

WIFO

A-1103 WIEN, POSTFACH 91
TEL. 798 26 01 • FAX 798 93 86

 **ÖSTERREICHISCHES INSTITUT FÜR
WIRTSCHAFTSFORSCHUNG**

**DESIGN UND ÖKONO-
MISCHE EVALUIERUNG
EINES ÖSTERREICHISCHEN
CO₂-PILOT-TRADING-SYSTEMS**

**DANIELA KLETZAN, ANGELA KÖPPL,
KURT KRATENA, MARKUS BLIEM**

Juli 2002

DESIGN UND ÖKONO- MISCHE EVALUIERUNG EINES ÖSTERREICHISCHEN CO₂-PILOT-TRADING-SYSTEMS

DANIELA KLETZAN, ANGELA KÖPPL,
KURT KRATENA, MARKUS BLIEM

Studie des Österreichischen Instituts für Wirtschaftsforschung im Auftrag des Bundesministeriums für Land- und Forstwirtschaft, Umwelt und Wasserwirtschaft

Begutachtung: Stefan Schleicher

Wissenschaftliche Assistenz: Alexandra Wegscheider

Juli 2002

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung	1
2. Dynamik der internationalen Klimapolitik	3
2.1 Schlüsselereignisse in der internationalen Klimapolitik	3
2.2 COP 3 — das Kyoto-Protokoll	5
2.3 COP 6 in Den Haag und Bonn	7
2.4 COP 7 in Marrakesch	9
2.5 Der EU Richtlinienvorschlag für ein gemeinschaftsweites Emissionshandelssystem	9
3. CO₂-Emissionen im Zeitraum 1990 - 1999	12
3.1 Sektorale Entwicklung der energiebedingten CO ₂ -Emissionen	12
3.2 Verkehrsemissionen	15
3.3 Entwicklung der CO ₂ -Emissionen des produzierenden Bereichs in Relation zur wirtschaftlichen Entwicklung	16
4. Nationale Emission Trading Systeme – Umsetzungserfahrungen und zukünftige Entwicklungen	21
4.1 Das dänische Cap-and-Trade System	22
4.1.1 Rahmenbedingungen	22
4.1.2 Die Grundstruktur des dänischen Emissionshandelssystems	25
4.1.3 Die Allokation der Emissionszertifikate	26
4.1.4 Struktur des Handelssystems	31
4.2 Das britische Emissionshandelssystem	36
4.2.1 Die Climate Change Levy (CCL)	37
4.2.2 Entstehungsgeschichte und schematische Kurzdarstellung des britischen Emission Trading Systems	38
4.2.3 Gestaltungselemente des britischen Emission Trading Systems	40
4.3 BP-Amoco – Das erste globale Emission Trading System auf Unternehmensebene	56
4.3.1 Allokation von Emissionsrechten innerhalb der Unternehmensgruppe	58
4.3.2 Handelsverfahren	60
4.3.3 Emissionsdatenermittlung	60
4.3.4 Überwachung der Zielerfüllung	61
4.3.5 Credit Based Trading (CBT)	62
4.4 Kanadische Emissionshandelsprojekte	63

4.4.1	Entwicklung der kanadischen Klimaschutzpolitik	63
4.4.2	Pilot Emission Reduction Trading Project (PERT)	67
4.4.3	Greenhouse Gas Emission Reduction Trading Pilot (GERT)	71
4.5	Schweden	74
4.5.1	Erste Ansätze zur Einführung eines Emissionshandels in Schweden	75
4.5.2	Ökonomische Konsequenzen des Emissionshandels für Schweden	77
4.6	Schematische Zusammenfassung der unterschiedlichen Modelle	81
5.	Design-Optionen für ein nationales CO₂-Pilot Emission Trading System	83
5.1	Cap-and-Trade oder Baseline-and-Credit	84
5.2	Zentrale Gestaltungselemente	87
5.2.1	Allgemeine Voraussetzungen	87
5.2.2	Cap-and-Trade System	94
5.2.3	Baseline-and-Credit	98
5.3	Empfehlungen für Österreich	100
6.	Ökonomische Evaluierung eines österreichischen Pilot Emission Trading Systems	104
6.1	Das Energiemodell des WIFO (DAEDALUS III)	104
6.2	Das disaggregierte Makromodell des WIFO (MULTIMAC IV)	110
6.3	Simulationen eines österreichischen Pilot Trading Systems	113
6.4	Simulationsergebnisse	119
7	Schlussfolgerungen	142
	Zusammenfassende Schlussfolgerungen und Empfehlungen	151
	Literaturhinweise	153

1. Einleitung

Die internationalen Rahmenbedingungen, nicht zuletzt in Hinblick auf die COP 7 Konferenz in Marrakesch lassen eine Ratifizierung des Kyoto-Protokolls nunmehr wahrscheinlicher erscheinen, auch wenn sich die USA von diesem Prozess zurückgezogen haben. In Hinblick auf Vorgaben und Gestaltungselemente eines internationalen Emission Trading Systems sind noch nicht alle Unsicherheiten beseitigt, die Wichtigkeit dieses anreizorientierten Instruments für die Erreichung einer Reduktion der klimarelevanten Gase wird jedoch nicht in Frage gestellt.

Unabhängig davon wie rasch die Regeln für ein internationales Emission Trading System vereinbart werden, gibt es bereits Anstrengungen in einer Reihe von Ländern und auf EU-Ebene ein solches System umzusetzen. Durch die Veröffentlichung des Richtlinienvorschlags der EU stellt ein gemeinschaftsweites Emission Trading System eine neue klimapolitische Perspektive dar. Da jedoch derzeit noch kein internationales (europäisches) Emissionshandelssystem besteht, wurden in der vorliegenden Studie die ökonomischen Effekte eines nationalen Emission Trading analysiert. Denn durch Einbindung dieses anreizorientierten Instruments in die nationale Klimastrategie könnten dessen Vorteile (ökonomische Effizienz, umweltpolitische Effektivität) zur Erreichung des österreichischen Kyoto-Ziels genutzt werden.

Die Umsetzung eines Pilot Trading Systems für CO₂ ist unter dem Gesichtspunkt des Lernens des Umgangs mit diesem ökonomischen Instrument der Klimapolitik zu sehen. Grundsätzlich kann ein solches System auf verpflichtender oder freiwilliger Teilnahme basieren. Mit der Ausgestaltung eines Emissionshandelssystems auf freiwilliger oder verpflichtender Basis sind jeweils unterschiedliche Effekte verbunden. Es wird argumentiert, dass ein freiwilliges System geeignet sein könnte, um in einer Pilotphase Lerneffekte sowohl bei den Teilnehmern als auch auf Seiten der Administration zu generieren und dass durch die Schaffung von entsprechenden Anreizen die Bereitschaft zur Teilnahme erhöht werden könnte. Dennoch ist bemerkenswert, dass bereits implementierte internationale Beispiele, zum Einen das Trading System in Dänemark und zum Anderen das unternehmensweite System von BP-Amoco, eine verpflichtende Teilnahme vorschreiben. Ein mandatorisches System zeichnet sich durch den Vorteil aus, dass Sicherheit über die Anzahl der Teilnehmer und deren Emissionen besteht und somit leichter ein absolutes Reduktionsziel verfolgt werden kann.

Die vorliegende Studie befasst sich mit dem Design und der ökonomischen Evaluierung eines CO₂-Pilot Emission Tradings für Österreich. In Kapitel 2 wird zunächst eine kurze Replik auf die internationalen Rahmenbedingungen und Verhandlungen zur Klimapolitik vorgenommen sowie der Vorschlag der EU für ein gemeinschaftsweites Emissionshandelssystem vorgestellt.

In *Kletzan et al. (2000)* wurde auf Basis der Energiebilanz für das Jahr 1998 die sektoralen CO₂-Emissionen berechnet. Nunmehr liegen für die Jahre 1990 - 1999 die Berechnungen des WIFO zu

den sektoralen Emissionen vor. Kapitel 3 fasst die wichtigsten Entwicklungen der energiebedingten sektoralen CO₂-Emissionen in Österreich zusammen.

Der Entwicklung eines nationalen Emission Trading Systems sollte eine Analyse bereits umgesetzter oder geplanter Pilot Trading Systeme vorausgehen. Kapitel 4 widmet sich dieser Thematik. In diesem Kapitel werden die Grundlagen und Gestaltungselemente des dänischen Trading Systems, das seit Anfang 2001 in Kraft ist, sowie des britischen Trading Systems, das mit Anfang 2002 gestartet wurde, beschrieben. Auch auf das Trading System von BP-Amoco wird kurz eingegangen. Weiters werden Vorschläge für ein schwedisches Emission Trading System sowie die Erfahrungen mit dem kanadischen Pilot Trading dargestellt.

In Kapitel 5 werden ausgehend von den Analysen in den Kapiteln 3 und 4 die ersten Überlegungen für ein nationales Pilot Trading vorgenommen. Auf der Grundlage von *Kletzan et al. (2000)* werden die grundlegenden Gestaltungselemente und allgemeinen Voraussetzungen für ein potentielles Pilot Trading diskutiert.

Kapitel 6 skizziert schließlich insgesamt sechs alternative Szenarien für ein nationales Emission Trading in Österreich. Die Effekte auf die Energienachfrage, die CO₂-Emissionen der Sektoren sowie deren Kostenbe- oder -entlastung werden mit dem WIFO-Energiemodell DAEDALUS III ermittelt. Für zwei Szenarien mit unterschiedlichen Allokationsmechanismen der Zertifikate werden mit dem multisektoralen Modell MULTIMAC IV die makroökonomischen Effekte evaluiert.

2. Dynamik der internationalen Klimapolitik

Die Unterzeichnung des Kyoto-Protokolls¹ zur UN Klimakonvention wurde von vielen Seiten als Meilenstein in internationalen Umweltabkommen gesehen. Zum einen durch die Festsetzung verbindlicher Emissionsgrenzen und Zeitpläne, zum anderen durch die Aufnahme der Kyoto-Mechanismen, die eine kosteneffiziente Reduktion der klimarelevanten Gase ermöglichen sollen.

Mit der Aushandlung und Unterzeichnung im Jahr 1997 wurden die schwierigen Schritte der Umsetzung nicht ausgeräumt. Bislang ist das Kyoto-Protokoll noch nicht in Kraft, da als Voraussetzung eine Ratifizierung durch mindestens 55 Staaten notwendig ist und dadurch zumindest 55% der Treibhausgasemissionen des Jahres 1990 der Annex B Länder (im Wesentlichen Industrie- und Transformationsländer) erfasst sein müssen.

Die Unterbrechung der sechsten Vertragsstaatenkonferenz (COP 6) in Den Haag² hat gezeigt, dass eine Reihe von offenen Fragen eine Ratifizierung des Kyoto-Protokolls verzögert. Die Verhandlungsergebnisse von COP 6 in Bonn und der 7. Vertragsstaatenkonferenz in Marrakesch lassen den Kyoto-Prozess wieder unter einem positiveren Blickwinkel erscheinen, auch wenn sich die USA aus diesem Prozess zurückgezogen haben.

Parallel zu den Verhandlungsschritten auf internationaler Ebene werden und wurden in einer Reihe von Ländern nationale Klimaprogramme erarbeitet und verabschiedet. Trotz der Unsicherheiten bezüglich der Regeln für die flexiblen Mechanismen im Rahmen des Kyoto-Protokolls nehmen einige Länder eine Vorreiterrolle in der Umsetzung und Nutzung dieser Instrumente ein. Für Emission Trading seien hier Dänemark und Großbritannien³ angeführt. Bei Joint Implementation versuchen z.B. die Niederlande Erfahrungen durch einen frühzeitigen Einsatz dieses Instruments zu gewinnen⁴.

2.1 Schlüsselereignisse in der internationalen Klimapolitik

Die Dynamik in den Verhandlungen der internationalen Klimapolitik legt es nahe, eine kurze Zusammenfassung der wichtigsten Ereignisse in der internationalen Klimapolitik vorzunehmen. Letztlich stellen die internationalen Rahmenbedingungen eine wichtige Referenz für die nationale Um-

¹ United Nations (1997).

² Für eine Analyse von COP 6 siehe Buchner (2001).

³ Eine detaillierte Beschreibung dieser Systeme findet sich in Kapitel 4.

⁴ Im Jänner 2002 wurde von der CO₂ Trading Commission auch ein Vorschlag für ein nationales CO₂ Emission Trading System in den Niederlanden veröffentlicht (http://www.co2handel.nl/docs/Summary_NL_CO2_trading.pdf).

setzung klimapolitischer Maßnahmen dar, wenngleich die Handlungsoptionen für eine nationale Klimapolitik unabhängig von den internationalen Verhandlungsergebnissen gegeben sind.

Seit mehreren Dekaden beschäftigen sich Wissenschaftler mit den Auswirkungen anthropogenen Handelns auf das Klima. Noch vor 15 Jahren galt es als sehr umstritten, dass menschliches Handeln zum Treibhauseffekt beitragen kann. Trotz weiterhin bestehender Unsicherheiten über die genauen Auswirkungen des Klimawandels gilt es nunmehr weitgehend als unbestritten, dass die Emissionen von Treibhausgasen einen Beitrag zum globalen Temperaturanstieg leisten.

Ganz wesentlich zum Verständnis und zur wissenschaftlichen Untermauerung dieser Erkenntnisse hat das Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) beigetragen. Das IPCC wurde im Jahr 1988 gegründet, zum damaligen Zeitpunkt mit einem starken Fokus auf die Industrieländer. Im Laufe der Zeit dehnte sich die Mitwirkung der Länder in diesem Gremium auf eine globale Ebene aus. Die Aufgabe des IPCC liegt in der Verfassung von Synthesen der vorliegenden Forschung zum Klimawandel (peer reviews) sowie der daraus ableitbaren Beratung von Regierungen. Die Experten für das IPCC werden von den Regierungen nominiert (vgl. Grubb et al., 1999).

1990 hat das IPCC seinen ersten Bericht vorgelegt, in dem es das Ansteigen der Konzentration von CO₂ und anderen Treibhausgasen in der Atmosphäre auf menschliches Handeln zurückführt. Eine weitere Schlussfolgerung in diesem Bericht ist, dass die Zunahme der Treibhausgaskonzentration in der Folge zu einem Ansteigen der globalen Temperatur führt. Mit diesem ersten Bericht des IPCC⁵ wurde eine grundlegende Basis für Verhandlungen auf internationaler politischer Ebene geschaffen, die schließlich zur Aushandlung und Unterzeichnung der UN Klima-Rahmenkonvention (UN FCCC) im Jahr 1992 am Rio Earth Summit führten. Bis zum Juli 1998 haben 175 Länder die Klima-Rahmenkonvention ratifiziert (UN FCCC).

Die UN FCCC⁶ stellt einen Meilenstein und die Basis für die weiteren Verhandlungen und Politikmaßnahmen zur Begrenzung des Klimawandels auf internationaler Ebene dar. Das grundlegende Ziel der UN FCCC ist *"the stabilisation of greenhouse gas concentrations in the atmosphere at a level that would prevent dangerous anthropogenic interference with the climate system. Such a level should be achieved within a time frame sufficient to allow ecosystems to adapt naturally to climate change, to ensure that food production is not threatened and to enable economic development to proceed in a sustainable manner"* (UN FCCC, Article 2).

Die Formulierung des Ziels stellt auf eine Stabilisierung der Treibhausgaskonzentration ab, d.h. es wird bereits ein Anstieg der Treibhausgaskonzentration durch menschliches Handeln angenommen. Die zeitliche Dimension, in der diese Stabilisierung zu erfolgen hat, wird nur vage formuliert.

⁵ Mittlerweile liegt der dritte Bericht des IPCC "Climate Change 2001" vor. Dieser Bericht fasst die neuesten wissenschaftlichen Erkenntnisse zum Klimawandel und dessen Auswirkungen zusammen.

⁶ Der Text der Klima-Rahmenkonvention kann z.B. unter <http://www.unfccc.int> abgerufen werden. Unter dieser Internetadresse finden sich eine Reihe weiterer Dokumente und Links zum Kyoto-Protokoll und zur Klima-Rahmenkonvention.

Auch wenn die Formulierung des übergeordneten Ziels der UN Klima-Rahmenkonvention auf den ersten Blick relativ allgemein erscheint, stellt das Zustandekommen und die Formulierung der Leitlinien und Verpflichtungen einen wichtigen Fortschritt für eine globale Klimapolitik dar, wenn man bedenkt, dass der Ausgangspunkt der Verhandlungen durch weit divergierende Interessen gekennzeichnet war.

2.2 COP 3 — das Kyoto-Protokoll

Im Dezember 1997 fand in Kyoto die dritte Konferenz der 158 Vertragsstaaten (COP) des Rahmenübereinkommens der Vereinten Nationen über den Klimawandel statt. Im Rahmen dieser Konferenz wurde ein Protokoll verfasst, das verbindliche Emissionsziele (Assigned Amounts) von treibhauswirksamen Gasen für 38 Industriestaaten (die Annex B Staaten⁷ des Kyoto-Protokolls) für die Periode 2008 bis 2012 festlegt. Diese Emissionsziele werden völkerrechtlich verbindlich, sofern das Kyoto-Protokoll ratifiziert wird. Das Ziel ist die Reduktion der Treibhausgasemissionen um 5% im Vergleich zum Basisjahr 1990.

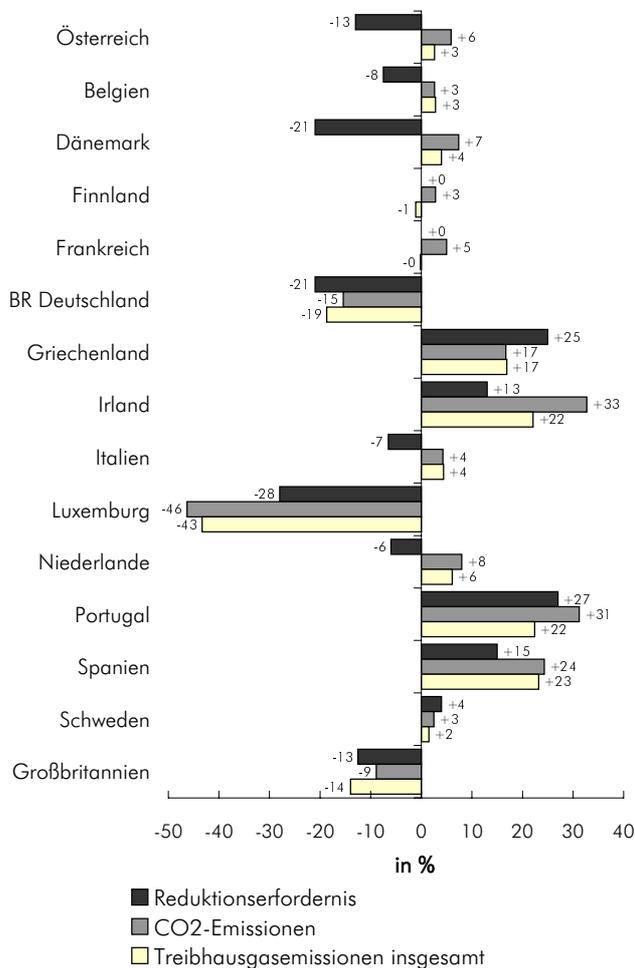
Die EU hat sich zu einer Verringerung der Emissionen um insgesamt 8% verpflichtet, wobei der Beitrag der einzelnen Mitgliedsstaaten in einer "Burden-Sharing" Vereinbarung festgelegt wurde⁸. Entsprechend dieser Vereinbarung muss Österreich in der Zielperiode seine Treibhausgasemissionen um 13% gegenüber 1990 reduzieren. Abbildung 2.1 listet die Verpflichtungen der einzelnen EU-Länder gemäß der "Burden-Sharing" Vereinbarung auf und stellt diese der Entwicklung der CO₂-Emissionen sowie der Treibhausgase insgesamt gegenüber. Aus der Abbildung ist ersichtlich, dass Ziel und tatsächliche Entwicklung in einer Reihe von EU-Ländern beträchtlich voneinander abweichen.

Die Unterzeichnung des Kyoto-Protokolls hat große Erwartungen hinsichtlich einer Verringerung der anthropogenen Auswirkungen auf den Klimawandel geweckt. Die herausragende Besonderheit dieser Vereinbarung ist, dass verbindliche Emissionsziele für einzelne Länder festgelegt wurden. Damit wurden erstmals konkrete Schritte gesetzt, um das in der UN Klima-Rahmenkonvention formulierte Ziel einer Reduktion der Emissionsmengen zu erreichen. Das Kyoto-Protokoll stellt somit einen verbindlichen Rahmen für die globale Klimapolitik der nächsten Jahrzehnte dar.

⁷ Diese entsprechen weitgehend den Annex I Staaten der Klimarahmenkonvention. Es sind dies jene Industriestaaten, die sich gemäß der UN FCCC zu treibhausgasreduzierenden Maßnahmen verpflichtet haben.

⁸ Die Emissionszielwerte für die einzelnen EU-Länder wurden beim Umweltrat im Juni 1998 ausgehandelt.

Abbildung 2.1: Reduktionserfordernis nach der EU-Burden-Sharing Vereinbarung und Veränderung der Treibhausgasemissionen 1990 – 1999



Q: www.europa.eu.int/comm/environment/climat/gge_press.htm.

Zusammenfassend lassen sich die wichtigen Punkte des Kyoto-Protokolls wie folgt darstellen:

- Fixe Emissionsziele für die Gruppe der Annex B Staaten. Das heißt, insgesamt müssen die Emissionen dieser Länder in der Zielperiode 2008 - 2012 um 5% unter dem Niveau von 1990 liegen.
- Die Emissionsziele sind für die Annex - B Staaten individuell festgelegt.
- Die Liste der treibhausrelevanten Gase wurde neben CO₂, Methan und N₂O um die Gase HFCs, PFCs und SF₆ ausgeweitet.

- Als emissionsreduzierende Maßnahmen wurden auch Kohlenstoffsenken aufgenommen (z.B. Aufforstungen).
- Und schließlich wurden neben der Festlegung der Reduktionsziele für die Annex B Länder auch die sogenannten **flexiblen Mechanismen** zur Erreichung dieser Ziele angeführt. Diese markt-mäßigen Instrumente basieren auf der Idee, Optionen zur Emissionsreduktion zu möglichst geringen Kosten durch Investitionen in anderen Ländern und einen Transfer von Ressourcen realisieren zu können. Die flexiblen Mechanismen sind:
 - Emission Trading (ET)
 - Joint Implementation (JI) — Umsetzung gemeinsamer Projekte zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen innerhalb der Gruppe der Annex I Staaten.
 - und Clean Development Mechanism (CDM) — Projekte zwischen Annex I Staaten und Entwicklungsländern.

2.3 COP 6 in Den Haag und Bonn

Im Vorfeld wurde COP 6 (November 2000) eine entscheidende Rolle für die Ratifizierung des Kyoto-Protokolls im Jahr 2002 beigemessen. Die Zielsetzung der COP 6 war eine Spezifizierung des in vielen Bereichen vage formulierten Kyoto-Protokolls.

Zu den wichtigen inhaltlichen Verhandlungspunkten zählten:

- Regeln für die flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls
- Monitoringsystem zur Überwachung der Einhaltung der Emissionsziele der verpflichteten Parteien
- Berechnungsmethoden für die Emissionsinventare und Verteilung der "credits" für Emissionsreduktionen
- Regeln unter welchen Bedingungen und bis zu welchem Ausmaß Emissionsreduktionen durch Senken erreicht werden können.

Weitere Verhandlungspunkte betrafen den Transfer von Technologien aber auch finanzielle Unterstützungsmaßnahmen für Entwicklungsländer, die durch den Klimawandel besonders negativ betroffen werden.

Die hohen Erwartungen an die COP 6 wurden im ersten Schritt nicht erfüllt. Die Konferenz endete ohne Einigung, es wurde jedoch vereinbart die Verhandlungen in der ersten Jahreshälfte 2001 fortzuführen. Die Fortsetzung der Verhandlungen erfolgte im Juli 2001 in Bonn. Ein wichtiger – wenn auch nicht der einzige – Punkt, der zum Scheitern der Konferenz in Den Haag geführt hat,

war die Nichteinigung zwischen den USA und der EU bezüglich der Anrechenbarkeit von Emissions-senken. Auch wenn es in der Berichterstattung und der Analyse von COP 6 eine starke Aus-richtung auf die Verhandlungspositionen der EU und den USA gegeben hat, darf nicht vergessen werden, dass für eine Ratifizierung des Kyoto-Protokolls auch die Zustimmung der Entwick-lungs-länder notwendig ist.

Mit den enttäuschenden Ergebnissen in Den Haag im Hintergrund wurde die Einigung in Bonn im Juli 2001 als Erfolg und wichtiger Schritt für eine Ratifizierung des Kyoto Protokolls gesehen. Insbe-sondere in Hinblick auf die Anrechnung von Senken konnten die divergierenden Positionen aus-geräumt werden. Auch über die Anrechnung von "Credits" aus den flexiblen Mechanismen wurde weitgehend eine Übereinkunft erzielt. Im sogenannten "Bonn Agreement" wurden Einigungen zu wichtigen Bereichen erzielt. Dazu zählen etwa:

- Finanzierung: Um den Entwicklungsländern entsprechende Finanzierungsmöglichkeiten zur Durchführung von klimapolitischen Maßnahmen (Technologietransfer, Emissionsreduktions- und Anpassungsprogramme) zur Verfügung zu stellen, wurden drei neue Fonds eingerichtet (Special Climate Change Fund, Least Developed Countries Fund, Kyoto Protocol Adaptation Fund). Die Höhe der Mittel, die für diese Fonds zur Verfügung gestellt werden sollen, wurde jedoch nicht spezifiziert.
- Senken: Eines der schwierigsten Verhandlungsthemen war die Festlegung der Menge an Emis-sionskrediten, die die Industriestaaten durch Senkenprojekte erwerben können. In diesem Punkt musste insbesondere die EU Zugeständnisse machen. Es wurden individuelle Quoten für die einzelnen Staaten festgelegt, d.h. aus den anerkannten Aktivitäten (Aufforstungen usw. im eigenen Land und im Rahmen von CDM-Projekten) kann nur ein bestimmter Anteil der not-wendigen Emissionsreduktionen erwirtschaftet werden.
- Flexible Mechanismen: Der Einsatz der Kyoto Mechanismen soll ergänzend zu nationalen Maßnahmen der Industriestaaten erfolgen, letztere sollen somit einen bedeutenden Teil der Reduktionsanstrengungen ausmachen. Konkret wurde festgelegt, dass Kernenergie-Projekte im Rahmen von JI und CDM nicht zulässig sind.
- Compliance: Es wurden Sanktionen für den Fall der Nichterfüllung der Reduktionsziele festge-legt, die jedoch nicht rechtlich sondern nur politisch bindend sein sollen. In erster Linie müssen Staaten, die ihre Zielvorgabe zwischen 2008 und 2012 nicht erreicht haben für jede Tonne Überschreitung in der zweiten Verpflichtungsperiode 1,3 Tonnen zusätzlich reduzieren. Darüber hinaus haben die betroffenen Staaten nationale Compliance Action Plans zu erstellen und dürfen nicht am internationalen Emission Trading teilnehmen.

2.4 COP 7 in Marrakesch

Im November 2001 fand in Marrakesch die 7. Vertragsstaatenkonferenz statt, die in Hinblick auf eine Umsetzung des Kyoto-Protokolls weitere konkrete Ergebnisse brachte. Zu den thematischen Schwerpunkten, die in Marrakesch verhandelt wurden, zählten:

- Konkretisierung der Ausgestaltung der flexiblen Mechanismen: In diesem Bereich ging es unter anderem um die Verwertbarkeit von Credits zwischen den drei flexiblen Mechanismen. Neu eingeführt wurden sogenannte "Removal Units" für Annex I Länder, die aus Senkenprojekten entstehen und nur für jene Commitment Periode genutzt werden können in der sie generiert wurden. Die Bestimmungen für Banking beinhalten eine Obergrenze für Kredite aus den projektbezogenen Mechanismen JI und CDM.
- Form des Einhaltungsregimes sowie Berichtswesen und Überprüfung: Eine Entscheidung über ein rechtlich bindendes Einhaltungsregime wurde auf das erste Treffen der Kyoto Parteien nach Inkrafttreten des Kyoto Protokolls verschoben.
- Senken: In diesem Punkt wurde Russland ein höherer Rahmen für Senkenkredite zugestanden.

Im Umfeld der unterschiedlichen Standpunkte und Verhandlungspositionen liegt die Bedeutung des Kyoto-Protokolls in der Initiierung eines Prozesses. Denn auch die wissenschaftlichen Ergebnisse bestätigen, dass die im Protokoll festgelegten (relativ kurzfristigen und bescheidenen) Emissionsziele nicht dazu in der Lage sind, den Konzentrationsanstieg der klimarelevanten Emissionen in der Atmosphäre zu stoppen. Wichtig ist der dynamische Aspekt dieser internationalen Vereinbarung. Dieser liegt in den Effekten auf den technologischen Wandel sowie in den längerfristigen strukturellen Effekten, die aus der Klimaschutzpolitik zu erwarten sind.

