Gewinnmarge kann der Akteur für den Abschluss von Termingeschäften zur Absicherung gegen CO<sub>2</sub>-Preisschwankungen anstellen. Bringt er als Verkäufer Energieerzeugnisse in Verkehr, muss er seinen Abnehmern auch die Kosten für Emissionsberechtigungen in Rechnung stellen. Je günstiger die Emissionsberechtigungen erworben wurden, desto größer wird ceteris paribus die Gewinnmarge. Da die reinen Absatzpreise für Treibstoffe aufgrund der Orientierung am Spotmarkt sehr homogen sind, kommt den Kosten für Emissionsberechtigungen eine hohe Relevanz zu. Die Risikokosten werden maßgeblich durch die Höhe der CO<sub>2</sub>-Preisevolatilität bestimmt, deren Höhe sich gegenwärtig für die Zeit nach 2012 nicht abschätzen lässt.

Wählt man einen CO<sub>2</sub>-Preis von 25 €/t CO<sub>2</sub>, lässt sich zeigen, dass den Risikokosten *gegenwärtig* keine große Bedeutung beizumessen ist. Der CO<sub>2</sub>-Preis von 25 €/t CO<sub>2</sub> führt bei einem Liter Benzin und einem spezifischen Emissionsfaktor von 0,0693 t CO<sub>2</sub>/GJ zu CO<sub>2</sub>-Kosten in Höhe von 0,0562 €/l gegenüber einer Situation ohne CO<sub>2</sub>-Preis.<sup>329</sup> Die Kosten für die Absicherung gegen Preisschwankungen für Emissionsberechtigungen selbst machen indes nur einen Bruchteil dieser reinen CO<sub>2</sub>-Kosten aus, denn üblicherweise betragen die Risikokosten für vergleichbare Transaktionen 10 % bis 20 % des

---

<sup>325</sup> Dies ist für Europa der Rotterdamer Spotmarkt, wo in kurzer Frist (ein bis zwei Tage) fertige Mineralölprodukte bzw. Gassorten gehandelt werden.

<sup>326</sup> In ihr sind die Kosten für die gesetzliche Bevorratung, Forschung und Kraftstoffentwicklung, den Transport, den Bau und die Erhaltung von Tankstellen, die Lagerhaltung, Personalkosten, Verwaltung, Vertrieb und der Gewinn enthalten; vgl. [http://www.mwv.de/cms/front\\_content.php?idcat=14](http://www.mwv.de/cms/front_content.php?idcat=14).

<sup>327</sup> Wichtigster Handelsmarkt für Europa ist die International Petroleum Exchange (IPE) in London, wo neben Rohöl der Sorte Brent auch Erdgas, Kraftstoffe, Strom und Kohle gehandelt werden.

<sup>328</sup> Grundsätzlich werden über Termingeschäfte lediglich Preissteigerungen abgesichert; d.h. sie werden dann getätigt, wenn der erwartete künftige Preis höher liegt als der gegenwärtige.

<sup>329</sup> Für Diesel (Emissionsfaktor 0,0741 t CO<sub>2</sub>/GJ) würden sich CO<sub>2</sub>-Kosten 0,0665 €/l und für Erdgas (Emissionsfaktor 0,0561 t CO<sub>2</sub>/GJ) 0,0445 €/m<sup>3</sup> ergeben.

Handelspreises.<sup>330</sup> Beziffert man die Risikokosten mit 20 % des Handelspreises, führt ein CO<sub>2</sub>-Preis von 25 €/t CO<sub>2</sub> bei Benzin zu reinen Risikokosten in Höhe von 0,01052 €/l. Würden alle zertifikatpflichtigen Akteure derartige Termingeschäfte tätigen, wäre für den unternehmerischen Erfolg nur noch die maximale Differenz vom jeweils „besten“ Akteur, dessen Risikokosten 10 % des CO<sub>2</sub>-Preises betragen, zum jeweils „Schlechtesten“, dessen Risikokosten 20 % des CO<sub>2</sub>-Preises betragen, maßgeblich. Eine derartige Kostenspanne bewegt sich für Benzin in einer Größenordnung von maximal 0,562 Cent/l,<sup>331</sup> einem Wert, der selbst an verschiedenen Tankstellen eines einzigen Unternehmens um ein Vielfaches im Hinblick auf die Tagespreisdifferenzen überschritten wird. Damit ziehen Termingeschäfte zur Absicherung von CO<sub>2</sub>-Preisschwankungen *gegenwärtig* auch für kleinere Unternehmen keine gravierenden Risikokosten nach sich.

#### 4.4.5 Zusammenfassung

Dieser Abschnitt zielte darauf ab, die mit Etablierung eines umfassenden Up-Stream-Modells verbundenen Transaktionskosten zu schätzen. Auf Seiten der öffentlichen Verwaltung werden die sich aus Personal- und Sachkosten zusammensetzenden jährlichen Einrichtungskosten sowie die jährlichen Betriebskosten bei der Gratisvergabe höher ausfallen als bei der Auktionierung. Auf Seiten der zertifikatpflichtigen Unternehmen fallen die Einrichtungskosten bei der Gratisvergabe höher aus als bei der Auktionierung, was insbesondere den damit verbundenen wesentlich höheren Lobbyismuskosten geschuldet ist. Bei den Betriebskosten zeigt sich indes kein einheitliches Bild: Während die Strategiekosten der Auktionierung die der Gratisvergabe überwiegen, fallen die Markttransaktionskosten beider Varianten im Wesentlichen gleich aus; nur bei einem geschlossenen Handelssystem würden die Markttransaktionskosten der Gratisvergabe diejenigen der Auktionierung überwiegen. Die Risikokosten fallen bei der Gratisvergabe geringer aus als bei der Auktionierung, wobei *gegenwärtig* die Termingeschäfte zur Absicherung von CO<sub>2</sub>-Preisschwankungen keine gravierenden Risikokosten nach sich ziehen dürften.

---

<sup>330</sup> Quelle: Interview mit Herrn Dr. Groscurth (ecco – energy & carbon consult Hamburg) am 17.09.2004.

<sup>331</sup> Bei Diesel beträgt die maximale Risikokostenspanne 0,665 Cent/l, für Erdgas 0,445 Cent/m<sup>3</sup>.



## 4.5 Schlussfolgerungen

In diesem Abschnitt wurde die Konzeptionierung und Operationalisierung eines ausgewählten Emissionshandelssystems auf Up-Stream-Basis unter deutschen Rahmenbedingungen vorgestellt, mit welchem *sämtliche* CO<sub>2</sub>-Emissionen unter der Prämisse der Vermeidungs- und Transaktionskostenminimierung erfasst werden können. Da generell ein Zertifikatsansatz unabhängig vom Regulierungspunkt die Grenzschadenskosten nach Maßgabe des Zertifikatpreises erhöht, mussten bei der Entscheidung für ein bestimmtes Zertifikatsystem die Transaktionskosten ins Zentrum der Ausgestaltungsüberlegungen rücken. Die Transaktionskosten werden von der Wahl des Regulierungszugriffs - insbesondere von der Anzahl der zertifikatpflichtigen Akteure - sowie der Möglichkeit bestimmt, auf bereits vorhandene administrative Strukturen zurückzugreifen. Eine Minimierung der aggregierten Transaktionskosten von Staat und Unternehmen ist also vor allem dann zu erreichen, wenn die Anzahl der potenziell zertifikatpflichtigen Unternehmen und damit zugleich die Anzahl der tatsächlich durchgeführten Transaktionen auf ein Minimum beschränkt werden und zugleich auf ein sich auf alle Sektoren erstreckendes, bestehendes Monitoringsystem zurückgegriffen werden kann. Der präsentierte Up-Stream-Ansatz erfüllt die Anforderungen hinsichtlich der Minimierung der Transaktionskosten des Gesamthandelssystems, indem dort die Zertifikatpflicht den Wareneigentümern fossiler Brennstoffe auferlegt werden, wodurch sich gegenüber anderen Handelsansätzen eine vergleichsweise geringe Anzahl von 1.115 potenziell zertifikatpflichtigen Akteuren ergibt. Unter Abkehr von dem im bestehenden EU-Emissionshandelssystem praktizierten anlagenspezifischen Ansatz, bei dem der Emittent selbst nach Maßgabe seiner individuellen Emissionen zertifikatpflichtig ist, stellt der Up-Stream-Ansatz folglich eine Art „Stellvertreter-Lösung“ dar; er setzt - anders als der Down-Stream-Ansatz - keinen unmittelbaren Anreiz beim Emittenten zur Emissionsreduktion.

Der große Vorteil des am Beginn der Energiebereitstellungskette ansetzenden Up-Stream-Ansatzes liegt - im Gegensatz zum Down-Stream-Ansatz - in der lückenlosen Erfassung *aller* in mobilen oder immobilen Verbrennungssystemen verwendeten Energieträger (und damit der daraus resultierenden CO<sub>2</sub>-Emissionen) an einer minimalen Zahl zertifikatpflichtiger Akteure. Der Up-Stream-Ansatz kann durch Nutzung des europaweit aufgebauten und harmonisierten Energiesteuersystems recht einfach EU-weit implementiert werden, da im Rahmen des Energiesteuerverfahrens sämtliche in Verkehr gebrachte fossile Brennstoffmengen lückenlos erfasst werden. Die

Entstehung der Zertifikatpflicht wird dabei an die Entnahme der Energieträger aus den Steuerlagern zur energetischen Nutzung gekoppelt, wobei Ausnahmeregelungen zur nicht energetischen Verwendung fossiler Energieträger vorgesehen werden sollten.

Die weitergehende Analyse dieses Up-Stream-Modells durch Untersuchung seiner Transaktionskosten unter verschiedenen Allokationsmethoden ergab, dass die Transaktionskosten auf Seiten der öffentlichen Verwaltung bei einer Auktionierung im Vergleich zur kostenlosen Vergabe geringer ausfallen. Gleiches gilt auf Seiten der zertifikatpflichtigen Unternehmen hinsichtlich der Einrichtungskosten, wohingegen sich bei den Betriebskosten kein einheitliches Bild zeigt. Die Risikokosten fallen bei der Gratisvergabe geringer aus als bei der Auktionierung, wobei es allerdings zu berücksichtigen gilt, dass selbst bei kleineren Unternehmen die Termingeschäfte zur Absicherung von CO<sub>2</sub>-Preisschwankungen keine gravierenden Risikokosten nach sich ziehen.

## 5 Schlussbemerkungen

Der zukünftige Ausbau des EU-Emissionshandels steht angesichts der weltweit steigenden Energiepreise vor neuen Herausforderungen, auf die Antworten gefunden werden müssen. Politiker sehen sich mit der Frage konfrontiert, welche Folgen steigende Energieträgerpreise haben können, wenn sie in Kombination mit (steigenden) CO<sub>2</sub>-Preisen, welche einen Teil der Kosten des Klimaschutzes reflektieren, beim Endverbraucher ankommen.

Ziel der Arbeit war es, drei verschiedene finanzwissenschaftliche Fragenkomplexe der Weiterentwicklung des EU-Emissionshandels anhand der Rahmenbedingungen, wie sie in Deutschland herrschen, zu analysieren und zu beantworten. Nach Vorstellung der einschlägigen Studien über die Auswirkungen einer CO<sub>2</sub>-Steuer auf den Haushaltssektor, ergänzte Kapitel 2 die Literatur um eine Untersuchung der Effekte, die durch das Zusammenspiel steigender Preise für Haushaltsenergie in Verbindung mit alternativen CO<sub>2</sub>-Preisen am Beispiel Deutschlands auf Haushaltsebene ausgelöst werden. Dies erfolgte auf Basis eines Mikrosimulationsmodells anhand von modellierten Preisszenarien für Rohöl und CO<sub>2</sub>. Kapitel 3 wechselte von der ökonomischen in die juristische Betrachtungsweise und arbeitete die finanzverfassungsrechtliche Einordnung der aus der Veräußerung von CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen auf Seiten des Staates generierten Einnahmen heraus. In Kapitel 4 wurde ein schlankes Ausgestaltungskonzept auf Up-Stream-Basis mit einer Einschätzung der mit seiner Operationalisierung verbundenen Transaktionskosten vorgestellt. Die wichtigsten Ergebnisse und ihre politischen Implikationen lassen sich folgendermaßen zusammenfassen:

1. *„Welche Effekte löst das Zusammenspiel steigender Rohöl- und durch internationale Handelbarkeit von Berechtigungen entstandener CO<sub>2</sub>-Preise im Sektor der privaten Haushalte in Deutschland aus?“*

Auf diese vielschichtige Fragestellung gibt es keine einheitliche Antwort. Die Antwort enthält vielmehr drei Facetten: Die ausgelösten Verteilungswirkungen im Allgemeinen, die resultierenden Mengeneffekte sowie die isolierten CO<sub>2</sub>-Effekte.

(a) *„Welche Verteilungswirkungen lösen steigende Rohölpreise in Kombination mit einer umfassenden CO<sub>2</sub>-Bepreisung fossiler Energieträger im Haushaltssektor aus?“*

Der Belastungsverlauf der Ausgaben für Haushaltsenergie sowie für die einzelnen Energieträger verläuft regressiv mit Ausnahme der Kraftstoffausgaben. Unter der Prämisse der vollständigen - bzw. der bei Strom ermittelten 86%igen - Überwälzung der CO<sub>2</sub>-Preise auf die Haushalte erhöhen steigende Energie- und CO<sub>2</sub>-Preise kurzfristig nicht nur die Ausgabenanteile sondern auch die Dispersion. Rentnerhaushalte werden etwas stärker, Familien etwas schwächer als die Haushalte im Allgemeinen belastet. Für Strom reduzieren sich die Ausgabenanteile kurzfristig deutlich; aufgrund seiner hohen CO<sub>2</sub>-Intensität nehmen die Ausgabenanteile langfristig aufgrund der Einbeziehung von CO<sub>2</sub>-Preisen zu, während sie bei Gas, Heizöl und Fernwärme abnehmen.

(b) *„Welche Mengeneffekte lösen steigende Rohölpreise in Kombination mit einer umfassenden CO<sub>2</sub>-Bepreisung fossiler Energieträger im Haushaltssektor aus?“*

Die berechneten Verbrauchsmengentrüggänge infolge steigender Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preise sind für Kraftstoffe-, Gas- und Heizöl in der kurzen Frist beträchtlich, wohingegen sie bei Strom relativ gering ausfallen. CO<sub>2</sub>-Preise bewirken langfristig, dass sich die Verbrauchsmengenteile gegenüber dem Jahr 2007 zugunsten von Strom und Kraftstoffen verschieben, insbesondere bei künftig weiter steigenden Rohölpreisen.

(c) *„Welche isolierten CO<sub>2</sub>-Effekte lösen steigende Rohölpreise in Kombination mit einer umfassenden CO<sub>2</sub>-Bepreisung fossiler Energieträger im Haushaltssektor aus?“*

Die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionsmengen können bei kurzfristig steigenden Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisen deutlich abnehmen. Erholen sich die Energiepreise in der langen Frist, bewirken CO<sub>2</sub>-Preise eine Abmilderung des durch dann wieder steigende Verbrauchsmengen induzierten Emissionsanstiegs. Die allein auf die CO<sub>2</sub>-Bepreisung zurückzuführenden jährlichen CO<sub>2</sub>-Einsparungen belaufen sich kurzfristig auf 3,1 bis 4,5 Mio. t CO<sub>2</sub>; langfristig können sie jährlich auf fast 37,5 Mio. t CO<sub>2</sub> anwachsen. Ob der CO<sub>2</sub>-Gesamteffekt in den Szenarien gegenüber 2007 positiv oder negativ ist, hängt im Wesentlichen auch von der Preisentwicklung für die einzelnen Energieträger ab: Er schwankt zwischen 11,3 und 25 Mio. t CO<sub>2</sub> in der kurzen Frist sowie -36,3 und 90,5 Mio. t CO<sub>2</sub> im Jahr 2030. Betrachtet man die Ausgabenbelastung der Haushalte durch die CO<sub>2</sub>-Bepreisung aller fossilen Energieträger, so kann dies zu jährlichen CO<sub>2</sub>-spezifischen Gesamtausgaben von 5,9 bis 9,2 Mrd. € in der kurzen Frist bzw. 5,3 bis 26,5 Mrd. € in der langen Frist führen.

**Ergebnis 1: Die CO<sub>2</sub>-Bepreisung entzieht den Haushalten beträchtliche Teile des verfügbaren Einkommens bei kurzfristig erheblichen Verteilungswirkungen und unsicherem CO<sub>2</sub>-Gesameffekt.**

2. *„Wie sind die Einnahmen aus der Veräußerung von CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen finanzverfassungsrechtlich einzuordnen?“*

Die bei der entgeltlichen Vergabe von CO<sub>2</sub>-Emissionsberechtigungen anfallenden Veräußerungserlöse können unter das System der nicht-steuerlichen Abgaben subsumiert werden, womit der Staat folglich an die finanzverfassungsrechtlichen Vorgaben der Art. 104a ff. GG gebunden ist. Mit den vom Bundesverfassungsgericht entwickelten Anforderungen lässt sich die entgeltliche Vergabe von CO<sub>2</sub>-Berechtigungen finanzverfassungsrechtlich als sonstige nicht-steuerliche Abgabe rechtfertigen.

**Ergebnis 2: Einnahmen aus der staatlichen Veräußerung von CO<sub>2</sub>-Berechtigungen sind als sonstige nicht-steuerliche Abgabe finanzverfassungsrechtlich gerechtfertigt.**

3. *„Welches Design könnte ein schlankes, EU-einheitliches Emissionshandelssystem haben, das nahezu alle CO<sub>2</sub>-Emissionen erfasst und mit welchen Transaktionskosten ist es verbunden?“*

Der präsentierte Up-Stream-Ansatz weist gegenüber alternativen Handelsansätzen die geringsten aggregierten Transaktionskosten von Staat und Unternehmen auf, da er die Anzahl der potenziell zertifikatpflichtigen Unternehmen und damit zugleich die Anzahl der tatsächlich durchgeführten Transaktionen auf ein Minimum reduziert; zugleich kann bei diesem Ansatz auf ein sich auf alle Sektoren erstreckendes, bestehendes Monitoringsystem zurückgegriffen werden. Allerdings setzt er als eine Art „Stellvertreter-Lösung“ beim Emittenten keinen *unmittelbaren* Anreiz zur Emissionsreduktion.

**Ergebnis 3: Das Up-Stream-Modell ist ein einfach umsetzbares, europataugliches Emissionshandelsmodell mit geringen Transaktionskosten.**

Es sei nochmals darauf hingewiesen, dass die berechneten Resultate mit Hilfe eines statischen Simulationsmodells errechnet wurden, in welchem makroökonomische Interdependenzen und Zweitrundeneffekte, die über die Zeit auf die Zusammensetzung der Energieträgerstruktur und des Warenkorbs im Haushaltssektor zurückwirken, nicht abgebildet wurden; auch eine Veränderung der Präferenzstruktur in den Haushalten

wurde nicht berücksichtigt. Die einzelnen Steuer- und Abgabesätze im Bereich der Energiewirtschaft wurden als im Zeitablauf konstant unterstellt.