2.5 Der EU Richtlinienvorschlag für ein gemeinschaftsweites Emissionshandelssystem

Am 23. Oktober 2001 hat die EU Kommission einen Vorschlag für eine Richtlinie über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionsberechtigungen in der Gemeinschaft (*Europäische Kommission, 2001A*) veröffentlicht. Durch diesen Vorschlag ergeben sich neue Rahmenbedingungen und Perspektiven für die europäische Klimapolitik. Insbesondere hätte ein solches System im Vergleich zu nationalen Ansätzen den Vorteil einer höheren wirtschaftlichen Effizienz, da in einem gemeinschaftsweiten Emission Trading eine größere Anzahl an Teilnehmern eingebunden wäre, somit auch eine größere Anzahl an kostengünstigen Reduktionsoptionen zur Verfügung stünden und der Wettbewerb im Binnenmarkt durch das harmonisierte Vorgehen in geringerem Maße beeinträchtigt würde.

Im Richtlinienvorschlag ist vorgesehen, den gemeinschaftsweiten Handel mit Emissionsberechtigungen zunächst mit einer dreijährigen Pilotphase von 2005 bis Ende 2007 (d.h. bis zum Beginn der ersten Kyoto-Verpflichtungsperiode) einzuführen, der dann fünfjährige Verpflichtungsperioden fol-

gen sollen. Zu Beginn sollen nur CO₂-Emissionen erfasst werden, die aus den folgenden Tätigkeiten entstehen:

- Energiewirtschaft (Kokereien, Mineralölraffinerien, Verbrennungsanlagen),
- Eisenmetallerzeugung und –verarbeitung (Röst- und Sinteranlagen für Metallerz, Roheisen- und Stahlerzeugungsanlagen),
- Mineralverarbeitende Industrie (Anlagen zur Kalk- und Zementherstellung, Glasherstellung sowie Herstellung von keramischen Erzeugnissen) sowie
- Sonstige Industriezweige (Anlagen zur Herstellung von Zellstoff, Papier und Pappe).

Durch die Einbeziehung dieser sogenannten Kerntätigkeiten⁹ werden ca. 46% der erwarteten CO₂-Emissionen der EU im Jahr 2010 erfasst, die Anzahl der betroffenen Anlagen liegt zwischen 4.000 und 5.000.

Die übrigen Treibhausgase sollen in das System einbezogen werden, sobald die noch bestehenden Probleme in Zusammenhang mit der Überwachung, Berichterstattung und Prüfung dieser Gase gelöst sind.

Die Zuteilung der Emissionsberechtigungen (Allowances) soll zum Schutz des Binnenmarktes in gemeinschaftsweit harmonisierter Form durch Grandfathering erfolgen. Die Basis der Zuteilung bilden die nationalen Zuteilungspläne, die anhand objektiver Kriterien zu erstellen sind (z.B. unter Berücksichtigung der Burden Sharing Vereinbarung, des technischen Potentials der Anlagen, des EU-Beihilferahmens oder der Einbindung neuer Marktteilnehmer). Es soll sichergestellt sein, dass die betroffenen Sektoren einen angemessenen Beitrag zur Emissionsreduktion leisten. Die Entscheidung für Grandfathering in der ersten Periode bedeutet jedoch nicht, dass dieser Allokationsmechanismus auch in den Folgeperioden angewendet werden wird.

Um am Emissionshandel teilzunehmen, müssen die betroffenen Anlagen jedoch zunächst um eine Emissionsgenehmigung (Permit) – vergleichbar einer Genehmigung nach der IPPC-Richtlinie – ansuchen. Diese Genehmigung enthält die Auflagen für die jeweilige Anlage hinsichtlich der Überwachung und Berichterstattung der Emissionen sowie die Verpflichtung zur Abgabe von Berechtigungen in der Höhe der gesamten überprüften CO₂-Emissionen¹⁰ eines Kalenderjahres. Für den Fall der Nichteinhaltung der Vorgaben ist die Setzung von Sanktionen vorgesehen, die wirksam, verhältnismäßig und abschreckend sind. Diese bestehen einerseits in einer Strafzahlung in der Höhe von 50 €¹¹ bzw. dem Doppelten des Marktpreises je Tonne CO₂, für die keine Berechtigung ab-

⁹ Für einen Großteil der angeführten Anlagen sind Kapazitätsschranken vorgesehen, bei deren Unterschreitung die Anlagen nicht in das System eingebunden wären, z.B. 20 MW Wärmenettozufuhr für Verbrennungsanlagen.

¹⁰ Nach Ablauf eines Jahres müssen die Emissionen bzw. Emissionsberichte einer Anlage durch die zuständige Behörde oder unabhängige Sachverständige verifiziert werden.

¹¹ Nach der ersten Phase ist vorgesehen, die Strafzahlungen auf 100€ je Tonne zu erhöhen.

gegeben wurde und andererseits in der Verpflichtung, die fehlenden Berechtigungen im folgenden Jahr abzugeben.

Den Mitgliedsstaaten obliegt neben der Erteilung von Genehmigungen und der Zuteilung der Emissionsberechtigungen auch die Führung eines nationalen Verzeichnisses, mittels dem die Überwachung der Vergabe, des Besitzes, der Übertragung und der Löschung von Berechtigungen erfolgen soll. Darüber hinaus haben die Mitgliedsstaaten der Kommission jährlich über das Funktionieren des Emissionshandels Bericht zu erstatten.

3. CO₂-Emissionen im Zeitraum 1990 - 1999

3.1 Sektorale Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen

CO₂-Berechnungen des WIFO für die Sektoren der Energiebilanz (44 Sektoren) liegen für die Periode 1990 – 1999 vor (Übersicht 3.2). Basis für die Berechnungen der sektoralen CO₂-Emissionen des WIFO sind die jährlichen Energiebilanzen der Statistik Österreich und die Berechnungskonzepte, die diesen Bilanzen zugrunde liegen. Auf Basis der Energiebilanz der Statistik Österreich wird der CO₂-relevante Energieverbrauch je Energieträger gerechnet. Der CO₂-relevante Energieverbrauch errechnet sich aus dem energetischen Endverbrauch zuzüglich Umwandlungseinsatz, minus Umwandlungsausstoß, plus CO₂-relevantem Eigenverbrauch des Sektors Energie. Die CO₂-Emissionen errechnen sich aus der Multiplikation des CO₂-relevanten Verbrauchs mit den entsprechenden Emissionsfaktoren. Die Emissionsfaktoren für die einzelnen Energieträger sind in Übersicht 3.1 zusammengefasst. Weiters ist bei der Interpretation zu beachten, dass die sektoralen Verkehrsemissionen den jeweiligen Wirtschaftssektoren zugerechnet sind.

Übersicht 3.1: Emissionsfaktoren

Energieträger	Emissionsfaktor
Koks, Gichtgas, Kokereigas	104
Braunkohle, Briketts	97
Steinkohle	94
Erdöl und Erdölprodukte	78
Stadtgas, Naturgas	55
Flüssiggas, Raffinerierestgas	52
Brennbare Abfälle	10

Q: Statistik Österreich.

Zu betonen ist, dass es sich bei dieser Berechnung lediglich um die energiebedingten CO₂-Emissionen handelt. In den Berechnungen der Emissionen durch das Umweltbundesamt sind zusätzlich die Prozessemissionen berücksichtigt. Die im Folgenden ausgewiesenen und diskutierten Emissionen sind daher nicht die gesamten österreichischen CO₂-Emissionen, sondern nur jener Teil, der aus dem Verbrauch von Energie resultiert. Diese Einschränkung ist zu beachten, wenn über Reduktionsziele oder potentielle Einsparmöglichkeiten gesprochen wird.

Übersicht 3.2: Sektorale Entwicklung¹⁾ der energiebedingten CO₂-Emissionen

Sektoren	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
	1000 t									
Land- und Forstwirtschaft, Fischerei und Fischzucht	1.693	1.958	1.881	1.823	1.817	1.829	1.877	1.919	1.869	2.103
Kohlenbergbau, Torfgewinnung; Bergbau auf Uran- und Thoriumerze	263	252	243	239	258	273	297	314	381	352
Erdöl- und Erdgasbergbau	45	47	41	41	37	46	45	48	48	53
Erzbergbau, Gewinnung von Steinen und Erden, sonstiger Bergbau	462	459	407	366	388	429	438	448	456	473
Nahrungs- und Genussmittel, Getränke; Tabakverarbeitung	1.311	1.384	1.337	1.360	1.303	1.313	1.231	1.271	1.191	1.223
Herstellung von Textilien, Textilwaren und Bekleidung	519	519	502	480	469	468	551	609	711	657
Ledererzeugung und -verarbeitung, Herstellung von Schuhen	248	272	282	298	287	298	320	338	434	389
Be- und Verarbeitung von Holz (ohne Herstellung von Möbeln)	431	437	448	443	448	472	509	548	682	633
Herstellung und Verarbeitung von Papier und Pappe	2.229	2.426	2.424	2.525	2.795	2.624	2.221	2.228	2.317	2.077
Verlagswesen, Druckerei, Vervielfältigung v. Ton-, Bild-, Datenträgern	247	239	248	262	269	281	308	337	362	351
Kokerei; Herstellung und Verarbeitung von Spalt- und Brutstoffen	579	431	456	475	484	485	110	269	315	565
Mineralölverarbeitung	1.673	1.791	1.858	1.700	1.604	1.811	1.932	1.712	2.018	1.437
Herstellung von Chemikalien und chemischen Erzeugnissen	665	584	746	680	669	697	973	1.013	1.099	1.006
Herstellung von Gummi und Kunststoffwaren	287	279	258	255	265	275	322	342	363	351
Herstellung und Bearbeitung von Glas, Waren aus Steinen und Erden	2.203	2.129	2.093	2.155	1.880	1.946	1.996	2.092	1.985	1.863
Roheisen, Stahl, Rohre, sonst. erste Bearbeitung von Eisen, Stahl	7.967	7.899	7.061	6.814	7.252	8.064	8.270	9.277	9.036	9.085
Erzeugung und erste Bearbeitung von NE-Metallen	254	242	252	267	273	290	307	316	339	327
Gießereiindustrie	137	128	138	148	156	172	182	198	217	207
Herstellung von Metallerzeugnissen	463	470	461	477	494	513	527	533	547	538
Maschinenbau	424	435	444	446	436	423	434	443	492	470
Büromasch., Datenverarbeitungsger., Elektrotechnik, Feinmech., Optik	283	301	292	297	293	295	358	365	461	417
Fahrzeugbau	354	385	385	396	408	415	380	378	413	388
Möbel, Schmuck, Musikinstr., Sportgeräte, Spielwaren; Rückgewinnung	277	281	278	276	283	289	317	325	458	399
Elektrizitätsversorgung	9.464	10.046	6.996	6.346	6.352	7.542	8.969	9.172	7.871	8.936
Gasversorgung	72	45	5	6	4	3	3	2	3	2
Fernwärmeversorgung	1.656	1.977	1.851	1.912	2.178	2.080	1.336	1.636	1.806	1.233
Wasserversorgung	248	258	277	280	299	316	356	412	684	546
Bauwesen	1.424	1.492	1.114	1.067	1.091	1.190	1.217	1.314	1.189	1.345
Handel; Instandhaltung, Reparatur von KFZ und Gebrauchsgütern	1.044	1.135	1.133	1.207	1.185	1.247	921	1.050	1.004	1.043
Beherbergungs- und Gaststättenwesen	878	820	801	726	707	757	566	591	440	487
Eisenbahnen	238	274	274	268	47	33	73	77	78	81
Sonstiger Landverkehr	1.057	1.362	1.589	1.705	1.633	1.679	1.547	2.037	2.281	2.378
Transport in Rohrfernleitungen	71	87	95	111	101	88	67	87	97	101
Schifffahrt	71	43	46	49	42	36	27	36	41	43
Flugverkehr	61	77	68	76	71	124	79	107	119	121
Hilfs- u. Nebentät. für Verkehr; Reisebüros; Nachrichtenübermittlung	81	88	90	94	92	106	96	109	79	88
Kredit- und Versicherungswesen	97	98	102	103	96	122	74	74	68	71
Realitätenwesen, Vermietung bewegl. Sachen, unternehmensbez. DL	94	96	100	117	121	143	134	147	144	142
Öffentliche Verwaltung. Landesverteidigung, Sozialversicherung	485	496	546	590	528	528	384	366	361	379
Unterrichtswesen	429	401	423	443	449	688	945	951	636	726
Gesundheits-, Veterinär- und Sozialwesen	235	224	262	267	237	276	442	418	304	336
Erbringung von sonstigen öffentlichen und persönlichen DL	254	301	356	387	325	414	1.214	1.301	917	1.015
Private Haushalte	14.580	16.817	16.047	16.615	16.376	16.701	17.133	15.732	15.960	16.010
Exterritoriale Organisationen und Körperschaften	0	0	0	0	0	0	14	14	12	13
Insgesamt	55.553	59.484	54.711	54.592	54.500	57.783	59.501	60.957	60.287	60.461

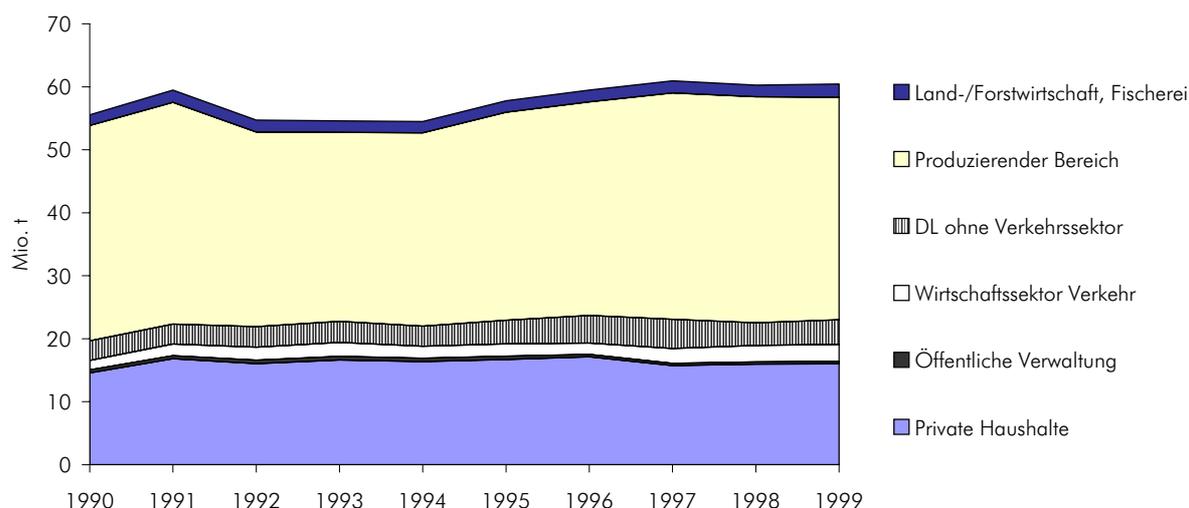
¹⁾ Nach den Sektoren der Energiebilanz der Statistik Österreich.

Q: WIFO-Berechnungen auf Basis der Energiebilanz 1990 - 1999, Statistik Österreich.

Im Vergleich zu *Kletzan et al. (2000)* bietet diese Datenbasis die Möglichkeit, den zeitlichen Verlauf der energiebedingten CO₂-Emissionen zu analysieren. Absolut stiegen die Emissionen aus dem Energieverbrauch von 55,6 Mio. t im Jahr 1990 auf 60,5 Mio. t CO₂ Ende der 90er Jahre (vergleiche Übersicht 3.2). Stärkere Schwankungen zwischen einzelnen Jahren sind vor allem auf konjunkturelle oder witterungsbedingte Einflussfaktoren zurückzuführen.

Eine Aggregation der Sektoren der Energiebilanz ist in Abbildung 3.1 dargestellt. Wie sich zeigt, sind die energiebedingten CO₂-Emissionen im produzierenden Bereich zu Beginn der 90er-Jahre konjunkturbedingt zurückgegangen, liegen jedoch am Ende des Jahrzehnts etwas über dem Wert des Basisjahres für die Kyotoverpflichtung. Im Dienstleistungssektor (ohne Verkehrssektor) sind die CO₂-Emissionen 1999 um 25% höher als 1990. Die Entwicklung im Wirtschaftssektor Verkehr ist durch einen stetig ansteigenden Trend gekennzeichnet. Der CO₂-Ausstoß betrug in diesem Sektor 1990 1,5 Mio. t und stieg bis 1999 auf 2,5 Mio. t. Der Haushaltssektor weist über die betrachtete Zeitperiode ebenfalls einen Anstieg von etwa 1,5 Mio. t energiebedingter CO₂-Emissionen auf. Der Zuwachs in der Land- und Forstwirtschaft stammt vor allem aus dem zunehmenden Verbrauch von Dieseltreibstoffen.

Abbildung 3.1: Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen aggregierter Wirtschaftsbereiche¹⁾



¹⁾ Sektorspezifische Verkehrsemissionen sind in den jeweiligen Wirtschaftsbereichen enthalten.

Q: WIFO-Berechnungen auf Basis der Energiebilanz 1990 - 1999, Statistik Österreich.

Die Verteilung der gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen (Übersicht 3.3) hat über den betrachteten Zeitraum leichte Verschiebungen erfahren. Der Anteil des produzierenden Bereichs hat sich in der betrachteten Zeitperiode von 61,5% auf 58,4% reduziert, wobei im Jahr 1993 der Anteil dieses Sektors kurzfristig sogar auf 55% zurückgegangen ist. Relativ an Gewicht hat der Dienstleistungssektor (exklusive Verkehrssektor) gewonnen, dessen Anteil von 5,6% zu Beginn der 90er Jahre auf 6,5% am Ende des Jahrzehnts angestiegen ist. Die relativ stärkste Veränderung ist im Verkehrssektor zu beobachten, dessen Anteil innerhalb eines Jahrzehnts von 2,7% auf 4,5% an-

gewachsen ist. Die relative Position des Haushaltssektors ist gemessen an den beiden Eckjahren in etwa gleich geblieben, während es ähnlich wie im produzierenden Bereich jährliche Schwankungen gegeben hat, die bei den privaten Haushalten zu einem Gutteil aus wetterbedingten Gegebenheiten herrühren.

Übersicht 3.3: Anteil der aggregierten Wirtschaftsbereiche an den energiebedingten CO₂-Emissionen

Wirtschaftsbereich	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
	Anteile in %									
Land- und Forstwirtschaft, Fischerei und Fischzucht	3,0	3,3	3,4	3,3	3,3	3,2	3,2	3,1	3,1	3,5
Produzierender Bereich	61,5	59,2	56,5	55,0	56,3	57,1	57,0	59,0	59,5	58,4
Dienstleistungen ohne Verkehrssektor	5,6	5,3	6,0	6,1	5,9	6,5	7,4	7,6	6,0	6,5
Wirtschaftssektor Verkehr	2,7	3,1	3,8	4,0	3,5	3,4	3,0	3,8	4,3	4,5
Öffentliche Verwaltung, Landesverteidigung, Sozialversicherung	0,9	0,8	1,0	1,1	1,0	0,9	0,6	0,6	0,6	0,6
Private Haushalte	26,2	28,3	29,3	30,4	30,0	28,9	28,8	25,8	26,5	26,5
Insgesamt	100,0									

Q: WIFO-Berechnungen auf Basis der Energiebilanz 1990 - 1999, Statistik Österreich.

3.2 Verkehrsemissionen

Die Emissionen des Verkehrssektors bilden nur einen Teil der verkehrsbedingten CO₂-Emissionen ab. Der größere Teil sind jene Emissionen, die aus dem Verbrauch von Treibstoffen in den einzelnen Sektoren verursacht werden. Nimmt man annäherungsweise den Verbrauch von Diesel und Benzin als Grundlage zur Berechnung der Verkehrsemissionen, zeigt sich ein kräftiger Zuwachs: Die verkehrsbedingten CO₂-Emissionen nahmen von 15,2 Mio. t im Jahr 1990 auf 19,8 Mio. t im Jahr 1999 zu (Übersicht 3.4). Dies entspricht einem Anstieg von 30%.

Übersicht 3.4: Verkehrsbedingte CO₂-Emissionen aggregierter Wirtschaftsbereiche¹⁾

Wirtschaftsbereich	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
	1000 t									
Land- und Forstwirtschaft, Fischerei und Fischzucht	1.600	1.769	1.723	1.637	1.640	1.638	1.616	1.652	1.609	1.859
Produzierender Bereich	5.181	5.209	5.006	4.948	5.034	5.254	5.251	5.906	6.297	6.641
Dienstleistungen ohne Verkehrssektor	642	643	621	760	716	730	721	944	1.092	1.064
Wirtschaftssektor Verkehr	1.138	1.410	1.608	1.755	1.573	1.567	1.507	2.022	2.339	2.429
Öffentliche Verwaltung, Landesverteidigung, Sozialversicherung	100	102	97	119	110	86	112	110	106	120
Private Haushalte	6.577	7.669	7.774	8.065	8.132	8.142	7.804	7.220	7.418	7.694
Insgesamt	15.239	16.801	16.830	17.284	17.205	17.416	17.011	17.853	18.861	19.808

¹⁾ Berücksichtigung finden Emissionen aus dem Verbrauch von Benzin und Diesel. Nicht enthalten ist z.B. Flugpetroleum.

Q: WIFO-Berechnungen auf Basis der Energiebilanz 1990 - 1999, Statistik Österreich.

In der ersten Hälfte der 90er Jahre sind die Verkehrsemissionen der Haushalte kräftig angestiegen, während sich ab Mitte der 90er Jahre der steigende Anteil von Dieselmotorkraftfahrzeugen in der Fahrzeugflotte begünstigend auswirkt.

Im Gegensatz zum Haushaltssektor sind im Wirtschaftssektor Verkehr die CO₂-Emissionen in der zweiten Hälfte der 90er Jahre weiterhin stark angestiegen. Auffallend ist die Entwicklung zwischen 1996 und 1997: Hier dürfte sich eine starke Verlagerung des Transports von der Schiene auf die Straße widerspiegeln, was sich wiederum in einem ausgeprägten Anstieg der CO₂-Emissionen im Verkehrssektor niederschlägt.

Der Anteil der einzelnen Wirtschaftsbereiche an den verkehrsbedingten CO₂-Emissionen (Übersicht 3.5) weist im Zeitverlauf Schwankungen auf. Die beiden größten Verursacherguppen sind der produzierende Bereich und die privaten Haushalte, wobei in den beiden Sektoren Ende der 90er Jahre eine gegenläufige Entwicklung zu beobachten ist: der Anteil des produzierenden Bereichs an den verkehrsbedingten Emissionen steigt zulasten des Haushaltsbereichs. Im wesentlichen kontinuierlich steigt der Anteil des Wirtschaftssektors Verkehr.

Übersicht 3.5: Anteil der Wirtschaftsbereiche an den verkehrsbedingten CO₂-Emissionen¹⁾

Wirtschaftsbereich	1990	1991	1992	1993	1994	1995	1996	1997	1998	1999
	Anteile in %									
Land- und Forstwirtschaft, Fischerei und Fischzucht	10,5	10,5	10,2	9,5	9,5	9,4	9,5	9,3	8,5	9,4
Produzierender Bereich	34,0	31,0	29,7	28,6	29,3	30,2	30,9	33,1	33,4	33,5
Dienstleistungen ohne Verkehrssektor	4,2	3,8	3,7	4,4	4,2	4,2	4,2	5,3	5,8	5,4
Wirtschaftssektor Verkehr	7,5	8,4	9,6	10,2	9,1	9,0	8,9	11,3	12,4	12,3
Öffentliche Verwaltung, Landesverteidigung, Sozialversicherung	0,7	0,6	0,6	0,7	0,6	0,5	0,7	0,6	0,6	0,6
Private Haushalte	43,2	45,6	46,2	46,7	47,3	46,7	45,9	40,4	39,3	38,8
Insgesamt	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

¹⁾ Berücksichtigung finden Emissionen aus dem Verbrauch von Benzin und Diesel. Nicht enthalten ist z.B. Flugpetroleum.
Q: WIFO-Berechnungen auf Basis der Energiebilanz 1990 - 1999, Statistik Österreich.

3.3 Entwicklung der CO₂-Emissionen des produzierenden Bereichs in Relation zur wirtschaftlichen Entwicklung

Im folgenden wird die Entwicklung der sektoralen CO₂-Emissionen des produzierenden Bereichs in Relation zur wirtschaftlichen Entwicklung analysiert. Aufgrund der Umstellung der Statistik auf die ÖNACE-Klassifikation können hier nur die Jahre 1995 – 1999 einbezogen werden, da die Produktionswerte nach dieser Klassifikation in der Konjunkturerhebung der Statistik Österreich erst ab diesem Jahr vorliegen.

Mit den Daten der Konjunkturerhebung sowie den Emissionsdaten der Energiebilanz können sektorale Emissionsintensitäten berechnet werden, sowohl gemessen an der nominellen als auch der realen (Preisbasis 1995) Produktion. Für die realen Emissionsintensitäten mussten mithilfe der impliziten Preisdeflatoren der VGR die realen Produktionswerte berechnet werden. Auf diese Weise können reale und nominelle Emissionsintensitäten einander gegenüber gestellt werden (Übersicht 3.6A und 3.6B). Aufgrund der Preisentwicklung in dieser Periode weichen reale und nominelle Produktionswerte zumindest im Aggregat nicht wesentlich voneinander ab. Zusätzlich zu den Emissionsintensitäten je Mrd. S. Produktionswert (nominell und real) werden die Emissionen auch in Relation zur Beschäftigung gesetzt.

Übersicht 3.6A: Sektorale CO₂-Emissionen nach ÖNACE-Gliederung in Relation zur Beschäftigung

	Anzahl der Betriebe					CO ₂ -Emissionen in 1000 t je 1000 Beschäftigten				
	1995	1996	1997	1998	1999	1995	1996	1997	1998	1999
	Kohlenbergbau, Torfgew.; Bergbau auf Uran-/Thoriumerze	2	2	2	2	2
Erdöl- und Erdgasbergbau	4	4	4	4	4
Erzbergbau ¹⁾ , Gew. von Steinen, Erden, sonst. Bergbau	171	170	165	149	141	97,0	97,3	98,2	97,8	103,6
Nahrungs- und Genußmittel, Getränke; Tabakverarbeitung	1.268	1.254	1.190	1.400	1.351	20,5	19,4	20,8	19,2	19,8
Herstellung von Textilien, Textilwaren und Bekleidung	456	450	401	374	339	13,5	16,4	19,4	23,5	22,9
Ledererzeugung, -verarbeitung, Herstellung von Schuhen	51	53	53	49	45	43,2	47,1	51,5	68,6	63,8
Be- und Verarbeitung von Holz (ohne Möbel)	1.135	1.164	1.100	749	671	14,9	15,5	16,6	22,2	21,4
Herstellung und Verarbeitung von Papier und Pappe	107	109	103	99	95	146,0	123,6	126,1	132,8	120,5
Verlagswesen, Druckerei, Vervielf. v. Ton-/Bild-/Datenträgern	423	423	405	452	427	13,2	14,6	16,3	16,5	16,7
Kokerei; Mineralölverarbeitung; Spalt- und Brutstoffe	9	10	9	8	7	727,3	655,8	671,1	854,2	806,3
Herstellung von Chemikalien und chemischen Erzeugnissen	200	198	180	188	178	28,4	39,9	43,0	45,9	42,9
Herstellung von Gummi und Kunststoffwaren	263	266	257	272	257	11,4	13,6	14,5	14,5	14,0
Herstellung, Bearbeitung v. Glas, Waren aus Steinen, Erden	416	418	399	411	390	58,7	59,6	65,4	62,1	59,6
Roheisen, Stahl, Rohre, sonst. erste Bearb. von Eisen, Stahl	37	37	36	36	36	372,9	390,0	446,5	442,1	458,6
Erzeugung und erste Bearbeitung von NE-Metallen	35	35	36	39	36	48,1	52,8	54,7	55,9	56,0
Gießereiindustrie	37	37	33	36	33	33,2	37,1	40,0	38,4	36,9
Herstellung von Metallerzeugnissen	857	886	858	964	941	10,3	10,2	10,2	10,0	9,9
Maschinenbau	582	583	566	578	563	6,6	6,7	6,9	7,5	7,2
Büromasch., Datenverarb.ger., Elektrotech., Feinmech., Optik	660	670	645	519	479	4,1	5,1	5,4	7,0	6,4
Fahrzeugbau	100	104	100	105	104	14,9	13,6	13,3	13,9	12,2
Möbel, Schmuck, Musikinstr., Sportger., Spielw.; Rückgew.	1.597	1.662	1.590	1.067	974	6,8	7,4	7,8	12,0	10,8
Elektrizitätsversorgung	129	129	116	115	115	280,5	336,8	351,3	303,9	360,3
Gasversorgung	16	16	16	15	14	1,0	1,1	0,9	1,1	0,8
Fernwärmeversorgung	26	26	24	23	22	1538,5	848,2	1013,6	1100,9	747,0
Wasserversorgung	30	31	28	20	20	198,1	221,7	262,4	457,2	367,8
Bauwesen	4.484	4.585	4.384	5.219	4.953	7,1	6,7	7,3	6,2	7,3
Produzierender Bereich insgesamt ²⁾	13.095	13.322	12.701	12.892	12.197	43,6	44,0	47,5	46,7	47,0

¹⁾ Wifo-Schätzung.

²⁾ Inklusive der Sektoren, die der Geheimhaltung unterliegen.

Q: WIFO-Berechnungen auf Basis der Energiebilanz 1990 - 1999, Statistik Österreich, WIFO-Datenbank, berücksichtigt sind Betriebe mit mehr als 20 Beschäftigten.

Die relativ kurze verfügbare Zeitperiode, für die Emissionsintensitäten gerechnet werden können, erlaubt keine gesicherten Aussagen über mittel- oder längerfristige Trends. Es können daraus aber erste Anhaltspunkte für Gestaltungselemente eines Trading Systems z.B. in Hinblick auf relative versus absolute Zielvorgaben gewonnen werden. Die sektoralen Emissionsintensitäten (sowohl in Relation zu den nominellen als auch realen Produktionswerten auf Preisbasis 1995) zeigen sehr heterogene Verläufe: steigende, gleichbleibende und abnehmende Emissionsintensitäten sind zu beobachten. Nimmt man den produzierenden Bereich als Ganzes, nimmt die Emissionsintensität (gemessen an CO₂-Emissionen in 1000 t je Mrd. €) um etwa 7% ab.

Setzt man die energiebedingten CO₂-Emissionen in Relation zu den Beschäftigten, überwiegt die Anzahl der Sektoren mit steigenden CO₂-Emissionen je 1000 Beschäftigte. Dementsprechend hat auch der produzierende Sektor insgesamt ein positives Vorzeichen bei dieser Maßzahl.

Übersicht 3.6B: Sektorale CO₂-Emissionen nach ÖNACE-Gliederung in Relation zur Produktion

	CO ₂ -Emissionen in 1000 t je Mrd. € nomineller Produktion					CO ₂ -Emissionen in 1000 t je Mrd. € realer Produktion				
	1995	1996	1997	1998	1999	1995	1996	1997	1998	1999
Kohlenbergbau, Torfgew.; Bergbau auf Uran-/Thoriumerze
Erdöl- und Erdgasbergbau
Erzbergbau ¹⁾ , Gew. von Steinen, Erden, sonst. Bergbau	681	638	627	639	636	681	650	655	667	683
Nahrungs- und Genußmittel, Getränke; Tabakverarbeitung	131	116	119	109	112	131	118	120	112	113
Herstellung von Textilien, Textilwaren und Bekleidung	152	176	192	217	212	152	177	190	218	213
Ledererzeugung, -verarbeitung, Herstellung von Schuhen	454	480	473	623	527	454	480	469	628	519
Be- und Verarbeitung von Holz (ohne Möbel)	131	135	132	171	149	131	132	132	171	150
Herstellung und Verarbeitung von Papier und Pappe	626	572	566	549	472	626	546	534	540	474
Verlagswesen, Druckerei, Vervielf. v. Ton-/Bild-/Datenträgern	106	113	112	116	108	106	111	111	117	108
Kokerei; Mineralölverarbeitung; Spalt- und Brutstoffe	581	489	433	582	450	581	530	480	567	466
Herstellung von Chemikalien und chemischen Erzeugnissen	138	191	184	192	171	138	179	171	178	153
Herstellung von Gummi und Kunststoffwaren	91	107	107	108	101	91	104	103	98	95
Herstellung, Bearbeitung v. Glas, Waren aus Steinen, Erden	461	457	469	448	425	461	461	466	451	436
Roheisen, Stahl, Rohre, sonst. erste Bearb. von Eisen, Stahl	2.189	2.409	2.456	2.184	2.422	2.189	2.281	2.284	2.157	2.135
Erzeugung und erste Bearbeitung von NE-Metallen	183	199	178	185	194	183	189	166	183	171
Gießereindustrie	339	381	360	353	334	339	361	335	349	295
Herstellung von Metallerzeugnissen	108	102	94	91	86	108	103	96	94	90
Maschinenbau	57	55	52	53	50	57	55	53	55	52
Büromasch., Datenverarb. ger., Elektrotech., Feinmech., Optik	33	38	36	42	36	33	38	36	43	37
Fahrzeugbau	76	67	60	58	50	76	68	62	60	52
Möbel, Schmuck, Musikinstr., Sportger., Spielw.; Rückgew.	79	84	86	124	109	79	84	86	125	111
Elektrizitätsversorgung	1.004	1.184	1.188	1.007	1.134	1.004	1.202	1.140	963	1.040
Gasversorgung	3	2	2	3	2	3	2	2	3	2
Fernwärmeversorgung	5.001	2.589	3.458	3.874	2.529	5.001	2.598	3.473	3.929	2.565
Wasserversorgung	1.134	1.253	1.446	2.484	1.963	1.134	1.262	1.508	2.619	2.067
Bauwesen	78	79	83	69	77	78	80	86	74	84
Produzierender Bereich insgesamt ²⁾	324	324	326	312	300	324	325	327	316	304

¹⁾ Wifo-Schätzung.

²⁾ Inklusive der Sektoren, die der Geheimhaltung unterliegen.

Q: WIFO-Berechnungen auf Basis der Energiebilanz 1990 - 1999, Statistik Österreich, WIFO-Datenbank, berücksichtigt sind Betriebe mit mehr als 20 Beschäftigten.

Die sechs emissionsintensivsten Sektoren hatten Anfang der 90er Jahre einen Anteil an den Gesamtemissionen des produzierenden Bereichs von 74,4% (Übersicht 3.7). Im Laufe der Jahre ist dieser Anteil zurückgegangen und erreichte Ende der 90er Jahre einen Wert von 71,3%. Der relative Rückgang bedeutet jedoch keine absolute Reduktion der CO₂-Emissionen in diesen Wirtschaftssektoren. Der Rückgang des relativen Anteils der emissionsintensivsten Sektoren bedingt Zugewinne in anderen Wirtschaftsbereichen. Bis auf den Sektor Herstellung von Chemikalien und chemischen Erzeugnissen (Anteil 1990: 1,9%, 1999: 2,8%) sind die Anteilszuwächse in den übrigen Sektoren gering.

Jene Sektoren mit den absolut höchsten Emissionen weisen auch die höchsten Emissionsintensitäten auf – mit Ausnahme einiger Wirtschaftsbereiche, die zwar absolut gesehen einen geringen Stellenwert haben, aber hohe Emissionen je Milliarde € Produktion aufweisen.

Übersicht 3.7: Emissionsintensivste Wirtschaftsbereiche nach den Sektoren der Energiebilanz der Statistik Österreich

	1995			1996			1997			1998			1999		
	CO ₂ - Emissionen	Betriebe	Emissions- intensität												
	1000 t	Anzahl	1000 t je Mrd. €	1000 t	Anzahl	1000 t je Mrd. €	1000 t	Anzahl	1000 t je Mrd. €	1000 t	Anzahl	1000 t je Mrd. €	1000 t	Anzahl	1000 t je Mrd. €
Roheisen, Stahl, Rohre, sonst. erste Bearbeitung von Eisen, Stahl	8.064	37	2.189	8.270	37	2.409	9.277	36	2.456	9.036	36	2.184	9.085	36	2.422
Elektrizitätsversorgung	7.542	129	1.004	8.969	129	1.184	9.172	116	1.188	7.871	115	1.007	8.936	115	1.134
Herstellung, Verarbeitung von Papier und Pappe	2.624	107	626	2.221	109	572	2.228	103	566	2.317	99	549	2.077	95	472
Kokerei; Mineralölverarbeitung	2.297	9	581	2.042	10	489	1.981	9	433	2.333	8	582	2.002	7	450
Fernwärmeversorgung	2.080	26	5.001	1.336	26	2.589	1.636	24	3.458	1.806	23	3.874	1.233	22	2.529
Herstellung, Bearbeitung von Glas, Waren aus Steinen, Erden	1.946	416	461	1.996	418	457	2.092	399	469	1.985	411	448	1.863	390	425
Emissionsintensivste Bereiche insgesamt	24.554	724	1.024	24.834	729	1.037	26.387	688	1.058	25.349	692	1.011	25.196	665	994
Produzierender Bereich insgesamt ¹⁾	33.012	13.095	324	33.908	13.322	324	35.942	12.701	326	35.877	12.892	312	35.324	12.197	300
Anteil Emissionsintensivste Bereiche an Produzierender Bereich in %	74,4	5,5		73,2	5,5		73,4	5,4		70,7	5,4		71,3	5,5	

¹⁾ Inklusive der Sektoren, die der Geheimhaltung unterliegen.

Q: WIFO-Berechnungen auf Basis der Energiebilanz 1990 - 1999, Statistik Österreich, WIFO-Datenbank, berücksichtigt sind Betriebe mit mehr als 20 Beschäftigten.

In den ausgewiesenen Emissionswerten sind die sektoral verursachten Verkehrsemissionen den jeweiligen Sektoren zugerechnet. Eine grundsätzliche Entscheidung für ein Emission Trading System liegt darin, ob verkehrsbedingte Emissionen in ein Trading System einbezogen werden oder nicht. Als Argument gegen eine Einbeziehung werden zum einen die Messprobleme bei der Erfassung der sektoralen Verkehrsemissionen und zum anderen die relativ einfache Möglichkeit der Auslagerung

von Verkehrsdienstleistungen auf den Verkehrssektor genannt. Letzteres führt zu keiner Reduktion der Emissionen sondern lediglich zu einer Verlagerung auf andere Wirtschaftssektoren. Wie weit diese Verlagerung einfach vorzunehmen ist, hängt von Verpflichtungen bzw. Regulierungen des Verkehrssektors in Hinblick auf eine Reduktion der CO₂-Emissionen ab. Es ist jedoch auch der Fall denkbar, dass den verkehrsbedingten Emissionen in den einzelnen Sektoren im Vergleich zu produktionsbedingten Emissionen bislang weniger Aufmerksamkeit geschenkt wurde und aus diesem Grund ein Optimierungspotenzial gegeben wäre. Dies würde für eine Einbeziehung der verkehrsbedingten Emissionen in den einzelnen Sektoren in ein Emission Trading System sprechen.

Stellt man die emissionsintensivsten Sektoren jenen Sektoren gegenüber, die von der Rückvergütungsregelung der Energieabgabe profitieren, so finden sich alle produzierenden emissionsintensiven Sektoren (nicht die Energieversorgungssektoren) in dieser Liste. Um eine Teilnahme an einem Emission Trading System attraktiv zu machen, könnte eine Ausnahme von der Energieabgabe der am Trading System teilnehmenden Unternehmen diskutiert werden. In Zusammenhang mit einem Grandfathering der Emissionsrechte würde dies aber einen Entfall von Steuereinnahmen für den Staat bedeuten. Ebenso könnte man argumentieren, dass der Großteil der Einnahmen aus der Energieabgabe aus dem Einsatz von Elektrizität erwächst, die zwar in der Herstellung, nicht aber bei der Verwendung Emissionen verursacht. Eine gänzliche Befreiung von der Energieabgabe könnte zu einer Verschiebung der Nachfrage nach Energie zugunsten von Elektrizität führen, was wiederum bei der Erzeugung mit höheren Emissionen verbunden sein dürfte. Eine Ausnahme der teilnehmenden Unternehmen an einem Emission Trading System von der Energieabgabe ist daher aufgrund der Effekte auf die Steuereinnahmen sowie möglicher Emissionseffekte zu diskutieren.

4. Nationale Emission Trading Systeme – Umsetzungserfahrungen und zukünftige Entwicklungen

Seit der Unterzeichnung des Kyoto-Protokolls sind eine Reihe von wissenschaftlichen Arbeiten und politischen Arbeitsgruppen mit Umsetzungsfragen einerseits eines internationalen bzw. EU-weiten Trading Systems und andererseits von nationalen Trading Systemen befasst gewesen. Insbesondere in einer Reihe von europäischen Ländern hatte es den Anschein, dass ein nationales Emission Trading System in naher Zukunft als Instrument der Klimapolitik eingesetzt würde.

Dänemark hat mit Beginn 2001 ein Trading System für den Elektrizitätssektor gestartet, Kanada versucht Erfahrungen mit einem freiwilligen Trading System zu sammeln. In Großbritannien hat ein Emission Trading für die Industrie mit Anfang 2002 begonnen. Andere Länder sind noch in einem früheren Stadium der Planung und Konzeptionierung eines Trading Systems¹².

Eine Vorreiterrolle in der praktischen Umsetzung eines Emission Trading Systems hat BP eingenommen, das ein konzernweites CO₂-Trading gestartet hat.

Die Umsetzung eines EU-weiten Emission Trading erscheint derzeit als wahrscheinlich. In Folge des Grünbuchs und der Kommentare dazu wurde mittlerweile ein Vorschlag für eine Richtlinie betreffend ein EU-weites System für den Handel mit Treibhausgasemissionen ausgearbeitet (*Europäische Kommission*, 2001).

Auf europäischer Ebene scheint es ein weitgehend übereinstimmendes Interesse an einem EU-weiten Emission Trading System zu geben. Dieses Bild ändert sich, wenn man auf die Ebene der Mitgliedsländer geht und die Fortschritte in Hinblick auf nationale Systeme analysiert. Wie bereits oben erwähnt, gibt es bei den EU-Mitgliedsländern zwei sogenannte "first mover" und zwar Dänemark und Großbritannien. Eine weitere Gruppe von Ländern zu der auch Österreich zählt, steht dem Instrument Emission Trading grundsätzlich mit Interesse gegenüber, konkrete Umsetzungspläne existieren jedoch noch nicht. Zu diesen Ländern zählen auch Schweden, Irland, Finnland und Norwegen. Eine dritte Gruppe von europäischen Ländern nimmt eher eine ablehnende Haltung in Hinblick auf das Instrument eines nationalen Emission Trading Systems ein, wie etwa Deutschland, Italien, Spanien oder Frankreich, wobei die Gründe für das mangelnde Interesse in den einzelnen Staaten unterschiedlich sein können. Etwa könnte die Einführung eines nationalen Emission Trading Systems potenziell in Konflikt mit bereits implementierten anderen Instrumenten der Klimapolitik stehen.

¹² Siehe dazu die Vorschläge für ein nationales Emission Trading System in Schweden (Punkt 4.5) oder in den Niederlanden (http://www.co2handel.nl/docs/Summary_NL_CO2_trading.pdf).

Im Folgenden werden die Systeme von Dänemark, Großbritannien, Kanada und BP sowie der Vorschlag für ein schwedisches System in Hinblick auf die jeweiligen Ziele, Teilnehmer und zentralen Gestaltungselemente beschrieben.

Ein wichtiger Punkt in bezug auf die Implementierung eines nationalen Emission Trading Systems liegt in der Abschätzung der dadurch angeregten Reduktionsmaßnahmen und entstehenden gesamtwirtschaftlichen Effekte. Dazu zählen einerseits die Kosten eines Emissionshandelssystems und andererseits auch sogenannte "ancillary benefits" der Reduktionsaktivitäten (z.B. positive Gesundheitswirkungen oder Anreize für technologische Innovationen)¹³. Zu den bisher geplanten bzw. implementierten Systemen in Dänemark und Großbritannien wurden jedoch – nach unserem Informationsstand – keine ex ante Evaluierungen durchgeführt, wie dies etwa beim SO₂-Trading in den USA gemacht wurde¹⁴. Auch von der OECD wird die Notwendigkeit der ökonomischen ex ante und ex-post Evaluierung betont.

4.1 Das dänische Cap-and-Trade System

4.1.1 Rahmenbedingungen

Ebenso wie eine Reihe anderer europäischer Staaten hat sich Dänemark im Zuge mehrerer internationaler Vereinbarungen zu einer beträchtlichen Reduktion von klimarelevanten Emissionen verpflichtet. Als zweifellos wichtigste Vereinbarung der internationalen Klimaschutzpolitik sei hier in erster Linie das Kyoto-Protokoll¹⁵ erwähnt, welches bei der 3. Vertragsstaatenkonferenz (COP 3) verabschiedet wurde und die Europäische Union (EU) zu einer 8%-igen Reduktion der sechs wichtigsten Treibhausgase¹⁶ verpflichtet. Der in der Folge festgelegte EU-interne Reduktionsverteilungsschlüssel sieht dabei für Dänemark ein Emissionsreduktionsziel von 21% für die Periode 2008 - 2012 unter das Niveau von 1990 vor (vergleiche Abbildung 4.1).

¹³ Eine Reihe von Studien und wissenschaftlichen Papers behandelt die Abschätzung der gesamtwirtschaftlichen Kosten und Nutzen unterschiedlicher Klimapolitiken einschließlich der Implementierung nationalen oder internationalen Emission Tradings mittels Modellberechnungen. Siehe dazu etwa Kverndokk – Rosendahl (2000), Nilsson – Huhtala (2000) oder Bye – Nyborg (1999).

¹⁴ Für ein europaweites Trading gibt es vorläufige Abschätzungen der ökonomischen Effekte eines EU-weiten Emission Trading auf Industrieebene (vgl. Capros – Mantzos, 2000, Böhringer, 2000), die das Kostensenkungspotential mit bis zu 3 Mrd. Euro pro Jahr beziffern. Diverse Forschungsinstitute haben sich ebenfalls mit der Abschätzung der Effekte von (internationalen) Emissionshandelssystemen beschäftigt (vgl. etwa die in OECD, 1999 zitierte Literatur).

¹⁵ United Nations (1997).

¹⁶ Zu diesen zählen: Kohlendioxid CO₂, Methan CH₄, Lachgas N₂O, Schwefelhexafluorid SF₆ sowie wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe HFC₅ und perfluorierte Kohlenwasserstoffe PFC₅.

Neben dieser internationalen Klimavereinbarung hat sich Dänemark bereits seit 1990 ein ambitioniertes nationales CO₂-Reduktionsziel von 20% bis 2005 bezogen auf das Basisjahr 1988 gesetzt. Zur Erreichung dieses Zieles wurde schon im Jahre 1990 der Aktionsplan "Energy 2000" ins Leben gerufen, welcher 1996 durch den Aktionsplan "Energy 21" abgelöst wurde.¹⁷ Im Zuge der Umsetzung der erwähnten Aktionspläne wurden in den letzten Jahren bereits eine Reihe von konkreten Maßnahmen gesetzt, von denen man sich in Summe die gewünschten CO₂- und Energieeinsparungen erhoffte.¹⁸

Im Jahre 1994 wurde eine Kommission beauftragt, eine Wirkungsanalyse der bis zu diesem Zeitpunkt getroffenen Maßnahmen zu erstellen, mit dem Ergebnis, dass ohne zusätzliche Anstrengungen das nationale 20%-ige Reduktionsziel nicht erreichbar ist. Im Anschluss an den Endbericht der Kommission wurde 1995 vom dänischen Gesetzgeber das sogenannte Energiepaket beschlossen, wodurch der Brennstoff- und Energieverbrauch für Gewerbe und Industrie durch eine Energiesteuer bzw. CO₂- und SO₂-Steuer belastet wurde.¹⁹

Eine Eigenheit der dänischen Umweltschutzpolitik ist jedoch, dass von den oben erwähnten Besteuerungsmaßnahmen die Elektrizitätswirtschaft ausgenommen ist und nur Elektrizität selbst einer Besteuerung unterliegt²⁰. Dieser Umstand führte dazu, dass bis 1999 Klimaschutzmaßnahmen des Elektrizitätserzeugungssektors oft erst im Anschluss an freiwillige Vereinbarungen mit der Regierung stattfanden.²¹ Die Bereitschaft der Energiewirtschaft zu solchen Vereinbarungen schwand jedoch weitgehend mit der Liberalisierung und Öffnung des europäischen Elektrizitätsmarktes durch die Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie²².

Ein zweiter entscheidender Faktor, welcher die dringende Notwendigkeit einer Reform der umweltpolitischen Steuerungsinstrumente im Elektrizitätssektor in den Blickpunkt rückte, ist die Tatsache, dass in den letzten Jahren die CO₂-Emissionen durch Elektrizitätserzeugung in Dänemark großen jährlichen Schwankungen unterlagen und somit kein kontinuierlich anhaltender Abwärtstrend erkennbar war. Eine Darstellung der Entwicklung der CO₂-Emissionen in den einzelnen Industriesektoren liefert Übersicht 4.1.

¹⁷ Ministry of the Environment and Energy (1999A).

¹⁸ Danish Energy Agency (2000A).

¹⁹ Danish Energy Agency (2000B).

²⁰ Betreiber von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energieträger bekommen die Steuer teilweise zurück erstattet.

²¹ Pedersen (2000).

²² EU (1997).

Übersicht 4.1: Sektorale CO₂-Emissionen

	1980	1988	1990	1997	1998	1999
	1000 t					
Mineralölverarbeitung	880	1.385	1.398	2.108	2.083	2.207
Transformationsprozesse	29.894	27.985	24.831	33.349	29.811	26.506
davon Elektrizitätsproduktion	24.038	23.299	20.741	29.260	25.719	22.712
Wärmeerzeugung	5.286	4.555	3.989	4.029	4.039	3.744
Stadtgasproduktion	570	131	101	60	53	50
Endenergieverbrauch	33.571	27.956	26.809	28.048	27.844	27.952
davon Transport	10.886	12.415	12.817	14.301	14.515	14.811
Landwirtschaft und Industrie	10.435	7.918	7.787	8.146	7.993	7.919
Dienstleistungssektor	2.945	1.600	1.364	973	794	857
Haushalte	9.305	6.023	4.841	4.628	4.542	4.365
Gesamtemissionen	64.345	57.326	53.038	63.505	59.738	56.665

Q: Ministry of the Environment and Energy, Emissions Statistics.

Die Ursachen für die beachtlichen Emissionsschwankungen des Elektrizitätserzeugungssektors sind im Zusammenhang mit dem Umstand zu suchen, dass der dänische Elektrizitätssektor wirtschaftlich sehr stark mit den Nachbarstaaten verbunden ist und von den 45 TWh Jahresstromproduktion des Landes etwa 15 TWh ins Ausland geliefert werden²³. Trockene Winter in Norwegen und Schweden²⁴ (wie es im Jahre 1998 der Fall war) und eine damit einhergehende geringere Elektrizitätserzeugung zwingen die beiden skandinavischen Staaten immer wieder, enorme Elektrizitätsmengen zur Deckung der eigenen Nachfrage aus Dänemark zuzukaufen. Dieser Elektrizitätshandel mit den Nachbarstaaten hat in den letzten Jahren in Dänemark überproportional zugenommen, und ein Großteil dieser zusätzlichen Elektrizitätserzeugung erfolgt mittels Einsatz von fossilen Brennstoffen.

All diese Umstände führten letztendlich zum Entschluss der dänischen Regierung, ein Emission Trading System für Dänemark sobald als möglich einführen zu wollen. Als eigentlicher Startschuss des dänischen CO₂ Emission Trading Systems kann dabei die am 3. März 1999 abgeschlossene Elektrizitätsreformübereinkunft (Electricity Reform Agreement)²⁵ zwischen der dänischen Regierung und den wichtigsten politischen Parteien des Landes bezeichnet werden, welche auch die Grundlage für die Form der Restrukturierung des dänischen Elektrizitätsmarktes darstellt. In diesem Übereinkommen sprachen sich alle beteiligten Parteien unter anderem dafür aus, ein CO₂ Emission Tra-

²³ Zarganis (1999). <http://www.weathervane.rff.org/pop/pop8/denmark.html>

²⁴ Die Stromproduktion in diesen beiden Staaten stammt zu einem Großteil aus Wasserkraftwerken.

²⁵ Ministry of the Environment and Energy (1999B).

ding System so rasch als möglich einzuführen, um den internationalen Umweltverpflichtungen des Landes auch tatsächlich nachkommen zu können. Die verbindliche Umsetzung des dänischen Emissionshandelssystems erfolgte schlussendlich nur wenige Monate später mit der Verabschiedung des entsprechenden Gesetzes (Bill 235)²⁶ durch das dänische Parlament.

4.1.2 Die Grundstruktur des dänischen Emissionshandelssystems

Das dänische Emissionshandelssystem ist grundsätzlich als Cap-and-Trade-System konzipiert und umfasst lediglich den Elektrizitätserzeugungssektor. Seine Laufzeit ist auf vorerst drei Jahre (von 2001 bis 2003) beschränkt, wobei der Elektrizitätsindustrie bzw. ihrer Vertretung eine gesetzliche Frist bis zum Ende des Jahres 2001 zur Erzielung einer Einigung mit der Regierung über die zukünftige Gestaltung des Systems gesetzt wurde. In diesem Kontext gibt es auch die Bestrebungen der dänischen Regierung, das Quotensystem für den Zeitraum nach dem Jahr 2003 dahingehend zu konzeptionieren, dass es später in ein europäisches Emissionshandelssystem integriert werden kann.

Für die anfängliche Verteilung der Emissionsquoten wurde der Grandfathering-Ansatz gewählt, also eine Gratisvergabe von Emissionsrechten. Das dänische Emission Trading System bezieht sich nur auf CO₂-Emissionen von Elektrizitätserzeugern, deren jährliche Emissionsuntergrenze bei mindestens 100.000 t CO₂ liegt, wodurch der Kreis der betroffenen Unternehmen auf nicht einmal zehn Akteure²⁷ eingeschränkt wird. Das durch den Emissionshandel angepeilte CO₂-Reduktionsziel bzw. das Gesamtemissionsniveau für die verpflichteten Elektrizitätsproduzenten wurde auf Basis der historischen CO₂-Emissionen der Jahre 1994 - 1998 gesetzlich ex ante festgelegt. Es beträgt 23 Mio. t²⁸ für das Jahr 2000 und entspricht somit etwa 70% der historischen Werte.²⁹ Die Basis für die Vergabe der Emissionszertifikate von 23 Mio. t wird mittels einer jährlichen Reduktion von 1 Mio. t CO₂ bis zum Jahr 2003 auf 20 Mio. t heruntergesetzt, wie auch aus der folgenden Abbildung hervorgeht.

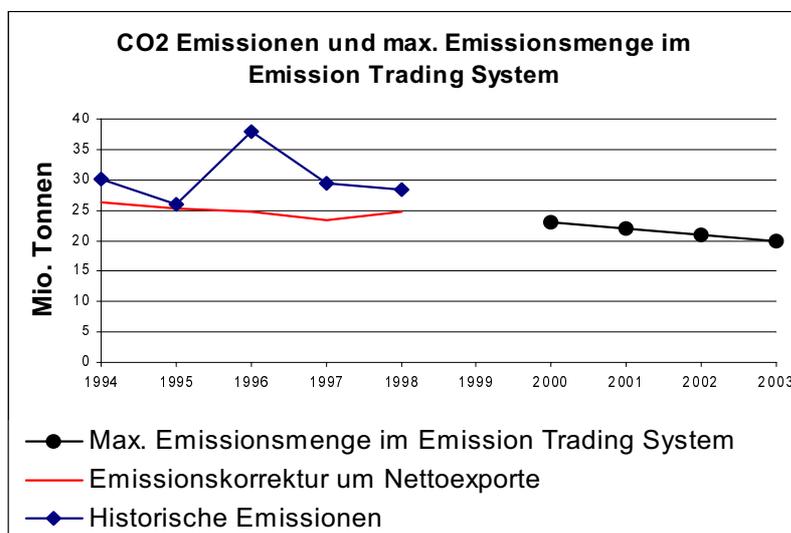
²⁶ Dänisches Parlament, (1999A).

²⁷ Neben einer Reihe dänischer Elektrizitätserzeuger sind auch zwei ausländische Unternehmen, der deutsche Energieversorger PreussenElektra und das schwedische Unternehmen Vattenfall, am dänischen Elektrizitätsmarkt tätig und somit von der Quotenregelung betroffen.

²⁸ Auf Basis detaillierter Emissionsprognosen sowie unter Berücksichtigung der internationalen Klimavereinbarungen Dänemarks wurden der Regierung von wissenschaftlicher Seite konkrete Emissionsreduktionsziele für den Elektrizitätssektor vorgeschlagen. Unter dem Druck der Interessensvertretungen und nach einem umfangreichen Diskussionsprozess wurde bereits in dem am 3. März 1999 abgeschlossenen "Electricity Reform Agreement" ein Emissionsausgangsniveau für das geplante Emissionshandelssystem von 23 Mio. t festgesetzt. Somit ist das Emissionsausgangsniveau von 23 Mio. t für das Basisjahr 2000 letztendlich das Resultat sowohl wissenschaftlicher Vorschläge als auch politischer Durchsetzbarkeit.

²⁹ Die durchschnittlichen CO₂-Emissionen für den Zeitraum 1994 - 1998 betragen etwa 30,3 Mio. t.

Abbildung 4.1: Historische CO₂-Emissionen und CO₂-Zertifikate für Elektrizitätserzeuger



Q: Pedersen, Danish CO₂ Emission Trading System, Danish Energy Agency, 2000.

Da die im Emission Trading System verpflichteten Elektrizitätserzeuger pro emittierter Tonne CO₂ ein Emissionszertifikat nachweisen müssen, werden zu Beginn der Handelsperiode - mit Beginn des Jahres 2001 - 22.000 Emissionsrechte³⁰ vergeben und in der Folge jährlich 1 Mio. Zertifikate, die einer Reduktion von 1 Mio. t CO₂ entsprechen, vom Markt genommen.

Um die Bedeutung des Reduktionsziels im Rahmen des Emissionshandelsmodells für die dänische Umweltpolitik zu erkennen, sollte darauf hingewiesen werden, dass zwischen 1994 und 1998 die Emissionen des dänischen Elektrizitätssektors bei durchschnittlich etwa 30,3 Mio. t CO₂ jährlich lagen³¹ und sich der gesamte CO₂ Ausstoß des Landes bei ca. 60 Mio. t³² jährlich bewegt.