Ein umfassender zukünftiger Ausbau des CO<sub>2</sub>-Emissionshandelssystems kann, wenn er mit steigenden Energieträgerpreisen einhergeht, zumindest kurzfristig zu erheblichen Verteilungswirkungen führen. Dies könnte die politische Durchsetzbarkeit eines Ausbaus der CO<sub>2</sub>-Bepreisung erschweren. Andererseits bewirken die CO<sub>2</sub>-Preise nicht nur höhere Ausgaben auf Haushaltsebene, sondern auf Seiten des Staates auch die Generierung eines Aufkommens, wenn Emissionsberechtigungen veräußert werden. Dieses Aufkommen kann zu Korrekturen von Verteilungswirkungen im Haushaltssektor eingesetzt werden, muss aber nicht zwingend in einem Lump-Sum Transfer bestehen, sondern könnte auch zur Gegenfinanzierung einer Steuersenkung verwendet werden.

Da die kurzfristige Mehrbelastung der Haushalte durch eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung mit bis zu 6 Mrd. € in etwa die Dimension des jährlichen Stromsteueraufkommens annimmt, könnte etwa über eine Abschaffung der Stromsteuer nachgedacht werden; dadurch würden zumindest ein verstärktes Agens des Staates im Emissionshandel durch einen Rückzug des Staates an anderer Stelle annähernd aufgewogen. Des Weiteren würde von einer Abschaffung der Stromsteuer nicht nur der Haushaltssektor, sondern auch eine Vielzahl von Unternehmen profitieren. Darüber hinaus gilt es zu beachten, dass bei der Beurteilung der Effekte der CO<sub>2</sub>-Bepreisung die Belastungen anderer Sektoren - insbesondere bestimmter, im internationalen Wettbewerb stehender Industriebranchen (z.B. die Papierindustrie) - eine weitaus bedeutendere Rolle spielen. Gleich wie man zum Instrument des Emissionshandels stehen mag, er ist von Deutschland bindend innerhalb der EU mitzutragen und ergarantiert tatsächlich die Erreichung eines ex ante definierten Emissionsminderungsziels. Die zukünftige Ausgestaltung sollte allerdings mit möglichst geringer staatlicher Eingriffs- und Regelungsintensität verbunden sein. Unter diesem Aspekt wäre ein Up-Stream-Konzept einem Down-Stream-Konzept, welches das zertifikatpflichtige Unternehmen mit einem detaillierten Regelungsgefüge hinsichtlich der involvierten Anlage überzieht, sicherlich das geringere Übel.

# Literaturverzeichnis

Aasness, J., Bye, T., et al. (1996). Welfare effects of emission taxes in Norway. *Energy Economics* Vol. 18(4): S. 335-346.

Alchian, A. A. (1984). Specificity, Specialization and Coalitions. *Zeitschrift für die gesamte Staatswissenschaft* Vol. 140 S. 34-49.

Alchian, A. A. und Demsetz, H. (1973). The Property Right Paradigm. *The Journal of Economic History* Vol. 33(1): S. 16-27.

Alm, J., Sennoga, E., et al. (2005). Perfect Competition, Spatial Competition, and Tax Incidence in the Retail Gasoline Market. *Fiscal Research Center Policybrief* 112.

Andersen, U. und Woyke, W. (2003). *Handwörterbuch des politischen Systems der Bundesrepublik Deutschland*. Opladen, Leske und Budrich.

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2006). *Energiebilanz der Bundesrepublik Deutschland 1990-2004*, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB).

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2007). *Auswertungstabellen zur Energiebilanz für die Bundesrepublik Deutschland 1990 bis 2006 - Berechnungen auf Basis des Wirkungsgradansatzes*, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB).

Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2008). *Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2007 nach Energieträgern*, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (AGEB).

Bach, S. und Schulz, E. (2003). *Fortschreibungs- und Hochrechnungsrahmen für ein Einkommensteuer-Simulationsmodell*. Projektbericht 1 zur Forschungs Kooperation Mikrosimulation mit dem Bundesministerium der Finanzen, Materialien des DIW Berlin, Nr. 26.

Baker, P. und Blundell, R. (1991). The microeconomic approach to modelling energy demand: some results for the UK households. *Oxford Review of Economic Policy* Vol. 7(2): S. 54-76.

Baker, P., Blundell, R., et al. (1989). Modelling Household Energy Expenditures using Micro-Data. *Economic Journal* Vol. 99: S. 720-738.

Barker, T. (1993). *Secondary Benefits of Greenhouse Gas Abatement: The Effects of a UK Carbon/Energy Tax on Air Pollution*. *Energy-Environment-Economy Modelling*. Discussion Paper N°4, ESRC Research Project on Policy Options for Sustainable Energy Use in a General Model of the Economy.

Barker, T. und Johnstone, N. (1993). Equity and Efficiency in Policies to Reduce Carbon Emissions in the Domestic Sector. *Energy & Environment* Vol. 4(4): S. 335-361.

Barker, T. und Kohler, J. (1998). Equity and Ecotax Reform in the EU: Achieving a 10% Reduction in CO<sub>2</sub> Emissions Using Excise Duties. *Fiscal Studies* Vol. 19(4): S. 375-402.

Baumol, W. J. und Oates, W. E. (1988). *The Theory of Environmental Policy*. Cambridge.

Becker, F. (2002). Die Versteigerung der UMTS-Lizenzen: Eine neue Form der Allokation von Rechten. *Die Verwaltung* 2002: S. 1-23.

Becker, F. (2003). Stattliche staatliche Veräußerungserlöse: Anlaß zur Reform der Finanzverfassung? *Die öffentliche Verwaltung (DÖV)* 2003: S. 177-185.

Bentham, J. (1789). *An Introduction to the Principles of Morals and Legislation*. Oxford, Clarendon Press (1907).

Bergmann, H., Bertenrath, R., et al. (2005). *Emissionshandel im Verkehr – Ansätze für einen möglichen Up-Stream-Handel im Verkehr*. Endbericht des Forschungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA), Umweltforschungsplan Nr. 202 14 198 (= Texte / Umweltbundesamt ; 05,22). Dessau, 2005.

Bergmann, H., Bertenrath, R., et al. (2008). *Vollzugsorientierte Analyse von Einzelfragen des Emissionshandelsregimes - Rechtliche Gestaltung und Vollzug des Verkaufs und der Auktionierung von Emissionsberechtigungen*. Forschungs- und Beratungsvorhaben im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA). Umweltforschungsplan Nr. 206 41 500.

Bergs, C., Glasmacher, G., et al. (2007). *Auswirkungen stark steigender Preise für Öl und Gas auf Verbraucherinnen und Verbraucher in NRW*. Kurzstudie im Auftrag der Enquêtekommision zu den Auswirkungen längerfristig stark steigender Preise von Öl- und Gasimporten auf die Wirtschaft und die Verbraucherinnen und Verbraucher in Nordrhein-Westfalen des Landtags Nordrhein-Westfalen.

Berkhout, P. H. G., Ferrer-I-Carbonell, A., et al. (2004). The ex post Impact of an Energy Tax on Household Energy Demand. *Energy Economics* Vol. 26: S. 297-317.

Bernard, J.-T., Bolduc, D., et al. (1996). Quebec Residential Electricity Demand: A Microeconomic Approach. *Canadian Journal of Economics* Vol. 29: S. 92-113.

Bertenrath, R. (2007). Emissionshandel im Verkehrssektor - Konzept für einen umsetzbaren Up-Stream-Handel im Verkehr. *Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht (ZfU)* Vol. 30(3): S. 287-324.

Bertenrath, R., Heilmann, S., et al. (2007). Vorzüge eines Up-Stream-Ansatzes zur Regulierung von CO<sub>2</sub>-Emissionen im Verkehrsbereich - Replik auf den Beitrag von P. Michaelis in der ZUR 10/2006, S. 449-455. *Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR)* Vol. 18(5): S. 242-244.

Betz, R. A. (2003). *Emissionshandel zur Bekämpfung des Treibhauseffektes. Der Einfluss der Ausgestaltung auf die Transaktionskosten am Beispiel Deutschland*. Karlsruhe.

Birr, T. (2007). Zukunft der Ölpreisbindung im deutschen Erdgasmarkt. *Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb - e/m/w* Vol. 2007(2): S. 50-54.

Bishop, R. (1968). The effects of specific ad valorem taxes. *Quarterly Journal of Economics* Vol. 82: S. 198-218.



Blankart, C. B. (2008). *Öffentliche Finanzen in der Demokratie : Eine Einführung in die Finanzwissenschaft*. München Vahlen.

Blum, U., Foss, G., et al. (1988). Aggregate time series gasoline demand models: Review of the literature and new evidence for West Germany *Transportation Research* Vol. A 22: S. 75-88.

Bockermann, A., Meyer, B., et al. (2005). Modelling sustainability - Comparing an econometric (PANTA RHEI) and a systems dynamics model (SuE). *Journal of Policy Modelling* Vol. 27(2): S. 189-210.

Bode, S. (2008). Emissionshandel - Versteigerung und Strompreis. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* Vol. 58(01-02): S. 1-7.

Bode, S. und Groscurth, H. (2007). Großhandelsstrompreis und Strombezugskosten unter Einfluss des Erneuerbaren-Energie-Gesetzes. *Zeitschrift für angewandte Umweltforschung (ZAU)* Vol. 18(2): S. 207-215.

Böhringer, C. und Vogt, C. (2001). Internationaler Klimaschutz – nicht mehr als symbolische Politik? *IINS Research Paper*(Nr. 9).

Bonus, H. (1972). Über Schattenpreise von Umweltressourcen. *Jahrbuch für Sozialwissenschaft* Band 23: S. 342–354.

Boonekamp, P. G. M. (2007). Price elasticities, policy measures and actual developments in household energy consumption - A bottom up analysis for the Netherlands. *Energy Economics* Vol. 29(2): S. 133-157.

Bork, C. (2000). *Steuern, Transfers und private Haushalte. Eine mikroanalytische Simulationsstudie der Aufkommens- und Verteilungswirkungen*. Frankfurt am Main, Peter Lang.

Bovenberg, A. L. und Goulder, L. H. (2000). Neutralizing the Adverse Industry Impacts of CO<sub>2</sub> Abatement Policies: What Does it Cost? *NBER Working Paper* No. W7654.

Box, G. E. P., Jenkins, G. M., et al. (1994). *Time Series Analysis: Forecasting and Control*. Englewood Cliffs, New Jersey, Prentice Hall

Buchanan, J. M. und Tullock, G. (1962). *The Calculus of Consent. Logical Foundations of Constitutional Democracy*. Ann Arbor, Michigan, University of Michigan Press.

Bundeskartellamt. (2007). "Gaspreiserhebung zum Stichtag 15.10.2007. Bundesweiter Gaspreisvergleich der Gasversorgungsunternehmen." from [http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Gaspreisvergleich18\\_12\\_2007/Hinweise\\_zum\\_bundesweiten\\_Gaspreisvergleich.pdf](http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Gaspreisvergleich18_12_2007/Hinweise_zum_bundesweiten_Gaspreisvergleich.pdf).

Bundesministerium für Umwelt Naturschutz und Reaktorsicherheit (2007). *Strom aus Erneuerbaren Energien. Was kostet er uns wirklich?* Berlin, BMU.

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (2008). *Zahlen und Fakten. Energiedaten. Nationale und Internationale Entwicklung. Stand: 2/2008*. BMWI.

Bundesnetzagentur (2007). *Monitoringbericht 2007 der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. Bericht gemäß § 63 Abs. 4 EnWG i.V.m. § 35 EnWG.*

Bundesrat (2007). *Niederschrift über eine Sitzung zum Entwurf eines Gesetzes zur Änderung der Rechtsgrundlagen zum Emissionshandel im Hinblick auf die Zuteilungsperiode 2008 bis 2012 des Unterausschusses des Bundesrates U1/07 vom 09.05.2007.*

Bundesregierung (2005). *Lebenslagen in Deutschland - Der 2. Armuts- und Reichtumsbericht.*

Bundesregierung (2008). *Lebenslagen in Deutschland - Der 3. Armuts- und Reichtumsbericht.*

Burgi, M. und Selmer, P. (2007). *Verfassungswidrigkeit einer entgeltlichen Zuteilung von Emissionszertifikaten.* Stuttgart, München et al.

Cames, M., Herold, A., et al. (2001). *Analyse und Vergleich der flexiblen Instrumente des Kiotoprotokolls.* Zwischenbericht zum Gutachten „Instrumentenvergleich“ für die Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des Deutschen Bundestages, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung; Öko-Institut.

Cansier, D. (1996). *Umweltökonomie.* Stuttgart.

Center for Clean Air Policy (CCAP) (1998a). *Tradable Carbon Allowance Auctions: How and why to Auction.* Washington.

Center for Clean Air Policy (CCAP) (1998b). *US Carbon Emissions Trading: Some Options that Include Downstream Sources.* Washington.

Chernick, H. und Reschovsky, A. (1997). Who pays the gasoline tax? *National Tax Journal* Vol. 50: S. 157-178.

Chouinard, H. und Perloff, J. M. (2004). Incidence of Federal and State Gasoline Taxes. *Economics Letters* Vol. 83(1): S. 55-60.

CO2oncept (2003). *Leitfaden für Unternehmen zur betrieblichen Organisation des Handels mit Treibhausgasemissionsberechtigungen.*

Coase, R. (1937). The Nature of the Firm. *Economica* Vol. 4 (1937): S. 386–405.

Coase, R. (1960). The Problem of Social Cost. *Journal of Law and Economics* Vol. 3: S. 1-44.

Common, M. (1985). The distributional implications of higher energy prices in the UK. *Applied Economics* Vol. 17 (3): S. 421-436.

Commons, J. R. (1931). Institutional Economics. *The American Economic Review* Vol. 21: S. 648–657.

- Commons, J. R. (1934). *Institutional Economics*. New Jersey, Reprint by Transaction Publishers 1990.
- Cornwell, A. und Creedy, J. (1996). Carbon Taxation, Prices and Inequality in Australia. *Fiscal Studies* Vol. 17(3): S. 21-38.
- Crocker, T. D. (1966). *The Structuring of Atmospheric Pollution Control Systems*. The Economics of Air Pollution, A Symposium. H. Wolozin. New York, Norton: S. 61–86.
- Dales, J. H. (1968a). Land, Water and Ownership. *Canadian Journal of Economics*. Vol. 1(4): S. 791–804.
- Dales, J. H. (1968b). *Pollution, Property and Prices. An Essay in Policy-making and Economics*. Toronto.
- Däuper, O. (2003). *Gaspreisbildung und europäisches Kartellrecht*. München, C.H. Beck Verlag.
- Davidson, J. J. (1996). *Tradeable Permit Markets for Environmental Protection: An Institutional Approach*. Guelph, University of Guelph.
- Davidson, R. und MacKinnon, J. G. (1993). *Estimation and Inference in Econometrics*. New York, Oxford University Press.
- Deuber, O. (2002). *Einbeziehung des motorisierten Individualverkehrs in ein deutsches CO<sub>2</sub>-Emissionshandelssystem*. Freiburg, Öko-Institut.
- Diaz-Bone, H., Hartmann, U., et al. (2001). *Flexible Instrumente der Klimapolitik im Verkehrsbereich*. . Ergebnisbericht der Vorstudie. Im Auftrag des Ministeriums für Umwelt und Verkehr des Landes Baden-Württemberg. Heidelberg, Mannheim, Stuttgart, April 2001.
- Dickey, D. A. und Fuller, W. A. (1979). Distribution of the estimators for autoregressive time series with a unit root. *Journal for the American Statistical Association* Vol. 74: S. 427-431.
- Distelkamp, M., Hohmann, F., et al. (2003). *PANTA RHEI V - Modelldarstellung und Prognose der CO<sub>2</sub>-Emissionen*. Osnabrück, GWS Discussion Paper. Vol. 2003 (1).
- DIW (2006). *Energiepolitik sozial und ökologisch gestalten*. Öffentliche Anhörung der Fraktion DIE LINKE im Bundestag am 13.02.2006 in Berlin.
- Dobes, L. (1999). Kyoto: Tradable Greenhouse Emission Permits in the Transport Sector. *Transport Review* Vol. 19(1): S. 81–87.
- Downing, P. und Watson, W. D. (1974). The Economics of Enforcing Air Pollution Controls. *Journal of Environmental Economics and Management* Vol. 1(3): S. 219–236.
- Dutschke, M. und Michaelowa, A. (1998). *Der Handel mit Emissionsrechten für Treibhausgase - Empfehlungen aus ökonomischer Sicht auf der Grundlage des Kyoto-Protokolls*. HWWA-Diskussionspapier Nr. 58.

Economic Policy Committee and the European Commission (2006). *The impact of ageing on public expenditure: projections for the EU25 Member States on pensions, health care, long-term care, education and unemployment transfers (2004-2050)*. Report prepared by the Economic Policy Committee and the European Commission (DG ECFIN). Brüssel, .

Efron, B. und Tibshirani, R. (1986). Bootstrap methods for standard errors, confidence intervals and other measures of statistical accuracy. *Statistical Science* Vol. 1: S. 54-75.

Enders, C. (2006). Die Inkorporation des Emissionshandels in das deutsche Luftreinhaltungsrecht - normativer Rahmen und aktuelle Rechtsprobleme. *Landes- und Kommunalverwaltung (LKV)* 2006(5): S. 193-200.

Endres, A. (2000). *Umweltökonomie*. Stuttgart, Berlin, Köln.

Espey, J. und Espey, M. (2004). Turning on the lights: a meta-analysis of residential electricity demand elasticities. *Journal of Agricultural and Applied Economics* Vol. 36(1): 65-81.

Espey, M. (1998). Gasoline demand revisited: an international meta-analysis of elasticities. *Energy Economics* Vol. 20: S. 273-295.

EWI (2007a). *Energieszenarien für den Energiegipfel 2007. Endbericht*. Köln, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI); Prognos AG.

EWI (2007b). *Studie Energiewirtschaftliches Gesamtkonzept 2030*. Köln, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI); Energy Environment Forecast Analysis (EEFA) GmbH Münster.

Foos, G. (1986). A review of new demand elasticities with special reference to short and long run effects of price changes. *Journal of Transport Economics and Policy* Vol. 26(2): S. 155-169.

Franke, M. (1995). *Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen des Straßenverkehrs durch Zertifikate?* Volkswirtschaftliche Diskussionsbeiträge Nr. 4. Potsdam, Universität Potsdam.

Frohn, J., Chen, P., et al. (2003). *Wirkungen umweltpolitischer Maßnahmen - Abschätzungen mit zwei ökonometrischen Modellen*. Heidelberg, Springer.

Fullerton, D., Leicester, A., et al. (2008). Environmental Taxes. *NBER Working Paper* No. 14197.

Fullerton, D. und Metcalf, G. E. (2002). *Tax incidence*. Handbook of Public Economics (Chapter 26). A. Auerbach und M. Feldstein. Amsterdam, Elsevier. Vol. 4: S. 1788-1872.

Garbacz, C. (1983). A Model of Residential Demand for Electricity using a National Household Sample *Energy Economics* Vol. 5: S. 124-128.

Garbacz, C. (1985). Residential Fuel Oil Demand : A Micro-based National Model. *Applied Economics* Vol. 17: S. 669-674.

Gately, D. und Huntington, H. G. (2002). The asymmetric effects of changes in price and income on energy and oil demand. *Energy Journal* Vol. 23(1): S. 19-40.

- Gilbert, N. und Troitzsch, K. (1999). *Simulation for the Social Scientist*. Buckingham, Open University Press.
- Gillingham, R. und Hagemann, R. P. (1984). Household Demand for Fuel Oil. *Applied Economics* Vol. 16: S. 475-482.
- Goldemberg, J. und Johansson, T. B. (1995). *Energy as an Instrument for Socio-Economic Development*, UNDP/BDP Energy and Environment Group.
- Goodwin, P. (1992). A review of new demand elasticities with special reference to short and long run effects of price changes. *Journal of Transport Economics and Policy* Vol. 26(2): S. 155-169.
- Graham, D. und Glaister, S. (2002a). The demand for automobile fuel: a survey of elasticities. *Journal of Transport Economics and Policy* Vol. 36: S. 1-26.
- Graham, D. und Glaister, S. (2002b). *Review of income and price elasticities of demand for road traffic*. London, Department for Transport, Imperial College of Science, Technology & Medicine Department of Civil and Environmental Engineering.
- Green, R. D. (1987). Regional Variations in U.S. Consumer Response to Price Changes in Home Heating Fuels: The Northeast and the South. *Applied Economics* Vol. 19(9): S. 1261-1268.
- Greene, W. (2003). *Econometric Analysis*. New Jersey, Prentice Hall.
- Grub, M. (2000a). Verteilungswirkungen der ökologischen Steuerreform auf private Haushalte: Eine empirische Analyse. *Vierteljahresschrift für Wirtschaftsforschung* 69 (2000)(1): S. 17-37.
- Grub, M. (2000b). Verteilungswirkungen der ökologischen Steuerreform auf private Haushalte: Eine empirische Analyse. *Vierteljahresschrift für Wirtschaftsforschung* Vol. 69(1): S. 17-37.
- Grzeszick, B. (1997). Versteigerung knapper Telekommunikationslizenzen. *Deutsches Verwaltungsblatt (DVBl.)* 1997: S. 878-885.
- Häder, M. (1997). *Umweltpolitische Instrumente und Neue Institutionenökonomik*. Wiesbaden, Deutscher Universitätsverlag.
- Hahn, R. W. und Hester, G. L. (1989). Marketable Permits, Lessons for Theory and Practice. *Ecology Law Quarterly* Vol. 16(2): S. 361-407.
- Hall, P. und Horowitz, J. L. (1996). Bootstrap Critical Values for Tests Based on Generalized-Method-of-Moments Estimators. *Econometrica* Vol. 64(4): S. 891-916.
- Hamilton, J. D. (1994). *Time Series Analysis*. Princeton, Princeton University Press.
- Hamilton, K. und Cameron, G. (1994). Simulating the Distributional Effects of a Carbon Tax. *Canadian Public Policy* Vol. 20(4): S. 385-399.
- Hansjürgens, B. (2001). *Äquivalenzprinzip und Staatsfinanzierung*. Berlin.

Harberger, A. C. (1962). The incidence of the corporation income tax. *Journal of Political Economy*. Vol. 70(3): S. 215-240.

Harding, A., Landt, J., et al. (1994). *Reweighting a base population for a microsimulation model*, National Centre for Social and Economic Modelling, Faculty of Management, University of Canberra.

Hargrave, T. (1998). *US Carbon Emissions Trading: Description of an Upstream Approach*. Washington, D.C., Center for Clean Air Policy.

Hargrave, T. (2000). *An Upstream/Downstream Hybrid Approach to Greenhouse Gas Emissions Trading*. Washington, D.C., Center for Clean Air Policy, Washington, D.C.

Hargrave, T., Festa, D., et al. (1998). *Accounting for Nonfuel Uses of Fossil Fuels in an Upstream Carbon Trading System*. Washington, D.C., Center for Clean Air Policy, Washington, D.C.

Harrison, G. W. und Kriström, B., Eds. (1999). *General Equilibrium Effects of Increasing Carbon Taxes in Sweden*. Green Taxes - Economic Theory and Empirical Evidence from Scandinavia. Cheltenham, UK, Edward Elgar.

Heimlich, J. (1996). *Die Verleihungsgebühr als Umweltabgabe*. Berlin.

Heimlich, J. (1997). Die Anerkennung der Verleihungsgebühr durch den Wasserpfennig-Beschluß des Bundesverfassungsgerichts. *Die öffentliche Verwaltung (DÖV)* 1997: 996ff.

Heister, J. (1997). *Der internationale CO<sub>2</sub>-Vertrag – Strategien zur Stabilisierung multilateraler Kooperation zwischen souveränen Staaten*. Kieler Studien Nr. 282. H. Siebert. Tübingen, Institut für Weltwirtschaft an der Universität Kiel.

Heister, J., Michaelis, P., et al. (1991). *Umweltpolitik mit handelbaren Emissionsrechten*. Kieler Studien Nr. 237. H. Siebert. Tübingen, Institut für Weltwirtschaft an der Universität Kiel.

Hendler, R. (1989). Zur rechtlichen Beurteilung von Umweltabgaben am Beispiel des „Wasserpfennigs“. *NuR* 1989: S. 22ff.

Hirst, E., Goeltz, R., et al. (1982). Residential Energy Use - Analysis of Disaggregated Data. *Energy Economics* Vol. 4(2): S. 74-82.

Holmes, K. J. und Friedman, R. M. (2000). Design alternatives for a domestic carbon trading scheme in the United States. *Global Environmental Change* Vol. 10(4): S. 273-288.

Homann, K. und Suchanek, A. (2005). *Ökonomik - Eine Einführung*. Tübingen, Mohr Siebeck.

Homburg, S. (2007). *Allgemeine Steuerlehre*. München, Vahlen.

Hufeld, U. (2002). Die Versteigerung der UMTS-Lizenzen zwischen Telekommunikations- und Finanzverfassungsrecht. *Juristenzeitung (JZ)* 2002: 871ff.

ifo (2007). *ifo Konjunkturprognose 2008: Konjunktur verliert an Fahrt*. München, Institut für Wirtschaftsforschung an der Universität München (ifo).

Intergovernmental Panel on Climate Change (2007). *Climate Change 2007: Mitigation*. Cambridge, New York, Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC).

International Energy Agency (2006). *World Energy Outlook 2006*. Paris, International Energy Agency (IEA).

International Energy Agency (2007). *World Energy Outlook 2007. China and India. Insights*. Paris, International Energy Agency (IEA).

International Monetary Fund (2008). *Germany: Staff Report for the 2007 Article IV Consultation*. Washington D.C.

IWU (2006). *Kumulierter Energieaufwand und CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktoren verschiedener Energieträger und -versorgungen*. Darmstadt, Institut Wohnen und Umwelt (IWU).

Jachmann, M. (2005). *Grundgesetz Kommentar - Band 3*. V. Mangoldt, Klein und Starck.

Johnsen, T. A., Larsen, B. M., et al. (1996). *Economic impacts of a CO<sub>2</sub> tax*. In *MSG-EE: An Applied General Equilibrium Model for Energy and Environmental Analyses*. Social and Economic Studies. K. H. Alfsen, T. Bye und E. Holmøy. Vol. 96. Statistics Norway.

Johnson, P., McKay, S., et al. (1990). *The Distributional Consequences of Environmental Taxes*, London: The Institute for Fiscal Studies.

Kerr, S. und Mare, D. (1996). *Who Trades Tradeable Permits?* Auckland.

Kerr, S. und Mare, D. (1999). *Transaction Costs and Tradeable Permit Markets: The United States Lead Phasedown*. (unveröffentlichtes Manuskript).

Kirchhof, F. (2001). *Grundriss des Abgaben- und Steuerrechts*. Heidelberg.

Kirchhof, P. (1996). *Die Sonderabgabe*. Festschrift für Friauf, Karl-Heinrich: Staat, Wirtschaft, Steuern. R. H. Wendt. Heidelberg.

Knight, F. H. (1921). *Risk, Uncertainty and Profit*. Boston, MA, Hart, Schaffner & Marx; Houghton Mifflin Company.

Kopp, F. und Ramsauer, U. (2003). *Verwaltungsverfahrensgesetz Kommentar*.

Körner/Schweinitz (2007). *§ 18 ZuG 2007. Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz - Zuteilungsgesetz 2007 - Kommentar*. R. Körner und H.-P. Vierhaus. München, C. H. Beck.

Kotlikoff, L. J. und Summers, L. H. (1987). *Tax incidence*. Handbook of Public Economics (Chapter 16). A. J. Auerbach und M. S. Feldstein. Amsterdam, Elsevier. Vol. 2: S. 1043-1092.

Kötter, M. (2001). *Wettlauf der Abgabepflichtigen? Zum Versteigerungsverfahren in § 11 Abs. 4 TKG*. *Deutsches Verwaltungsblatt (DVBl.)* 2001: S. 1556ff.

Kpodar, K. (2006). Distributional Effects of Oil Price Changes on Household Expenditures: Evidence from Mali. *IMF Working Paper* Nr. 06/91.

Krey, M. und Weinreich, S. (2000). *Internalisierung externer Klimakosten im Pkw-Verkehr in Deutschland*.

Linderhof, V. G. M. (2001). *Household Demand for Energy, Water and the Collection of Waste - A Micro-Economic Analysis*, University of Groningen.

Liu, G. (2004). *Estimating Energy Demand Elasticities for OECD Countries-A Dynamic Panel Data Approach*. Discussion Papers, Statistics Norway. No. 373.

Luce, R. D. und Raiffa, H. (1957). *Games and Decisions: Introduction and Critical Survey*. New York, Wiley & Sons.

Madlener, R. und Alt, R. (1996). Residential Energy Demand Analysis: An Empirical Application of the Closure Test Principle. *Empirical Economics* Vol. 21(2): S. 203-220.

Martini, M. und Gebauer, J. (2007). Alles umsonst? Zur Zuteilung von CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten: Ökonomische Idee und rechtliche Rahmenbedingungen. *Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR)* Vol. 18(5): S. 225-234.

McLure, C. E. J. (1975). General equilibrium incidence analysis. *Journal of Public Economics* Vol. 4(2): S. 125-161.

Mehrbrey, K. (2003). *Verfassungsrechtliche Grenzen eines Marktes handelbarer Emissionsrechte*. Berlin.

Merz, J. (1986). *Structural Adjustment in Static and Dynamic Microsimulation Models*. Microanalytic Simulation Models to Support Social and Financial Policy. G. H. Orcutt, J. Merz und H. Quinke. North-Holland, Amsterdam: S. 423-446.

Merz, J. (1994). *Statisches Sfb 3-Mikrosimulationsmodell - Mainframe und PC-Version*. Mikroanalytische Grundlagen der Gesellschaftspolitik Band 2, Erhebungsverfahren, Analysemethoden und Mikrosimulation, Berlin, Akademie Verlag.

Meßerschmidt, K. (1987). Sonderabgaben und Bundesverwaltungsgericht. *Deutsches Verwaltungsblatt (DVBl.)* 1987: S. 925-933.

Metcalf, G. E. (1999). A distributional Analysis of green tax reforms. *National Tax Journal* Vol. 52(4): S. 655-681.

Meyer, B. (2002). Die Prognose der CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland bis zum Jahr 2010. *Wirtschaft und Statistik*, 2002(11): S. 1011-1016.

Meyer, B. und Lutz, C. (2002). *Carbon Tax and Labour Compensation – a Simulation for G7*. Economy-Energy-Environment Simulation: Beyond the Kyoto Protocol. K. Uno. Dordrecht, Boston, London: S. 185-190.

Meyer, B., Lutz, C., et al. (2006). *Auswirkungen verschiedener Preisszenarien auf einschlägige Branchen und Bereiche in NRW*. Osnabrück, GWS.



- Michaelis, P. (2006). CO<sub>2</sub>-Emissionslizenzen für Kraftfahrzeuge. Der Vorschlag des Sachverständigenrates für Umweltfragen. *Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR)*. 2006(10): S. 449-455.
- Mill, J. S. (1848). *Principles of Political Economy with some of their Applications to Social Philosophy*. London (1909), Longmans, Green and Co.
- Mineralölwerke, E. (2005). *Umweltbericht für die Raffinerie Harburg der Elbe Mineralölwerke der Shell Deutschland Oil GmbH*.
- Mineralölwirtschaftsverband (2008a). *Jahresbericht Mineralöl-Zahlen 2007*. Hamburg, Mineralölwirtschaftsverband e.V. (MWV).
- Mineralölwirtschaftsverband. (2008b). "Zusammensetzung des Verbraucherpreises für Dieselkraftstoff." from [http://www.mwv.de/cms/front\\_content.php?idcat=14&idart=52](http://www.mwv.de/cms/front_content.php?idcat=14&idart=52).
- Monopolkommission (2007). *Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung*. Sondergutachten gemäß § 62 Abs. 1 EnWG.
- Mooney, C. Z. (1996). Bootstrap Statistical Inference: Examples and Evaluations for Political Science. *American Journal of Political Science* Vol. 40: S. 570-602.
- Mooney, C. Z. und Duval, R. D. (1993). *Bootstrapping: A Nonparametric Approach to Statistical Inference*. Newbury Park, California, Sage.
- Musgrave, R. A. (1959). *The theory of public finance*. New York, McGraw-Hill.
- Musgrave, R. A., Musgrave, P. B., et al. (1994). *Die öffentlichen Finanzen in Theorie und Praxis. Band 1*. Tübingen, J.C.B. Mohr (Paul Siebeck).
- Nash, J. F. (1953). Two-Person Cooperative Games. *Econometrica* 21(1): S. 128-140.
- Nesbakken, R. (1999). Price Sensitivity of Residential Energy Consumption in Norway. *Energy Economics* Vol. 21(6): 493-515.
- North, D. C. (1990). A Transaction Cost Theory of Politics. *Journal of Theoretical Politics* Vol. 2(4): S. 355-367.
- Nozick, R. (1974). *Anarchy, State and Utopia*. New York, Basic Books.
- Nussbaum, B. D. (1992). *Phasing Down Lead in Gasoline in the US: Mandates, Incentives, Trading, and Banking*. Climate Change: Designing a Tradable Permit System. OECD. Paris: S. 25-40.
- O'Donoghue, C. (1997). *Carbon Dioxide, Energy Taxes and Household Income*. Working paper 90. Dublin, The Economic and Social Research Institute.
- OECD (1997). *Evaluating Economic Instruments for Environmental Policy*. Paris.
- OECD (2006a). *The Distributional Effects of Environmental Policy*. Paris, Edward Elgar Publishing.

OECD (2006b). *What are Equivalence Scales?*, OECD, Directorate for Employment, Labour and Social Affairs.

Oliveira-Martins, J. und Sturn, P. (1998). *Efficiency and Distribution in Computable Models of Carbon Emission Abatement*. Economics Department Working Papers (OECD).

OPEC (2007). *World Oil Outlook 2007*. Wien, Organization of the Petroleum Exporting Countries (OPEC).

Orcutt, G. (1957). A new type of socio-economic system. *Review of Economics and Statistics* Vol. 39(2): S. 116-123.

Orcutt, G., Greenberg, M., et al. (1961). *Microanalysis of Socioeconomic Systems: A Simulation Study*. New York, Harper and Row.

Peichl, A. (2005). *Die Evaluation von Steuerreformen durch Simulationsmodelle*, Finanzwissenschaftliche Diskussionsbeiträge Nr. 05-01, Universität Köln.

Pigou, A. C. (1932). *The Economics of Welfare*. London, Macmillan.

Pizer, W. A. und Kopp, R. (2005). *Calculating the Costs of Environmental Regulation*. Handbook of Environmental Economics. K. G. Mäler und J. R. Vincent. Vol. 3: S. 1307-1351.

Poterba, J. (1991). *Tax Policy to Combat Global Warming : On Designing a Carbon Tax*. In *Global Warming: Economic Policy Responses*. R. Dornbush und J. M. Poterba. Cambridge, MA, MIT Press.

Poterba, J. M. (1990). Is the gasoline tax regressive? *NBER Working Paper* No. 3578.

Poyer, D. A. und Williams, M. (1993). Residential energy demand: additional empirical evidence by minority household type. *Energy Economics* Vol. 15(2): S. 93-100.

Ralws, J. (1971). *A Theory of Justice*. Cambridge, Harvard University Press.

Rebentisch, M. (2006). Rechtsfragen der kostenlosen Zuteilung von Berechtigungen im Rahmen des Emissionshandelsrechts. *Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht* Vol. 25(7): S. 747-752.

Rehdanz, K. (2007). Determinants of residential space heating expenditures in Germany. *Energy Economics* Vol. 29(2): S. 167-182.

Reinaud, J. (2003). *Emissions Trading and its possible Impacts on Investment Decisions in the Power Sector*. Paris.

Reiss, P. C. und White, M. W. (2002). *Household Electricity Demand, Revisited*, Stanford University.

Richter, R. und Furubotn, E. (1996). *Neue Institutionenökonomik: Eine Einführung und kritische Würdigung*. Tübingen, Mohr.

Richter, R. und Furubotn, E. (2003). *Neue Institutionenökonomik*. Tübingen, Mohr Siebeck.

Ritgen, K. (2002). Versteigerung von Funkfrequenzen und Vergabe von Telekommunikationslizenzen. *AöR* Vol. 127(3): S. 351-400.

Rodríguez Méndez, M., Labandeira, X., et al. (2004). Microsimulating the Effects of Household Energy Price Changes in Spain. *FEEM Working Paper No. 161.04*.

Rousseau, J.-J. (1981). *Sozialphilosophische und Politische Schriften*. München, Winkler.

Röver (2006). *Gebührenkalkulation für die Vollzugstätigkeit der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt)*. Berlin.

Sachverständigenrat für Umweltfragen (2006). *Die nationale Umsetzung des europäischen Emissionshandels: Marktwirtschaftlicher Klimaschutz oder Fortsetzung der energiepolitischen Subventionspolitik mit anderen Mitteln?*

Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung (2007). *Jahresgutachten 2007/2008: Das Erreichte nicht verspielen*. Wiesbaden.

Sachverständigenrates für Umweltfragen (2004). *Umweltpolitische Handlungsfähigkeit sichern – Umweltgutachten 2004 des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SUR)*. Baden-Baden.

Sacksofsky, U. (2000). *Umweltschutz durch nicht-steuerliche Abgaben*. Tübingen.

Samuelson, P. A. (1954). The Pure Theory of Public Expenditure. *The Review of Economics and Statistics* Vol. 36(4): S. 387–389.

Schlomann, B., Gruber, E., et al. (2004). *Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Sektors Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (GHD)*. Projektnummer 17/02. Abschlussbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit Karlsruhe, Berlin, Nürnberg, Leipzig, München, Fraunhofer-Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI) (u.a.).

Schumacher, K. (2000). Versteigerungserlöse nach § 11 TKG als Verleihungsgebühr? *Neue Juristische Wochenschrift (NJW)* 2000: S. 3096-3100.