4.1.3 Die Allokation der Emissionszertifikate³³

Wie in den vorhergegangenen Ausführungen bereits kurz erwähnt, beschritt man in Dänemark den Weg der unentgeltlichen Verteilung der Emissionslizenzen, wobei die historischen Emissionswerte der Jahre 1994 - 1998 der einzelnen Emittenten als Basis für individuelle Zuteilungen herangezogen wurden.

³⁰ Im Jahr 2001 beträgt die maximale Gesamtemissionsmenge im Emission Trading System 22 Mio. t. Infolge dessen stehen den verpflichteten Produzenten 22.000 Emissionsrechte zur Verfügung.

³¹ Ministry of the Environment and Energy (2000).

³² Ministry of the Environment and Energy (1999A).

³³ Vgl. Dänisches Parlament (1999A).

Eine wichtige Besonderheit des dänischen Elektrizitätssystems ist der relativ hohe Anteil (~ 50%) von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK-Anlagen) an der Stromversorgung. Dieser Umstand erforderte eine besondere Berücksichtigung bei der Gestaltung des anfänglichen Allokationsprozesses. Vor allem, um Unternehmen, die in den vergangenen Jahren vermehrt auf den Einsatz von KWK-Anlagen gesetzt haben, nicht wirtschaftlich zu belasten. Diese Unternehmen haben bereits einen beträchtlichen Beitrag zur Senkung der CO₂-Emissionen geleistet und haben somit nur mehr einen eingeschränkten Spielraum für weitere CO₂-Reduktionen. Um auch in Zukunft einen genügend großen Anreiz für die Errichtung und den Betrieb von KWK-Anlagen zu gewährleisten, wurde in Dänemark ein zweistufiger Grandfatheringprozess eingeführt, bei welchem KWK-Anlagen bei der Verteilung von Emissionsrechten bevorzugt behandelt werden. Grundlage dieses zweistufigen Grandfathering ist aber ein recht komplexer Berechnungsprozess, der im Folgenden etwas näher beleuchtet werden soll.

Ausgehend von der historischen Elektrizitätsproduktion und den jeweils dazugehörigen Emissionsmengen sieht das dänische Quotengesetz (Bill 235) vor, alle betroffenen Elektrizitätsproduktionsanlagen in zwei Gruppen aufzuspalten: In den sogenannten "Back-Pressure Part" bzw. den "Condensation Part" und in gleicher Weise die dazugehörigen Emissionen in "Back-Pressure-CO₂" bzw. "Condensation-CO₂". Dabei werden zu den "Back-Pressure"-Anlagen all jene Kraftwerke gezählt, in denen ein festes, technisch vorbestimmtes Verhältnis zwischen Elektrizitäts- und Nutzwärmeproduktion besteht. Die in einer solchen Anlage gewonnene Elektrizität wird in der Folge als "Back-Pressure"-Elektrizität bezeichnet und ebenso die damit einhergehenden CO₂-Emissionen als "Back-Pressure"-CO₂ (**B**). Im Gegensatz dazu sieht das dänische Quotengesetz vor, Elektrizität bzw. Emissionen, die aus Anlagen stammen, in denen keine Nutzwärme anfällt, als "Condensation"-Elektrizität bzw. "Condensation"-CO₂ (**C**) zu bezeichnen.

Für alle übrigen Kraftwerke, die nicht eindeutig einer der beiden Gruppen zugeordnet werden können, besteht ein gesonderter Berechnungsmodus. Denn in solchen Fällen darf zu "Back-Pressure"-Elektrizität nur jener Stromanteil gezählt werden, der direkt in Verbindung mit der Nutzwärmeproduktion gewonnen wird, die restliche Stromproduktion eines Kraftwerkes muss hingegen als "Condensation"-Elektrizität gerechnet werden. Mit Hilfe dieses etwas aufwendigen Modus ist es nun möglich, die Gesamtmenge an "Back-Pressure"-CO₂ ($\sum B$) bzw. "Condensation"-CO₂ ($\sum C$) genau zu ermitteln.

Der zweistufige Grandfatheringprozess sieht nun im Detail folgendermaßen aus. Ist die Summe aller "Back-Pressure"-CO₂ Emissionen $\sum B$ geringer als die vorgesehene Jahresquote an Emissionszertifikaten, erhält ein Stromproduzent Emissionsrechte im Umfang von:

$$B + \frac{(Quote - \sum B) * C}{\sum C}$$

B...Back-Pressure-CO₂, C...Condensation-CO₂, Quote...Menge an gesamten Emissionszertifikaten

Das bedeutet, dass jeder Stromproduzent immer zuerst eine Emissionslizenz für jene CO₂-Emissionen erhält, die in Verbindung mit einer Nutzwärmeproduktion entstehen (B) und erst dann die verbleibenden Zertifikate aufgeteilt werden. Sind jedoch die "Back-Pressure"-CO₂ Emissionen bereits in Summe gleich hoch oder höher als die gesetzlich festgelegte Quote für das entsprechende Jahr, können nur Emissionsrechte für "Back-Pressure"-CO₂ Emissionen ausgegeben werden.

Jeder Produzent erhält somit:

$$\frac{B * Quote}{\sum B}$$

B...Back-Pressure-CO₂, Quote...Menge an gesamten Emissionszertifikaten

Da jedoch der KWK-Anteil in der dänischen Stromwirtschaft bei etwa 50% liegt, kann damit gerechnet werden, dass im Laufe dieser Emissionshandelsperiode (bis 2003) kein Quotenengpass für "Condensation"-Anlagen bestehen wird.

Der Beitrag der Nutzwärmeproduktion zum Kohlendioxidausstoß eines Kraftwerkes wird innerhalb des dänischen Emissionshandelssystems zusätzlich dadurch berücksichtigt, dass der für die Nutzwärmeproduktion notwendige Brennstoffverbrauch durch eine sogenannte "Heating Rate" dividiert wird, d.h. der notwendige Brennstoffverbrauch wird rechnerisch halbiert. Diese Vorgehensweise hat zur Folge, dass die "Back-Pressure"-CO₂ Emissionswerte eines KWK-Kraftwerks beträchtlich reduziert werden. Die Reduktion der CO₂-Werte, die für die Verteilung der Emissionszertifikate relevant sind, erfolgt dabei proportional zu dem für die Nutzwärmeproduktion erforderlichen Brennstoffverbrauch im Verhältnis zum "Back-Pressure"- Brennstoffverbrauch.

Somit haben die Betreiber von KWK-Anlagen einen doppelten Vorteil gegenüber anderen Kraftwerken. Denn zum einen werden 50% des für die Nutzwärmeproduktion benötigten Brennstoffverbrauches vom gesamten für die Zertifikatsverteilung maßgebenden Brennstoffverbrauch abgezogen, und zum zweiten werden KWK-Anlagen bei der Allokation von Emissionsrechten durch den beschriebenen zweistufigen Grandfatheringansatz bevorzugt behandelt.

Die Berechnung und Verteilung der Emissionszertifikate zwischen den verpflichteten Elektrizitätserzeugungsunternehmen ist ein sich jährlich wiederholender Prozess. Es ist dabei vorgesehen, dass der zuständige Umweltminister bzw. die von ihm damit beauftragte dänische Energieagentur (Danish Energy Agency) bis spätestens 1. Juli eines Jahres die genaue Verteilung der Emissionsrechte für das Folgejahr veröffentlicht. Die festgesetzte Zertifikatsverteilung ist damit für alle Parteien bindend und kann nur unter ganz speziellen Umständen³⁴ durch den Minister nach Vorlage an das parlamentarische Energiepolitikkomitee, abgeändert werden.

³⁴ In den Erläuterungen zum Quotengesetz wird als Beispiel dafür eine plötzliche Energiekrise angeführt.

Um den betroffenen Elektrizitätsunternehmen einen ausreichend großen Planungszeitraum einzuräumen, werden die jährlichen Verteilungen der Emissionslizenzen immer für drei Jahre im Voraus veröffentlicht, wobei aber nur der Quotenverteilungsschlüssel für das jeweils nächste Jahr bindend ist und die restliche Zertifikatszuteilung lediglich Orientierungscharakter für die betroffenen Unternehmen haben soll. Die endgültige Emissionsquotenfestlegung erfolgt erst nach einer abschließenden Anhörung der im Trading System Verpflichteten sowie des Verbandes der Elektrizitätsproduzenten durch die dänische Energieagentur. Abgesehen von der oben erwähnten Anhörung besteht für die Elektrizitätsindustrie keinerlei Möglichkeit auf den beschriebenen Allokationsablauf direkten Einfluss zu nehmen. Die nunmehr seit März dieses Jahres festgelegte Emissionsgrenze für das Jahr 2001 sowie die vorgesehene Lizenzverteilung an die einzelnen Unternehmen für die beiden Folgejahre sind der nachstehenden Übersicht 4.2 zu entnehmen.

Übersicht 4.2: Verteilung der Emissionszertifikate für die Jahre 2001 - 2003

Allokation der CO ₂ -Emissionslizenzen an einzelne Unternehmen	Fixierte	Vorgesehene	Vorgesehene
	Zertifikatsverteilung	Zertifikatsverteilung	Zertifikatsverteilung
	2001	2002	2003
		Mio. ¹⁾	
Energi E2 A/S	8,221	7,577	7,135
Elsam A/S	10,533	9,873	9,420
PreussenElektra	0,965	0,838	0,751
I/S Avedøreværket 2 ²⁾	0,094	0,527	0,510
Østkraft Produktion A/S	0,062	0,060	0,058
Energi Randers Prod. A/S	0,198	0,198	0,198
Dansk Shell A/S	0,102	0,102	0,102
NRGI Amba (Anholt)	0,001	0,001	0,001
Nicht verteilte Emissionslizenzen ³⁾	1,825	1,825	1,825
Insgesamt	22,000	21,000	20,000

¹⁾ Anzahl der Zertifikate, wobei ein Zertifikat einer Tonne CO₂-Emission entspricht.

²⁾ Das Avedøre-Kraftwerk ist eine Ausnahme, da es erst Ende 2001 in Betrieb geht und daher für 2001 nur eine geringe Anzahl an Emissionslizenzen zugeteilt wurden.

³⁾ Die Danish Energy Agency ist dazu verpflichtet jedes Jahr ausreichend Emissionslizenzen für neu in den Markt eintretende Unternehmen zurückzuhalten. Da jedoch in den nächsten Jahren keine neuen Stromproduzenten am dänischen Energiemarkt zu erwarten sind, sieht Artikel 3 (5) des dänischen Quotengesetzes (Bill 235) vor, noch innerhalb des selben Jahres die verbliebenen Emissionslizenzen an die verpflichteten Elektrizitätsunternehmen anteilmäßig aufzuteilen.

Q: Ministry of the Environment and Energy, Danish Environment & Energy Newsletter, 2001.

Ein hervorstechendes Detail der Übersicht 4.2 ist, dass die Emissionsrechte jeweils um 1 Mio. t jährlich reduziert werden und die Emissionsreduktion bei jenen Unternehmen am geringsten aus-

fällt, wo der Anteil an KWK-Anlagen am höchsten ist. Dieser Umstand folgt aus dem bereits beschriebenen Prozedere, dass der Brennstoffverbrauch für die Wärmeerzeugung zu einem 50%-igen Anteil in die Allokation der Emissionszertifikate miteinbezogen wird.

*Grandfathering als staatliche Beihilfe?*³⁵

Im Zuge der im Artikel 88 (3) EGV vorgesehenen Unterrichtung der Europäischen Kommission bei einer beabsichtigten Einführung oder Umgestaltung von staatlichen Beihilfen, vertrat die Kommission die Ansicht, dass die Gratisvergabe von Emissionsrechten, wie sie im dänischen Emissionshandelssystem vorgesehen ist, grundsätzlich eine staatliche Beihilfe im Sinne des Artikels 87 (1) EGV darstellt. Ihre Ansicht begründete die Europäische Kommission damit, dass es durch Grandfathering zu einer Begünstigung von bereits im Markt befindlichen Unternehmen kommt und damit die Niederlassungsfreiheit für neu eintretende Marktteilnehmer beeinträchtigt wird, ein Faktum, das mit den Regeln des gemeinsamen Marktes unvereinbar ist. Trotz dieser von Kommissionsseite geäußerten Ansicht wurden letztendlich keine gravierenden Einwände gegen das dänische Emission Trading System geltend gemacht und mit Referenz auf den Umweltbeihilferahmen eines Emissionshandels (vgl. Artikel 87 (3) lit c EGV) das dänische Quotengesetz von der Kommission im April 2000 genehmigt³⁶. Um wettbewerbsverzerrende Einflüsse zu verhindern stellte die Kommission jedoch die Bedingung, dass für neu in den Markt eintretende Unternehmen ausreichend gratis Emissionslizenzen zurückgehalten werden. Diese Forderung der Kommission an den dänischen Gesetzgeber birgt zwar eine Vielzahl interessanter Implikationen für die zukünftige Ausgestaltung nationaler Emission Trading Systeme innerhalb der EU, ist jedoch von keiner praktischen Relevanz für das dänische Cap-and-Trade-System, da in den nächsten Jahren nicht zu erwarten ist, dass neue Stromproduzenten in Dänemark in den Markt eintreten werden. Dies vor allem aus zwei simplen Gründen. Zum einen besteht in Europa als Folge der regionalmonopolistisch strukturierten Energiepolitik der letzten Jahrzehnte nach wie vor eine enorme Stromerzeugungsüberkapazität, die für ein sehr niedriges Preisniveau im nordischen Elektrizitätsmarkt (Nordpool) sorgt. Dadurch entsteht ein Umfeld, in dem ein profitabler Betrieb von Elektrizitätskraftwerken nur sehr schwer möglich ist und neue Kraftwerksprojekte kaum Chance auf Realisierung haben. Zum zweiten beträgt die Genehmigungsphase für neue Kraftwerke in Dänemark mindestens fünf Jahre. Da jedoch der dänischen Energieagentur zur Zeit keine neuen Genehmigungsanträge bekannt sind kann mit Sicherheit davon ausgegangen werden, dass in den kommenden Jahren keine neuen Anlagen ans Netz gehen werden und somit kein Bedarf an zusätzlichen Emissionsrechten – zumindest in der ersten Phase bis 2003 - bestehen wird.

³⁵ Pedersen (2000).

³⁶ Zudem betonte die Kommission in ihrer Entscheidung, dass die Genehmigung des dänischen Quotenhandels keinesfalls als ein Präzedenzfall für ähnliche europaweit in Planung befindliche Emission Trading Systeme verstanden werden darf.

4.1.4 Struktur des Handelssystems

Cap-and-Trade und Banking

Das dänische Emissionshandelssystem ist grundsätzlich als Cap-and-Trade System konzipiert. Das bedeutet, dass die Gesamtmenge an erlaubten Emissionen durch eine Emissionsobergrenze (Cap) festgesetzt wird (in Dänemark sinkt diese von 23 Mio. t im Jahre 2000 auf 20 Mio. t 2003) und entsprechend dieser Emissionsbegrenzung handelbare Emissionslizenzen ausgegeben werden. Da das dänische Emission Trading System auf Elektrizitätsunternehmen mit einer jährlichen Mindestemissionsmenge von 100.000 t CO₂ eingeschränkt ist, sind, wie auch aus Übersicht 4.2 ersichtlich, lediglich wenige Unternehmen von diesem umweltpolitischen Instrument betroffen. Trotzdem werden mehr als 90% der gesamten CO₂-Emissionen der dänischen Elektrizitätsindustrie durch das Emissionshandelssystem reguliert, denn die restlichen knapp 500 Stromerzeuger des Landes sind in Summe für weniger als 10% der CO₂-Emissionen verantwortlich.

Die von der dänischen Energieagentur ausgegebenen Emissionsrechte sind, wie bereits ausgeführt, zwischen den Stromerzeugern handelbar. Jedes zur Teilnahme am Handelssystem verpflichtete Unternehmen hat somit die Möglichkeit, entweder seine Emissionslizenzen zu veräußern, wenn seine Emissionen unter der ihm zugeteilten Menge an Emissionszertifikaten liegen oder bei einer Überschreitung der individuellen Caps Emissionslizenzen von anderen Unternehmen anzukaufen. Wie sich ein Unternehmen im einzelnen Fall tatsächlich verhält, hängt primär davon ab, wie die Emissionsbeschränkung am kostengünstigsten zu erfüllen ist. Da der dänische Emissionszertifikatsmarkt nur aus einer sehr kleinen Anzahl an Marktteilnehmern besteht und deshalb nur mit einem geringen jährlichen Transaktionsvolumen gerechnet wird, sollen alle Markttransaktionen ausschließlich auf bilateraler Basis durchgeführt werden³⁷.

Neben dem Handel mit Emissionsrechten besteht für die Unternehmen die Option, nicht benötigte Überschusslizenzen für kommende Verpflichtungsperioden anzusparen (Banking). Das Banking von Überschusslizenzen ist jedoch durch ein sogenanntes "Saving Limit" von 20 Mio. t strikt begrenzt, welches zwischen den Produzenten gemäß ihrer Quotenverpflichtung aufgeteilt wird. Bei der Allokation des "Saving Limits" zwischen den verpflichteten Elektrizitätserzeugern wird so vorgegangen, dass die 20 Mio. t durch die Gesamtmenge an erlaubten jährlichen Emissionen dividiert werden und der daraus erhaltene Faktor mit der aktuellen Emissionsbeschränkung eines Unternehmens multipliziert wird. Auf diese Weise wird jedem Akteur ein individuelles "Saving Limit" zugeteilt, und jedes Unternehmen kann in der Folge Emissionsrechte sparen sobald die jährlichen Emissionen das Limit unterschreiten.

³⁷ Anfang Dezember wurden die ersten drei Verkäufe von Emissionslizenzen gemeldet. Die Elektrizitätserzeuger Elsam und Energi E2 haben insgesamt CO₂-Lizenzen im Wert von 160.000t an deutsche bzw. amerikanische Unternehmen verkauft (<http://www.planetark.org/dailynewsstory.cfm/newsid/13611/story.htm>).

Ein numerisches Beispiel könnte dazu folgendermaßen aussehen: Im Jahr 2002 beträgt die erlaubte Gesamtemission 21 Mio. t. Ein Unternehmen A hat eine Emissionsbeschränkung von 200.000 t für dieses Jahr. Durch die Division des "Saving Limits" (20 Mio. t) durch die maximale Gesamtemissionsmenge für das Jahr 2001 (21 Mio. t) erhält man einen Divisionsquotienten von ca. 0,95. Daraus lässt sich unter Berücksichtigung der Emissionsbeschränkung ein individuelles "Saving Limit" für das Unternehmen A von 190.000 t berechnen. Sollte die tatsächliche Emissionsmenge des Unternehmens im Jahr 2001 unterhalb dieser 190.000 t Grenze liegen, darf die Differenz für das folgende Jahr gespart werden.

Eine Aufteilung des "Saving Limits" zwischen den Produzenten gemäß ihrer Quotenverpflichtung ist notwendig, um die individuelle Bankingoption eines Elektrizitätsproduzenten nicht vom Verhalten anderer Akteure abhängig zu machen. Würden nämlich alle beteiligten Unternehmen innerhalb einer Gruppe zusammengefasst werden, könnte der Fall eintreten, dass zwar einige Unternehmen ihre jährliche Emissionsbeschränkung unterschritten haben, alle verpflichteten Produzenten in Summe hingegen über der 20 Mio. t Schwelle liegen und somit für kein Unternehmen eine Bankingerlaubnis besteht. Der Hauptzweck dieser Bankingmöglichkeit besteht darin, den Elektrizitätsunternehmen ein gewisses Maß an Flexibilität in Bezug auf sich verändernde Rahmenbedingungen einzuräumen. Die Emissionsrechte können auf diese Weise in jenen Jahren geltend gemacht werden, in denen sie den größten ökonomischen Nutzen für ein Unternehmen haben. Für gesparte Emissionszertifikate besteht die Möglichkeit, gutgeschriebene Emissionsmengen zu kaufen oder zu verkaufen. Die an einer Transaktion beteiligten Parteien sind gesetzlich dazu verpflichtet, sowohl beim Transfer von CO₂-Emissionsrechten als auch von CO₂-Gutschriften das gehandelte CO₂-Volumen, den betroffenen Zeitraum sowie den Preis innerhalb einer Frist von vier Wochen der dänischen Energieagentur zu melden.

Sanktionsmechanismus:

Der Nachweis der Erfüllung der individuellen Emissionsbeschränkungen erfolgt im dänischen Emissionshandelssystem durch den Besitz der notwendigen Anzahl an Emissionsrechten. Da durch die Ausgabe von Emissionslizenzen an individuelle Unternehmen auch die Gesamtemissionen von CO₂ des Energiesektors verbrieft wird³⁸, ist sichergestellt, dass die gesetzlich festgesetzte maximale Emissionsmenge auch tatsächlich eingehalten wird. Sollte jedoch ein verpflichtetes Elektrizitätsunternehmen nicht in der Lage sein, die benötigte Anzahl an Emissionsrechten vorzuweisen, ist ein Sanktionsmechanismus in Form einer Geldstrafe vorgesehen.

³⁸ Ein betroffener Stromproduzent muss für jede emittierte Tonne CO₂ ein handelbares Zertifikat vorweisen können.

Diese Geldstrafe beträgt 40 DKK (ca. 5,4 €³⁹) pro nicht genehmigter Tonne CO₂. Der Hauptgrund für die verhältnismäßig moderate Geldbuße liegt darin, dass in allen dänischen Nachbarstaaten bis dato noch kein nationales Emission Trading System eingeführt wurde, und man besonders seitens der Wirtschaft zu große Wettbewerbsnachteile bei höheren Geldstrafen befürchtet. Die geringe Höhe der finanziellen Sanktionen bewirkt somit de facto, dass das dänische Quotenhandelssystem eher eine Mischform aus Zertifikatshandel und CO₂-Steuer darstellt. Durch die relativ geringe Steuer ist die Integrität des Caps jedoch nicht mit Sicherheit gewährleistet. Die durch die Geldstrafen lukrierten Einnahmen des dänischen Staates sind ausschließlich für Energiesparmaßnahmen zweckgebunden, wie bereits in der Elektrizitätsreformübereinkunft von März 1999 festgelegt wurde.

Somit kann die Funktionsweise des dänischen Emissionshandelssystems wie folgt kurz zusammengefasst werden:⁴⁰

Im Jahr X-1:

- Nach einer Stellungnahme und Anhörung der betroffenen Elektrizitätsunternehmen zu der vorgeschlagenen Verteilung der Emissionszertifikate erfolgt ihre abschließende Festsetzung. Jedes Unternehmen erhält daraufhin eine bindende Emissionserlaubnis (A) für das folgende Jahr X zugesprochen.
- Jeder Produzent erhält ferner ein sogenanntes "Saving Limit" (S).

Im Jahr X:

- Der aktuelle Brennstoffverbrauch und die daraus resultierenden CO₂-Emissionen (E) werden von den Stromerzeugern aufgezeichnet und stellen die Grundlage für das Monitoring dar.
- Zwischen den Unternehmen findet ein Handel mit Emissionsrechten und Emissionsgutschriften statt, wobei jede Transaktion genauestens der dänischen Energieagentur berichtet werden muss.

Im Jahr X+1:

Der Brennstoffverbrauch jedes einzelnen Kraftwerkes sowie die CO₂-Emissionen des Vorjahres werden der dänischen Energieagentur im Nachhinein gemeldet.

- Sollte $E > A$, muss eine Geldstrafe im Ausmaß von $(E-A) \cdot 40$ DKK bezahlt werden.
- Ist $A > E > S$ ist weder eine Strafe zu bezahlen noch gibt es die Möglichkeit Emissionsrechte für zukünftige Verpflichtungsperioden gutschreiben zu lassen.

³⁹ Die im Folgenden verwendeten Kurse beziehen sich auf Wechselkurse Ende Mai 2001.

⁴⁰ Pedersen (2000).

- Ist $E < A$ darf die Emissionsmenge (A-E) gutgeschrieben und in Zukunft verwendet werden, solange das "Saving Limit" (S) nicht überschritten wird.

Monitoring und Berichterstattungspflichten

Eine genaue und umfangreiche Kenntnis der aktuellen und vergangenen Emissionsdaten ist die Basis für die Funktionsfähigkeit und Glaubwürdigkeit jedes Emissionshandelssystems. Gerade aber die Gewinnung vertrauenswürdigen Datenmaterials ist keineswegs ein einfaches Unterfangen und oftmals mit nennenswertem finanziellen und administrativen Aufwand verbunden. Um diesen Aufwand möglichst gering zu halten, aber trotzdem zu aufschlussreichen Emissionswerten zu gelangen, entschloss man sich in Dänemark, einen indirekten Ansatz zu wählen.

Die Gewinnung von CO₂-Emissionsdaten sowie das Monitoring des dänischen Emissionshandelssystems erfolgt mittels kontinuierlicher Kontrolle und Aufzeichnung des Brennstoffverbrauches der einzelnen Kraftwerke⁴¹. Um die CO₂-Emissionen zu berechnen, wird der spezifische Brennstoffverbrauch mit einem standardisierten Emissionsfaktor multipliziert, der je nach Brennstoffart unterschiedlich groß ist.⁴² Die Emissionsfaktoren der unterschiedlichen Brennstoffe sind Übersicht 4.3 zu entnehmen.

Übersicht 4.3: Ausgewählte Emissionsmultiplikatoren

Energieträger	CO ₂ (kg/GJ)
Kohle	95,0
Flüssiggas	65,0
Motor- und Flugtreibstoffe	73,0
Kerosinähnlicher Flugtreibstoff und anderes Kerosin	72,0
Benzin/Diesel	74,0
Heizöl, Altöl	78,0
Erdgas, Stadtgas, Raffineriegas	56,9
Koks	105,0
Braunkohlebriketts	97,0

Q: Dänisches Parlament, Bill on CO₂ Quotas for Electricity Production, Annex I, 1999A.

⁴¹ Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass alle in Dänemark tätigen Elektrizitätserzeuger (rund 500) einer detaillierten Meldepflicht unterliegen und diese keineswegs auf die vom Emissionshandelssystem betroffenen Versorgungsunternehmen beschränkt ist.

⁴² Die Emissionsmultiplikatoren sind im Anhang I zum dänischen Quotengesetz (Bill 235) festgelegt.

Es ist Aufgabe der einzelnen Elektrizitätsproduzenten bis spätestens 31. März jeden Jahres genaue Daten zu Elektrizitäts- und Nutzwärmeproduktion, Brennstoffverbrauch sowie CO₂-Emissionen an das zuständige Ministerium für Umwelt und Energie weiterzuleiten. Auf Basis dieser jährlich gemeldeten Daten erstellt das Ministerium jedes Jahr einen Überblicksbericht mit den Schwerpunkten: tatsächliche CO₂-Emissionen der einzelnen Erzeuger im Vorjahr, Anzahl der gehandelten Emissionslizenzen nach Betreibern und Ausmaß der Inanspruchnahme der Bankingoption in Hinblick auf Anzahl der Unternehmen und Umfang.

Die in diesem Bericht vorgelegten Informationen sind Grundlage für die Verhängung von Geldstrafen und geben darüber Auskunft, ob die nicht verpflichteten Elektrizitätsproduzenten nach wie vor unter der 100.000 t CO₂ Emissionsobergrenze liegen und somit weiterhin nicht der Teilnahme am Emission Trading System unterliegen.

Eine Reihe wichtiger Datenmaterialien für die Abwicklung des Handelssystems liefern auch sogenannte "System Responsible Companies". Darunter versteht man lizenzpflichtige Unternehmen,⁴³ die innerhalb des liberalisierten dänischen Elektrizitätsmarktes für die Koordinierung des Marktes sowie die Funktionsfähigkeit eines Versorgungsgebietes zuständig sind. § 28 des dänischen Elektrizitätsgesetzes⁴⁴ weist diesen Unternehmen unter anderem die Aufgabe zu, jährliche Aufzeichnungen über die Gesamtemissionsbilanz des entsprechenden Versorgungsgebietes zu führen. Die Emissionsbilanzen müssen weiters Informationen über die in Planung befindlichen oder bereits durchgeführten CO₂-Emissionsreduktionsmaßnahmen der einzelnen Produzenten beinhalten. Diese Emissionsberichte bilden somit auch die Grundlage für die Beurteilung möglicher CO₂-Emissionsreduktionspotenziale einzelner Stromversorger seitens der dänischen Energieagentur.

Unternehmenskontrollen: "Right to Entry"

Das dänische Quotengesetz (Bill 235) räumt dem Ministerium für Umwelt und Energie das Recht ein, jederzeit unangekündigte Überprüfungen bei den quotenverpflichteten Elektrizitätsproduzenten durchzuführen (Right to Entry). Zweck dieser Kontrollen ist es, sicherzustellen, dass von den Unternehmen korrekte, unverfälschte Informationen und Daten an das Ministerium bzw. die dänische Energieagentur weitergeleitet werden. Für den Fall, dass von einem Stromerzeuger vorsätzlich falsche oder unvollständige Angaben und Auskünfte gegeben werden, müssen diese mit beträchtlichen Geldstrafen seitens der zuständigen Behörde rechnen.