Schumann, J., Meyer, U., et al. (2007). *Grundzüge der mikroökonomischen Theorie*. Berlin, Springer.

Sensfuß, F. und Ragwitz, M. (2007). *Analyse des Preiseffektes der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auf die Börsenpreise im deutschen Stromhandel. Analyse für das Jahr 2006*. Gutachten im Rahmen von Beratungsleistungen für das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Karlsruhe, Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung.

Shepard, L. (1976). The short-run incidence of a gasoline rebate plan. *Journal of Economic Issues* Vol. 10: S. 158-169.

Siebert, H. (2005). *Economics of the Environment. Theory and Policy*. Berlin, Heidelberg, Springer

Sijm, J., Neuhoff, K., et al. (2006). CO<sub>2</sub> Cost pass-through and windfall Profits in the Power Sector. *Climate Policy* Vol. 6: S. 49-72.

Sinn, H.-W. (2007). Pareto Optimality in the Extraction of Fossil Fuels and the Greenhouse Effect: A Note. *NBER Working Papers* no. 13453 (September 2007).

Sinn, H.-W. (2008). Public policies against global warming: a supply side approach. *International Tax and Public Finance* Vol. 15(4): S. 360-394.

Soyk, S. (2000). *Mineralöl- und Stromsteuerrecht*. München, C.H. Beck Verlag.

Spahn, P., Galler, H., et al. (1992). *Mikrosimulation in der Steuerpolitik*. Heidelberg, Physica.

Statistisches Bundesamt (2003). *Einkommens- und Verbrauchsstichprobe - Geldvermögensbestände und Konsumentenkreditschulden privater Haushalte*, Fachserie 15, Heft 2.

Statistisches Bundesamt (2006). *Die Nutzung von Umweltressourcen durch die Konsumaktivitäten der privaten Haushalte*. Ergebnisse der Umweltökonomischen Gesamtrechnungen 1995 - 2004. UGR-Online-Publikation. Karl Schoer, Sarka Buyny, Christine Flachmann und H. Mayer. Wiesbaden, Destatis.

Statistisches Bundesamt (2007). *Statistisches Jahrbuch 2007. Für die Bundesrepublik Deutschland*. Wiesbaden.

Stavins, R. N. (1993). Transaction Costs and the Performance of Markets for Pollution Control. *Discussion Paper QE93-16, Resources for the Future*.

Stavins, R. N. (1995). Transaction Costs and Tradeable Permits. *Journal of Environmental Economics and Management* Vol. 29(2): S. 133-148.

Stern, N., Peters, S., et al. (2006). *Stern Review on the Economics of Climate Change*. London.

Stern, T. und Dahl, C. (1992). *Modelling transport fuel demand*. International Energy Economics. T. Sterner. London, Chapman and Hall: S. 65-79.

Stober, R. (1989). *Handbuch des Wirtschaftsverwaltungs- und Umweltrechts*. Stuttgart.

Stoker, T. M. (1986). The Distributional Welfare Effects of Rising Prices in the United States: The 1970's Experience. *The American Economic Review* Vol. 76 (3): S. 335-349.

Symons, E., Proops, J., et al. (1994). Carbon Taxes, Consumer Demand and Carbon Dioxide Emissions: A Simulation Analysis for the UK. *Fiscal Studies* Vol. 15 (2): S. 9-43.

Thöne, M. (2005). *Tragfähigkeit der Finanzpolitik bei Lenkungsbesteuerung*. Köln.

Tipke, K. (2000/2003). *Die Steuerrechtsordnung* Köln, Dr. Otto Schmidt.

Tipke, K. und Lang, J. (2002). *Steuerecht*. Köln, Dr. Otto Schmidt.

Tripp, J. T. B. und Dudek, D. J. (1989). Institutional Guidelines for Designing Successful Transferable Rights Programs. *Yale Journal on Regulation* Vol. 6: S. 369–391.

Umweltbundesamt (2006). *Umweltbundesamt Climate Change 03/2006: Nationaler Inventarbericht zum Deutschen Treibhausgasinventar 1990–2004*. Dessau, Umweltbundesamt (UBA).

Umweltbundesamt (2007a). *Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix*. Dessau, Umweltbundesamt (UBA).

Umweltbundesamt (2007b). *Klimaänderungen, deren Auswirkungen und was für den Klimaschutz zu tun ist*. Dessau, Umweltbundesamt (UBA).

Umweltbundesamt (2008a). *Emissionshandel: Die Zuteilung von Emissionsberechtigungen in der Handelsperiode 2008–2012*, Umweltbundesamt, Deutsche Emissionshandelsstelle.

Umweltbundesamt (2008b). *Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung atmosphärischer Emissionen 1990 - 2006*. Dessau, Umweltbundesamt.

Varian, H. R. (2007). *Grundzüge der Mikroökonomik*. München, Oldenbourg.

VDN (2007). *Entwicklung der Netzentgelte von 2002 bis 2007*, Verband der Netzbetreiber e.V. (VDN) beim Verband der Elektrizitätswirtschaft (VDEW).

Vogel, K. und Waldhoff (1997). *§§104a-105, Stand: November 1997*. Bonner Kommentar zum Grundgesetz. R. Dolzer. Bd. X.

von Weizsäcker, C. C. (1999). *Logik der Globalisierung*. Göttingen.

Wagenhals, G. (2004). Tax-benefit microsimulation models for Germany: A Survey. *IAW-Report / Institut fuer Angewandte Wirtschaftsforschung (Tübingen)* Vol. 32(1): S. 55-74.

Weimann, J. (1995). *Umweltökonomik. Eine theorieorientierte Einführung*. Berlin, Heidelberg, New York (u.a.).

Wiese, A., Rose, A., et al. (1995). Motor-fuel taxes and household welfare: An applied general equilibrium analysis. *Land Economics* Vol. 71(2): S. 229-243.

Williamson, O. E. (1975). *Markets and Hierarchies: Analysis and Antitrust Implications*. New York.

Williamson, O. E. (1979). Transaction–Cost Economic: The Governance of Contractual Relations. *Journal of Law and Economics* Vol. 22(2): S. 233–261.

Williamson, O. E. (1985). *The Economic Institutions of Capitalism*. New York.

Winkelman, S., Hargrave, T., et al. (2000). *Transportation and domestic greenhouse gas emissions trading*. Washington, D.C., Center for Clean Air Policy.

Wooldridge, J. M. (2006). *Introductory Econometrics: A Modern Approach*. Mason, South Western College Publishing.

Yamasaki, E. und Tominaga, N. (1997). Evolution of an aging society and effect on residential energy demand. *Energy Policy* Vol. 25(11): S. 903-912.

Zimmermann, H. und Henke, K.-D. (2005). *Finanzwissenschaft*. München, Verlag Vahlen.

Zupnick, J. (1975). The short-run incidence of a tax induced rise in the price of gasoline. *Journal of Economic Issues* Vol. 9: S. 409-414.

# Anhang

## Anhang zu Kapitel 2.5.2

Tabelle 1: Ausgabenanteile am Nettoeinkommen für Haushaltsenergie im Jahr 2020

Ausgabenanteile am Nettoeinkommen für Haushaltsenergie in verschiedenen Preisszenarien im Jahr 2020						
Baseline-Szenario						
Dezile	Ausgangsszenario 2007	Rohölpreisszenario ohne CO2	20 €/t CO2	40 €/t CO2	80 €/t CO2	
1	10,5%	10,7%	11,1%	11,3%	11,7%	
2	8,2%	8,4%	8,7%	8,9%	9,2%	
3	7,1%	7,3%	7,6%	7,7%	7,9%	
4	6,4%	6,6%	6,9%	7,0%	7,2%	
5	5,9%	6,1%	6,3%	6,4%	6,6%	
6	5,5%	5,7%	5,8%	5,9%	6,1%	
7	5,0%	5,2%	5,4%	5,5%	5,6%	
8	4,8%	4,9%	5,1%	5,1%	5,3%	
9	4,2%	4,3%	4,5%	4,5%	4,7%	
10	3,3%	3,4%	3,5%	3,5%	3,6%	
<i>Mittelwert</i>	<i>6,1%</i>	<i>6,3%</i>	<i>6,5%</i>	<i>6,6%</i>	<i>6,8%</i>	
Schock-Szenario						
Dezile	Ausgangsszenario 2007	Rohölpreisszenario ohne CO2	20 €/t CO2	40 €/t CO2	80 €/t CO2	
1	10,5%	10,4%	10,8%	11,0%	11,5%	
2	8,2%	8,1%	8,5%	8,6%	9,0%	
3	7,1%	7,1%	7,3%	7,5%	7,8%	
4	6,4%	6,4%	6,6%	6,8%	7,0%	
5	5,9%	5,9%	6,1%	6,2%	6,5%	
6	5,5%	5,4%	5,6%	5,8%	6,0%	
7	5,0%	5,0%	5,2%	5,3%	5,5%	
8	4,8%	4,7%	4,9%	5,0%	5,2%	
9	4,2%	4,2%	4,3%	4,4%	4,6%	
10	3,3%	3,2%	3,4%	3,4%	3,6%	
<i>Mittelwert</i>	<i>6,1%</i>	<i>6,0%</i>	<i>6,3%</i>	<i>6,4%</i>	<i>6,6%</i>	
Hochpreis-Szenario						
Dezile	Ausgangsszenario 2007	Rohölpreisszenario ohne CO2	20 €/t CO2	40 €/t CO2	80 €/t CO2	
1	10,5%	11,4%	11,7%	11,8%	12,1%	
2	8,2%	9,0%	9,1%	9,2%	9,4%	
3	7,1%	7,8%	7,9%	8,0%	8,1%	
4	6,4%	7,0%	7,2%	7,2%	7,3%	
5	5,9%	6,5%	6,6%	6,6%	6,7%	
6	5,5%	6,0%	6,1%	6,1%	6,2%	
7	5,0%	5,5%	5,6%	5,6%	5,7%	
8	4,8%	5,2%	5,3%	5,3%	5,3%	
9	4,2%	4,6%	4,6%	4,7%	4,7%	
10	3,3%	3,6%	3,6%	3,6%	3,7%	
<i>Mittelwert</i>	<i>6,1%</i>	<i>6,6%</i>	<i>6,8%</i>	<i>6,8%</i>	<i>6,9%</i>	

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 2: Ausgabenanteile am Nettoeinkommen für Kraftstoffe in der kurzen Frist

Ausgabenanteile am Nettoeinkommen für Kraftstoffe in verschiedenen Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien im Jahr 2008						
Dezile	Ausgangsszenario 2007	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>	
1	3,8%	4,4%	4,5%	4,5%	4,5%	
2	3,9%	4,6%	4,7%	4,7%	4,7%	
3	4,0%	4,7%	4,8%	4,8%	4,8%	
4	4,1%	4,8%	4,9%	4,9%	4,9%	
5	3,8%	4,4%	4,5%	4,5%	4,6%	
6	3,7%	4,3%	4,4%	4,4%	4,4%	
7	3,6%	4,2%	4,3%	4,3%	4,3%	
8	3,4%	4,0%	4,1%	4,1%	4,1%	
9	3,1%	3,6%	3,7%	3,7%	3,7%	
10	2,3%	2,7%	2,8%	2,8%	2,8%	
<i>Mittelwert</i>	3,6%	4,2%	4,3%	4,3%	4,3%	

Ausgabenanteile am Nettoeinkommen für Kraftstoffe in verschiedenen Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien im Jahr 2010						
Baseline-Szenario						
Dezile	Ausgangsszenario 2007	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>	
1	3,8%	4,3%	4,4%	4,4%	4,5%	
2	3,9%	4,5%	4,6%	4,6%	4,6%	
3	4,0%	4,6%	4,7%	4,7%	4,8%	
4	4,1%	4,7%	4,8%	4,8%	4,9%	
5	3,8%	4,4%	4,5%	4,5%	4,5%	
6	3,7%	4,2%	4,3%	4,3%	4,4%	
7	3,6%	4,2%	4,2%	4,3%	4,3%	
8	3,4%	3,9%	4,0%	4,0%	4,1%	
9	3,1%	3,6%	3,7%	3,7%	3,7%	
10	2,3%	2,7%	2,7%	2,7%	2,8%	
<i>Mittelwert</i>	3,6%	4,1%	4,2%	4,2%	4,2%	

Schock-Szenario						
Dezile	Ausgangsszenario 2007	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>	
1	3,8%	5,2%	5,3%	5,3%	5,3%	
2	3,9%	5,4%	5,5%	5,5%	5,5%	
3	4,0%	5,5%	5,6%	5,6%	5,7%	
4	4,1%	5,7%	5,7%	5,8%	5,8%	
5	3,8%	5,2%	5,3%	5,3%	5,3%	
6	3,7%	5,1%	5,2%	5,2%	5,2%	
7	3,6%	5,0%	5,1%	5,1%	5,1%	
8	3,4%	4,7%	4,8%	4,8%	4,8%	
9	3,1%	4,3%	4,4%	4,4%	4,4%	
10	2,3%	3,2%	3,3%	3,3%	3,3%	
<i>Mittelwert</i>	3,6%	4,9%	5,0%	5,0%	5,0%	

Hochpreis-Szenario						
Dezile	Ausgangsszenario 2007	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>	
1	3,8%	4,7%	4,8%	4,8%	4,8%	
2	3,9%	4,9%	5,0%	5,0%	5,0%	
3	4,0%	5,0%	5,1%	5,1%	5,1%	
4	4,1%	5,1%	5,2%	5,2%	5,2%	
5	3,8%	4,7%	4,8%	4,8%	4,8%	
6	3,7%	4,6%	4,7%	4,7%	4,7%	
7	3,6%	4,5%	4,6%	4,6%	4,6%	
8	3,4%	4,3%	4,3%	4,4%	4,4%	
9	3,1%	3,9%	3,9%	3,9%	4,0%	
10	2,3%	2,9%	2,9%	3,0%	3,0%	
<i>Mittelwert</i>	3,6%	4,4%	4,5%	4,5%	4,6%	

Quelle: Eigene Berechnungen.



Tabelle 3: Ausgabenanteile am Nettoeinkommen für Kraftstoffe im Jahr 2020

Ausgabenanteile am Nettoeinkommen für Kraftstoffe in verschiedenen Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien im Jahr 2020						
Baseline-Szenario						
Dezile	Ausgangsszenario 2007	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>	
1	3,8%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%
2	3,9%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,1%
3	4,0%	4,1%	4,1%	4,2%	4,2%	4,2%
4	4,1%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%	4,3%
5	3,8%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%
6	3,7%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%
7	3,6%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,8%
8	3,4%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,6%
9	3,1%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%
10	2,3%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%
<i>Mittelwert</i>	3,6%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
Schock-Szenario						
Dezile	Ausgangsszenario 2007	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>	
1	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,9%
2	3,9%	3,9%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
3	4,0%	4,0%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%
4	4,1%	4,1%	4,2%	4,2%	4,2%	4,2%
5	3,8%	3,8%	3,8%	3,9%	3,9%	3,9%
6	3,7%	3,7%	3,7%	3,8%	3,8%	3,8%
7	3,6%	3,6%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
8	3,4%	3,4%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
9	3,1%	3,1%	3,2%	3,2%	3,2%	3,2%
10	2,3%	2,3%	2,4%	2,4%	2,4%	2,4%
<i>Mittelwert</i>	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,7%	3,7%
Hochpreis-Szenario						
Dezile	Ausgangsszenario 2007	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>	
1	3,8%	3,9%	3,9%	3,8%	3,8%	3,8%
2	3,9%	4,0%	4,0%	4,0%	3,9%	3,9%
3	4,0%	4,1%	4,1%	4,1%	4,0%	4,0%
4	4,1%	4,2%	4,2%	4,2%	4,1%	4,1%
5	3,8%	3,9%	3,9%	3,9%	3,8%	3,8%
6	3,7%	3,8%	3,8%	3,8%	3,7%	3,7%
7	3,6%	3,7%	3,7%	3,7%	3,6%	3,6%
8	3,4%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%
9	3,1%	3,2%	3,2%	3,2%	3,1%	3,1%
10	2,3%	2,4%	2,4%	2,4%	2,3%	2,3%
<i>Mittelwert</i>	3,6%	3,7%	3,7%	3,6%	3,6%	3,6%

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 4: Ausgabenanteile am Nettoeinkommen für Kraftstoffe im Jahr 2030

Ausgabenanteile am Nettoeinkommen für Kraftstoffe in verschiedenen Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien im Jahr 2030						
Baseline-Szenario						
Dezile	Ausgangsszenario 2007	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>	
1	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%
2	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%	3,9%
3	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%	4,0%
4	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%	4,1%
5	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%	3,8%
6	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%
7	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%
8	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%	3,5%
9	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%
10	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
<i>Mittelwert</i>	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%
Schock-Szenario						
Dezile	Ausgangsszenario 2007	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>	
1	3,8%	3,7%	3,7%	3,7%	3,7%	3,8%
2	3,9%	3,8%	3,8%	3,8%	3,9%	3,9%
3	4,0%	3,9%	3,9%	3,9%	4,0%	4,0%
4	4,1%	4,0%	4,0%	4,0%	4,1%	4,1%
5	3,8%	3,7%	3,7%	3,7%	3,8%	3,8%
6	3,7%	3,6%	3,6%	3,6%	3,7%	3,7%
7	3,6%	3,5%	3,6%	3,6%	3,6%	3,6%
8	3,4%	3,3%	3,4%	3,4%	3,4%	3,4%
9	3,1%	3,0%	3,1%	3,1%	3,1%	3,1%
10	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%	2,3%
<i>Mittelwert</i>	3,6%	3,5%	3,5%	3,5%	3,5%	3,6%
Hochpreis-Szenario						
Dezile	Ausgangsszenario 2007	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>	
1	3,8%	3,7%	3,7%	3,6%	3,5%	
2	3,9%	3,8%	3,8%	3,7%	3,6%	
3	4,0%	3,9%	3,9%	3,8%	3,7%	
4	4,1%	4,0%	4,0%	3,9%	3,8%	
5	3,8%	3,7%	3,7%	3,6%	3,5%	
6	3,7%	3,6%	3,6%	3,5%	3,4%	
7	3,6%	3,5%	3,5%	3,5%	3,4%	
8	3,4%	3,4%	3,3%	3,3%	3,2%	
9	3,1%	3,0%	3,0%	3,0%	2,9%	
10	2,3%	2,3%	2,3%	2,2%	2,2%	
<i>Mittelwert</i>	3,6%	3,5%	3,5%	3,4%	3,3%	

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 5: Übersicht Ausgabenanteile am Haushaltsnettoeinkommen nach Energieträgern