⁴³ Zurzeit existieren im Dänemark zwei "System Responsible Companies", nämlich Eltra und Elkraft Systems.

⁴⁴ Vgl. Dänisches Parlament (1999B).

Administration

Die administrativen Aufgaben des dänischen Emissionshandelssystems wurden vom Ministerium für Umwelt und Energie der dänischen Energieagentur übertragen. Sowohl die Festlegung und Vergabe von Emissionsrechten als auch das Überwachen des laufenden Handelssystems liegen im Verantwortungsbereich der Energieagentur. Weiters ist die statistische Abteilung der dänischen Energieagentur für die Überwachung und Überprüfung aller eintreffenden Daten (Brennstoffverbrauch, Energieproduktion, CO₂-Emissionen usw.) verantwortlich.

Da mit der Wahrnehmung der erwähnten Aufgaben auch beträchtliche Administrationskosten einhergehen, müssen alle quotenverpflichteten Stromversorgungsunternehmen eine Gebühr von 0,079 DKK (1,05 Cent) pro Tonne CO₂-Emissionserlaubnis bezahlen, um damit einen Großteil der entstehenden Aufwendungen zu decken.⁴⁵ Somit tragen die Elektrizitätserzeuger mehr als 1,5 Mio. DKK (200.000 €) jährlich zu den anfallenden Verwaltungskosten bei.

4.2 Das britische Emissionshandelssystem

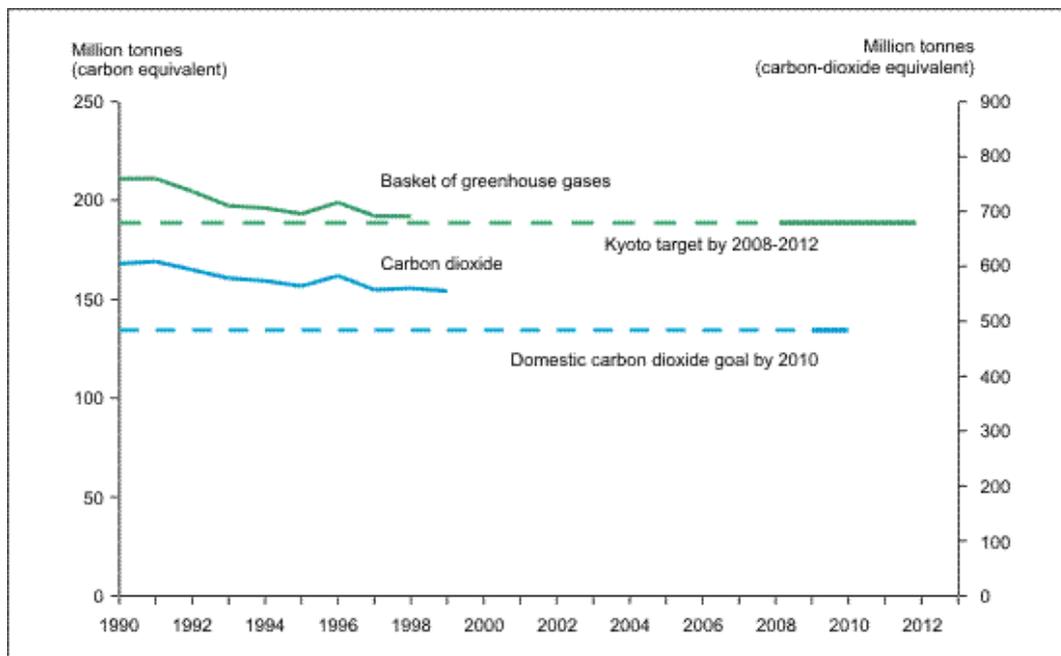
Der Beitrag Großbritanniens zur Erreichung des europäischen Kyoto-Ziels von -8% liegt in einer Reduktion der nationalen Treibhausgasemissionen um 12,5%. Zusätzlich zu dieser internationalen Verpflichtung hat sich die britische Regierung ein durchaus ambitioniertes, nationales CO₂-Reduktionsziel von 20% bis 2010, bezogen auf das Basisjahr 1990, vorgenommen. Zwar weisen die Treibhausgasemissionen des Landes einen sinkenden Trend⁴⁶ auf - die Emissionen der sechs wichtigsten Treibhausgase verringerten sich zwischen 1990 und 1998 um 9% (vgl. Abbildung 4.2) - doch sind unzweifelhaft weitere Anstrengungen notwendig, um die ins Auge gefassten Reduktionen auch tatsächlich erreichen zu können.

Im Bewusstsein dieser Tatsache wurde in Großbritannien in den letzten Jahren eine umfassende Klimastrategie entwickelt, die im Wesentlichen auf der Kombination dreier umweltpolitischer Instrumente aufgebaut ist. Diese Instrumente sind eine seit April 2001 eingeführte Energiesteuer (nicht nach CO₂ Intensität differenziert), die sogenannte "Climate Change Levy" (CCL), sektorale Climate Change Levy Agreements (freiwillige Vereinbarungen zwischen Sektoren/Unternehmen und der Regierung) sowie die Installierung eines nationalen, freiwilligen Emission Trading Systems.

⁴⁵ Pedersen (2001).

⁴⁶ Ein Hauptgrund für die sinkende Emissionsbelastung des letzten Jahrzehntes ist in der vollzogenen Liberalisierung des britischen Energiemarktes zu sehen, im Zuge dessen eine Vielzahl unrentabler, umweltbelastender Kohlekraftwerke durch neue weniger umweltbelastende Gaskraftwerke ersetzt wurde.

Abbildung 4.2: Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Großbritannien, 1990 - 1999



Q: Department of the Environment, Transport and the Regions, *The Environment in your Pocket 2000*, London, 2000D.

4.2.1 Die Climate Change Levy (CCL)

Den eigentlichen Anstoß zu einer britischen Energiesteuer gab Lord Marshall mit seinem Bericht an die britische Regierung "Economic Instruments and the Business Use of Energy" im November 1998.⁴⁷ Darin betonte Lord Marshall, dass die baldige Besteuerung von fossilen Energieträgern ein wichtiges und unverzichtbares Instrument darstellt, wenn Großbritannien seine Emissionsziele auch tatsächlich erreichen wolle. Aufbauend auf dieser Empfehlung veröffentlichte die britische Regierung in ihrem Budget 1999 erstmals den festen Willen, eine Energiesteuer, die sogenannte "Climate Change Levy" (CCL), auf den Verbrauch fossiler Energieträger innerhalb eines Jahres einführen zu wollen. Diese Ankündigung wurde mit der Verabschiedung des Finanzgesetzes für das Jahr 2000 (Finance Bill 2000) ein Jahr später umgesetzt und gleichzeitig die rechtliche Grundlage für das In-Kraft-Treten der CCL mit 1. April 2001 gelegt.⁴⁸ Die Eckpfeiler der CCL können wie folgt zusammengefasst werden.⁴⁹

⁴⁷ Department of the Environment, Transport and the Regions (2000A).

⁴⁸ HM Customs and Excise, Information Server (2000A)

⁴⁹ HM Customs and Excise, Information Server (2000B).

Die CCL ist eine Steuer auf den Verbrauch von Elektrizität, Gas und Kohle. Die Steuersätze sind dabei je nach Energieträger unterschiedlich hoch und betragen 0,43 p/kWh (ca. 0,71 Cent) für elektrischen Strom, 0,15 p/kWh (ca. 0,25 Cent) für Kohle und Erdgas sowie 0,07 p/kWh (ca. 0,12 Cent) für Flüssiggas. Betroffen von diesem umweltpolitischen Steuerungsinstrument sind alle privatwirtschaftlichen und öffentlichen Sektoren, nicht jedoch die privaten Haushalte. Ausgenommen von der CCL ist die Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern und aus KWK-Anlagen.

Mit der Einführung der Energiesteuer wurden auch gleichzeitig eine Reihe von konkreten Maßnahmen vorgesehen, die sowohl die Wettbewerbsfähigkeit der britischen Wirtschaft sicherstellen als auch weitere Anreize für Umweltschutzmaßnahmen bieten sollen.

Dazu zählen:

- Die Beschränkung der CCL auf eine maximale Einnahmehöhe von 1 Mrd. £ (1,66 Mrd. €) im Jahr 2001 - 2002. Sollten die lukrierten Steuereinnahmen diese Schwelle überschreiten, ist eine Senkung der erwähnten Steuersätze vorgesehen.
- Die Einführung eines 80%-igen Steuernachlasses für energieintensive Sektoren, die eine freiwillige Vereinbarung mit der Regierung abgeschlossen haben (siehe dazu Punkt 4.2.3.1).
- Die vollständige Rückerstattung der staatlichen Einnahmen aus der CCL an die davon betroffene Wirtschaft. Diese Rückverteilung soll mittels einer Senkung des Arbeitgeberbeitrages zur Sozialversicherung (Employers' National Insurance Contribution) um 3% sowie einem Fond von 150 Mio. £ (ca. 249,1 Mio. €) zur Förderung von Energieeffizienzmaßnahmen (siehe dazu Punkt 4.2.3.2) erfolgen.

Durch diese Regelungen wird sichergestellt, dass die Energiesteuer eine für den privaten Sektor neutrale Maßnahme darstellt. Es wird erwartet, dass es durch die CCL zu einer jährlichen Reduktion der CO₂-Emissionen um mindestens 2 Mio. t bis zum Jahr 2010 kommt.

4.2.2 *Entstehungsgeschichte und schematische Kurzdarstellung des britischen Emission Trading Systems*

Als Lord Marshall im November 1998 seinen Bericht "Economic Instruments and the Business Use of Energy" der britischen Regierung vorlegte, war darin neben der Empfehlung einer Energiesteuer auch der Vorschlag enthalten, ein von der Wirtschaftsseite initiiertes nationales Emissionshandels-Pilotprojekt für Treibhausgase zu starten. Den Empfehlungen Lord Marshalls folgend, gründeten die "Confederation of British Industry" (CBI) und das "Advisory Committee on Business and Environment" (ACBE) im Juni 1999 die "Emission Trading Group" (ETG), eine Organisation, die für die Erarbeitung eines nationalen Emissionshandelssystems verantwortlich war und in ihrer Anfangsphase von 25 (heute mehr als 100) wichtigen Unternehmen des Landes unterstützt wurde. Die ETG spielte in der Folge eine zentrale Rolle in der Entwicklung eines britischen Emission Trading Systems und

erarbeitete in enger Kooperation mit dem zuständigen Ministerium (Department for Environment, Food and Rural Affairs) ein auf Freiwilligkeit basierendes Handelssystem (das eine (von der Industrie präferierte) Alternative zur CCL darstellte). Die Vorschläge und Erkenntnisse der ETG zum Emissionshandelssystem wurden der britischen Regierung im März 2000 in einem umfangreichen Optionenbericht⁵⁰ "Outline Proposals for a UK Emissions Trading Scheme" vorgelegt. Auf Basis dieses Dokuments veröffentlichte die Regierung im November 2000 ein Konsultationspapier⁵¹ "A Greenhouse Gas Emissions Trading Scheme for the United Kingdom", welches als Grundlage für eine detaillierte Diskussion noch offener Fragen und Gestaltungselemente dienen sollte. Die Reaktionen und Antworten auf das erwähnte Konsultationspapier⁵² wurden in den Folgemonaten in einen endgültigen Vorschlag für ein britisches Emission Trading System miteinbezogen. Weitere Details bezüglich der Gestaltung des Handelssystems wurden im Mai 2001 in einem "Draft Framework Document for the UK Emissions Trading Scheme"⁵³ vom zuständigen Ministerium veröffentlicht. Die endgültige Ausgestaltung des Systems wurde im August 2001 festgelegt (*Department for Environment, Food and Rural Affairs*, 2001). Das System wurde Ende 2001 gemäß den Regeln für staatliche Beihilfe von der EU genehmigt. Das Emissionshandelssystem wird somit Anfang 2002 anlaufen⁵⁴. Die EU Kommission⁵⁵ hat jedoch darauf hingewiesen, dass wesentliche Unterschiede zwischen dem britischen Ansatz und dem EU Richtlinienvorschlag bestehen, die zu Marktverzerrungen führen können. Die zentralen Gegensätze bestehen in der Freiwilligkeit der Teilnahme, dem Einsatz finanzieller Anreizmittel sowie in der Ausnahme der Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung im britischen Ansatz. Im Falle des Inkrafttretens der EU Richtlinie für ein gemeinschaftsweites Emissionshandelssystem ab 2005 müsste das britische System geändert und den Vorgaben der Richtlinie in Einklang gebracht werden.

Die grundsätzliche Konzeption des britischen Emission Trading Systems kann als eine Kombination eines Cap-and-Trade mit einem Baseline-and-Credit-Ansatz beschrieben werden. Die Begründung für die Installierung eines solchen Mischsystems liegt im Umstand, dass es allen nationalen Unternehmen offen steht, an dem Emissionshandelssystem teilzunehmen, wodurch aus systempraktischen Gründen eine Abgrenzung zwischen jenen Unternehmen, die eine Reduktion der CCL im Austausch gegen eine freiwillige Vereinbarung erhalten und jenen, die die CCL in voller Höhe zahlen und absolute Ziele im Austausch gegen finanzielle Förderungen akzeptieren (direkt eintretende Unternehmen) unabdingbar ist.

⁵⁰ Emission Trading Group (2000).

⁵¹ Department of the Environment, Transport and the Regions (2000B).

⁵² Department of the Environment, Transport and the Regions, (2000C).

⁵³ Department of the Environment, Transport and the Regions (2001A).

⁵⁴ Die erste Auktion der Fördermittel wird Mitte März 2002 durchgeführt, der Handel mit Emissionsrechten beginnt mit April 2002.

⁵⁵ Europäische Kommission (2001B).

Die Emissionslizenzen werden von der Regierung für eine erste Handelsperiode von 2002 bis 2012 ausgegeben, wobei für die Administration des Handelssystems eine eigene, innerhalb des zuständigen Ministeriums (Department for Environment, Food and Rural Affairs) angesiedelte "Emission Trading Authority" (ETA) zuständig ist. Im Unterschied zu anderen nationalen Emissionshandelssystemen, wie z.B. in Dänemark, soll das britische System nicht auf CO₂-Emissionen beschränkt sein, sondern ebenfalls eine Reihe anderer wichtiger Treibhausgase umfassen.⁵⁶ Direkt eintretenden Unternehmen steht es offen, sich entweder zu einer Verringerung aller wichtigen Treibhausgase oder nur zu einer CO₂-Emissionsreduktion zu verpflichten. Da es jedoch zur Zeit, außer für Kohlendioxidemissionen, noch keine einheitlichen Aufzeichnungs- und Berichterstattungsvorschriften gibt, wird das Handelssystem während des Anfangsstadiums weitgehend auf CO₂-Emissionen beschränkt sein. Als Basisemissionsniveau (Baseline) für die Verifizierung der absoluten Reduktionen wird der durchschnittliche Emissionsausstoß eines teilnahmeberechtigten Unternehmens während der letzten drei Jahre inklusive dem Jahr 2000 herangezogen. Sollten von einem teilnahmeberechtigten Unternehmen nicht ausreichend glaubhafte oder unvollständige Emissionsaufzeichnungen der letzten Jahre verfügbar sein, besteht auch die Möglichkeit, nur Emissionsdaten der Jahre 1999 – 2000 oder lediglich des Jahres 2000 als Baseline heranzuziehen.

Die anfängliche Allokation der Emissionsrechte wird mittels Grandfathering erfolgen, also durch eine Gratisvergabe von Emissionsrechten an alle Unternehmen, die erfolgreich aus einem zuvor durchgeführten Auktionsverfahren hervorgegangen sind. An dieses Auktionsverfahren ist auch die Verteilung der zur Verfügung stehenden Fördergelder gekoppelt. Aufgrund der Tatsache, dass die Teilnahme am nationalen Emissionshandelssystem auf freiwilliger Basis geschieht, ist von staatlicher Seite ein finanzieller Anreiz in Form von Förderungen in der Höhe von 30 Mio. £ (ca. 49,8 Mio. €) jährlich für die Startphase von fünf Jahren vorgesehen.

4.2.3 Gestaltungselemente des britischen Emission Trading Systems⁵⁷

4.2.3.1 Klassifizierung der am Handelssystem teilnahmeberechtigten Akteure

Das britische Emission Trading ist ein auf Freiwilligkeit basierendes System, welches grundsätzlich allen nationalen Firmen und sonstigen Organisationen wie NGOs oder Brokern zur Teilnahme offen steht. Es ist eine Kombination aus einem Cap-and-Trade und Baseline-and-Credit-Ansatz, eine

⁵⁶ Entsprechend dem Kyoto-Protokoll sind dies: Kohlendioxid CO₂, Methan CH₄, Lachgas N₂O, Schwefelhexafluorid SF₆ sowie wasserstoffhaltige Fluorkohlenwasserstoffe HFC_s und perfluorierte Kohlenwasserstoffe PFC_s.

⁵⁷ Vgl. dazu: Emission Trading Group, Outline Proposals for a UK Emissions Trading Scheme, Second edition, März 2000. Department of the Environment, Transport and the Regions, A Greenhouse Gas Emissions Trading Scheme for the United Kingdom - Consultation Document, London, November 2000B. Department of the Environment, Transport and the Regions, Draft Framework Document for the UK Emissions Trading Scheme, London, Mai 2001A.

Konstellation die sich aus der unterschiedlichen Art der am System teilnahmeberechtigten Akteure ergibt. Zu diesen zählen in erster Linie:

- Unternehmen, die sich aufgrund finanzieller staatlicher Anreize freiwillig dazu verpflichten, absolute Emissionsreduktionen vorzunehmen (sogenannte direkt eintretende Unternehmen)⁵⁸. Solche Akteure akzeptieren eine jährlich vorgegebene Emissionsobergrenze (Cap) für alle von ihnen in das System eingebrachten Emissionsquellen⁵⁹ und erhalten dieser entsprechend Emissionsrechte für jeweils ein Jahr zugeteilt. Berücksichtigt werden sowohl direkte als auch indirekte Emissionen. Um ihren Reduktionsverpflichtungen nachzukommen, müssen sie am Ende jeden Jahres Emissionslizenzen im Umfang ihrer aktuellen Emissionen der eingebrachten Quellen nachweisen können. Das auf solche Unternehmen angewandte Verfahren entspricht somit dem traditionellen Cap-and-Trade-Ansatz.
- Eine weitere am Emission Trading System teilnahmeberechtigte Gruppe sind Unternehmen, die eine freiwillige Vereinbarung⁶⁰ (Climate Change Agreement) mit der Regierung abgeschlossen haben, um sich für einen 80%-igen Energiesteuernachlass zu qualifizieren (sogenannte abkommenverpflichtete Unternehmen)⁶¹. Für solche Betriebe soll das Handelssystem eine zusätzliche Option darstellen, wie sie ihrer Emissionsreduktionsverpflichtung kostengünstig nachkommen können. Es ist jedoch wichtig an dieser Stelle zu erwähnen, dass es den abkommenverpflichteten Unternehmen offen steht, entweder absolute Emissionsreduktionsziele (bzw. Energieeinsatzziele) oder relative Ziele in Form von Emissionen (bzw. Energieeinsatz) pro Output-Einheit (Unit targets) zu vereinbaren. Diese Unternehmen unterliegen im Gegensatz zu direkt eintretenden Unternehmen einem Baseline-and-Credit-Ansatz. Die Ziele der abkommenverpflichteten Unternehmen sind in den jeweiligen Vereinbarungen festgelegt. Daher sind sie im Gegensatz zu direkt eintretenden Unternehmen nicht dazu verpflichtet ihre Emissions-Baselines zu berechnen.

⁵⁸ Mit 1. Februar 2002 haben sich insgesamt 46 Unternehmen aus unterschiedlichen Sektoren hierfür registriert (<http://www.defra.gov.uk/environment/climatechange/trading/news070202.htm>).

⁵⁹ Direkt eintretende Unternehmen müssen bei der Registrierung eine Liste der Anlagen und Quellen (gegliedert nach Sektoren) einreichen, die sie in das System einbringen wollen (Source List). Nicht zugelassen werden folgende Emissionsquellen: direkte Emissionen der Elektrizitäts- oder Wärmeerzeugung (ausgenommen Eigenbedarf), Anlagen, für die ein Climate Change Agreement ausgehandelt wurde, Verkehrsemissionen, Methan aus bestimmten Deponien sowie Haushaltsemissionen.

⁶⁰ siehe dazu Kapitel "Die Climate Change Levy (CCL)".

⁶¹ Zugelassen sind hierfür alle Unternehmen, die der IPPC-Regulierung unterliegen. Die Abkommen werden in den meisten Fällen von der Vertretung eines Sektors für seine Mitglieder ausgehandelt. Mittlerweile haben rund 40 energieintensive Sektoren Abkommen abgeschlossen.

4.2.3.2 Finanzielle Anreize

Bereits im Optionenbericht "Outline Proposals for a UK Emissions Trading Scheme" der ETG an die britische Regierung wurde darauf hingewiesen, dass ein auf Freiwilligkeit basierendes Emission Trading System massiver finanzieller Anreize bedarf, um Unternehmen auch tatsächlich zu einer Teilnahme zu motivieren. Im Budgetüberblick für das Jahr 2000 (Spending Review 2000) veröffentlichte die britische Regierung, dass für das Finanzjahr 2003 - 2004 ein finanzielles Förderprogramm im Umfang von etwa 30 Mio. £ (ca. 49,8 Mio. €) vorgesehen sei, um dem Emissionshandel eine entsprechende Starthilfe zu geben. In diesem Kontext hat die britische Regierung in ihrem Budget 2001 weiters darauf hingewiesen, dass der Betrag von 30 Mio. £ jährlich als Nettoförderhöhe zu verstehen sei, womit sich unter Berücksichtigung der Körperschaftssteuer, der jährliche Förderbedarf auf etwa 43 Mio. £ (ca. 71,4 Mio. €) erhöht. Die Kernpunkte dieser Förderung können folgendermaßen zusammengefasst werden:

- Das finanzielle Anreizsystem ist vorab auf fünf Jahre beschränkt. Die staatlichen Gelder sollen primär als Starthilfe verstanden werden, jedoch trotzdem durch ihre Laufzeit bis zum Jahr 2007 ausreichend umfangreiche finanzielle Anreize für notwendige Investitionen der betroffenen Unternehmen geben.
- Die Fördergelder stehen ausschließlich direkt eintretenden Unternehmen mit absoluten Emissionsreduktionszielen zur Verfügung. Unternehmen, die ein Energieeffizienzabkommen mit der Regierung abgeschlossen haben, besitzen keinen Anspruch auf diese finanziellen Zuschüsse, da sie bei Einhaltung ihrer Reduktionsziele bereits zu 80% von der CCL ausgenommen sind.
- Die finanziellen Mittel werden mittels eines speziellen Auktionsprozesses auf direkt eintretende Unternehmen verteilt. Alle erfolgreichen Bieter bekommen eine bestimmte Förderung pro Tonne CO₂e⁶²-Emissionsreduktion. Die erste Runde der Auktion wird am 11. März 2002 durchgeführt werden⁶³. Weitere Runden werden im Bedarfsfall darauf folgend im Abstand von einem Tag durchgeführt.

Design des Auktionsprozesses

Ein lange Zeit heftig diskutierter und bis vor kurzem noch offener Punkt des britischen Emissionshandelssystems war die konkrete Ausgestaltung des Auktionsprozesses für die Allokation der zur Verfügung stehenden finanziellen Anreizmittel im Umfang von maximal 215 Mio. £ (ca. 357 Mio. €)⁶⁴. Um Entscheidungsgrundlagen zu erarbeiten und ein optimales Auktionsverfahren

⁶² tCO₂e...Tonnen Kohlendioxidäquivalent. Da das britische Emission Trading System nicht auf Kohlendioxidemissionen beschränkt ist, sondern langfristig auch weitere Treibhausgase erfasst werden sollen, ist es notwendig alle Gase gemäß ihrer Treibhausgaswirkung in CO₂-Äquivalente umzurechnen.

⁶³ Details zur Auktion finden sich unter <http://www.defra.gov.uk/environment/climatechange/trading/auction.htm>.

⁶⁴ Bei geringer Teilnehmerzahl im absoluten Sektor kann der ausbezahlte Betrag auch geringer sein.

zu finden, beauftragte das britische Umweltministerium ein Expertenteam unter der Führung der Consultingfirma "Environmental Resources Management Limited" (ERM), bis zum Frühjahr 2001 eine Studie⁶⁵ zu diesem Thema zu erstellen. Hauptaufgabe der Expertenrunde war es, eine umfangreiche Vergleichsanalyse dreier zur Auswahl stehender Auktionsmethoden vorzunehmen. Die drei in Betracht gezogenen Auktionsmethoden⁶⁶ waren:

- die "static uniform price auction",
- die "dynamic reverse auction" sowie
- die "dynamic descending clock auction".

Resultat der Studie war, dass zwar grundsätzlich alle drei Auktionsmethoden geeignete Instrumente zur Vergabe der Fördermittel darstellen, jedoch die "descending clock"-Auktion von der Expertenrunde als beste Option der Regierung empfohlen wurde.

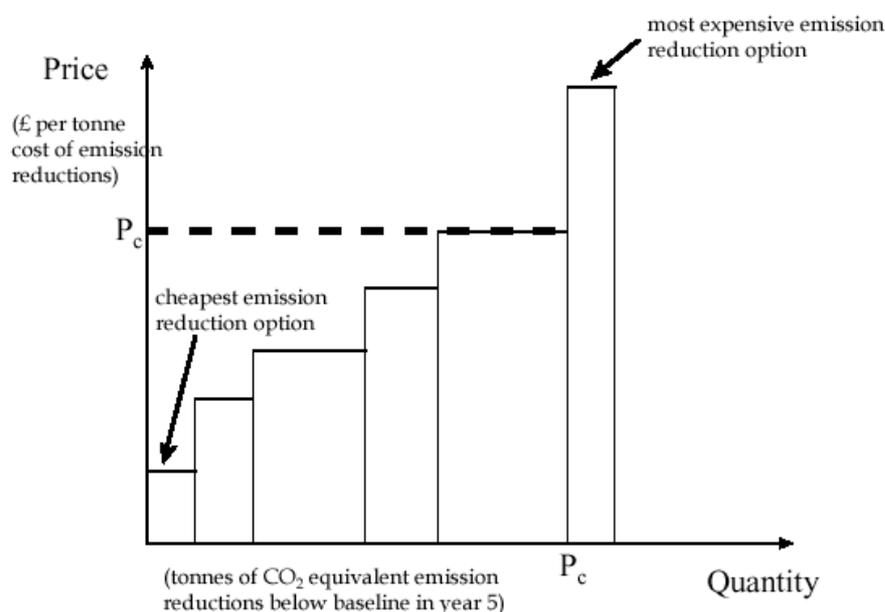
Zusammenfassend stellt sich der Ablauf einer "descending clock"-Auktion folgendermaßen dar:

1. Der Auktionator setzt zu Beginn jeder Auktion einen Ausrufungspreis pro tCO₂e-Emissionsreduktion fest.
2. Auf Basis dieses Preises sind alle Bieter aufgerufen, ihre Angebote (Emissionsreduktionen in tCO₂e) bis zum Auktionsschließungstermin abzugeben.
3. Der Auktionator veröffentlicht in der Folge die abgegebenen Reduktionsangebote zum aktuellen Auktionspreis.
4. Ist der Auktionspreis, multipliziert mit der Menge der angebotenen Emissionsreduktionen, geringer oder gleich den zur Verfügung stehenden finanziellen Mitteln im Umfang von 215 Mio. £ für fünf Jahre, ist die Auktion damit beendet. Der erzielte Preis (Clearing Preis P_c) je tCO₂e wird in der Folge allen erfolgreichen Bietern zugesprochen.
5. Ist hingegen das Produkt aus Auktionspreis und angebotener Reduktionsmenge größer als 215 Mio. £, wird das Auktionsverfahren zu einem niedrigeren Ausrufungspreis wiederholt.

⁶⁵ Department of the Environment, Transport and the Regions (2001B).

⁶⁶ Zu den Charakteristika der einzelnen Methoden siehe: Department of the Environment, Transport and the Regions (2001B).

Abbildung 4.3: Funktionsweise der "descending clock" Auktion



Q: Department of the Environment, Transport and the Regions, London, 2001B.

Jeder Bieter darf innerhalb jeder Auktionsrunde ein Angebot abgeben, nämlich die Emissionsmenge in tCO₂e, die er auch tatsächlich bereit ist, zu dem aktuellen Auktionspreis zu reduzieren. Das Angebot bezieht die Emissionsreduktion, die das Unternehmen bis Ende 2006 im Vergleich zu seinen Baseline-Emissionen durchführen will. Die gesamte Reduktion wird in fünf gleich große jährliche Ziele aufgeteilt. Das Emissionsreduktionsangebot eines Bieters wird sich dabei an seinen individuellen Grenzvermeidungskosten orientieren. Wie aus obiger Abbildung 4.3 ersichtlich, werden zuerst solche Emissionsreduktionspotenziale wahrgenommen, die am kostengünstigsten zu erreichen sind und erst in weiterer Folge teurere Einsparungsmöglichkeiten ausgeschöpft. Im Optimum sind die Grenzvermeidungskosten pro tCO₂e gleich dem ausbezahlten Clearingpreis P_c . Somit wird durch die Auktion eine ökonomisch effiziente Allokation der finanziellen Fördermittel sichergestellt.

Die Aufgabe des Auktionators ist in diesem Zusammenhang einfach. Er muss lediglich, ausgehend von einem relativ hohen Ausrufungspreis, in jeder Runde diesen solange senken, bis der Preis multipliziert mit der angebotenen Emissionsreduktionsmenge gleich dem zur Verfügung stehenden Förderbetrag ist. Nach jeder Auktionsrunde ist es außerdem Sache des Auktionators, allen involvierten Akteuren Informationen über die Höhe der Überschussangebote zum aktuellen Auktionspreis sowie Auskunft über alle an der Auktion Beteiligten und die von diesen abgegebenen Angebote zu ge-

ben. Um allen potenziellen Marktteilnehmern bereits vor dem Start der ersten Auktionsrunde Anfang 2002 Grundlageninformationen für die Vorbereitung der ersten Angebote bereitzustellen, gab die Regierung bekannt, dass der Ausrufungspreis bei 100 £ je tCO₂e liegen wird. Die Auktion der Fördergelder soll vollständig auf elektronischem Weg über das Internet erfolgen.

Die exakte Vorgehensweise sowie klärungsnotwendige Details zur Auktion können auf einer eigenen Internetseite des Ministeriums heruntergeladen werden (<http://www.defra.gov.uk/environment/climatechange/trading/auction.htm>). Darüber hinaus wurde auch eine Informationshotline eingerichtet.

Für die teilnahmeberechtigten Bieter bestehen zwei spezielle Beschränkungen. Zum einen ist die Menge an finanziellen Zuschüssen, die ein einzelnes Unternehmen erhalten darf, auf maximal 10% der gesamten zur Verfügung stehenden Mittel von 215 Mio. £ beschränkt. Der Grund für ein solches Limit liegt darin, dass das Fördersystem als breite Starthilfe für eine möglichst große Anzahl an Betrieben gedacht ist und verhindert werden soll, dass nur ein kleiner Kreis wirtschaftlich starker Unternehmen von der Förderung profitiert. In der Praxis bedeutet diese Klausel, dass der zuständige Auktionator verpflichtet ist, alle Angebote zurückzuweisen, die zum aktuellen Auktionspreis mehr als 10% der Förderungen ausmachen würden. Es liegt in der Folge am Bieter, ein neues gültiges Angebot zu übermitteln.

Die zweite Beschränkung des Auktionsprozesses besteht in einer prozentualen Mindestangebotsmenge bezogen auf die aktuellen Emissionswerte des teilnahmeberechtigten Akteurs. Somit ist jeder Bieter gezwungen einen glaubhaften Beitrag zum Umweltschutz zu leisten.

Verteilung der Förderung unter den erfolgreichen Bietern

Jedem innerhalb des Auktionsverfahrens erfolgreich hervorgegangenen Unternehmen wird gemäß seiner angebotenen Emissionsreduktionen ein über fünf Jahre (2002 - 2006) verteiltes, absolutes Reduktionsziel vorgegeben. Jeder Teilnehmer bekommt ein linear verteiltes Emissionsziel, welches garantieren soll, dass gleichmäßig große Anstrengungen zur Erreichung der eingegangenen Verpflichtungen innerhalb der gesamten Periode unternommen werden.

Der konkrete Ablauf des beschriebenen Auktionsverfahrens soll durch ein kurzes, vereinfachtes Beispiel nochmals verdeutlicht werden.

- Ein direkt in das Emission Trading System eintretendes Unternehmen A hat ein Ausgangsniveau (Baseline) von 1.000 tCO₂e im Jahr. Im Auktionsverfahren hat sich Unternehmen A dazu verpflichtet, zum Clearing-Preis insgesamt 100 tCO₂e in den nächsten fünf Jahren einzusparen. Das linear auf fünf Jahre verteilte Emissionsreduktionsziel beträgt somit 20 tCO₂e jährlich.
- Daraus ergeben sich die Emissionsobergrenzen (Caps) für die folgenden Jahre: 980 tCO₂e im ersten, 960 tCO₂e im zweiten, 940 tCO₂e im dritten, 920 tCO₂e im vierten sowie 900 tCO₂e im letzten Jahr des Förderungszeitraumes.

- Das Unternehmen A bekommt bei Einhaltung der Emissionsobergrenzen pro Tonne Emissionsreduktion den Clearing-Preis P_c als Förderung ausbezahlt. Beträgt der Clearing Preis $X \text{ £}$, so erhält das Unternehmen $20 \cdot X \text{ £}$, wenn für ein abgelaufenes Verpflichtungsjahr die versprochenen Reduktionen auch tatsächlich erreicht werden konnten. Das bedeutet, dass die Anreizfinanzierung für die Reduktion in dem jeweiligen Jahr gewährt wird und nicht für die kumulierten Reduktionen im Vergleich zum Baseline.

4.2.3.3 GHG-Protokoll

Am britischen Emission Trading System teilnehmende Unternehmen sind dazu verpflichtet, selbstständig und unaufgefordert ihre Emissionen mittels einer speziellen Aufzeichnungs- und Berichtsvorschrift, dem sogenannten Treibhausgasprotokoll (GHG-Protokoll)⁶⁷, festzustellen sowie die Informationen an die zuständige Emission Trading Authority (ETA) weiterzuleiten. Da genaue und umfangreiche Informationen zu aktuellen sowie historischen Emissionsentwicklungen unverzichtbare Bestandteile für die Funktionsfähigkeit eines Emissionshandelssystems sind, wurde seitens der britischen Regierung großes Augenmerk auf die Entwicklung eines angemessenen Monitoringverfahrens gelegt, welches im Detail seit August 2001 feststeht.

Mit Unterstützung der Consultingfirma "Ernst and Young/AEA Technologies" wurde in den letzten zwei Jahren intensiv an einem ausgereiften Emissionsprotokoll für Großbritannien gearbeitet, welches sich auf bereits bestehende Protokollierungsvorschriften stützt. Zu diesen zählen in erster Linie die bestehenden internationalen Protokollierungsrichtlinien sowie praktische Erfahrungen des IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change)⁶⁸ sowie national bereits fixierte allgemeine Richtlinien für die innerbetriebliche Berichterstattung zu Treibhausgasemissionen.⁶⁹ Hilfreiche Hinweise und Erfahrungen konnten weiters sowohl aus dem von BP entwickelten konzerninternen Treibhausgasprotokoll als auch aus den zahlreichen von WRI/WBCSD⁷⁰ in den letzten Jahren initiierten Pilotprogrammen zur Emissionsberichterstattung gewonnen werden. Da die Evaluierung von Treibhausgasemissionen mit zahlreichen Problemen behaftet ist, bietet das seit August 2001 veröffentlichte GHG-Protokoll lediglich detaillierte Aufzeichnungs- und Berichterstattungsvorschriften für CO₂-Emissionen. Emittenten, die trotzdem planen bereits zu Beginn des Systems nicht nur CO₂-Emissionen handeln zu wollen, müssen dies innerhalb der ersten drei Wochen der Registrierungsperiode dem zuständigen Ministerium (Department of the Environment, Transport and the Regions) melden.

⁶⁷ Department of the Environment, Food & Rural Affairs, Guidelines for the Measurement and Reporting of Emissions in the UK Emission Trading Scheme, London, August 2001.

⁶⁸ IPCC, Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories™, IPCC National Greenhouse Gas Inventories Programme 2000, <http://www.ipcc-ngip.iges.or.jp/public/gp/gpgaum.htm>

⁶⁹ Department of the Environment, Transport and the Regions, Environmental Reporting – Guidelines for Company Reporting on Greenhouse Gas Emissions, London.

⁷⁰ World Resource Institute/World Business Council for Sustainable Development.

Neben dieser Meldepflicht müssen die Unternehmen ausführlich ausgearbeitete Aufzeichnungsprotokolle den zuständigen Behörden übermitteln. Werden die vorgelegten Mess- und Aufzeichnungsverfahren als geeignet bewertet, müssen die geprüften Meßmethoden in der Folge in den Anhang des GHG-Protokolls aufgenommen werden, und das Unternehmen darf uneingeschränkt am Handelssystem teilnehmen. Wenn ein neues Mess- und Aufzeichnungsverfahren überprüft und in den Anhang des GHG-Protokolls aufgenommen worden ist, darf es auch von allen anderen teilnahmeberechtigten Unternehmen verwendet werden. Durch diese Vorgehensweise kann ein kontinuierlicher Ausbau der Protokollierungsvorschriften stattfinden und eine immer größere Gruppe von Emissionen in das Handelssystem aufgenommen werden. Der Aufbau des GHG-Protokolls besteht grundsätzlich aus zwei Abschnitten.

- Einem einführenden ersten Teil, dessen Aufgabe darin besteht, grundsätzliche Prinzipien des Protokollierungsverfahrens festzulegen (wie z.B. Transparenz, Nachvollziehbarkeit usw.), praktische Hilfestellung zu bieten und auf mögliche Gefahren und Fehlerquellen hinzuweisen. Der erste Abschnitt gibt auch Auskunft zu Fragen, die im Zusammenhang mit der Ermittlung eines betriebsspezifischen Basisemissionsniveaus entstehen können.
- Der anderen wesentlichen Teil des GHG-Protokolls stellt der Anhang dar, in welchem die zu verwendenden Emissionsmess- und Berechnungsverfahren definiert sind. Neben normierten Emissionsfaktoren für verschieden Prozessemissionen können aus dem Anhang auch genau Vorschriften für die Berichterstattung entnommen werden.

Die Überprüfung der übermittelten Protokolle und Emissionsdaten soll durch eigens dafür geschulte unabhängige Prüforgane erfolgen. Zu diesem Zweck wurde das "United Kingdom Accreditation Service" (UKAS) von der Regierung beauftragt, befähigte Personen auszuwählen, die in den nächsten Monaten auf ihre zukünftigen Aufgaben vorbereitet werden sollen. Eine Definition der genauen Aufgabenbereiche der Prüfer innerhalb des Emissionshandelssystems soll ebenfalls in einem Anhang zum GHG-Protokoll erfolgen.

4.2.3.4 Allokation von Emissionsrechten

Am Beginn jedes Handelssystems steht die anfängliche Zuteilung von Emissionsrechten. In Großbritannien hat man sich aufgrund des freiwilligen Charakters des Handelssystems dazu entschlossen, die anfängliche Allokation von Emissionsrechten mittels des Grandfathering-Ansatzes durchzuführen. Direkt eintretende Unternehmen erhalten ihre Emissionslizenzen (Allowances) auf Basis des Cap-and-Trade Ansatzes, abkommenverpflichtete Unternehmen hingegen auf Basis des Base-line-and-Credit Ansatzes. Direkt eintretende Unternehmen erhalten zu Beginn des Jahres ihre Allowances, vorausgesetzt sie konnten ihre Compliance für das vorangegangene Jahr nachweisen. Daraufhin steht es ihnen frei, ihre Lizenzen zu handeln. Erst am Ende der Verpflichtungsperiode müssen die betroffenen Akteure Emissionsrechte im Umfang der aktuellen Emissionen vorweisen können. Sollte ein Unternehmen nicht genügend Emissionsrechte nachweisen können, verliert es

den Anspruch auf finanzielle Fördermittel. Abkommenverpflichtete Unternehmen erhalten Lizenzen (Credits) am Ende der Compliance-Periode⁷¹, wenn sie nachweisen können, dass sie ihren Energieverbrauch oder ihre Emissionen unter die im Abkommen festgelegten (absoluten oder relativen) Ziele gesenkt haben. Die Menge an Credits entspricht dem Ausmaß der Übererfüllung. Teilnehmer, die ihre Ziele hingegen nicht erreichen, sind verpflichtet, Emissionslizenzen rechtzeitig anzukaufen. Jede vergebene Emissionslizenz entspricht einer Emissionsmenge von 1 Tonne CO₂ bzw. CO₂e. Die Emissionsrechte werden ausschließlich in elektronischer Form vergeben, wobei jede Emissionslizenz eine Seriennummer erhält, um nachverfolgt werden zu können und später auch in einem internationalen Handelssystem anerkannt zu werden. Die Seriennummern beinhalten unter anderem Informationen zum Ausgabezeitpunkt, zum Ursprung (absoluter oder relativer Sektor) der Lizenz sowie die Verpflichtungsperiode für welche sie Gültigkeit⁷² besitzt. Emissionslizenzen werden an die Marktteilnehmer jeweils in Blöcken mit fortlaufender Seriennummer ausgegeben.

Banking und Borrowing:

Es besteht in Großbritannien für alle am Handelssystem teilnahmeberechtigten Unternehmen die Option, in einem bestimmten Jahr nicht benötigte Emissionsrechte in unbeschränktem Umfang für spätere Verpflichtungsperioden gutschreiben zu lassen (Banking). Die unlimitierte Bankingmöglichkeit wird jedoch voraussichtlich nur bis Ende des Jahres 2007 bestehen bleiben. In der darauf folgenden Kyoto-Verpflichtungsperiode von 2008 bis 2012 wird das Banking von Überschusslizenzen nur mehr sehr begrenzt erlaubt sein. Teilnehmern mit absoluten Zielen wird es freistehen, Allowances für die erste Commitment Periode nach dem Kyoto-Protokoll (2008-2012) bis zu einem Limit anzusparen. Die Obergrenze ergibt sich aus der kumulierten Menge der Emissionsreduktionen, die der jeweilige Teilnehmer in den Jahren bis einschließlich 2007 über sein vereinbartes Ziel hinaus erreicht hat. Die Regierung behält sich das Recht vor, die Banking-Möglichkeit für alle anderen Lizenzen und Credits einzuschränken. Soweit im Moment bekannt ist, wird daran gedacht, die Anzahl an gutgeschriebenen Lizenzen, die in das Jahr 2008 mitgenommen werden dürfen, prozentmäßig zur Gesamtlizenzmenge des Jahres 2007 festzulegen. Der exakte Umfang der Bankingrestriktion soll spätestens zwei Jahre vor Beginn des Kyoto-Verpflichtungszeitraumes gesetzlich festgelegt werden. Die exakten Limits werden ermittelt, wenn genügend Informationen über die Größe des britischen Marktes und über Fortschritte in bezug auf die Erreichung des Kyoto-Ziels vorliegen.

Das Ausborgen (Borrowing) von Emissionslizenzen aus folgenden Jahren und das damit bewirkte Hinausschieben von Reduktionsverpflichtungen einzelner Unternehmen ist im britischen Emission Trading System nicht erlaubt.

⁷¹ Die Compliance-Periode für abkommenverpflichtete Unternehmen entspricht nicht unbedingt einem Kalenderjahr.

⁷² Grundsätzlich haben alle Emissionslizenzen eine Gültigkeit bis zum Ende der Handelsperiode 2012. Lizenzen die vor dem Jahr 2008 (Beginn der Kyoto-Verpflichtungsperiode) ausgegeben wurden, werden mit der Zahl 0 gekennzeichnet.

Um das britische Emission Trading System langfristig zu vereinheitlichen, was insbesondere im Hinblick auf ein internationales Emissionshandelssystem notwendig sein wird, ist geplant, in Zukunft auf abkommenverpflichtete Unternehmen mit absoluten Emissionszielen ebenfalls ein Cap-and-Trade anstelle des Baseline-and-Credit-Ansatzes anzuwenden. Für Marktteilnehmer mit relativen Emissionszielen wird es hingegen auch langfristig nicht möglich sein, ebenfalls an einem Cap-and-Trade-System teilzunehmen. Im Gegensatz zu direkt eintretenden Unternehmen dauert für abkommenverpflichtete Unternehmen die jeweilige Verpflichtungsperiode nicht ein Jahr, sondern umfasst einen Zeitraum von zwei Jahren. Somit können Credits nur alle zwei Jahre erzeugt werden, und der betroffene Betrieb muss nicht jedes Jahr ein GHG-Protokoll vorlegen.

4.2.3.5 Registrierungsstelle

Ein zentraler Baustein des Emissionshandelssystems ist die Registrierung der ausgegebenen und umlaufenden Emissionsrechte. Diese Aufgabe nimmt in Großbritannien eine eigens innerhalb der ETA angesiedelte Registrierungsstelle wahr. Die Hauptaufgabe der Registrierung besteht in der Bereitstellung und Aufzeichnung einer Vielzahl von notwendigen Informationen, welche für den reibungslosen Ablauf des Emissionshandels unverzichtbar sind. Zu diesen zählen:

- Kontoführung für jeden Teilnehmer,
- Informationen zur anfänglichen Verteilung von Emissionsrechten,
- Aufzeichnungen zu generierten "Credits" im Zusammenhang mit projektbezogenen Emissionsreduktionsmaßnahmen,
- Transferdaten,
- Ausscheiden und Streichung von Emissionsrechten/Credits aus dem System,
- Informationen zum Banking.

Die entscheidende laufende Funktion der Registrierungsstelle besteht jedoch in der Aufzeichnung von Handelsinformationen, insbesondere der Anzahl der zwischen den Marktteilnehmern transferierten Rechte sowie der dabei erzielten Preise. Von besonderer Wichtigkeit sind die erhaltenen Preisinformationen, welche Rückschlüsse auf die wahren Emissionsreduktionskosten der Industrie zulassen. Alle durchgeführten Transaktionen werden in der Registrierungsstelle in vier unterschiedlichen Konten verbucht.

- I. Erfüllungskonto: Jeder zur Reduktion einer bestimmten Menge an Emissionen verpflichtete Marktteilnehmer muss ein Erfüllungskonto anlegen. Nur jene Emissionslizenzen, die in diesem Konto verbucht sind, werden als Nachweis dafür akzeptiert, dass die Emissionsverpflichtung auch tatsächlich eingehalten wurde.

- II. Handelskonto: Alle Marktteilnehmer, auch nicht verpflichtete Akteure wie NGOs oder Broker, haben das Recht, ein solches Konto anlegen zu lassen. Entscheidend ist dabei, dass jedes Handelskonto (dies gilt auch für das Erfüllungskonto) entweder dem absoluten oder relativen Sektor zugewiesen wird. Ein Unternehmen A mit absoluten Emissionszielen muss damit auch ein Handelskonto besitzen, welches dem absoluten Sektor zugeteilt ist, um überhaupt am Transaktionsmarkt tätig werden zu können. Es steht darüber hinaus dem Unternehmen A frei, zusätzlich ein Handelskonto für den relativen Sektor zu eröffnen, um auch am Handel zwischen den beiden Sektoren teilzunehmen. Ein Emissionslizenztransfer zwischen dem absoluten und relativen Sektor unterliegt jedoch strikten Beschränkungen.⁷³
- III. Ausscheidungskonto: In diesem Konto werden alle Zertifikate/Credits erfasst, welche in vergangenen Verpflichtungsperioden bereits als Erfüllungsnachweis verbraucht wurden. Transfers in das Ausscheidungskonto können nur von der ETA durchgeführt werden. Lizenzen, die dort verbucht sind können nicht mehr zurücktransferiert werden.
- IV. Streichungskonto: In diesem Konto verbuchte Lizenzen sind für den Markt nicht mehr verfügbar. Somit besteht für NGOs oder andere Akteure die Möglichkeit, am Markt Emissionsrechte anzukaufen, um diese in der Folge durch den Transfer in das Streichungskonto unwirksam zu machen.

Der Transfer von Emissionsrechten soll hauptsächlich elektronisch über die Homepage der Registrierungsstelle erfolgen. Zusätzlich zu dieser Handelsplattform im Internet will die ETA auch die Möglichkeit schaffen, Angebote telefonisch oder per Fax weiterzuleiten.

4.2.3.6 Gateway

Das Interagieren von Akteuren mit absoluten und relativen Emissionsreduktionszielen im britischen Emission Trading System macht es unverzichtbar, bestimmte Beschränkungen für den Handel von Lizenzen einzuführen. Solch eine Vorgehensweise ist deshalb notwendig, weil relative Emissionsreduktionsziele (in Form von Emissionen pro Outputeinheit) nicht gleichzeitig bedeuten, dass die Emissionen eines Unternehmens auch in absoluten Zahlen rückläufig sind. Ein an relative Emissionsziele gebundenes Unternehmen kann somit auch bei steigender Gesamtemissionsbilanz neue Credits erzeugen.

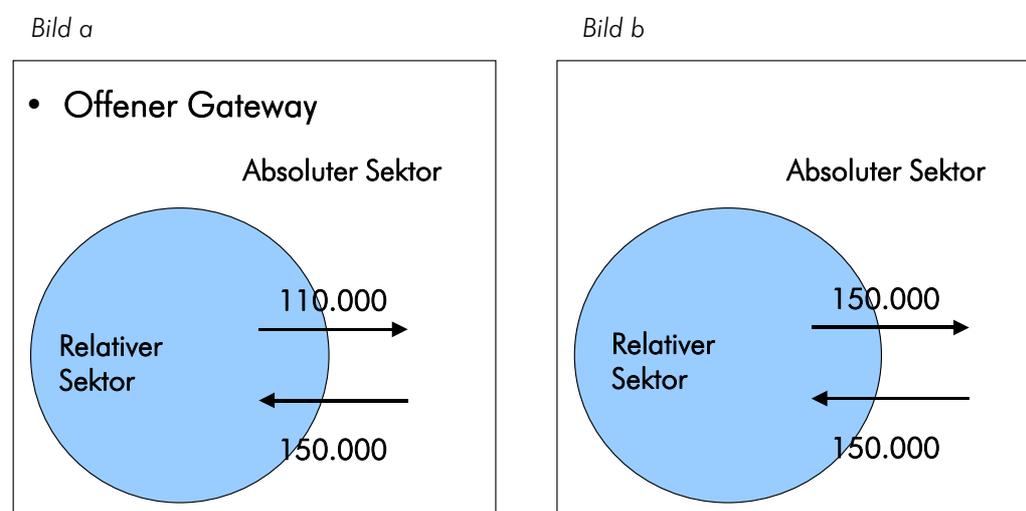
Um jedoch eine unerwünschte Inflation von Emissionsrechten zu vermeiden, müssen alle Transaktionen zwischen dem absoluten und dem relativen Sektor einen sogenannten "Gateway" passieren. Die Aufgabe des Gateway besteht darin, keine Nettotransfers von Emissionslizenzen vom relativen in den absoluten Sektor zuzulassen. Erst nachdem ein Nettotransfer in den relativen Sektor stattge-

⁷³ siehe dazu Kapitel "Gateway".

funden hat und somit die Gesamtzahl an Lizenzen im absoluten Sektor gesunken ist, ist es gestattet, Emissionsrechte in maximal dem selben Umfang in den absoluten Sektor zurück zu transferieren ("one-in, one-out"-Mechanismus). Der Gateway ist der Registrierungsdatenbank zugeschaltet und soll in Istzeit den Marktteilnehmern darüber Auskunft geben, ob ein Transfer in den absoluten Sektor zum momentanen Zeitpunkt erlaubt ist oder nicht.

In der folgenden Abbildung 4.4 soll die Funktionsweise des Gateway nochmals anhand eines konkreten Zahlenbeispiels verdeutlicht werden.

Abbildung 4.4: Funktionsweise des Gateway



Q: Department of the Environment, Transport and the Regions, 2001A.

In Bild a hat es einen Nettotransfer von Emissionsrechten in den relativen Sektor gegeben. In diesem Fall ist der Gateway offen und es besteht für die Marktteilnehmer die Möglichkeit, bis zu 40.000 Credits in den absoluten Sektor zu transferieren. Bild b hingegen veranschaulicht den Fall eines geschlossenen Gateway, wo es keine Möglichkeit eines Transfers in den absoluten Sektor gibt.

Die Funktionsweise des Gateway soll ständig überprüft werden. Es ist auch vorgesehen, den Gateway mit Beginn der ersten Kyoto-Verpflichtungsperiode 2008 zu schließen, wodurch Teilnehmer mit relativen Zielen keine Emissionsrechte mehr im Emission Trading System verkaufen können.

4.2.3.7 Melde- und Berichterstattungsverfahren

Am Ende jeder Verpflichtungsperiode, wenn die Emissionsbilanzen der einzelnen Unternehmen für das Vorjahr bekannt sind, muss im Fall von direkt eintretenden Unternehmen überprüft werden, ob die verifizierten Emissionen durch den Besitz einer entsprechenden Anzahl an Emissionsrechten gedeckt sind oder im Fall von abkommenverpflichteten Unternehmen, ob für die über dem Ziel liegenden Emissionen ausreichend Lizenzen zugekauft wurden. Für alle Marktteilnehmer gibt es in diesem Kontext drei wichtige Stationen:

- Das Ende der Verpflichtungsperiode und die darauf folgende Berechnung und Verifizierung der Gesamtemissionen eines Teilnehmers.
- Eine Nachfrist, in welcher die Marktteilnehmer die Möglichkeit besitzen, noch benötigte Emissionsrechte zu kaufen.
- Eine Deadline, mit der die Nachfrist endet.

Für alle direkt eintretenden Unternehmen endet die Verpflichtungsperiode am Ende eines Kalenderjahres mit dem 31. Dezember. Nach diesem Stichtag beginnt eine drei Monate dauernde Nachfrist, welche ausreichend Zeit für die Erledigung der beiden folgenden Punkte geben soll.

- Erstens muss jeder Betrieb gemäß dem GHG-Protokoll seine Emissionsdaten ermitteln und diese den zuständigen Prüforganen zur Verifizierung vorlegen. Die von der Überprüfungsstelle bestätigten Emissionswerte müssen mit dem Überprüfungsbericht bis spätestens 31. März der ETA übermittelt werden.
- Zweitens sollten die drei Monate der Nachfrist für noch ausstehende Transaktionen am Emissionszertifikatsmarkt genutzt werden, um sicherzustellen, dass am Erfüllungskonto die notwendige Anzahl an Emissionsrechten zur Deckung der verifizierten Emissionen rechtzeitig verbucht ist.

Nach der Deadline am 31. März überprüft die ETA, ob die vorgelegten Emissionsprotokolle mit dem Erfüllungskontostand übereinstimmen. Jene Menge an Lizenzen am Erfüllungskonto, die zur Einhaltung der Emissionsverpflichtung notwendig ist, wird in der Folge in das Ausscheidungskonto transferiert. Alle überschüssigen Lizenzen verbleiben hingegen im Erfüllungskonto und dürfen in den darauffolgenden Jahren verwendet werden. Alle direkt eintretenden Unternehmen, die das beschriebene Prozedere eingehalten haben und die notwendige Anzahl an Emissionsrechten am Erfüllungskonto verbucht hatten, bekommen daraufhin im April bzw. den Folgemonaten die in der Auktion erworbenen Fördergelder überwiesen. Ein praktisches Beispiel dazu kann folgendermaßen aussehen:

- Ein Unternehmen A hat eine Emissionsobergrenze (Cap) von 5.000 tCO₂e und wurde zu Beginn der Handelsperiode mit 5.000 Emissionslizenzen ausgestattet. Zum Ende des ersten Jah-

res sind immer noch alle 5.000 Lizenzen am Erfüllungskonto verbucht, weil in der Zwischenzeit keine Transaktionen vorgenommen wurden.

- Nach dem 31. Dezember startet die Evaluierung der Emissionen des Vorjahres, bei welcher sich herausstellt, dass in Wirklichkeit 5.500 tCO₂e emittiert wurden und somit ein Bedarf von zusätzlich 500 Emissionslizenzen besteht. Die ermittelte Emissionsmenge von 5.500 tCO₂e wird von einem Prüforgang bestätigt und der ETA übermittelt.
- Das Unternehmen A muss nun weitere 500 Emissionsrechte erwerben und am Erfüllungskonto gutschreiben lassen.
- Nach Ende der Nachfrist vergleicht die ETA den Emissionsbericht mit dem Erfüllungskonto und bestätigt dem Unternehmen A, dass es seine Verpflichtungen in vollem Umfang eingehalten hat.
- Alle zur Deckung der Vorjahresemissionen erforderlichen Zertifikate werden nun am Ausscheidungskonto verbucht. In der Folge werden die Fördermittel ausbezahlt.

Das soeben beschriebene Verfahren für direkt eintretende Unternehmen kann nicht in der selben Art und Weise auf Unternehmen angewandt werden, die im Austausch gegen den 80%-igen Nachlass der CCL ein Energieeffizienz- oder Emissionsabkommen mit der Regierung abgeschlossen haben.⁷⁴ Die Erfüllung des Energieeffizienzabkommens muss jeweils einige Zeit vor Beginn einer neuen Energiesteuernachlassperiode - diese beginnt mit 1. April und dauert zwei Jahre - nachgewiesen werden. Für alle abkommenverpflichteten Unternehmen endet die Verpflichtungsperiode nicht am Ende eines Kalenderjahres, sondern zwischen 31. September und 31. Dezember. Die Nachfrist für solche Teilnehmer endet bereits am 31. Jänner. Damit bleibt den Unternehmen zwischen ein und drei Monaten Zeit, um etwaige Transaktionen zum Ausgleich ihres Erfüllungskontos zu tätigen. Weitere Verfahrensunterschiede zwischen direkt eintretenden und abkommenverpflichteten Akteuren werden durch das nächste Beispiel deutlich.