Ausgangswerte in 2007				
<b>Energieträger</b>				
Strom	2,5%			
Gas	1,2%			
leichtes Heizöl	0,7%			
Fernwärme	1,6%			
Sonstige	0,1%			
Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2008				
Energieträger	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
Strom	2,6%	2,7%	2,7%	2,7%
Gas	1,6%	1,7%	1,7%	1,7%
leichtes Heizöl	1,0%	1,1%	1,1%	1,1%
Fernwärme	1,8%	1,9%	1,9%	1,9%
Sonstige	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2010				
Baseline Szenario				
Energieträger	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
Strom	2,5%	2,6%	2,6%	2,7%
Gas	1,6%	1,6%	1,6%	1,7%
leichtes Heizöl	1,0%	1,0%	1,0%	1,0%
Fernwärme	1,8%	1,9%	1,9%	1,9%
Sonstige	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Schock-Szenario				
Energieträger	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
Strom	2,7%	2,9%	2,9%	2,9%
Gas	2,1%	2,2%	2,2%	2,2%
leichtes Heizöl	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%
Fernwärme	2,0%	2,1%	2,1%	2,1%
Sonstige	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Hochpreis-Szenario				
Energieträger	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
Strom	2,6%	2,7%	2,7%	2,8%
Gas	1,8%	1,8%	1,8%	1,9%
leichtes Heizöl	1,1%	1,2%	1,2%	1,2%
Fernwärme	1,9%	2,0%	2,0%	2,0%
Sonstige	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2020				
Baseline Szenario				
Energieträger	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
Strom	2,3%	2,4%	2,4%	2,6%
Gas	1,3%	1,4%	1,4%	1,4%
leichtes Heizöl	0,8%	0,8%	0,8%	0,8%
Fernwärme	1,8%	1,9%	1,9%	2,0%
Sonstige	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Schock-Szenario				
Energieträger	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
Strom	2,2%	2,3%	2,4%	2,5%
Gas	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%
leichtes Heizöl	0,7%	0,7%	0,7%	0,8%
Fernwärme	1,8%	1,8%	1,9%	1,9%
Sonstige	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Hochpreis-Szenario				
Energieträger	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
Strom	2,4%	2,5%	2,6%	2,7%
Gas	1,4%	1,4%	1,4%	1,4%
leichtes Heizöl	0,8%	0,8%	0,8%	0,7%
Fernwärme	1,9%	2,0%	2,0%	2,0%
Sonstige	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2030				
Baseline Szenario				
Energieträger	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
Strom	2,3%	2,4%	2,4%	2,6%
Gas	1,2%	1,3%	1,3%	1,3%
leichtes Heizöl	0,7%	0,7%	0,7%	0,7%
Fernwärme	1,8%	1,9%	1,9%	2,0%
Sonstige	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Schock-Szenario				
Energieträger	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
Strom	2,0%	2,1%	2,2%	2,4%
Gas	1,2%	1,2%	1,2%	1,3%
leichtes Heizöl	0,6%	0,6%	0,7%	0,7%
Fernwärme	1,8%	1,8%	1,9%	2,0%
Sonstige	0,1%	0,1%	0,1%	0,1%
Hochpreis-Szenario				
Energieträger	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
Strom	2,2%	2,3%	2,4%	2,6%
Gas	1,3%	1,3%	1,3%	1,3%
leichtes Heizöl	0,6%	0,6%	0,6%	0,5%
Fernwärme	2,0%	2,0%	2,1%	2,1%
Sonstige	0,1%	0,1%	0,0%	0,0%

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 6: Anteile an den Haushaltsenergieausgaben nach Energieträgern in 2020

Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2020					
Energieträger	Anteile 2007	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>Baseline-Szenario</b>					
Strom	40,2%	37,3%	37,6%	37,8%	38,2%
Gas	19,2%	20,2%	20,0%	19,9%	19,7%
leichtes Heizöl	16,2%	16,4%	16,4%	16,4%	16,3%
Fernwärme	23,4%	24,8%	24,8%	24,8%	24,6%
Sonstige	1,0%	1,2%	1,2%	1,1%	1,1%
<b>Schock-Szenario</b>					
Strom	40,2%	37,7%	37,9%	38,0%	38,3%
Gas	19,2%	20,0%	19,8%	19,8%	19,6%
leichtes Heizöl	16,2%	16,3%	16,3%	16,3%	16,3%
Fernwärme	23,4%	24,8%	24,8%	24,7%	24,6%
Sonstige	1,0%	1,2%	1,2%	1,2%	1,1%
<b>Hochpreis-Szenario</b>					
Strom	40,2%	37,3%	37,8%	38,1%	38,9%
Gas	19,2%	20,3%	20,0%	19,9%	19,6%
leichtes Heizöl	16,2%	16,4%	16,3%	16,2%	16,1%
Fernwärme	23,4%	25,0%	24,9%	24,8%	24,7%
Sonstige	1,0%	1,0%	1,0%	0,9%	0,8%

Quelle: Eigene Berechnungen.

## Anhang zu Kapitel 2.5.4

Tabelle 52: Verbrauchte absolute Energieträgermengen in PJ in der kurzen Frist

Ausgangssituation im Jahr 2007				
Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>				
Strom	560,73			
Gas	1.086,97			
leichtes Heizöl	735,72			
Fernwärme	777,75			
Sonstige	87,33			
Kraftstoffe	1.430,79			
<i>Summe</i>	<i>4.679,29</i>			
Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2008				
Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>	
Baseline-Szenario				
Strom	559,20	559,20	559,16	559,04
Gas	1.047,11	1.038,92	1.038,65	1.038,65
leichtes Heizöl	669,61	658,29	657,93	656,59
Fernwärme	752,64	735,63	735,08	733,08
Sonstige	73,03	68,63	68,49	67,97
Kraftstoffe	1.365,58	1.353,59	1.353,20	1.351,79
<i>Summe</i>	<i>4.467,16</i>	<i>4.414,25</i>	<i>4.412,52</i>	<i>4.407,13</i>
Schock-Szenario				
Strom	560,21	559,20	559,16	559,04
Gas	1.047,11	1.038,92	1.038,65	1.037,69
leichtes Heizöl	669,61	658,29	657,93	656,59
Fernwärme	752,64	735,63	735,08	733,08
Sonstige	73,03	68,63	68,49	67,97
Kraftstoffe	1.365,58	1.353,59	1.353,20	1.351,79
<i>Summe</i>	<i>4.468,17</i>	<i>4.414,25</i>	<i>4.412,52</i>	<i>4.406,16</i>
Hochpreis-Szenario				
Strom	560,21	559,20	559,16	559,04
Gas	1.047,11	1.038,92	1.038,65	1.037,69
leichtes Heizöl	669,61	658,29	657,93	656,59
Fernwärme	752,64	735,63	735,08	733,08
Sonstige	73,03	68,63	68,49	67,97
Kraftstoffe	1.365,58	1.353,59	1.353,20	1.351,79
<i>Summe</i>	<i>4.468,17</i>	<i>4.414,25</i>	<i>4.412,52</i>	<i>4.406,16</i>
Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2010				
Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>	
Baseline-Szenario				
Strom	561,37	560,36	560,26	559,90
Gas	1.052,25	1.044,01	1.043,19	1.040,31
leichtes Heizöl	670,33	659,00	657,87	653,90
Fernwärme	770,01	752,61	750,87	744,78
Sonstige	74,72	70,21	69,76	68,19
Kraftstoffe	1.385,06	1.372,90	1.371,68	1.367,42
<i>Summe</i>	<i>4.513,73</i>	<i>4.459,09</i>	<i>4.453,63</i>	<i>4.434,50</i>
Schock-Szenario				
Strom	559,64	558,63	558,53	558,17
Gas	984,10	975,87	975,05	972,16
leichtes Heizöl	563,83	552,50	551,37	547,40
Fernwärme	714,86	697,46	695,72	689,63
Sonstige	49,73	45,22	44,77	43,20
Kraftstoffe	1.263,40	1.251,24	1.250,02	1.245,77
<i>Summe</i>	<i>4.135,56</i>	<i>4.080,92</i>	<i>4.075,46</i>	<i>4.056,33</i>
Hochpreis-Szenario				
Strom	560,72	559,71	559,61	559,25
Gas	1.026,69	1.018,46	1.017,64	1.014,76
leichtes Heizöl	630,39	619,06	617,93	613,96
Fernwärme	749,33	731,93	730,19	724,10
Sonstige	65,34	60,84	60,39	58,82
Kraftstoffe	1.339,44	1.327,27	1.326,06	1.321,80
<i>Summe</i>	<i>4.371,92</i>	<i>4.317,28</i>	<i>4.311,81</i>	<i>4.292,69</i>

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 8: Verbrauchte absolute Energieträgermengen in PJ in der langen Frist

Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2020				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>Baseline-Szenario</b>				
Strom	590,41	584,79	581,98	575,23
Gas	1.032,34	1.000,17	984,09	945,50
leichtes Heizöl	596,09	570,58	557,83	527,23
Fernwärme	896,53	864,99	849,23	811,39
Sonstige	79,38	71,23	67,15	57,36
Kraftstoffe	1.422,65	1.386,75	1.368,79	1.325,71
<i>Summe</i>	<i>4.617,39</i>	<i>4.478,51</i>	<i>4.409,07</i>	<i>4.242,41</i>
<b>Schock-Szenario</b>				
Strom	592,80	587,18	584,37	577,63
Gas	1.098,90	1.066,74	1.050,66	1.012,07
leichtes Heizöl	656,02	630,52	617,77	587,16
Fernwärme	921,51	889,97	874,21	836,37
Sonstige	90,70	82,55	78,47	68,68
Kraftstoffe	1.512,45	1.476,55	1.458,59	1.415,51
<i>Summe</i>	<i>4.872,39</i>	<i>4.733,51</i>	<i>4.664,07</i>	<i>4.497,41</i>
<b>Hochpreis-Szenario</b>				
Strom	583,21	577,59	574,78	568,04
Gas	832,63	800,47	784,39	745,79
leichtes Heizöl	416,29	390,78	378,03	347,43
Fernwärme	821,58	790,05	774,28	736,44
Sonstige	45,42	37,27	33,19	23,40
Kraftstoffe	1.153,26	1.117,35	1.099,40	1.056,31
<i>Summe</i>	<i>3.852,39</i>	<i>3.713,50</i>	<i>3.644,06</i>	<i>3.477,40</i>
<b>Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien in 2030</b>				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>Baseline-Szenario</b>				
Strom	620,76	614,85	608,94	597,12
Gas	1.115,11	1.080,37	1.045,63	976,15
leichtes Heizöl	603,09	577,29	551,48	499,88
Fernwärme	1.042,18	1.005,52	968,87	895,55
Sonstige	92,28	82,80	73,31	54,35
Kraftstoffe	1.583,24	1.543,28	1.503,32	1.423,41
<i>Summe</i>	<i>5.056,66</i>	<i>4.904,11</i>	<i>4.751,56</i>	<i>4.446,46</i>
<b>Schock-Szenario</b>				
Strom	623,28	617,37	611,46	599,64
Gas	1.187,02	1.152,28	1.117,54	1.048,06
leichtes Heizöl	663,73	637,92	612,12	560,52
Fernwärme	1.071,22	1.034,56	997,91	924,59
Sonstige	105,44	95,96	86,47	67,51
Kraftstoffe	1.683,17	1.643,21	1.603,26	1.523,34
<i>Summe</i>	<i>5.333,86</i>	<i>5.181,31</i>	<i>5.028,76</i>	<i>4.723,66</i>
<b>Hochpreis-Szenario</b>				
Strom	610,68	604,77	598,86	587,04
Gas	827,48	792,74	758,00	688,52
leichtes Heizöl	360,54	334,74	308,93	257,33
Fernwärme	926,02	889,36	852,70	779,39
Sonstige	39,64	30,16	20,68	1,71
Kraftstoffe	1.183,50	1.143,54	1.103,58	1.023,67
<i>Summe</i>	<i>3.947,86</i>	<i>3.795,31</i>	<i>3.642,75</i>	<i>3.337,65</i>

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 9: Anteile einzelner Energieträgermengen an Haushaltsenergie in der kurzen Frist

Ausgangssituation im Jahr 2007				
Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>				
Strom	21,04%			
Gas	40,78%			
leichtes Heizöl	27,60%			
Fernwärme	7,30%			
Sonstige	3,28%			
Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2008				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
Baseline-Szenario				
Strom	22,04%	22,29%	22,30%	22,31%
Gas	41,27%	41,41%	41,41%	41,45%
leichtes Heizöl	26,39%	26,24%	26,23%	26,21%
Fernwärme	7,42%	7,33%	7,33%	7,31%
Sonstige	2,88%	2,74%	2,73%	2,71%
Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2010				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
Baseline-Szenario				
Strom	22,00%	22,22%	22,24%	22,32%
Gas	41,25%	41,40%	41,42%	41,47%
leichtes Heizöl	26,28%	26,13%	26,12%	26,07%
Fernwärme	7,55%	7,46%	7,45%	7,42%
Sonstige	2,93%	2,78%	2,77%	2,72%
Schock-Szenario				
Strom	23,96%	24,22%	24,25%	24,34%
Gas	42,13%	42,31%	42,33%	42,39%
leichtes Heizöl	24,14%	23,95%	23,93%	23,87%
Fernwärme	7,65%	7,56%	7,55%	7,52%
Sonstige	2,13%	1,96%	1,94%	1,88%
Hochpreis-Szenario				
Strom	22,70%	22,93%	22,95%	23,04%
Gas	41,56%	41,72%	41,74%	41,80%
leichtes Heizöl	25,52%	25,36%	25,34%	25,29%
Fernwärme	7,58%	7,50%	7,49%	7,46%
Sonstige	2,65%	2,49%	2,48%	2,42%

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 10: Anteile einzelner Energieträgermengen an Haushaltsenergie in der langen Frist

Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2020				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>Baseline-Szenario</b>				
Strom	23,41%	23,94%	24,22%	24,92%
Gas	40,93%	40,94%	40,95%	40,96%
leichtes Heizöl	23,63%	23,36%	23,21%	22,84%
Fernwärme	8,89%	8,85%	8,83%	8,79%
Sonstige	3,15%	2,92%	2,79%	2,48%
<b>Schock-Szenario</b>				
Strom	22,21%	22,68%	22,92%	23,53%
Gas	41,18%	41,20%	41,21%	41,23%
leichtes Heizöl	24,58%	24,35%	24,23%	23,92%
Fernwärme	8,63%	8,59%	8,57%	8,52%
Sonstige	3,40%	3,19%	3,08%	2,80%
<b>Hochpreis-Szenario</b>				
Strom	28,00%	28,83%	29,27%	30,40%
Gas	39,97%	39,95%	39,94%	39,91%
leichtes Heizöl	19,99%	19,50%	19,25%	18,59%
Fernwärme	9,86%	9,86%	9,86%	9,85%
Sonstige	2,18%	1,86%	1,69%	1,25%
Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2030				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>Baseline-Szenario</b>				
Strom	23,06%	23,59%	24,15%	25,39%
Gas	41,43%	41,45%	41,47%	41,51%
leichtes Heizöl	22,40%	22,15%	21,87%	21,26%
Fernwärme	9,68%	9,64%	9,61%	9,52%
Sonstige	3,43%	3,18%	2,91%	2,31%
<b>Schock-Szenario</b>				
Strom	21,89%	22,35%	22,84%	23,92%
Gas	41,69%	41,72%	41,74%	41,81%
leichtes Heizöl	23,31%	23,10%	22,87%	22,36%
Fernwärme	9,41%	9,36%	9,32%	9,22%
Sonstige	3,70%	3,47%	3,23%	2,69%
<b>Hochpreis-Szenario</b>				
Strom	29,50%	30,47%	31,52%	33,94%
Gas	39,98%	39,94%	39,90%	39,81%
leichtes Heizöl	17,42%	16,87%	16,26%	14,88%
Fernwärme	11,18%	11,20%	11,22%	11,27%
Sonstige	1,92%	1,52%	1,09%	0,10%

Quelle: Eigene Berechnungen.



Tabelle 11: Anteile einzelner Energieträgermengen an der Gesamthaushaltsenergiemenge in der kurzen Frist

Ausgangssituation im Jahr 2007				
Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>				
Strom	13,69%			
Gas	26,54%			
leichtes Heizöl	17,96%			
Fernwärme	4,75%			
Sonstige	2,13%			
Kraftstoffe	34,93%			
Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2008				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
Baseline-Szenario				
Strom	14,33%	14,48%	14,48%	14,49%
Gas	26,83%	26,90%	26,90%	26,93%
leichtes Heizöl	17,16%	17,04%	17,04%	17,02%
Fernwärme	4,82%	4,76%	4,76%	4,75%
Sonstige	1,87%	1,78%	1,77%	1,76%
Kraftstoffe	34,99%	35,04%	35,05%	35,04%
Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2010				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
Baseline-Szenario				
Strom	14,26%	14,39%	14,40%	14,45%
Gas	26,73%	26,81%	26,81%	26,84%
leichtes Heizöl	17,03%	16,92%	16,91%	16,87%
Fernwärme	4,89%	4,83%	4,83%	4,80%
Sonstige	1,90%	1,80%	1,79%	1,76%
Kraftstoffe	35,19%	35,25%	35,26%	35,28%
Schock-Szenario				
Strom	15,55%	15,70%	15,72%	15,77%
Gas	27,34%	27,43%	27,44%	27,47%
leichtes Heizöl	15,66%	15,53%	15,52%	15,47%
Fernwärme	4,97%	4,90%	4,89%	4,87%
Sonstige	1,38%	1,27%	1,26%	1,22%
Kraftstoffe	35,10%	35,17%	35,18%	35,20%
Hochpreis-Szenario				
Strom	14,72%	14,85%	14,87%	14,91%
Gas	26,95%	27,03%	27,03%	27,06%
leichtes Heizöl	16,55%	16,43%	16,42%	16,37%
Fernwärme	4,92%	4,86%	4,85%	4,83%
Sonstige	1,72%	1,61%	1,60%	1,57%
Kraftstoffe	35,16%	35,22%	35,23%	35,25%

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 12: Anteile einzelner Energieträgermengen an der Gesamthaushaltsenergiemenge in der langen Frist

Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2020				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>Baseline-Szenario</b>				
Strom	14,97%	15,27%	15,43%	15,83%
Gas	26,17%	26,12%	26,09%	26,02%
leichtes Heizöl	15,11%	14,90%	14,79%	14,51%
Fernwärme	5,68%	5,65%	5,63%	5,58%
Sonstige	2,01%	1,86%	1,78%	1,58%
Kraftstoffe	36,06%	36,21%	36,29%	36,48%
<b>Schock-Szenario</b>				
Strom	14,18%	14,44%	14,58%	14,93%
Gas	26,28%	26,24%	26,21%	26,15%
leichtes Heizöl	15,69%	15,51%	15,41%	15,17%
Fernwärme	5,51%	5,47%	5,45%	5,40%
Sonstige	2,17%	2,03%	1,96%	1,77%
Kraftstoffe	36,17%	36,31%	36,39%	36,58%
<b>Hochpreis-Szenario</b>				
Strom	18,02%	18,51%	18,76%	19,42%
Gas	25,73%	25,65%	25,61%	25,50%
leichtes Heizöl	12,86%	12,52%	12,34%	11,88%
Fernwärme	6,35%	6,33%	6,32%	6,29%
Sonstige	1,40%	1,19%	1,08%	0,80%
Kraftstoffe	35,64%	35,80%	35,89%	36,11%
Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2030				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>Baseline-Szenario</b>				
Strom	14,52%	14,82%	15,13%	15,82%
Gas	26,08%	26,03%	25,98%	25,86%
leichtes Heizöl	14,11%	13,91%	13,70%	13,24%
Fernwärme	6,09%	6,06%	6,02%	5,93%
Sonstige	2,16%	2,00%	1,82%	1,44%
Kraftstoffe	37,03%	37,19%	37,35%	37,71%
<b>Schock-Szenario</b>				
Strom	13,76%	14,01%	14,29%	14,88%
Gas	26,20%	26,16%	26,11%	26,01%
leichtes Heizöl	14,65%	14,48%	14,30%	13,91%
Fernwärme	5,91%	5,87%	5,83%	5,74%
Sonstige	2,33%	2,18%	2,02%	1,67%
Kraftstoffe	37,15%	37,30%	37,46%	37,80%
<b>Hochpreis-Szenario</b>				
Strom	18,77%	19,33%	19,94%	21,32%
Gas	25,43%	25,34%	25,24%	25,01%
leichtes Heizöl	11,08%	10,70%	10,29%	9,35%
Fernwärme	7,12%	7,11%	7,10%	7,08%
Sonstige	1,22%	0,96%	0,69%	0,06%
Kraftstoffe	36,38%	36,55%	36,75%	37,18%

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle13: Anteilsdifferenzen in Relation zur Haushaltsenergiemenge in Bezug auf 2007

$\Delta$ Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2008				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>Baseline-Szenario</b>				
Strom	1,00%	1,25%	1,26%	1,27%
Gas	0,49%	0,62%	0,63%	0,67%
leichtes Heizöl	-1,21%	-1,37%	-1,37%	-1,40%
Fernwärme	0,12%	0,03%	0,03%	0,02%
Sonstige	-0,40%	-0,54%	-0,55%	-0,56%
$\Delta$ Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2010				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>Baseline-Szenario</b>				
Strom	0,97%	1,18%	1,20%	1,28%
Gas	0,46%	0,62%	0,63%	0,69%
leichtes Heizöl	-1,33%	-1,47%	-1,49%	-1,54%
Fernwärme	0,25%	0,17%	0,16%	0,13%
Sonstige	-0,35%	-0,49%	-0,51%	-0,56%
<b>Schock-Szenario</b>				
Strom	2,92%	3,18%	3,21%	3,30%
Gas	1,34%	1,52%	1,54%	1,61%
leichtes Heizöl	-3,47%	-3,65%	-3,67%	-3,74%
Fernwärme	0,36%	0,26%	0,25%	0,22%
Sonstige	-1,15%	-1,32%	-1,33%	-1,39%
<b>Hochpreis-Szenario</b>				
Strom	1,66%	1,89%	1,91%	2,00%
Gas	0,77%	0,94%	0,95%	1,01%
leichtes Heizöl	-2,09%	-2,24%	-2,26%	-2,32%
Fernwärme	0,29%	0,20%	0,19%	0,16%
Sonstige	-0,63%	-0,78%	-0,80%	-0,85%
$\Delta$ Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2020				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>Baseline-Szenario</b>				
Strom	2,37%	2,90%	3,18%	3,88%
Gas	0,14%	0,16%	0,16%	0,18%
leichtes Heizöl	-3,97%	-4,25%	-4,39%	-4,76%
Fernwärme	1,59%	1,56%	1,54%	1,49%
Sonstige	-0,13%	-0,36%	-0,48%	-0,79%
<b>Schock-Szenario</b>				
Strom	1,17%	1,64%	1,88%	2,49%
Gas	0,39%	0,41%	0,42%	0,45%
leichtes Heizöl	-3,02%	-3,26%	-3,38%	-3,68%
Fernwärme	1,34%	1,30%	1,28%	1,22%
Sonstige	0,12%	-0,09%	-0,20%	-0,48%
<b>Hochpreis-Szenario</b>				
Strom	6,96%	7,79%	8,23%	9,36%
Gas	-0,81%	-0,83%	-0,84%	-0,88%
leichtes Heizöl	-7,62%	-8,10%	-8,36%	-9,01%
Fernwärme	2,57%	2,56%	2,56%	2,56%
Sonstige	-1,10%	-1,42%	-1,59%	-2,02%
$\Delta$ Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2030				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>Baseline-Szenario</b>				
Strom	2,02%	2,55%	2,11%	4,36%
Gas	0,64%	0,66%	0,20%	0,73%
leichtes Heizöl	-5,20%	-5,46%	-4,52%	-6,35%
Fernwärme	2,38%	2,35%	2,19%	2,23%
Sonstige	0,15%	-0,10%	0,03%	-0,97%
<b>Schock-Szenario</b>				
Strom	0,85%	1,31%	1,80%	2,88%
Gas	0,91%	0,93%	0,96%	1,02%
leichtes Heizöl	-4,29%	-4,51%	-4,74%	-5,25%
Fernwärme	2,11%	2,07%	2,02%	1,93%
Sonstige	0,43%	0,20%	-0,05%	-0,58%
<b>Hochpreis-Szenario</b>				
Strom	8,46%	9,43%	10,49%	12,90%
Gas	-0,81%	-0,84%	-0,88%	-0,97%
leichtes Heizöl	-10,19%	-10,74%	-11,34%	-12,73%
Fernwärme	3,89%	3,91%	3,93%	3,97%
Sonstige	-1,36%	-1,76%	-2,19%	-3,18%

Quelle: Eigene Berechnungen.

## Anhang zu Kapitel 2.5.5

Tabelle14: CO<sub>2</sub>-Jahresemissionsmenge [in 1.000 t] nach Energieträgern in der kurzen Frist

Ausgangssituation im Jahr 2007				
Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>				
CO <sub>2</sub> -Strom	92.053,47			
CO <sub>2</sub> -Gas	60.870,17			
CO <sub>2</sub> -leichtes Heizöl	54.525,34			
CO <sub>2</sub> -Fernwärme	16.851,19			
CO <sub>2</sub> -Sonstige	9.038,94			
CO <sub>2</sub> -Kraftstoffe	99.161,97			
<i>Summe</i>	<i>332.501,09</i>			
Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2008				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
CO <sub>2</sub> -Strom	91.967,21	91.801,26	91.795,95	91.776,37
CO <sub>2</sub> -Gas	58.638,00	58.179,33	58.164,65	58.164,65
CO <sub>2</sub> -leichtes Heizöl	49.625,46	48.786,72	48.759,88	48.660,92
CO <sub>2</sub> -Fernwärme	16.307,20	15.938,63	15.926,84	15.883,34
CO <sub>2</sub> -Sonstige	7.558,65	7.103,15	7.088,57	7.034,83
CO <sub>2</sub> -Kraftstoffe	94.642,16	93.811,19	93.784,59	93.686,54
<i>Summe</i>	<i>318.738,67</i>	<i>315.620,28</i>	<i>315.520,49</i>	<i>315.206,65</i>
Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2010				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
Baseline-Szenario				
CO <sub>2</sub> -Strom	92.158,55	91.992,26	91.975,63	91.917,42
CO <sub>2</sub> -Gas	58.925,78	58.464,86	58.418,76	58.257,44
CO <sub>2</sub> -leichtes Heizöl	49.678,89	48.839,25	48.755,29	48.461,41
CO <sub>2</sub> -Fernwärme	16.683,63	16.306,56	16.268,85	16.136,87
CO <sub>2</sub> -Sonstige	7.733,13	7.267,12	7.220,52	7.057,41
CO <sub>2</sub> -Kraftstoffe	95.992,27	95.149,45	95.065,17	94.770,18
<i>Summe</i>	<i>321.172,25</i>	<i>318.019,49</i>	<i>317.704,21</i>	<i>316.600,74</i>
Schock-Szenario				
CO <sub>2</sub> -Strom	91.874,79	91.708,49	91.691,87	91.633,66
CO <sub>2</sub> -Gas	55.109,58	54.648,66	54.602,57	54.441,25
CO <sub>2</sub> -leichtes Heizöl	41.786,03	40.946,39	40.862,43	40.568,55
CO <sub>2</sub> -Fernwärme	15.488,71	15.111,63	15.073,93	14.941,95
CO <sub>2</sub> -Sonstige	5.146,68	4.680,67	4.634,07	4.470,96
CO <sub>2</sub> -Kraftstoffe	87.560,65	86.717,83	86.633,55	86.338,56
<i>Summe</i>	<i>296.966,44</i>	<i>293.813,68</i>	<i>293.498,40</i>	<i>292.394,93</i>
Hochpreis-Szenario				
CO <sub>2</sub> -Strom	92.052,14	91.885,85	91.869,22	91.811,02
CO <sub>2</sub> -Gas	57.494,70	57.033,78	56.987,69	56.826,37
CO <sub>2</sub> -leichtes Heizöl	46.719,07	45.879,43	45.795,46	45.501,59
CO <sub>2</sub> -Fernwärme	16.235,54	15.858,46	15.820,75	15.688,78
CO <sub>2</sub> -Sonstige	6.763,21	6.297,20	6.250,60	6.087,50
CO <sub>2</sub> -Kraftstoffe	92.830,42	91.987,59	91.903,31	91.608,32
<i>Summe</i>	<i>312.095,08</i>	<i>308.942,31</i>	<i>308.627,04</i>	<i>307.523,57</i>

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 15: CO<sub>2</sub>-Jahreemissionsmenge [in 1.000 t] nach Energieträgern in der langen Frist

Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2020				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>Baseline-Szenario</b>				
CO <sub>2</sub> -Strom	96.925,21	96.002,39	95.540,98	94.433,61
CO <sub>2</sub> -Gas	57.810,82	56.009,79	55.109,28	52.948,05
CO <sub>2</sub> -leichtes Heizöl	44.176,64	42.286,59	41.341,58	39.073,52
CO <sub>2</sub> -Fernwärme	19.424,76	18.741,52	18.399,91	17.580,03
CO <sub>2</sub> -Sonstige	8.216,22	7.371,84	6.949,65	5.936,40
CO <sub>2</sub> -Kraftstoffe	98.597,75	96.109,32	94.865,12	91.879,01
<i>Summe</i>	<i>325.151,39</i>	<i>316.521,46</i>	<i>312.206,52</i>	<i>301.850,62</i>
<b>Schock-Szenario</b>				
CO <sub>2</sub> -Strom	97.318,87	96.396,06	95.934,65	94.827,28
CO <sub>2</sub> -Gas	61.538,70	59.737,68	58.837,17	56.675,94
CO <sub>2</sub> -leichtes Heizöl	48.618,38	46.728,34	45.783,32	43.515,26
CO <sub>2</sub> -Fernwärme	19.966,03	19.282,80	18.941,18	18.121,31
CO <sub>2</sub> -Sonstige	9.387,83	8.543,45	8.121,27	7.108,01
CO <sub>2</sub> -Kraftstoffe	104.821,30	102.332,87	101.088,67	98.102,56
<i>Summe</i>	<i>341.651,12</i>	<i>333.021,21</i>	<i>328.706,25</i>	<i>318.350,36</i>
<b>Hochpreis-Szenario</b>				
CO <sub>2</sub> -Strom	95.744,21	94.821,39	94.359,99	93.252,62
CO <sub>2</sub> -Gas	46.627,15	44.826,12	43.925,61	41.764,38
CO <sub>2</sub> -leichtes Heizöl	30.851,42	28.961,37	28.016,35	25.748,30
CO <sub>2</sub> -Fernwärme	17.800,92	17.117,69	16.776,07	15.956,20
CO <sub>2</sub> -Sonstige	4.701,38	3.857,00	3.434,81	2.421,56
CO <sub>2</sub> -Kraftstoffe	79.927,10	77.438,68	76.194,47	73.208,36
<i>Summe</i>	<i>275.652,18</i>	<i>267.022,26</i>	<i>262.707,31</i>	<i>252.351,41</i>
<b>Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien in 2030</b>				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>Baseline-Szenario</b>				
CO <sub>2</sub> -Strom	101.908,41	100.938,15	99.967,90	98.027,39
CO <sub>2</sub> -Gas	62.446,27	60.500,83	58.555,39	54.664,52
CO <sub>2</sub> -leichtes Heizöl	44.695,65	42.783,40	40.871,15	37.046,66
CO <sub>2</sub> -Fernwärme	22.580,58	21.786,34	20.992,11	19.403,64
CO <sub>2</sub> -Sonstige	9.551,06	8.569,50	7.587,94	5.624,82
CO <sub>2</sub> -Kraftstoffe	109.727,24	106.957,93	104.188,62	98.650,00
<i>Summe</i>	<i>350.909,19</i>	<i>341.536,15</i>	<i>332.163,12</i>	<i>313.417,03</i>
<b>Schock-Szenario</b>				
CO <sub>2</sub> -Strom	102.322,31	101.352,06	100.381,80	98.441,29
CO <sub>2</sub> -Gas	66.473,07	64.527,63	62.582,19	58.691,32
CO <sub>2</sub> -leichtes Heizöl	49.189,57	47.277,32	45.365,08	41.540,58
CO <sub>2</sub> -Fernwärme	23.209,79	22.415,56	21.621,33	20.032,86
CO <sub>2</sub> -Sonstige	10.913,01	9.931,46	8.949,90	6.986,78
CO <sub>2</sub> -Kraftstoffe	116.653,29	113.883,97	111.114,67	105.576,05
<i>Summe</i>	<i>368.761,04</i>	<i>359.388,00</i>	<i>350.014,97</i>	<i>331.268,89</i>
<b>Hochpreis-Szenario</b>				
CO <sub>2</sub> -Strom	100.252,78	99.282,52	98.312,27	96.371,76
CO <sub>2</sub> -Gas	46.339,06	44.393,62	42.448,18	38.557,31
CO <sub>2</sub> -leichtes Heizöl	26.719,95	24.807,70	22.895,45	19.070,96
CO <sub>2</sub> -Fernwärme	20.063,71	19.269,48	18.475,25	16.886,78
CO <sub>2</sub> -Sonstige	4.103,22	3.121,67	2.140,11	176,99
CO <sub>2</sub> -Kraftstoffe	82.023,03	79.253,73	76.484,42	70.945,80
<i>Summe</i>	<i>279.501,75</i>	<i>270.128,72</i>	<i>260.755,67</i>	<i>242.009,60</i>

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 16: CO<sub>2</sub>-Emissionsanteile in Bezug auf Haushaltsenergie-Emissionen in der kurzen Frist

Ausgangssituation im Jahr 2007				
Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>				
Strom	39,45%			
Gas	26,09%			
leichtes Heizöl	23,37%			
Fernwärme	7,22%			
Sonstige	3,87%			
Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2008				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
Strom	41,04%	41,39%	41,40%	41,43%
Gas	26,17%	26,23%	26,23%	26,26%
leichtes Heizöl	22,14%	21,99%	21,99%	21,97%
Fernwärme	7,28%	7,19%	7,18%	7,17%
Sonstige	3,37%	3,20%	3,20%	3,18%
Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2010				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
Baseline-Szenario				
Strom	40,93%	41,28%	41,31%	41,44%
Gas	26,17%	26,23%	26,24%	26,26%
leichtes Heizöl	22,06%	21,91%	21,90%	21,85%
Fernwärme	7,41%	7,32%	7,31%	7,27%
Sonstige	3,43%	3,26%	3,24%	3,18%
Schock-Szenario				
Strom	43,87%	44,28%	44,32%	44,47%
Gas	26,32%	26,39%	26,40%	26,42%
leichtes Heizöl	19,95%	19,77%	19,75%	19,69%
Fernwärme	7,40%	7,30%	7,29%	7,25%
Sonstige	2,46%	2,26%	2,24%	2,17%
Hochpreis-Szenario				
Strom	41,98%	42,35%	42,39%	42,52%
Gas	26,22%	26,29%	26,30%	26,32%
leichtes Heizöl	21,31%	21,15%	21,13%	21,07%
Fernwärme	7,40%	7,31%	7,30%	7,27%
Sonstige	3,08%	2,90%	2,88%	2,82%

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 17: CO<sub>2</sub>-Emissionsanteile in Bezug auf Haushaltsenergie-Emissionen in der langen Frist

Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2020				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>Baseline-Szenario</b>				
Strom	42,78%	43,56%	43,96%	44,97%
Gas	25,52%	25,41%	25,36%	25,22%
leichtes Heizöl	19,50%	19,19%	19,02%	18,61%
Fernwärme	8,57%	8,50%	8,47%	8,37%
Sonstige	3,63%	3,34%	3,20%	2,83%
<b>Schock-Szenario</b>				
Strom	41,09%	41,79%	42,15%	43,05%
Gas	25,98%	25,90%	25,85%	25,73%
leichtes Heizöl	20,53%	20,26%	20,11%	19,76%
Fernwärme	8,43%	8,36%	8,32%	8,23%
Sonstige	3,96%	3,70%	3,57%	3,23%
<b>Hochpreis-Szenario</b>				
Strom	48,92%	50,02%	50,59%	52,05%
Gas	23,82%	23,64%	23,55%	23,31%
leichtes Heizöl	15,76%	15,28%	15,02%	14,37%
Fernwärme	9,09%	9,03%	8,99%	8,91%
Sonstige	2,40%	2,03%	1,84%	1,35%
Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2030				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>Baseline-Szenario</b>				
Strom	42,25%	43,03%	43,85%	45,64%
Gas	25,89%	25,79%	25,69%	25,45%
leichtes Heizöl	18,53%	18,24%	17,93%	17,25%
Fernwärme	9,36%	9,29%	9,21%	9,03%
Sonstige	3,96%	3,65%	3,33%	2,62%
<b>Schock-Szenario</b>				
Strom	40,59%	41,28%	42,02%	43,62%
Gas	26,37%	26,28%	26,20%	26,00%
leichtes Heizöl	19,51%	19,26%	18,99%	18,41%
Fernwärme	9,21%	9,13%	9,05%	8,88%
Sonstige	4,33%	4,05%	3,75%	3,10%
<b>Hochpreis-Szenario</b>				
Strom	50,77%	52,01%	53,35%	56,34%
Gas	23,47%	23,26%	23,04%	22,54%
leichtes Heizöl	13,53%	13,00%	12,42%	11,15%
Fernwärme	10,16%	10,10%	10,03%	9,87%
Sonstige	2,08%	1,64%	1,16%	0,10%

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 18: CO<sub>2</sub>-Emissionsanteile in Bezug auf die Gesamtemissionen des Haushaltssektors in der kurzen Frist

Ausgangssituation im Jahr 2007				
Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>				
Strom	27,69%			
Gas	18,31%			
leichtes Heizöl	16,40%			
Fernwärme	5,07%			
Sonstige	2,72%			
Kraftstoffe	29,82%			
Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2008				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
Strom	28,85%	29,09%	29,09%	29,12%
Gas	18,40%	18,43%	18,43%	18,45%
leichtes Heizöl	15,57%	15,46%	15,45%	15,44%
Fernwärme	5,12%	5,05%	5,05%	5,04%
Sonstige	2,37%	2,25%	2,25%	2,23%
Kraftstoffe	29,69%	29,72%	29,72%	29,72%
Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2010				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
Baseline-Szenario				
Strom	28,69%	28,93%	28,95%	29,03%
Gas	18,35%	18,38%	18,39%	18,40%
leichtes Heizöl	15,47%	15,36%	15,35%	15,31%
Fernwärme	5,19%	5,13%	5,12%	5,10%
Sonstige	2,41%	2,29%	2,27%	2,23%
Kraftstoffe	29,89%	29,92%	29,92%	29,93%
Schock-Szenario				
Strom	30,94%	31,21%	31,24%	31,34%
Gas	18,56%	18,60%	18,60%	18,62%
leichtes Heizöl	14,07%	13,94%	13,92%	13,87%
Fernwärme	5,22%	5,14%	5,14%	5,11%
Sonstige	1,73%	1,59%	1,58%	1,53%
Kraftstoffe	29,49%	29,51%	29,52%	29,53%
Hochpreis-Szenario				
Strom	29,49%	29,74%	29,77%	29,85%
Gas	18,42%	18,46%	18,46%	18,48%
leichtes Heizöl	14,97%	14,85%	14,84%	14,80%
Fernwärme	5,20%	5,13%	5,13%	5,10%
Sonstige	2,17%	2,04%	2,03%	1,98%
Kraftstoffe	29,74%	29,78%	29,78%	29,79%

Quelle: Eigene Berechnungen.