- Ein Unternehmen A hat ein Emissionsziel von 10.000 tCO₂e. Die erste über zwei Jahre laufende Verpflichtungsperiode dauert bis Ende September 2002.
- Am Ende dieser Periode wird durch die Verifizierungsstelle festgestellt, dass die Emissionen der letzten beiden Jahre jeweils nur 9.000 tCO₂e ausgemacht haben.
- Ende November 2002 wird von der Überprüfungsstelle die ausgewiesene Emissionsmenge von 9.000 tCO₂e bestätigt und die Registrierungsstelle darüber informiert, dass Unternehmen A somit 1.000 Credits in der abgelaufenen Periode erzeugt hat. Diese Emissionsrechte werden daraufhin am Erfüllungskonto des Teilnehmers gutgeschrieben.

⁷⁴ Abkommensverpflichtete Elektrizitätsproduzenten müssen für jede einzelne Produktionsstätte ein eigenes Erfüllungskonto einrichten.

- Noch im Dezember des selben Jahres verkauft Unternehmen A alle erzeugten Emissionsrechte.
- Nach Ende der Nachfrist informiert die Registrierungsstelle den für die Überprüfung des Energieeffizienzabkommens zuständigen Administrator darüber, dass Unternehmen A 1.000 Credits erzeugt hat, diese jedoch bereits wieder vollständig veräußert hat.
- Somit hat das Unternehmen sein Abkommen erfüllt und erwirbt damit den Anspruch ab 1. April 2003 einen CCL-Steuererlass für die nächsten zwei Jahre zu erhalten.

Sanktionen:

Sollte ein am Emission Trading System teilnehmendes Unternehmen nicht in der Lage sein, bis zum bekannten Stichtag die notwendige Anzahl an Emissionsrechten auf seinem Erfüllungskonto vorzuweisen, treten finanzielle Sanktionen in Kraft. Direkt eintretende Unternehmen haben in diesem Fall in der Anfangsphase des Trading Systems keinen Anspruch auf die Auszahlung der finanziellen Fördermittel. Darüber hinaus wird ihre Lizenzzuteilung für das nächste Jahr gekürzt. Die Reduktion in der Allokation entspricht der Menge an fehlenden Allowances multipliziert mit einem Straffaktor. Die Höhe dieses Faktors steht noch nicht fest, sie soll laut Vorschlag der Regierung zwischen 1,1 und 2 liegen. Für die späteren Jahre des Trading Systems ist auch vorgesehen, direkt eintretende Unternehmen, die ihre Emissionen nicht mit ausreichend Allowances decken können, zusätzlich mit einer Strafzahlung je Tonne CO₂e zu belegen. Überlegt wird auch die jährliche Veröffentlichung aller Unternehmen, die ihr Ziel nicht erreichen. Um das übergeordnete Umweltziel sicherzustellen, werden die direkt eintretenden Unternehmen, die am Ende ihr Fünfjahresziel nicht erreichen bzw. in Summe nicht genügend Lizenzen gehalten haben, gezwungen sein, die erhaltenen Anreizfinanzierungsmittel verzinst zurückzuzahlen. Gleiches gilt für Unternehmen, die vorzeitig – d.h. vor Ablauf der fünf Jahre - aus dem Trading System austreten.

Abkommenverpflichtete Unternehmen müssen im Fall von Non-Compliance in der nächsten Verpflichtungsperiode von zwei Jahren auf den 80%-igen CCL-Nachlass verzichten.

4.2.3.8 Projektbezogene Erzeugung von Credits

Aufbauend auf den im Kyoto-Protokoll vereinbarten Klimapolitikinstrumenten "Clean Development Mechanism" (CDM) und "Joint Implementation" (JI) bietet das britische Emission Trading System allen teilnehmenden Akteuren die Möglichkeit, mittels der Durchführung bzw. Finanzierung von Projekten, die zu Emissionsreduktionen führen, handelbare "Credits" zu erzeugen. Diese Emissionsrechte können ebenfalls zur Deckung der individuellen Reduktionsverpflichtungen herangezogen werden. Diese Option besteht jedoch nur für Teilnehmer mit absoluten Emissionszielen, Akteuren, die relative Emissionsreduktionsziele vereinbart haben, steht die projektbezogene Schaffung von Credits nicht offen.

Der Handel mit Credits soll neben internationalen auch nationale Projekte umfassen, um vor allem Emissionsreduktionen in Bereichen zu stimulieren, die nicht durch das Emission Trading System erfasst werden und andererseits zu einer verstärkten Umsetzung von speziellen umweltpolitischen Zielen, wie etwa dem Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energieträger oder KWK-Anlagen, beizutragen. Um solcherart Credits zu erzeugen, muss das jeweilige Projekt im Vorhinein von der Regierung genehmigt werden und über das "business as usual" hinausgehende positive Umwelteffekte generieren. Aufforstungsprojekte u.ä. werden nicht anerkannt, da die Unsicherheiten in Bezug auf Sinks derzeit noch zu groß sind.

Da auf internationaler Ebene die Kyoto-Mechanismen noch nicht festgelegt sind und sich in Großbritannien diesbezüglich die Arbeiten noch im Vorbereitungsstadium befinden, kann realistischere erst zu einem späteren Zeitpunkt mit der Einbeziehung internationaler Credits in das Emissionshandelssystem gerechnet werden.

Ebenso erst in der Diskussionsphase befindet sich der Vorschlag, Ökostromzertifikate (Green Certificates) oder Energieeffizienzgutschriften in das Emission Trading System zu integrieren. Denn mit dem Inkrafttreten der sogenannten "Renewable Obligation" (RO), dem Nachfolgeprogramm der "Non Fossil Fuel Obligation", mit Beginn des Jahres 2002, sind alle britischen Stromerzeuger dazu verpflichtet, einen bestimmten Anteil ihres erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energieträgern zu gewinnen (Quotenverpflichtung). Der Nachweis der Quotenerfüllung soll durch Ökostromzertifikate (Renewables Obligation Certificates) erfolgen, welche an Regenerativstromerzeuger pro einer gewissen Strommenge ausgegeben werden. Durch eine Verknüpfung des Ökostromzertifikatmarktes und des Emission Trading Systems könnte somit eine Möglichkeit geschaffen werden, Green Certificates im Emission Trading System zu handeln.

Einen sehr ähnlichen Ansatzpunkt bietet die ab dem Jahre 2002 geltende Energieeffizienzverpflichtung "Energy Efficiency Commitment" (EEC) für britische Elektrizitäts- und Gasversorgungsunternehmen. Durch die EEC werden eine Reihe britischer Unternehmen dazu verpflichtet, entsprechend der Anzahl der betreuten Kunden, Energiespar- und Effizienzmaßnahmen in privaten Haushalten in gesetzlich festgelegtem Umfang durchzuführen. In diesem Zusammenhang ist auch geplant, Energieunternehmen die zusätzliche Energieeinspar- bzw. Effizienzsteigerungsmaßnahmen verwirklichen, Energieeffizienzgutschriften auszustellen. Diese könnten in der Folge ebenfalls am Emissionshandelsmarkt platziert werden, womit es zu einer durchaus sinnvollen und umfangreichen Integration der ROC sowie der EEC in das britische Emission Trading System kommen würde.

4.2.3.9 Administration

Alle verwaltungstechnischen Belange des britischen Emission Trading Systems werden in einer eigens dafür geschaffenen Behörde, der Emission Trading Authority (ETA), zusammengefasst. Die ETA ist ein direkt der Regierung unterstelltes Verwaltungsorgan, jedoch ist daran gedacht, die ETA

nach Abschluss der Anlaufphase ausgliedern und damit eine rechtlich unabhängige Organisation zu gründen. Die zentrale Verantwortung der ETA liegt bei den folgenden Aufgaben:

- die Zulassung und Registrierung der Teilnehmer,
- die Verteilung der Lizenzen,
- die Registrierung der Handelsaktivitäten und Führung der Lizenzkonten,
- die Überwachung der Zielerfüllung durch die Teilnehmer,
- die Genehmigung von Emissionsreduktionsprojekten,
- die Zuteilung von projektbezogenen Credits,
- die Verhängung von Sanktionen bei Nichterfüllung oder Missachtung der Regeln sowie
- die Erstellung eines jährlichen Berichts.

Ein als wichtig erachteter Aspekt ist der öffentliche Zugang zu wichtigen Informationen. Es wurde vorgeschlagen, die folgenden Daten frei zugänglich zu machen:

- die Ziele und Anfangsallokation der direkt eintretenden Unternehmen,
- Informationen über alle von der Registrierungsstelle geführten Konten, inklusive des Kontoinhabers und Kontaktinformationen,
- ein Transaktionsdokument, in dem alle Lizenztransfer der abgelaufenen Erfüllungsperiode aufgezeichnet sind,
- die Baseline- und jährlichen Emissionen der direkt eintretenden Teilnehmer, sowie deren Erfüllungsstatus,
- die jährliche Zuteilung von projektbezogenen Credits.

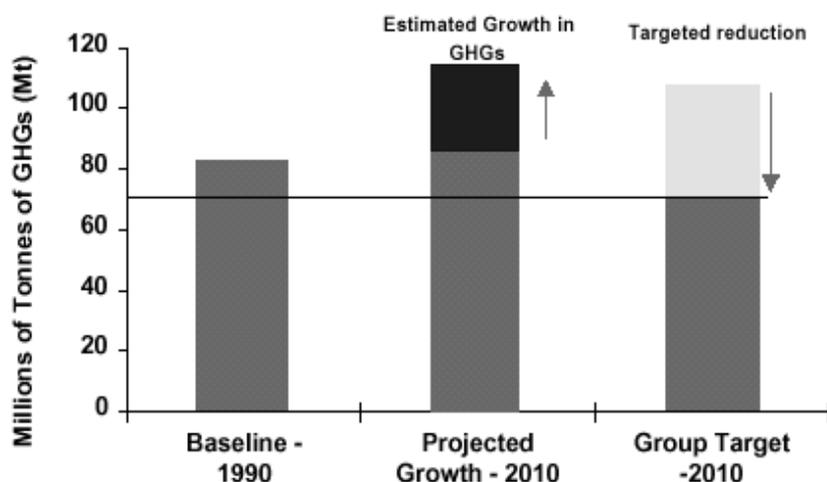
4.3 BP-Amoco – Das erste globale Emission Trading System auf Unternehmensebene⁷⁵

Während eines Vortrages an der Yale School of Management im September 1998 verkündete Sir John Browne, Vorstandsvorsitzender von British Petrol (BP), dass sich der BP-Konzern ein freiwilliges Treibhausgasreduktionsziel von 10% bis 2010 bezogen auf das Basisjahr 1990 gesetzt hat. Durch

⁷⁵ BP (2001).

den nur wenige Monate später erfolgten Zusammenschluss von BP mit dem Energiekonzern Amoco am 1. Januar 1999 bzw. durch die Akquirierung zweier weiterer Unternehmen (Arco und Burmah Castrol) durch BP, wurde das angestrebte Emissionsziel auf die gesamte BP-Amoco Gruppe ausgeweitet. In Kenntnis der zukünftigen Businesspläne und der über das letzte Jahrzehnt stetig zunehmenden konzerninternen Emissionsentwicklung analysierte BP, welche Emissionsreduktionen bis 2010 tatsächlich notwendig sein werden, um das angestrebte 10%-ige Reduktionsziel zu erreichen. Dabei stellte sich heraus, dass bei einer einfachen Trendfortschreibung, der "business as usual"-Projektion, damit zu rechnen ist, dass die unternehmensbezogenen Treibhausgasemissionen nicht wie erforderlich sinken, sondern von 83 Mio. t⁷⁶ im Jahr 1998 auf über 110 Mio. t im Jahr 2010 ansteigen werden.

Abbildung 4.5: Reduktionsziel unter Berücksichtigung der Unternehmensentwicklung



Q: BP, Development and implementation of a process to audit BP Amoco's greenhouse gas emissions, Audit Overview, 2000A.

Um dem berechneten Trend entgegenzusteuern und das Emissionsziel zu erreichen, ist eine Reduktion der erwarteten Emissionen nach dem "business as usual" Szenario um insgesamt ca. 30 Mio. t notwendig.

In den letzten Jahren wurden von BP bereits eine Reihe von Initiativen gesetzt, die auf unterschiedlichsten Gebieten ansetzen und zu der skizzierten Trendumkehr führen sollen. Das zentrale Instrument zur Regulierung der Emissionen ist dabei zweifelsohne das seit 1. Januar 2000 installierte

⁷⁶ Zu den Treibhausgasen wurden lediglich Kohlendioxid und Methan gezählt.

konzerninterne Emission Trading System, welches das erste weltweit eingerichtete Handelssystem dieser Art darstellt.

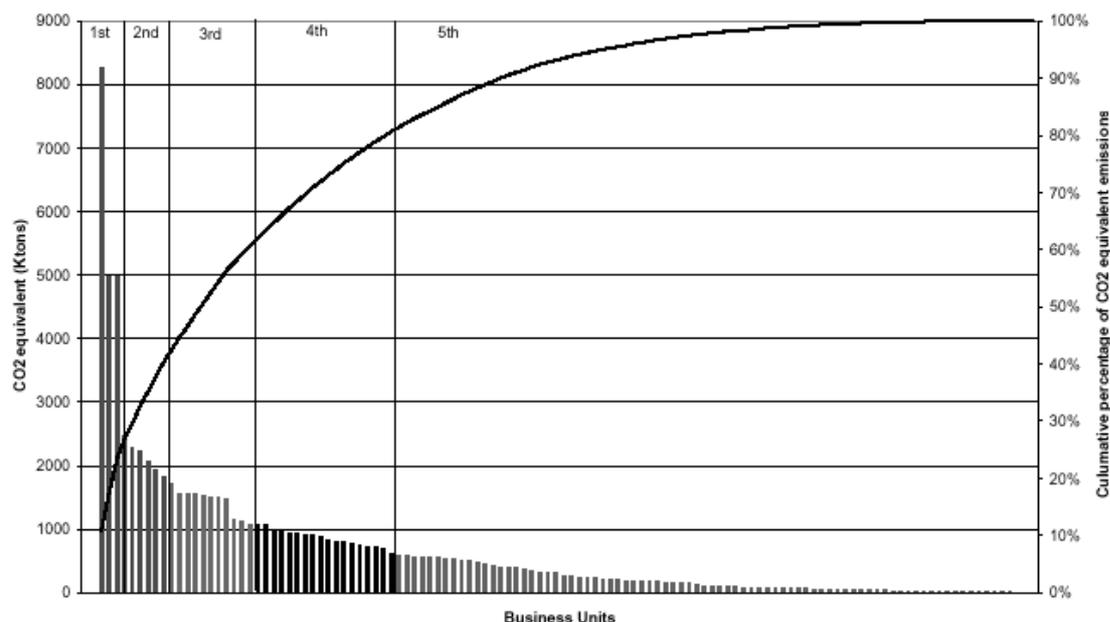
Die Vorarbeiten zum erwähnten Emissionshandelssystem begannen bereits vor einigen Jahren mit der Einsetzung zweier Arbeitsgruppen, die innerhalb von BP-Amoco für die Ausarbeitung und Vorbereitung des Systems verantwortlich waren. Im Zuge dieser Vorbereitungsphase wurde in einem Emissionshandels-Pilotprojekt von September 1998 bis Dezember 1999 die praktische Funktionsweise und Tauglichkeit des vorgesehenen Systems getestet und gewonnene Erfahrungen in die Konzeptionierung des derzeit laufenden Handelssystems integriert.

4.3.1 Allokation von Emissionsrechten innerhalb der Unternehmensgruppe

Das innerhalb der BP-Amoco Gruppe installierte Emission Trading System ist grundsätzlich als Cap-and-Trade-System konzipiert und umfasst alle vier Konzernbereiche von BP. Zu diesen zählen

- Exploration und Produktion
- Raffinierung und Marketing
- Chemischer Bereich
- Erdgas und Stromerzeugung.

Abbildung 4.6: Allokation der Emissionen innerhalb der BUs



Q: BP, Development and implementation of a process to audit BP Amoco's greenhouse gas emissions, Audit Overview, 2000.

Die angeführten Konzernbereiche sind ihrerseits in "Business Units (BUs)" unterteilt, wodurch eine Vielzahl eigener, relativ unabhängiger Unternehmensteile entsteht, die innerhalb des Konzerns agieren. Zur Zeit besteht BP-Amoco aus ca. 150 individuellen BUs, welche in 100 Ländern der Erde tätig sind. Interessant ist in diesem Kontext die Tatsache, dass die Emissionsbelastungen zwischen den BUs sehr ungleichmäßig verteilt sind, wie aus der folgenden Darstellung eindeutig ersichtlich ist.

Nur ca. 40 BUs sind für etwa 80% der Gesamtemissionen der BP-Amoco Gruppe verantwortlich, es sind aber alle BUs dazu verpflichtet am konzerninternen Emission Trading teilzunehmen.

Die Allokation der Emissionslizenzen unter den einzelnen BUs erfolgt nach dem Grandfathering Prinzip auf Basis des Emissionsniveaus des Jahres 1998. Das Jahr 1998 wurde von BP deshalb als Basis herangezogen, weil über dieses Jahr relativ vollständige und nachvollziehbare Emissionsdaten vorliegen, welche am ehesten die aktuelle Emissionssituation des Konzerns widerspiegeln.

Die Verteilung der Emissionszertifikate unter den BUs ist ein sich regelmäßig wiederholendes Verfahren. Die Emissionsobergrenze (Cap) für die gesamte BP-Amoco Gruppe (minus der gutgeschriebenen Lizenzen des Vorjahres) wird dabei jährlich in einem Umfang reduziert, der das Erreichen der angestrebten Emissionsreduktion bis zum Jahr 2010 ermöglicht. Gemäß diesem Reduktionsschlüssel erfolgt die Aufteilung der Emissionslizenzen zwischen den einzelnen BUs. Dem vorgesehenen Emissionsreduktionspfad folgend wird den betroffenen BUs im Voraus von der Konzernleitung mitgeteilt, welche Anzahl an Emissionsrechten ihnen in den nächsten Jahren voraussichtlich zur Verfügung stehen, um ihnen einen ausreichenden Vorbereitungszeitraum zu geben. Es ist jedoch nicht vorgesehen, bestimmten stark wachsenden Unternehmensteilen relativ mehr Emissionsrechte zu geben als anderen. Solche Unternehmenszweige müssen ihren Bedarf an Lizenzen durch entsprechende Transaktionen am Markt während eines Verpflichtungsjahres decken. Die Zuteilung der Emissionsrechte an die einzelnen BUs bzw. Betriebsstätten kann in solchen Fällen sehr schnell dann an Komplexität gewinnen, wenn BP-Amoco lediglich Miteigentümer an einem Unternehmen ist. In solchen Situationen hat man sich darauf geeinigt, bei der Allokation von Emissionsrechten nur jenen Emissionsanteil der betroffenen Konzerntochter bzw. Anlage zu berücksichtigen, der auch der entsprechenden Beteiligungsquote (equity share) von BP-Amoco entspricht.

Das BP-Amoco Emission Trading System ist nicht auf den Handel mit Kohlendioxid (CO₂) beschränkt, sondern es sollen auch alle unternehmensrelevanten Methanemissionen (CH₄) mit diesem Regulierungsinstrument erfasst werden. Aus diesem Grund ist es notwendig, alle gehandelten CH₄-Emissionen in CO₂-Äquivalente (CO₂e) umzurechnen. Eine Emissionslizenz entspricht deshalb jeweils einer Emissionsmenge von einer Metertonne CO₂e.

Jedes Emissionspapier besitzt eine eigene Seriennummer, welche Informationen zum Ausgabejahr, zum Ursprung (welche BU) sowie zum Herkunftsland enthält, womit eine vollständige Nachvollziehbarkeit und Transparenz des Systems gewährleistet werden soll.

4.3.2 Handelsverfahren

Alle an die BUs verteilten Emissionsrechte sind zwischen den einzelnen Unternehmensgruppen handelbar. Jede zur Teilnahme am Handelssystem verpflichtete BU hat somit die Möglichkeit, entweder Emissionslizenzen zu verkaufen, wenn ihre jährlichen Emissionen geringer sind als die ihm zugeteilten Emissionsrechte, oder sie muss Emissionslizenzen ankaufen, wenn die Emissionsmenge nicht ausreichend durch eine entsprechende Anzahl an Zertifikaten abgedeckt ist.

Alle am Markt befindlichen Emissionsrechte werden von einer zentralen Registrierungsstelle, die innerhalb der Konzernhandelsplattform, OIL Trading International (OTI), angesiedelt ist, aufgezeichnet und verwaltet. Eine Transaktion mit Emissionslizenzen kann nicht direkt zwischen potenziellen Handelspartnern durchgeführt werden, sondern nur über einen in der OTI angesiedelten Broker. Der Handel von Emissionsrechten erfolgt vollständig auf elektronischem Wege über das konzerninterne Intranet bzw. alternativ über die Homepage der Registrierungsstelle. Alle durchgeführten Transaktionen und die damit verbundenen Handelsinformationen, wie die Anzahl der zwischen den BUs transferierten Lizenzen oder der Lizenzpreis (in US\$), werden genauestens von der zuständigen Registrierungsstelle aufgezeichnet.

Neben dem Handel mit Emissionsrechten steht es allen BUs frei, nicht benötigte Überschusslizenzen in beschränktem Umfang für spätere Verpflichtungsperioden in der Registrierungsstelle gutschreiben zu lassen. Diese Bankingoption ist vorab jedoch auf 5% der zugeteilten Gesamtemissionsmenge einer BU limitiert. Erst nach der ersten Phase sowie genauer Kenntnis der Dynamik des Emissionshandels will BP-Amoco eine Entscheidung über die zukünftige Gestalt des Bankingsystems treffen.

4.3.3 Emissionsdatenermittlung⁷⁷

Bereits seit über zehn Jahren sind alle Konzernbereiche von BP dazu verpflichtet, gemäß genau festgelegter Protokollierungs- und Aufzeichnungsvorschriften, alle aktuellen und historischen Emissionen der einzelnen Anlagen und Betriebsstätten fortlaufend zu evaluieren und die ermittelten Daten an die Konzernleitung weiterzuleiten. Da ein korrektes und umfangreiches Emissionsdatenmaterial unverzichtbar für die Funktionsfähigkeit eines Emissionshandelssystems ist, beauftragte BP-Amoco im Jahr 1999 als Teil seiner Treibhausgasstrategie, eine Reihe von Consultingunternehmen⁷⁸, eine unabhängige Überprüfung der vorhandenen historischen Emissionsdaten sowie eine umfangreiche Analyse des bestehenden Emissionskontroll-, Management- und Meldeverfahrens vorzunehmen. Nach erfolgter Analyse der von BP-Amoco verwendeten Emissionsaufzeichnungsrichtlinien sollten die Unternehmensberatungsfirmen auch konkrete Vorschläge zur Verbesserung

⁷⁷ BP (2000A).

⁷⁸ Dazu zählten KPMG, Det Norske Veritas und ICF Consulting.

des bestehenden Verfahrens liefern. Auf Anregung der beauftragten Consultingunternehmen wurde ferner eine Vielzahl von Experten dazu eingeladen, an dem Auditverfahren teilzunehmen. Die Expertengruppe umfasste Vertreter von NGOs, der Weltbank, diversen UN Organisationen sowie Vertreter nationaler Regierungen.

Eine Hauptaufgabe dieses Expertengremiums war, wie bereits kurz erwähnt, eine umfassende Verifizierung der vorhandenen Emissionsdaten vorzunehmen, wobei hier insbesondere die Emissionswerte der Jahre 1990 und 1998 im Vordergrund standen. Die Emissionsdaten dieser beiden Jahre sind deshalb von besonderer Relevanz, da das Jahr 1990 als Ausgangsniveau zur Bewertung der angestrebten Emissionsreduktionen herangezogen wird, und das Jahr 1998 als Grundlage für die anfängliche Emissionslizenzverteilung dient. Dabei stellte sich heraus, dass eine Beurteilung der Datenqualität des Jahres 1990 nur bedingt möglich ist, da viele notwendige Informationen nur sehr eingeschränkt oder überhaupt nicht zur Verfügung stehen. Nach Ansicht der involvierten Experten muss des weiteren davon ausgegangen werden, dass die ausgewiesenen Emissionswerte der einzelnen Konzerngruppen für das Basisjahr 1990 mit einem Unsicherheitsfaktor von bis zu 20% behaftet sind, und somit die verwendete Baseline nur bedingten Orientierungscharakter besitzen kann. In dem von der Expertengruppe vorgelegten Prüfungsbericht wurde auch eine große Skepsis bezüglich der Richtigkeit der Emissionsdaten für das Jahr 1998 geäußert. Denn die von BP noch im Jahre 1998 verwendeten Emissionsmeldevorschriften wiesen eine Vielzahl von Freiheitsgraden auf, womit große Unterschiede in der Anwendung von Mess- und Aufzeichnungsverfahren zwischen den einzelnen BUs möglich waren.

Im Anschluss an die Evaluierung der vorhandenen Daten und die Analyse des Aufzeichnungsverfahrens wurde von den Consultingfirmen eine Reihe von Verbesserungsvorschlägen ausgearbeitet, die in Zukunft eine hohe Qualität des ermittelten Datenmaterials garantieren sollen. Die nunmehr überarbeiteten Richtlinien⁷⁹ wurden im Juni 2000 fertiggestellt und waren bereits Grundlage für die Ermittlung der Emissionen der einzelnen BUs für das Jahr 2000.

4.3.4 *Überwachung der Zielerfüllung*

Am Ende jeden Jahres ist es Aufgabe der OTI, die übermittelten Emissionsdaten der betreffenden BUs den in der Registrierungsstelle verbuchten Emissionslizenzen gegenüber zu stellen und zu prüfen, ob jede BU die notwendige Anzahl an Rechten zur Deckung der Emissionen besitzt. Im Vorfeld müssen jedoch zuerst alle ermittelten Emissionswerte bzw. die an die OTI weitergeleiteten Emissionsprotokolle von externen Prüfungsinstituten einer genauen Kontrolle unterzogen werden. Durch die Einbeziehung unabhängiger Prüfungsorgane soll die Glaubwürdigkeit des konzerninternen Emission Trading Systems nach außen gewährleistet werden.

⁷⁹ BP (2000B).

In dem von BP-Amoco eingeführten Emissionshandelssystem sind für den Fall der Nichteinhaltung von Emissionszielen keine speziellen Sanktionsmechanismen für die teilnahmeverpflichteten Unternehmenseinheiten vorgesehen. Um dennoch die Einhaltung der Emissionsgrenzen zu gewährleisten und den Stellenwert der Emissionsreduktion für den gesamten Konzern hervorzuheben, beschreitet man bei BP-Amoco einen ungewöhnlichen Weg. Alle wirtschaftlichen Ziele einer BU sind in "Performance Contracts" festgehalten, welche die Basis für die Arbeit des Managements der einzelnen BUs darstellen. In den "Performance Contracts" sollen in Zukunft nicht nur rein wirtschaftliche Ziele durch die Konzernzentrale vorgegeben werden, sondern darin sollen neben der Verteilung der Emissionslizenzen auch die Emissionsziele verpflichtend festgehalten werden.

Durch diese Vorgehensweise werden die Leiter der BUs nicht nur für die wirtschaftliche Entwicklung verantwortlich gemacht sondern auch für die Einhaltung der jährlichen Emissionsreduktionsvorgaben. Die tatsächlich erzielten Emissionseinsparungen bzw. die Zielerfüllung soll neben den wirtschaftlichen Kennzahlen im jährlichen Unternehmensbericht veröffentlicht werden. Somit stellt der "Performance Contract" einen Mechanismus dar, der die Handlungsfreiheit der einzelnen Unternehmensteile einschränkt und den Erfolg eines Managements nicht nur nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten beurteilt sondern auch Emissionsziele berücksichtigt.

4.3.5 *Credit Based Trading (CBT)*⁸⁰

Der Handel mit Emissionsrechten zwischen den einzelnen BUs bildet zwar das Kernelement des Emission Trading Systems von BP-Amoco, jedoch plant der Konzern bereits das eingeführte Handelssystem um Credits zu erweitern. Gemäß den im Kyoto Abkommen vorgesehenen Instrumenten "Clean Development Mechanism" und "Joint Implementation" soll es allen BUs in Zukunft erlaubt sein, Emissionsreduktionsprojekte durchzuführen und entsprechend den dadurch erzeugten Einsparungen zusätzliche Emissionsrechte (Credits) zu erzeugen. Die auf diese Weise gewonnenen Credits können in der Folge auch in das konzerninterne Handelssystem eingebracht werden und stellen eine weitere Option für die einzelnen Konzernteile dar, ihren Verpflichtungen nachzukommen. Durch die Einführung von "Credit Based Trading" steht ein zusätzliches Element an Flexibilität zur Verfügung, weil es den BUs dadurch ermöglicht wird, auch außerhalb ihres eigentlichen Geschäftsbereiches aktiv zu werden.

Um die praktische Tauglichkeit dieses Instruments zu untersuchen und Regeln für CBT festzulegen, wurden alle Unternehmenszweige dazu eingeladen, bereits existierende oder in Planung befindliche Projekte zur Emissionsreduktion vorzustellen. Die eingereichten Unterlagen wurden in Zusammenarbeit mit dem Consultingunternehmen PricewaterhouseCoopers nach zuvor genau festgelegten Kriterien untersucht. Dabei sollten konkrete Antworten auf die folgenden Fragen gefunden werden:

⁸⁰ BP, Credit based emissions reduction projects, Learning through practical engagement.