Tabelle 19: CO<sub>2</sub>-Emissionsanteile in Bezug auf die Gesamtenergieemissionen des Haushaltssektors in der langen Frist

Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2020				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>Baseline-Szenario</b>				
Strom	29,81%	30,33%	30,60%	31,28%
Gas	17,78%	17,70%	17,65%	17,54%
leichtes Heizöl	13,59%	13,36%	13,24%	12,94%
Fernwärme	5,97%	5,92%	5,89%	5,82%
Sonstige	2,53%	2,33%	2,23%	1,97%
Kraftstoffe	30,32%	30,36%	30,39%	30,44%
<b>Schock-Szenario</b>				
Strom	28,48%	28,95%	29,19%	29,79%
Gas	18,01%	17,94%	17,90%	17,80%
leichtes Heizöl	14,23%	14,03%	13,93%	13,67%
Fernwärme	5,84%	5,79%	5,76%	5,69%
Sonstige	2,75%	2,57%	2,47%	2,23%
Kraftstoffe	30,68%	30,73%	30,75%	30,82%
<b>Hochpreis-Szenario</b>				
Strom	34,73%	35,51%	35,92%	36,95%
Gas	16,92%	16,79%	16,72%	16,55%
leichtes Heizöl	11,19%	10,85%	10,66%	10,20%
Fernwärme	6,46%	6,41%	6,39%	6,32%
Sonstige	1,71%	1,44%	1,31%	0,96%
Kraftstoffe	29,00%	29,00%	29,00%	29,01%
Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2030				
	Rohölpreisszenario ohne CO <sub>2</sub>	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>Baseline-Szenario</b>				
Strom	29,04%	29,55%	30,10%	31,28%
Gas	17,80%	17,71%	17,63%	17,44%
leichtes Heizöl	12,74%	12,53%	12,30%	11,82%
Fernwärme	6,43%	6,38%	6,32%	6,19%
Sonstige	2,72%	2,51%	2,28%	1,79%
Kraftstoffe	31,27%	31,32%	31,37%	31,48%
<b>Schock-Szenario</b>				
Strom	27,75%	28,20%	28,68%	29,72%
Gas	18,03%	17,95%	17,88%	17,72%
leichtes Heizöl	13,34%	13,15%	12,96%	12,54%
Fernwärme	6,29%	6,24%	6,18%	6,05%
Sonstige	2,96%	2,76%	2,56%	2,11%
Kraftstoffe	31,63%	31,69%	31,75%	31,87%
<b>Hochpreis-Szenario</b>				
Strom	35,87%	36,75%	37,70%	39,82%
Gas	16,58%	16,43%	16,28%	15,93%
leichtes Heizöl	9,56%	9,18%	8,78%	7,88%
Fernwärme	7,18%	7,13%	7,09%	6,98%
Sonstige	1,47%	1,16%	0,82%	0,07%
Kraftstoffe	29,35%	29,34%	29,33%	29,32%

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 20: Eingesparte CO<sub>2</sub>-Jahreemissionsmengen gegenüber 2007 in der kurzen Frist in [1.000 t]

Energieträger	$\Delta$ CO <sub>2</sub> ohne Preise	CO <sub>2</sub> isoliertes $\Delta$ CO <sub>2</sub> (20 €/t CO <sub>2</sub> - Szenario)	Summe $\Delta$ CO <sub>2</sub> (Spalte 1 + 2)	isoliertes $\Delta$ CO <sub>2</sub> (40 €/t CO <sub>2</sub> - Szenario)	Summe $\Delta$ CO <sub>2</sub> (Spalte 1 + 4)	isoliertes $\Delta$ CO <sub>2</sub> (80 €/t CO <sub>2</sub> - Szenario)	Summe $\Delta$ CO <sub>2</sub> (Spalte 1 + 6)
<b>2008</b>							
Strom	86,26	165,95	252,21	171,26	257,52	190,84	277,10
Gas	2.232,18	458,67	2.690,85	473,35	2.705,52	473,35	2.705,52
Heizöl	4.899,88	838,74	5.738,62	865,58	5.765,46	964,55	5.864,43
Fernwärme	543,99	368,57	912,56	380,36	924,35	423,85	967,84
Sonstige	1.480,29	455,50	1.935,79	470,07	1.950,36	523,82	2.004,11
Kraftstoffe	4.519,82	830,97	5.350,79	857,56	5.377,38	955,62	5.475,43
<b>Summe</b>	<b>13.762,41</b>	<b>3.118,39</b>	<b>16.880,81</b>	<b>3.218,18</b>	<b>16.980,60</b>	<b>3.532,03</b>	<b>17.294,44</b>
<b>2010</b>							
<b>Baseline-Szenario</b>							
Strom	-105,08	166,29	61,21	182,92	77,84	241,13	136,05
Gas	1.944,40	460,92	2.405,32	507,01	2.451,41	668,34	2.612,73
Heizöl	4.846,45	839,64	5.686,10	923,60	5.770,06	1.217,48	6.063,93
Fernwärme	167,56	377,08	544,63	414,78	582,34	546,76	714,31
Sonstige	1.305,81	466,01	1.771,82	512,61	1.818,42	675,72	1.981,52
Kraftstoffe	3.169,70	842,82	4.012,53	927,11	4.096,81	1.222,09	4.391,80
<b>Summe</b>	<b>11.328,83</b>	<b>3.152,77</b>	<b>14.481,60</b>	<b>3.468,04</b>	<b>14.796,87</b>	<b>4.571,51</b>	<b>15.900,35</b>
<b>Schock-Szenario</b>							
Strom	178,68	166,29	344,98	182,92	361,61	241,12	419,81
Gas	5.760,59	460,92	6.221,52	507,01	6.267,61	668,34	6.428,93
Heizöl	12.739,31	839,64	13.578,95	923,60	13.662,92	1.217,48	13.956,79
Fernwärme	1.362,48	377,08	1.739,55	414,78	1.777,26	546,76	1.909,24
Sonstige	3.892,25	466,01	4.358,27	512,61	4.404,87	675,72	4.567,97
Kraftstoffe	11.601,32	842,82	12.444,15	927,10	12.528,43	1.222,09	12.823,42
<b>Summe</b>	<b>35.534,65</b>	<b>3.152,76</b>	<b>38.687,41</b>	<b>3.468,04</b>	<b>39.002,69</b>	<b>4.571,51</b>	<b>40.106,15</b>
<b>Hochpreis-Szenario</b>							
Strom	1,33	166,29	167,63	182,92	184,25	241,12	242,45
Gas	3.375,47	460,92	3.836,39	507,01	3.882,48	668,34	4.043,81
Heizöl	7.806,28	839,64	8.645,92	923,60	8.729,88	1.217,47	9.023,75
Fernwärme	615,65	377,08	992,73	414,78	1.030,43	546,76	1.162,41
Sonstige	2.275,72	466,01	2.741,74	512,61	2.788,34	675,72	2.951,44
Kraftstoffe	6.331,56	842,82	7.174,38	927,11	7.258,66	1.222,10	7.553,65
<b>Summe</b>	<b>20.406,01</b>	<b>3.152,77</b>	<b>23.558,78</b>	<b>3.468,04</b>	<b>23.874,05</b>	<b>4.571,51</b>	<b>24.977,52</b>

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 21: Eingesparte CO<sub>2</sub>-Jahreemissionsmengen gegenüber 2007 in der langen Frist in [1.000 t]

Energieträger	$\Delta$ CO <sub>2</sub> ohne Preise	CO <sub>2</sub> isoliertes $\Delta$ CO <sub>2</sub> (20 €/t CO <sub>2</sub> - Szenario)	Summe $\Delta$ CO <sub>2</sub> (Spalte 1 + 2)	isoliertes $\Delta$ CO <sub>2</sub> (40 €/t CO <sub>2</sub> - Szenario)	Summe $\Delta$ CO <sub>2</sub> (Spalte 1 + 4)	isoliertes $\Delta$ CO <sub>2</sub> (80 €/t CO <sub>2</sub> - Szenario)	Summe $\Delta$ CO <sub>2</sub> (Spalte 1 + 6)
<b>2020</b>							
<b>Baseline-Szenario</b>							
Strom	-4.871,74	922,82	-3.948,92	1.384,22	-3.487,51	2.491,59	-2.380,14
Gas	3.059,36	1.801,03	4.860,39	2.701,54	5.760,90	4.862,77	7.922,13
Heizöl	10.348,71	1.890,04	12.238,75	2.835,06	13.183,77	5.103,11	15.451,82
Fernwärme	-2.573,57	683,23	-1.890,34	1.024,85	-1.548,72	1.844,73	-728,84
Sonstige	822,72	844,38	1.667,10	1.266,57	2.089,28	2.279,82	3.102,54
Kraftstoffe	564,22	2.488,43	3.052,65	3.732,63	4.296,85	6.718,74	7.282,96
<b>Summe</b>	<b>7.349,70</b>	<b>8.629,92</b>	<b>15.979,62</b>	<b>12.944,87</b>	<b>20.294,57</b>	<b>23.300,76</b>	<b>30.650,46</b>
<b>Schock-Szenario</b>							
Strom	-5.265,40	922,81	-4.342,59	1.384,22	-3.881,18	2.491,59	-2.773,81
Gas	-668,53	1.801,03	1.132,50	2.701,54	2.033,01	4.862,77	4.194,24
Heizöl	5.906,96	1.890,04	7.797,01	2.835,07	8.742,03	5.103,12	11.010,08
Fernwärme	-3.114,85	683,23	-2.431,62	1.024,85	-2.090,00	1.844,73	-1.270,12
Sonstige	-348,90	844,38	495,48	1.266,57	917,67	2.279,82	1.930,92
Kraftstoffe	-5.659,33	2.488,42	-3.170,90	3.732,63	-1.926,70	6.718,74	1.059,41
<b>Summe</b>	<b>-9.150,03</b>	<b>8.629,91</b>	<b>-520,12</b>	<b>12.944,86</b>	<b>3.794,83</b>	<b>23.300,76</b>	<b>14.150,72</b>
<b>Hochpreis-Szenario</b>							
Strom	-3.690,73	922,82	-2.767,92	1.384,22	-2.306,52	2.491,59	-1.199,15
Gas	14.243,02	1.801,03	16.044,05	2.701,54	16.944,56	4.862,77	19.105,79
Heizöl	23.673,93	1.890,04	25.563,97	2.835,07	26.508,99	5.103,12	28.777,04
Fernwärme	-949,74	683,23	-266,50	1.024,85	75,11	1.844,73	894,99
Sonstige	4.337,56	844,38	5.181,94	1.266,57	5.604,12	2.279,82	6.617,38
Kraftstoffe	19.234,87	2.488,42	21.723,29	3.732,64	22.967,51	6.718,75	25.953,61
<b>Summe</b>	<b>56.848,91</b>	<b>8.629,92</b>	<b>65.478,83</b>	<b>12.944,88</b>	<b>69.793,78</b>	<b>23.300,77</b>	<b>80.149,68</b>
<b>2030</b>							
<b>Baseline-Szenario</b>							
Strom	-9.854,94	970,25	-8.884,68	1.940,51	-7.914,43	3.881,02	-5.973,91
Gas	-1.576,09	1.945,44	369,35	3.890,87	2.314,78	7.781,75	6.205,66
Heizöl	9.829,70	1.912,25	11.741,95	3.824,49	13.654,19	7.648,99	17.478,69
Fernwärme	-5.729,39	794,23	-4.935,16	1.588,47	-4.140,92	3.176,93	-2.552,46
Sonstige	-512,12	981,56	469,44	1.963,12	1.451,00	3.926,23	3.414,11
Kraftstoffe	-10.565,27	2.769,31	-7.795,95	5.538,62	-5.026,65	11.077,24	511,97
<b>Summe</b>	<b>-18.408,11</b>	<b>9.373,05</b>	<b>-9.035,06</b>	<b>18.746,08</b>	<b>337,97</b>	<b>37.492,17</b>	<b>19.084,06</b>
<b>Schock-Szenario</b>							
Strom	-10.268,84	970,25	-9.298,59	1.940,51	-8.328,33	3.881,02	-6.387,82
Gas	-5.602,89	1.945,44	-3.657,45	3.890,87	-1.712,02	7.781,75	2.178,86
Heizöl	5.335,77	1.912,25	7.248,02	3.824,50	9.160,27	7.648,99	12.984,76
Fernwärme	-6.358,60	794,23	-5.564,37	1.588,46	-4.770,14	3.176,93	-3.181,67
Sonstige	-1.874,08	981,56	-892,52	1.963,12	89,04	3.926,23	2.052,15
Kraftstoffe	-17.491,31	2.769,31	-14.722,00	5.538,62	-11.952,70	11.077,24	-6.414,08
<b>Summe</b>	<b>-36.259,96</b>	<b>9.373,04</b>	<b>-26.886,91</b>	<b>18.746,08</b>	<b>-17.513,88</b>	<b>37.492,16</b>	<b>1.232,20</b>
<b>Hochpreis-Szenario</b>							
Strom	-8.199,31	970,25	-7.229,05	1.940,51	-6.258,80	3.881,02	-4.318,29
Gas	14.531,12	1.945,44	16.476,55	3.890,87	18.421,99	7.781,75	22.312,87
Heizöl	27.805,40	1.912,25	29.717,65	3.824,50	31.629,89	7.648,99	35.454,39
Fernwärme	-3.212,52	794,23	-2.418,29	1.588,46	-1.624,06	3.176,93	-35,59
Sonstige	4.935,71	981,56	5.917,27	1.963,12	6.898,83	3.926,23	8.861,95
Kraftstoffe	17.138,94	2.769,30	19.908,24	5.538,62	22.677,56	11.077,24	28.216,18
<b>Summe</b>	<b>52.999,34</b>	<b>9.373,03</b>	<b>62.372,37</b>	<b>18.746,08</b>	<b>71.745,41</b>	<b>37.492,15</b>	<b>90.491,49</b>

Quelle: Eigene Berechnungen.

## Berechnung der isolierten CO<sub>2</sub>-Ausgaben

Indem in den modellierten Szenarien für jeden Betrachtungszeitpunkt von den jeweiligen Gesamtausgaben für einen Energieträger die betreffenden Ausgaben ohne Einbeziehung der CO<sub>2</sub>-Kosten subtrahiert werden, können die isolierten CO<sub>2</sub>-Ausgaben in diesem Szenario für den betrachteten Energieträger nach folgender Formel ermittelt werden:

$$\Delta A_{s,t,i} = A_{s,t,i} - A_{s,t,i} \quad \forall i, s, t \wedge \text{CO}_2\text{-Preis} = 0 \text{ im Subtrahend.}$$

Die Notation der Variablen entsprechend der in Kapitel 2.4.5

Tabelle 22: CO<sub>2</sub>-Ausgabenanteile für Haushaltsenergie am Nettoeinkommen in der kurzen Frist

2008			
Dezile	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
1	0,60%	0,62%	0,69%
2	0,47%	0,49%	0,54%
3	0,41%	0,43%	0,47%
4	0,38%	0,39%	0,43%
5	0,35%	0,36%	0,40%
6	0,32%	0,33%	0,37%
7	0,30%	0,31%	0,34%
8	0,28%	0,29%	0,33%
9	0,25%	0,26%	0,29%
10	0,19%	0,20%	0,22%
<i>Durchschnitt</i>	<i>0,36%</i>	<i>0,37%</i>	<i>0,41%</i>
2010			
Baseline-Szenario			
Dezile	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
1	0,58%	0,64%	0,84%
2	0,46%	0,51%	0,66%
3	0,40%	0,44%	0,58%
4	0,37%	0,40%	0,53%
5	0,34%	0,37%	0,49%
6	0,32%	0,35%	0,45%
7	0,29%	0,32%	0,42%
8	0,28%	0,30%	0,40%
9	0,24%	0,27%	0,35%
10	0,19%	0,21%	0,27%
<i>Durchschnitt</i>	<i>0,35%</i>	<i>0,38%</i>	<i>0,50%</i>
Schock-Szenario			
Dezile	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
1	0,50%	0,55%	0,72%
2	0,39%	0,42%	0,55%
3	0,33%	0,37%	0,48%
4	0,30%	0,33%	0,44%
5	0,28%	0,31%	0,40%
6	0,26%	0,28%	0,37%
7	0,24%	0,26%	0,34%
8	0,22%	0,24%	0,32%
9	0,20%	0,22%	0,28%
10	0,15%	0,17%	0,22%
<i>Durchschnitt</i>	<i>0,29%</i>	<i>0,32%</i>	<i>0,41%</i>
Hochpreis-Szenario			
Dezile	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
1	0,55%	0,61%	0,79%
2	0,43%	0,48%	0,62%
3	0,38%	0,41%	0,54%
4	0,34%	0,38%	0,49%
5	0,32%	0,35%	0,45%
6	0,29%	0,32%	0,42%
7	0,27%	0,30%	0,39%
8	0,26%	0,28%	0,37%
9	0,23%	0,25%	0,33%
10	0,18%	0,19%	0,25%
<i>Durchschnitt</i>	<i>0,32%</i>	<i>0,36%</i>	<i>0,47%</i>

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 23: CO<sub>2</sub>-Ausgabenanteile für Haushaltsenergie am Nettoeinkommen in der langen Frist

2020			
Baseline-Szenario			
Dezile	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
1	0,40%	0,58%	0,98%
2	0,30%	0,43%	0,73%
3	0,25%	0,37%	0,62%
4	0,23%	0,33%	0,55%
5	0,21%	0,30%	0,50%
6	0,19%	0,27%	0,46%
7	0,17%	0,25%	0,42%
8	0,16%	0,23%	0,38%
9	0,14%	0,20%	0,34%
10	0,11%	0,15%	0,26%
<i>Durchschnitt</i>	<i>0,21%</i>	<i>0,31%</i>	<i>0,52%</i>
Schock-Szenario			
Dezile	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
1	0,44%	0,64%	1,09%
2	0,33%	0,49%	0,83%
3	0,29%	0,42%	0,71%
4	0,26%	0,38%	0,64%
5	0,24%	0,35%	0,59%
6	0,22%	0,32%	0,54%
7	0,20%	0,29%	0,49%
8	0,19%	0,27%	0,46%
9	0,16%	0,24%	0,41%
10	0,13%	0,19%	0,31%
<i>Durchschnitt</i>	<i>0,24%</i>	<i>0,36%</i>	<i>0,61%</i>
Hochpreis-Szenario			
Dezile	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
1	0,27%	0,40%	0,65%
2	0,18%	0,26%	0,42%
3	0,15%	0,21%	0,33%
4	0,13%	0,18%	0,28%
5	0,11%	0,16%	0,26%
6	0,10%	0,14%	0,22%
7	0,09%	0,13%	0,20%
8	0,07%	0,10%	0,15%
9	0,06%	0,09%	0,13%
10	0,05%	0,06%	0,09%
<i>Durchschnitt</i>	<i>0,12%</i>	<i>0,17%</i>	<i>0,27%</i>
2030			
Baseline-Szenario			
Dezile	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
1	0,38%	0,72%	1,29%
2	0,28%	0,53%	0,95%
3	0,24%	0,45%	0,80%
4	0,21%	0,40%	0,71%
5	0,19%	0,37%	0,65%
6	0,18%	0,33%	0,59%
7	0,16%	0,30%	0,54%
8	0,15%	0,28%	0,49%
9	0,13%	0,24%	0,43%
10	0,10%	0,19%	0,33%
<i>Durchschnitt</i>	<i>0,20%</i>	<i>0,38%</i>	<i>0,68%</i>
Schock-Szenario			
Dezile	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
1	0,42%	0,80%	1,45%
2	0,32%	0,61%	1,09%
3	0,27%	0,52%	0,93%
4	0,24%	0,47%	0,84%
5	0,22%	0,42%	0,76%
6	0,20%	0,39%	0,70%
7	0,19%	0,36%	0,64%
8	0,17%	0,33%	0,59%
9	0,15%	0,29%	0,52%
10	0,12%	0,23%	0,40%
<i>Durchschnitt</i>	<i>0,23%</i>	<i>0,44%</i>	<i>0,79%</i>
Hochpreis-Szenario			
Dezile	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
1	0,22%	0,40%	0,66%
2	0,14%	0,24%	0,36%
3	0,11%	0,18%	0,26%
4	0,09%	0,15%	0,21%
5	0,08%	0,14%	0,19%
6	0,07%	0,11%	0,14%
7	0,06%	0,10%	0,12%
8	0,04%	0,07%	0,06%
9	0,03%	0,05%	0,05%
10	0,02%	0,04%	0,02%
<i>Durchschnitt</i>	<i>0,09%</i>	<i>0,15%</i>	<i>0,21%</i>

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 24: Kumulierte CO<sub>2</sub>-Ausgaben pro Jahr nach Energieträgern in der kurzen Frist

Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2008			
	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
CO <sub>2</sub> -Strom	1.836.025.257,80	1.894.668.425,95	2.110.856.514,84
CO <sub>2</sub> -Gas	1.163.586.577,03	1.200.518.388,34	1.337.786.963,75
CO <sub>2</sub> -leichtes Heizöl	975.734.475,48	1.006.404.007,25	1.119.201.055,58
CO <sub>2</sub> -Fernwärme	318.772.592,47	328.729.888,20	365.316.921,86
CO <sub>2</sub> -Sonstige	142.063.002,45	146.308.177,60	161.800.997,16
<i>Zwischensumme</i>	<i>4.436.181.905,22</i>	<i>4.576.628.887,34</i>	<i>5.094.962.453,19</i>
CO <sub>2</sub> -Kraftstoffe	1.876.223.708,88	1.935.714.036,09	2.154.790.422,35
<i>Summe</i>	<i>6.312.405.614,11</i>	<i>6.512.342.923,43</i>	<i>7.249.752.875,54</i>
Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2010			
	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
Baseline-Szenario			
CO <sub>2</sub> -Strom	1.839.845.167,01	2.023.463.866,11	2.665.605.241,98
CO <sub>2</sub> -Gas	1.169.297.134,75	1.285.212.827,99	1.689.465.796,52
CO <sub>2</sub> -leichtes Heizöl	976.784.975,65	1.072.616.320,94	1.405.380.984,41
CO <sub>2</sub> -Fernwärme	326.131.118,91	357.914.659,75	467.969.295,63
CO <sub>2</sub> -Sonstige	145.342.379,27	158.851.396,23	204.665.013,49
<i>Zwischensumme</i>	<i>4.457.400.775,59</i>	<i>4.898.059.071,02</i>	<i>6.433.086.332,04</i>
CO <sub>2</sub> -Kraftstoffe	1.902.988.944,28	2.091.433.631,09	2.748.335.146,72
<i>Summe</i>	<i>6.360.389.719,87</i>	<i>6.989.492.702,11</i>	<i>9.181.421.478,76</i>
Schock-Szenario			
CO <sub>2</sub> -Strom	1.834.169.873,32	2.017.221.043,06	2.657.376.257,27
CO <sub>2</sub> -Gas	1.092.973.184,88	1.201.256.483,13	1.578.796.134,41
CO <sub>2</sub> -leichtes Heizöl	818.927.837,48	898.973.403,50	1.176.488.047,79
CO <sub>2</sub> -Fernwärme	302.232.665,14	331.626.360,60	433.316.512,43
CO <sub>2</sub> -Sonstige	93.613.401,44	101.949.520,61	129.657.971,53
<i>Zwischensumme</i>	<i>4.141.916.962,26</i>	<i>4.551.026.810,90</i>	<i>5.975.634.923,43</i>
CO <sub>2</sub> -Kraftstoffe	1.734.356.559,30	1.905.938.007,61	2.503.818.107,81
<i>Summe</i>	<i>5.876.273.521,56</i>	<i>6.456.964.818,51</i>	<i>8.479.453.031,24</i>
Hochpreis-Szenario			
CO <sub>2</sub> -Strom	1.837.716.931,88	2.021.122.807,46	2.662.519.492,17
CO <sub>2</sub> -Gas	1.140.675.642,30	1.253.729.186,30	1.647.964.697,68
CO <sub>2</sub> -leichtes Heizöl	917.588.571,15	1.007.500.210,54	1.319.546.197,89
CO <sub>2</sub> -Fernwärme	317.169.209,62	348.056.559,53	454.974.501,93
CO <sub>2</sub> -Sonstige	125.944.018,82	137.513.199,73	176.537.390,83
<i>Zwischensumme</i>	<i>4.339.094.373,77</i>	<i>4.767.921.963,56</i>	<i>6.261.542.280,50</i>
CO <sub>2</sub> -Kraftstoffe	1.839.751.834,69	2.021.872.810,54	2.656.641.257,13
<i>Summe</i>	<i>6.178.846.208,46</i>	<i>6.789.794.774,11</i>	<i>8.918.183.537,63</i>

Quelle: Eigene Berechnungen.

Tabelle 25: Kumulierte CO<sub>2</sub>-Ausgaben pro Jahr nach Energieträgern in der langen Frist

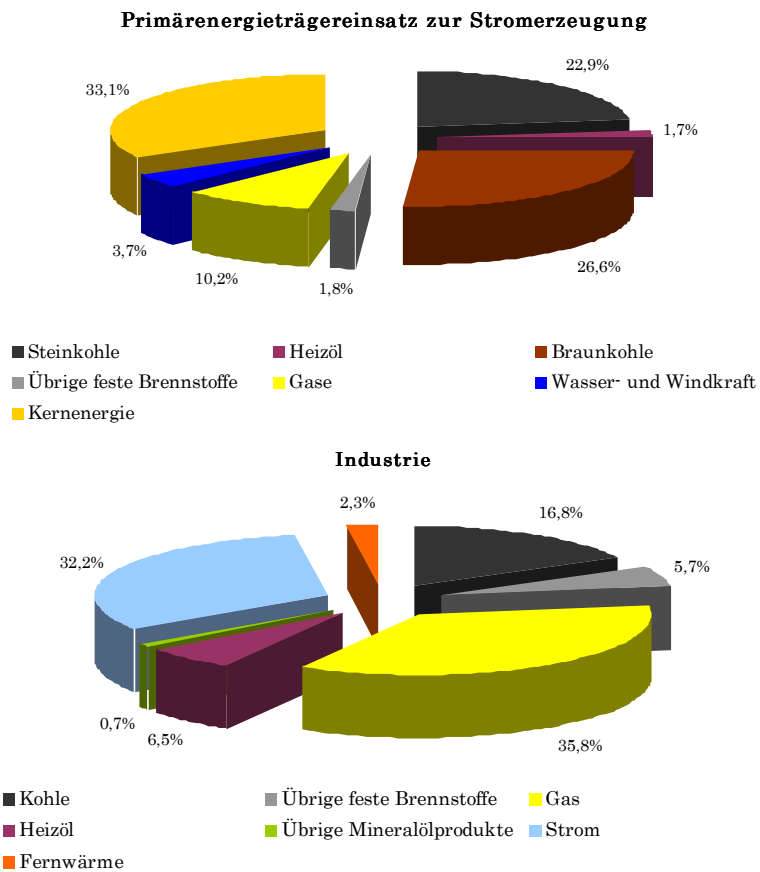
Rohöl- und CO <sub>2</sub> -Preisszenarien in 2020			
	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>Baseline-Szenario</b>			
CO <sub>2</sub> -Strom	1.920.047.838,42	2.866.229.529,69	5.099.415.084,63
CO <sub>2</sub> -Gas	1.120.195.780,65	1.653.278.355,79	2.859.194.587,47
CO <sub>2</sub> -leichtes Heizöl	845.731.896,13	1.240.247.281,97	2.109.970.325,29
CO <sub>2</sub> -Fernwärme	374.830.469,69	551.997.228,69	949.321.567,77
CO <sub>2</sub> -Sonstige	147.436.808,62	208.489.550,50	320.565.547,10
<i>Zwischensumme</i>	<i>4.408.242.793,52</i>	<i>6.520.241.946,64</i>	<i>11.338.467.112,27</i>
CO <sub>2</sub> -Kraftstoffe	1.922.186.480,44	2.845.953.561,66	4.961.466.622,77
<i>Summe</i>	<i>6.330.429.273,96</i>	<i>9.366.195.508,29</i>	<i>16.299.933.735,04</i>
<b>Schock-Szenario</b>			
CO <sub>2</sub> -Strom	1.927.921.227,55	2.878.039.613,38	5.120.673.235,28
CO <sub>2</sub> -Gas	1.194.753.529,04	1.765.114.978,39	3.060.500.508,15
CO <sub>2</sub> -leichtes Heizöl	934.566.757,97	1.373.499.485,47	2.349.824.291,59
CO <sub>2</sub> -Fernwärme	385.656.030,81	568.235.544,27	978.550.535,82
CO <sub>2</sub> -Sonstige	170.869.076,31	243.637.964,48	383.832.669,84
<i>Zwischensumme</i>	<i>4.613.766.621,68</i>	<i>6.828.527.585,99</i>	<i>11.893.381.240,68</i>
CO <sub>2</sub> -Kraftstoffe	2.046.657.481,85	3.032.660.063,76	5.297.538.326,55
<i>Summe</i>	<i>6.660.424.103,52</i>	<i>9.861.187.649,75</i>	<i>17.190.919.567,23</i>
<b>Hochpreis-Szenario</b>			
CO <sub>2</sub> -Strom	1.896.427.802,85	2.830.799.674,05	5.035.641.344,49
CO <sub>2</sub> -Gas	896.522.490,49	1.317.768.420,56	2.255.276.582,66
CO <sub>2</sub> -leichtes Heizöl	579.227.477,23	840.490.510,81	1.390.408.185,40
CO <sub>2</sub> -Fernwärme	342.353.821,14	503.282.229,76	861.634.569,70
CO <sub>2</sub> -Sonstige	77.140.002,25	103.044.358,39	130.764.183,36
<i>Zwischensumme</i>	<i>3.791.671.593,96</i>	<i>5.595.385.193,57</i>	<i>9.673.724.865,60</i>
CO <sub>2</sub> -Kraftstoffe	1.548.773.587,53	2.285.833.971,88	3.953.251.361,17
<i>Summe</i>	<i>5.340.445.181,49</i>	<i>7.881.219.165,45</i>	<i>13.626.976.226,77</i>
<b>Rohöl- und CO<sub>2</sub>-Preisszenarien in 2030</b>			
	20 €/t CO <sub>2</sub>	40 €/t CO <sub>2</sub>	80 €/t CO <sub>2</sub>
<b>Baseline-Szenario</b>			
CO <sub>2</sub> -Strom	2.018.763.097,43	3.998.716.022,75	7.842.190.829,76
CO <sub>2</sub> -Gas	1.210.016.574,44	2.342.215.699,67	4.373.161.422,61
CO <sub>2</sub> -leichtes Heizöl	855.667.971,11	1.634.846.153,24	2.963.732.436,55
CO <sub>2</sub> -Fernwärme	435.726.851,75	839.684.361,68	1.552.291.425,66
CO <sub>2</sub> -Sonstige	171.389.949,60	303.517.609,19	449.985.825,68
<i>Zwischensumme</i>	<i>4.691.564.444,33</i>	<i>9.118.979.846,53</i>	<i>17.181.361.940,26</i>
CO <sub>2</sub> -Kraftstoffe	2.139.158.520,91	4.167.544.813,61	7.892.000.269,24
<i>Summe</i>	<i>6.830.722.965,24</i>	<i>13.286.524.660,14</i>	<i>25.073.362.209,50</i>
<b>Schock-Szenario</b>			
CO <sub>2</sub> -Strom	2.027.041.149,13	4.015.272.126,14	7.875.303.563,79
CO <sub>2</sub> -Gas	1.290.552.591,76	2.503.287.734,30	4.695.305.491,86
CO <sub>2</sub> -leichtes Heizöl	945.546.490,05	1.814.603.072,11	3.323.246.512,31
CO <sub>2</sub> -Fernwärme	448.311.163,82	864.853.020,62	1.602.628.743,52
CO <sub>2</sub> -Sonstige	198.629.115,53	357.995.907,81	558.942.522,65
<i>Zwischensumme</i>	<i>4.910.080.510,29</i>	<i>9.556.011.860,98</i>	<i>18.055.426.834,14</i>
CO <sub>2</sub> -Kraftstoffe	2.277.679.480,47	4.444.586.844,02	8.446.084.107,48
<i>Summe</i>	<i>7.187.759.990,75</i>	<i>14.000.598.705,00</i>	<i>26.501.510.941,62</i>
<b>Hochpreis-Szenario</b>			
CO <sub>2</sub> -Strom	1.985.650.495,21	3.932.490.818,29	7.709.740.948,10
CO <sub>2</sub> -Gas	887.872.415,26	1.697.927.291,38	3.084.584.785,89
CO <sub>2</sub> -leichtes Heizöl	496.153.960,81	915.817.989,83	1.525.676.633,38
CO <sub>2</sub> -Fernwärme	385.389.568,68	739.009.865,13	1.350.942.432,55
CO <sub>2</sub> -Sonstige	62.433.305,81	85.604.241,84	14.159.192,04
<i>Zwischensumme</i>	<i>3.817.499.745,77</i>	<i>7.370.850.206,48</i>	<i>13.685.103.991,95</i>
CO <sub>2</sub> -Kraftstoffe	1.585.074.627,02	3.059.376.691,95	5.675.663.803,34
<i>Summe</i>	<i>5.402.574.372,79</i>	<i>10.430.226.898,44</i>	<i>19.360.767.795,29</i>

Quelle: Eigene Berechnungen.



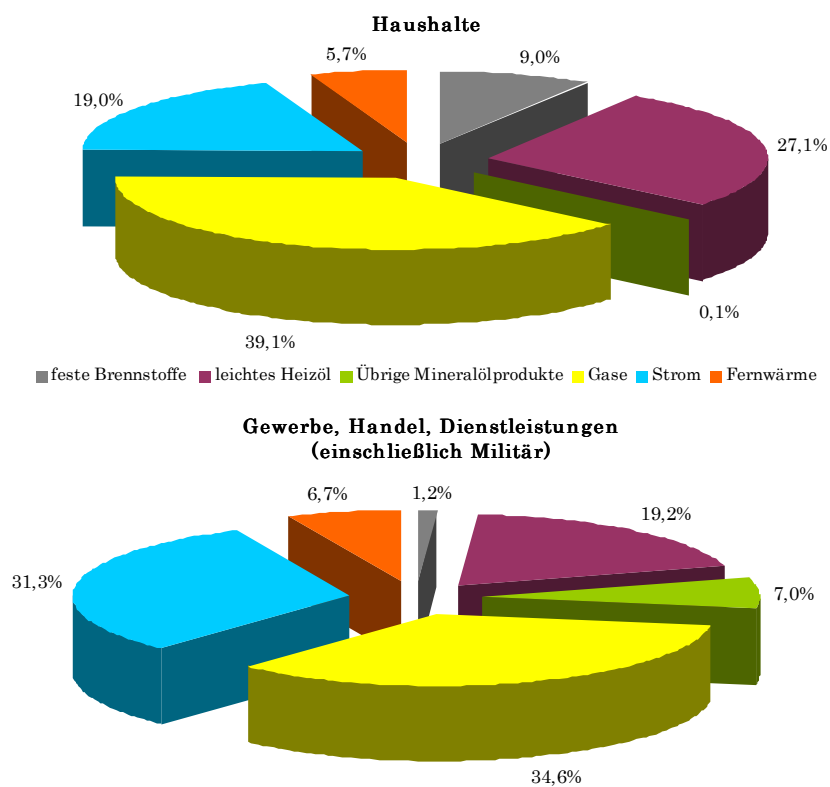
### Anhang zu Kapitel 4.3.3

Abbildung 1: Verwendete Brennstoffanteile der Sektoren Industrie und Stromerzeugung in 2006



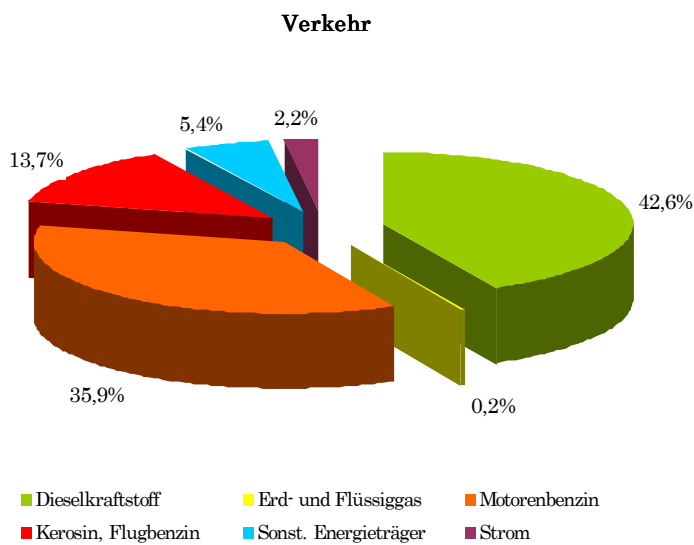
Quelle: Eigene Darstellung; Daten nach Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2007).

Abbildung 2: Verwendete Brennstoffanteile der Sektoren Haushalte und GHD in 2006



Quelle: Eigene Darstellung; Daten nach Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2007).

Abbildung 3: Verwendete Brennstoffanteile im Verkehrssektor in 2006



Quelle: Eigene Darstellung; Daten nach Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen e.V. (2007).