- Inwieweit entspricht ein Projekt dem Konzept der Nachhaltigkeit?
- Wo sind mögliche Projektgrenzen zu erwarten?
- Welche Referenzszenarien müssen berücksichtigt werden?
- Wie hoch sind die geschätzten Emissionsreduktionen?
- Welche ökonomischen Effekte können auftreten?
- Wie sollen bei einer Kooperation die erzielten Einsparungen zwischen den Partnern aufgeteilt werden?
- Welche Erkenntnisse können letztendlich aus den einzelnen Projekten gewonnen werden?

Ob und wann eine Integrierung des CBT in das bestehende konzerninterne Emissionshandelssystem tatsächlich stattfinden wird, steht zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht fest. Im Laufe des Jahres 2001 sollen laut BP weitere Forschungsaktivitäten in diesem Bereich vorgenommen werden und ein Erfahrungsaustausch mit anderen Organisationen stattfinden. Anschließend ist geplant, ein erstes CBT-Pilotprojekt innerhalb des Konzerns zu starten, um weitere praktische Erkenntnisse zu gewinnen.

4.4 Kanadische Emissionshandelsprojekte

4.4.1 Entwicklung der kanadischen Klimaschutzpolitik⁸¹

Nach der COP 3 in Kyoto, bei der sich Kanada zu einer Reduktion der Treibhausgase um 6% unter das Niveau von 1990 verpflichtet hat, fand ein Treffen der "First Ministers" statt (Prime Minister, Provincial Ministers, Territorial Leaders), bei dem die Energie- und Umweltminister angewiesen wurden, die Auswirkungen des Kyoto-Protokolls für Kanada zu untersuchen. Weiters wurde die volle Unterstützung der Provinz- und Territorialregierungen⁸² bei der Implementierung und dem Management des Protokolls zugesichert. Zur Untersuchung der Auswirkungen, Kosten und Nutzen der Implementierung und des Managements des Protokolls wurden 1998 von den Energie- und Umweltministern folgende Schritte gesetzt:

Die Schaffung eines Nationalen Klimawandel-Sekretariats (National Climate Change Secretariat) zur Unterstützung der Entwicklung einer nationalen Implementierungsstrategie sowie die Einrichtung von 16 Expertengruppen, sogenannten "Issue Tables", die mit der Identifikation, Analyse und

⁸¹ Haites, E., Climate Change Policy Development in Canada, Perspectives on Policy, Weathervane, June 1999, www.weathervane.rff.org/pop/pop8/canada.html.

⁸² Kanada besteht aus zehn Provinzen und drei Territorien, wobei die Verantwortung für Umweltschutzagenden auf die Bundes-, Provinz- und Territorialregierungen verteilt ist.

Bewertung verschiedener Möglichkeiten der Treibhausgas-Reduktion betraut wurden. Jeder "Issue Table"⁸³ ist hierbei für die Analyse und Erstellung eines Berichts für einen bestimmten Sektor bzw. Themenschwerpunkt zuständig⁸⁴. Die "Tradeable Permits Working Group" (TPWG) etwa beschäftigt sich mit der Entwicklung und Analyse von Optionen für einen nationalen Emissionshandel. Der "National Round Table on the Environment and the Economy" (NRTEE), ein von der Regierung bestelltes Beratungsorgan, hat ebenfalls verschiedene Optionen für die Ausgestaltung des Emissionshandels in Kanada untersucht und unter dem Titel "Canada's Options for a Domestic Greenhouse Gas Emissions Trading Program" veröffentlicht. Fünf (von insgesamt 14) Optionen werden hier genauer dargestellt und hinsichtlich ihrer Stärken und Schwächen analysiert. Dieser Optionenbericht stellte eine wichtige Grundlage für die Arbeit der TPWG dar.

Ausgehend von den Optionenberichten der 16 "Issue Tables" soll bei einer Reihe von Treffen der Energie- und Umweltminister im Zeitraum 2000 bis 2001 eine nationale Klimastrategie entwickelt werden. Auf Druck von Alberta und der kanadischen Erdölindustrie wurde die Einführung von CO₂-Steuern von der Regierung ausgeschlossen. Obwohl die Möglichkeit eines Emissionshandels sowohl von der Regierung als auch von der Industrie und Umweltorganisationen unterstützt wird, dürfte es äußerst schwierig sein, ein System zu entwickeln, das von allen Regionen akzeptiert wird. Der Grund hierfür liegt in der sehr unterschiedlichen regionalen Verteilung der Emissionen und auch des Einkommens. Alberta und Saskatchewan sind die Provinzen mit den höchsten Pro-Kopf Emissionen, da der Großteil der Förderung und Verarbeitung von fossilen Brennstoffen dort angesiedelt ist. Das Pro-Kopf Einkommen in Alberta liegt über dem nationalen Durchschnitt. Dem gegenüber sind die Pro-Kopf Emissionen in Quebec aufgrund der Nutzung von Wasserkraft am geringsten. Im Vergleich zum nationalen Durchschnitt liegt das Pro-Kopf Einkommen in Quebec hingegen unter dem nationalen Durchschnitt und somit auch deutlich unter dem Niveau von Alberta. Da umweltpolitische Maßnahmen die von der Erdölwirtschaft abhängige Provinz Alberta beträchtlich stärker betreffen würden als andere Teile des Landes, besteht innerhalb der politischen Führung dieser Provinz und der dort ansässigen Wirtschaft teils heftiger Widerstand gegen die Einführung eines Emission Trading Systems.

Durch den von Quebec eingebrachten Vorschlag, nationale Emissionsverpflichtungen innerhalb Kanadas entsprechend der Pro-Kopf Emission zu verteilen, wurde der Konflikt zwischen den Regionen weiter verschärft. Denn eine solche Regelung hätte bei Einführung eines national verpflichtenden Emissionshandels zweifelsohne beträchtliche finanzielle Transfers von Alberta nach Quebec zur Folge. Ein weiteres politisches Problem stellen die von Quebec verfolgten Abspaltungstendenzen dar, die durch eine als unfair betrachtete Belastung durch einen Emissionshandel noch mehr Unterstützung bekommen könnten. Bei der Gestaltung der

⁸³ Die Forschungsgruppen setzen sich aus jeweils 15 bis 50 Mitgliedern zusammen, die von der Regierung, der Industrie und Umwelt-NGOs entsendet werden.

⁸⁴ Als Beispiel anzuführen wären etwa "Issue Tables" mit der sektoralen Ausrichtung Landwirtschaft, Industrie, Elektrizität, bzw. der thematischen Ausrichtung Wissenschaft, Technologie oder Kyoto-Mechanismen.

Klimaschutzstrategie bzw. eines Emissionshandelssystems muss dementsprechend eine Vielzahl von konträren Interessen berücksichtigt und darauf geachtet werden, dass die Kosten, aber auch etwaige Transfers (etwa in Form gratis vergebener Emissionslizenzen), fair verteilt werden. Die vorläufigen Vorschläge für die Ausgestaltung eines Trading Systems, die von der TPWG in ihrem Optionenbericht dargestellt wurden, werden im folgenden kurz dargestellt.

Allgemeine Beschreibung des Ansatzes⁸⁵

Das System der handelbaren Emissionslizenzen (Tradeable Emission Permits, TEP), wie es von der TPWG vorgeschlagen wird, ist ein "Cap and Trade"-Ansatz, wobei die Emissionsobergrenze durch die Verpflichtung aus dem Kyoto-Protokoll vorgegeben ist. Einbezogen sollten Emissionen aller Treibhausgase werden, die ausreichend genau gemessen oder geschätzt werden können. Die Schätzung erfolgt entweder auf Basis der verwendeten Mengen an Inputs (fossile Brennstoffe), der erzeugten Mengen von Outputs (bei Prozessemissionen) oder auf Basis direkter Messungen (etwa für Methan und N₂O aus Verbrennungsprozessen). Die TEPs sind als Berechtigung zum einmaligen Ausstoß einer Einheit Treibhausgase, gemessen in Tonnen CO₂-Äquivalent, definiert. Sie sollten zeitlich unbeschränkt für Handel oder Sparen gültig sein und auch von nicht regulierten Akteuren gehalten werden können.

Von der TPWG wurden insbesondere zwei Ansatzpunkte für die Verteilung von Emissionslizenzen in Betracht gezogen: einerseits die Einbeziehung lediglich großer Emittenten und andererseits eine Abdeckung, die so breit wie möglich gefasst ist. Im ersten Fall würden Lizenzen direkt an große Emittenten vergeben (reines Downstream-System), wobei deren CO₂-Emissionen aus dem Verbrauch fossiler Brennstoffe berechnet und sonstige Emissionen geschätzt oder direkt gemessen würden. Kleinere Verursacher würden durch andere Instrumente reguliert werden. Mit diesem Ansatz könnten ca. 35% der gesamten Treibhausgasemissionen abgedeckt werden.

Im zweiten Fall handelt es sich weitgehend um einen Upstream-Ansatz. Lizenzen müssten hierbei von Produzenten oder Händlern fossiler Brennstoffe gehalten werden, die Endverbraucher wären durch höhere Preise betroffen. Prozessemissionen sowie andere Treibhausgase würden auch hier direkt bei den großen Verursachern erfasst werden. Dieser Ansatz würde rund 75% der gesamten Treibhausgasemissionen erfassen, davon 62% durch die Upstream-Regulierung.

Die TPWG spricht sich für den zweiten Ansatz aus, da er administrativ machbar ist und gleichzeitig die Erfassung eines Großteils der Treibhausgasemissionen ermöglicht.

⁸⁵ Tradeable Permits Working Group, Using Tradeable Emission Permits to Help Achieve Domestic Greenhouse Gas Objectives: Options Report, April 2000, <http://www.nccp.ca/html/index.htm>

National Round Table on the Environment and the Economy, Canada's Options for a Domestic Greenhouse Gas Emissions Trading Program, 1999.

Teilnehmer, Marktvolumen

Die Anzahl der Marktteilnehmer ist abhängig von dem für die Regulierung gewählten Ansatzpunkt. Im Fall der Einbeziehung der großen Emittenten beträgt die Anzahl der regulierten Unternehmen zwischen 400 und 500. Betroffen sind sowohl die Förderung und Verarbeitung fossiler Brennstoffe als auch die Elektrizitätserzeugung und der produzierende Bereich.

Im Fall des breiteren Upstream-Ansatzes liegt die Anzahl der potentiellen Marktteilnehmer zwischen 100 und 500. Reguliert würden neben der Förderung und Verarbeitung fossiler Brennstoffe (v.a. Erdöl und Gas) nur die Zement-, Aluminium- und Stahlproduktion.

Allokation

Prinzipiell sollten Lizenzen über Auktionen versteigert werden, wobei die Erlöse verwendet werden, um Steuern zu senken und Verteilungsprobleme, die aus dem System entstehen, zu entschärfen. Daneben sollten Lizenzen an bestimmte Verursacher gratis vergeben werden. Ein dauerhaftes "Grandfathering" wird für Industrien vorgeschlagen, die hauptsächlich mit Nicht-Annex B Ländern im Wettbewerb stehen. Als temporäre Maßnahme sollten Lizenzen an Industrien gratis vergeben werden, die in Folge der Einführung eines Emissionshandels signifikante Wertverluste ihres Kapitalstocks erleiden.

Die konkrete Ausgestaltung des Vergabesystems muss noch genauer untersucht werden. Herausforderungen stellen dabei insbesondere die Erarbeitung von Benchmarks für die Gratis-Allokation dar, sowie die Verteilung der Gratislizenzen und auch der Auktionserlöse auf einzelne Regionen, um übermäßige bzw. ungleich verteilte Belastungen zu vermeiden.

Administration

Die administrativen Strukturen wurden noch nicht näher analysiert, da diese in großem Maße durch die Ausgestaltung des Emissionshandels (Allokation, Breite der Abdeckung) bestimmt werden.

Eine endgültige politische Entscheidung über die Einführung eines Emissionshandels in Kanada wird nicht vor 2002 fallen. Allerdings sollten die notwendigen gesetzlichen Regelungen sowie die administrativen Strukturen entwickelt und vorbereitet werden. Weiters wäre auch die Durchführung einer Probezeit für das Mess- und Berichterstattungssystem vor dem Start des Emissionshandels zu überlegen.

Bestehende Instrumente/Rahmenbedingungen

Die kanadische Regierung setzt bisher Förderungen als vorrangige Strategie zur Verringerung der Treibhausgasemissionen ein. Pro Jahr werden rund 200 Mio. CAD für Projekte und Initiativen in den Bereichen F&E, Bewusstseinsbildung sowie Energieeffizienz zur Verfügung gestellt. Das Kernstück bildet der "Climate Change Action Fund", der mit jährlich 150 Mio. CAD dotiert ist und in erster Linie frühe und bedeutsame Emissionsreduktionen unterstützt. Daneben werden auch Energieeffizienz und der Einsatz erneuerbarer Energieträger in Wohnbau, Wirtschaft und regierungseigenen Gebäuden und Einrichtungen gefördert. Die Einführung von CO₂-Steuern wurde von der Regierung ausgeschlossen, allerdings wurden einige Steuerbegünstigungen eingeführt, etwa für Technologien im Bereich Energieeffizienz und erneuerbare Energie oder für bis dato relativ geringfügig genutzte Energieträger wie Naturgas, Ethanol aus Biomasse usw.

Besonderer Stellenwert kommt auch freiwilligen Vereinbarungen der Industrie zu. Insbesondere die zwei bestehenden Pilotprogramme zum Emissionsreduktionshandel (PERT und GERT) sind für die Darstellung der kanadischen Situation von Interesse, da sie Erfahrungswerte über die Anwendung und das Potenzial dieses anreizorientierten Ansatzes liefern.

4.4.2 Pilot Emission Reduction Trading Project (PERT)⁸⁶

Das Pilot Emission Reduction Trading Project (PERT) ist ein Demonstrationsprojekt in der kanadischen Provinz Ontario, welches 1996 von einer "Multi-Stakeholder" Gruppe aus Regierung, Industrie sowie Umwelt- und Gesundheitsorganisationen eingerichtet wurde. Das Projekt wurde als Handelssystem für Emissionsreduktionen (Emission Reduction Credit Trading System) konzipiert, an dem jeder Verursacher unabhängig von Größe oder Sektor freiwillig teilnehmen kann. Die ursprünglichen Zielsetzungen dieses Emissionshandelsprojekts waren:

- Die ökologischen und ökonomischen Effekte eines Emission Trading Systems zu untersuchen und die Tauglichkeit dieses Instruments im Hinblick auf eine Verbesserung der Luftqualität im Windsor-Quebec Korridor festzustellen.
- Aufzuzeigen, inwieweit ein nationales Handelssystem für Emissionsreduktionen mit den regulatorischen Rahmenbedingungen in Ontario kompatibel ist.
- Ausreichend Erfahrungen für die Einführung eines verbindlichen Handelssystems für Ontario und angrenzende Regionen zu gewinnen und zu klären, wie ein regionales Handelssystem in ein grenzüberschreitendes Emission Trading integrierbar ist.

⁸⁶ PERT wurde mittlerweile in CleanAir Canada umbenannt. PERT, Emission Trading in Canada: the PERT Experience, Draft for Discussion, January 1999, PERT, Clean Air Mechanisms and the PERT Project: A Five Year Report, June 2000, <http://www.cleanaircanada.org/respprep.asp>. Haites, E. F., Review of Alternative Emissions Trading Options, prepared for PERT, September 1998.

PERT ist eine selbst finanzierte Non-Profit Organisation, die von einer "Multi-Stakeholder Working Group" geleitet und von einem "Executive Committee" überwacht wird. Die Finanzierung des PERT-Projekts erfolgt über Mitgliedsbeiträge von Industriebetrieben sowie Zuschüsse der Regierung bzw. sonstiger unterstützender Organisationen.

Um der kanadischen Wirtschaft politische Sicherheit und wirtschaftliche Anreize zu geben, unterzeichnete der Umweltminister der Provinz Ontario im Juli 1998 mit den teilnehmenden Unternehmen einen sogenannten "Letter of Understanding" (LOU). Durch dieses Übereinkommen wurde den PERT-Teilnehmern von Seiten der Regierung zugesichert, dass alle innerhalb des Demonstrationsprojekts erzielten freiwilligen Emissionseinsparungen bei späteren umweltrechtlichen Verpflichtungen voll berücksichtigt werden. Somit stellt der LOU das erste "Early Action"-Übereinkommen zwischen der kanadischen Industrie und der Regierung dar.

Ursprünglich galt das Hauptaugenmerk des PERT-Projekts der Verringerung und Vermeidung von Smog im Windsor-Quebec Korridor durch die Reduktion von NO_x und VOCs ⁸⁷ sowie der Unterstützung von regionalen Smogvermeidungsinitiativen. Durch den Abschluss des Kyoto-Abkommens im Jahre 1997 sowie aufgrund der Tatsache, dass NO_x und VOC Emissionen in Kombination mit anderen Elementen die Ursache für eine Reihe weiterer Luftbelastungen sind, wurde 1997 beschlossen, das PERT-Handelssystem um weitere Gase (wie CO , SO_2 und CO_2) zu ergänzen. Innerhalb von PERT werden somit alle zugelassenen Emissionen in drei Gruppen eingeteilt: NO_x , SO_x , GHGs ⁸⁸ und VOCs .

Im Gegensatz zu einem "Cap and Trade"-Ansatz mit handelbaren Emissionslizenzen ist PERT ein "Baseline and Credit"-System und beruht auf dem Handel mit freiwillig geschaffenen Emissionsreduktionskrediten (Emission Reduction Credits, ERC). Diese entstehen, wenn ein Verursacher seine Emissionen entweder unter das gegenwärtige Niveau (Baseline) oder unter ein durch gesetzliche Regulierung vorgeschriebenes Niveau senkt. Die Baseline wird grundsätzlich auf Basis der historischen Aktivitäten während der letzten beiden Jahre errechnet, jedoch gibt es von Seiten der beteiligten Akteure etliche Verbesserungsvorschläge und Kritikpunkte an der derzeit verwendeten Vorgehensweise zur Festsetzung des Emissionsausgangsniveaus. Der Kernpunkt der Kritik liegt darin, dass es durch die Festlegung einer naheliegenden Baseline zu einer indirekten Bestrafung derjenigen Unternehmen kommen kann, die bereits vor der Teilnahme am Emissionshandel Maßnahmen ("Early Actions") zur Emissionsreduktion durchgeführt haben und somit einen geringeren Spielraum für weitere Emissionsreduktionen besitzen. Durch den dynamischen Charakter der Baseline kann es weiters zu unerwünschten Verzerrungen des Handelssystems kommen. Fluktuationen in der Produktionskapazität, neue technische Entwicklungen sowie nicht aus Gründen der Emissionsreduktion durchgeführte Änderungen im Produktionsablauf können die Baseline nach oben oder unten ver-

⁸⁷ VOCs: Volatile Organic Compounds.

⁸⁸ GHGs: Greenhouse Gases.

schieben. Die unzureichende gesetzliche Regelung und die uneinheitlichen Standards für die Bestimmung des Emissionsausgangsniveaus räumen den Unternehmen somit einen sehr großen Spielraum bei der Erzeugung von Credits ein. Die angeführten Rahmenbedingungen können es mitunter auch schwierig gestalten die Angemessenheit von Credits zu beurteilen.

Um die Vielzahl der offenen Kritikpunkte im Zusammenhang mit der Festsetzung des Emissionsausgangsniveaus zu diskutieren wurde vom Umweltministerium im Jahr 2000 ein Workshop veranstaltet zu dem alle PERT-Teilnehmer eingeladen wurden, um konkrete Verbesserungsvorschläge zur Baselinebestimmung auszuarbeiten. Die im Zuge dieses Workshops erzielten Ergebnisse sollen als Grundlage für die Überarbeitung der geltenden PERT-Handelsregeln dienen.

Alle Teilnehmer an PERT müssen sich in einem Register eintragen, in dem alle relevanten Informationen (Art und Menge der eingesparten Emissionen, Schaffung des Kredits, Transfers, Nutzung usw.) verzeichnet werden. Auf Antrag eines Verursachers werden Kredite auf Erfüllung der Bedingungen geprüft und als berechtigt in das Register aufgenommen. Die Informationen sind öffentlich zugänglich. Das Register ist verpflichtet, jeweils innerhalb von 90 Tagen einen Bericht über das abgelaufene Jahr zu erstellen. Da zu Beginn des Pilotprojekts kein eigenes Register zu Verfügung stand und in den USA bereits einschlägige Erfahrungen auf diesem Gebiet gemacht wurden, erfolgte bis zum Sommer 2000 die Registrierung der Credits durch die in Oklahoma (USA) angesiedelte Clean Air Action Corporation (CAAC) Registrierungsstelle. Seit Juli 2000 steht PERT eine eigene Registrierungsdatenbank innerhalb Kanadas zur Verfügung, auf welcher der Handel mit Credits vollelektronisch stattfinden kann. Wurde eine Transaktion mit Emissionsrechten abgeschlossen, werden alle betroffenen Credits vom Registrierungsserver gelöscht und stehen fortan nicht mehr zur Verfügung.

Außer der Meldung an das Register müssen alle erzeugten Credits von den Akteuren mit Hilfe eines Emissionsprotokolls dokumentiert werden. Das Protokoll muss unter anderem Auskunft über die Art und Laufzeit des Emissionsreduktionsprojekts sowie die damit erreichten Emissionseinsparungen geben. Die eingereichten Projekte werden in der Folge einer genauen Überprüfung durch die PERT Working Group bzw. durch die PERT-Registrierungsstelle unterzogen. Dabei soll kontrolliert werden, ob alle Reduktionen real sind, freiwillige oder gesetzliche Verpflichtungen übersteigen (Surplus), quantifizierbar und nachprüfbar sind (für Stilllegung von Emissionsquellen werden keine Kredite vergeben). Emissionsreduktionen und somit Credits können durch eine Vielzahl unterschiedlicher Aktivitäten erzeugt werden. Dazu zählen u.a. die Installierung neuer Kontroll- und Filtereinrichtungen, Prozessmodifikationen, Energieeffizienzverbesserung, Brennstoffsubstitutionen sowie Emissionsreduktionen im Zuge von Kapitalstockerneuerungen. Aus den bis dato registrierten PERT-Teilnehmern ist ersichtlich, dass in erster Linie Energieversorgungsunternehmen reges Interesse an diesem Pilotprojekt zeigen. Die Laufzeit der eingereichten Projekte ist sehr unterschiedlich und liegt zwischen wenigen Monaten und einem Zeitraum von bis zu neun Jahren. Es besteht jedoch keine direkte Korrelation zwischen der Projektlaufzeit und der Höhe der erzielten Emissionsreduktionen.

Das PERT-Emissionshandelssystem bietet ferner allen beteiligten Akteuren die Möglichkeit, die erzeugten Credits nicht umgehend an andere Unternehmen zu verkaufen, sondern sie für zukünftige Emissionsverpflichtungen zu sparen (Banking). Da in Ontario zur Zeit nur ein einziger Käufer für Credits vorhanden ist, sind die meisten teilnehmenden Unternehmen auf die Nutzung dieser Bankingoption angewiesen. Das Register muss von einem Transfer und der Nutzung der Kredite innerhalb bestimmter Fristen verständigt werden. Die Nutzung der Kredite kann zur Erfüllung sowohl freiwilliger Vereinbarungen als auch gesetzlicher Vorschriften erfolgen. Weiters werden laut Vereinbarung der Teilnehmer 10% der geschaffenen Kredite außer Nutzung gestellt.

Es sei jedoch darauf verwiesen, dass sich die Arbeit der PERT-Organisation seit dem Beginn des Projekts im Jahre 1996 in erster Linie auf den Aufbau von Regeln für die Quantifizierung von Emissionsreduktionen sowie die Entstehung von ERC konzentriert hat. Relativ geringe Erfahrungen wurden in den letzten Jahren hingegen mit dem Handel von Credits gemacht, da nur ein einziges Unternehmen⁸⁹ als Käufer am Markt aktiv wurde. Großer Handlungsbedarf besteht ebenfalls in Bezug auf die derzeit verwendeten Monitoring- und Überprüfungsverfahren. Denn für die am PERT-Projekt teilnehmenden Unternehmen gibt es nach wie vor keine einheitlichen Emissionsdokumentationsvorschriften, den einzelnen Unternehmen steht es vielmehr offen, ihre Protokolle sowohl inhaltlich als auch vom Umfang her weitgehend frei zu gestalten. Eine Regelung, die zu Beginn des Emissionshandelspilotprojekts durchaus vernünftig war - galt es doch Erfahrungen über die zukünftige Gestalt des Systems durch "learning by doing" zu gewinnen - jedoch heute in Hinblick auf die Transparenz und Nachvollziehbarkeit von Emissionseinsparungen unzulänglich erscheint. Aus diesem Grund wurde die PERT-Registrierungsstelle damit beauftragt, einheitliche Monitoringvorschriften zu erarbeiten, die in Zukunft für alle teilnehmenden Unternehmen verpflichtenden Charakter besitzen sollen. Bei der Festlegung einheitlicher Standards durch PERT sollen die vom Umweltministerium veröffentlichten Melde- und Monitoringrichtlinien⁹⁰ für Elektrizitätserzeugungseinrichtungen als Grundlage dienen.

Einen von PERT bislang ebenfalls vernachlässigten Bereich stellt die Verifizierung ausgewiesener Emissionsreduktionen dar. Der aktuelle Regelkatalog sieht nämlich eine umfangreiche Kontrolle der Emissionsangaben erst dann vor, wenn die erzeugten Credits genutzt werden. Da bislang jedoch erst eine kleine Anzahl an Credits tatsächlich gehandelt wurde, ist lediglich in einzelnen Fällen eine Verifizierung der ERC durchgeführt worden.

Obwohl das PERT-Projekt auf Freiwilligkeit beruht, nimmt eine beträchtliche Zahl an Unternehmen und Organisationen daran teil. Daten bezüglich der Menge der geschaffenen ERCs und der abgewickelten Transfers liegen bis zum Jahr 2001 vor. Die größten Reduktionen wurden bei CO₂ erreicht (rund 18 Mio. t), gefolgt von NO_x (ca. 95.000 t) und SO₂ (rund 32.000 t). Insgesamt wur-

⁸⁹ Der Energieversorger Ontario Power Generation (OPG).

⁹⁰ Ministry of Environment, Guideline for Reporting Ontario Continuous Emissions Monitoring (CEM) Systems Data, January 2000.

den ca. 40 Aktionen zur Schaffung von ERCs von knapp dreißig Unternehmen eingereicht und von der Registrierungsstelle genehmigt.

4.4.3 Greenhouse Gas Emission Reduction Trading Pilot (GERT)⁹¹

Basierend auf den Erfahrungen von PERT wurde im Juni 1998 von einer "Multi-Stakeholder" Partnerschaft das Pilothandelssystem GERT zur Verringerung der Treibhausgasemissionen gestartet. An der Kooperation sind momentan acht Provinz- und Bundesregierungsbehörden, eine Regionalregierung, sieben Industrieorganisationen und vier Umwelt- und sonstige Nicht-Regierungsorganisationen beteiligt. Das Projekt war ursprünglich mit einer Laufzeit bis Ende 1999 geplant, wurde mittlerweile aber bis Ende 2001 verlängert. Die Leitung liegt bei einem "Steering Committee", das sich aus Mitgliedern der oben genannten Organisationen zusammensetzt und die Arbeit eines "Technical Committee" überwacht. Letzteres ist für die Ausarbeitung der administrativen Elemente des Systems, die Prüfung und Evaluierung eingereicherter Projekte⁹² zur Emissionsreduktion sowie die Aufzeichnung der Handelsaktivitäten verantwortlich.

Grundsätzlich können GERT-Projekte überall – auch außerhalb von Kanada – durchgeführt werden, jedoch muss entweder der Käufer oder der Verkäufer Kanadier und bei GERT registriert sein. Für die Zulassung eines Emissionsreduktionsprojekts zum GERT-Handelssystem sind aber folgende zwei Punkte besonders zu beachten.

- Zum einen dürfen nur solche Projekte eingereicht werden, die nicht vor dem Stichtag 1. Januar 1997 angelaufen sind (GERT erfasst nur Emissionsreduktionen die nach dem 1. Januar 1997 anfallen),
- und zum anderen dürfen all jene Emissionsreduktionen, die nicht in Kanada erzielt wurden vom Käufer ausschließlich innerhalb von Kanada gemeldet und eingereicht werden.

Von GERT akzeptierte Emissionsreduktionsprojekte können verschiedene Gestalt haben.

- Emissionseinsparungen durch Energieeffizienzmaßnahmen oder Brennstoffsubstitution.
- Vermeidung von prognostizierten Emissionsanstiegen (z.B. durch den Einsatz erneuerbarer Energieträger)
- Absorptionsmaßnahmen (z.B. Aufforsten von Wäldern)

Alle GERT-Projekte müssen jedoch bereits bestehende gesetzliche Vorschriften übersteigen, sowie real, messbar und überprüfbar sein. Da es innerhalb des GERT-Handelssystems keine verbindli-

⁹¹ Greenhouse Gas Emission Reduction (GERT) Pilot Pilot Rule, December 1999.

⁹² Überprüft werden sowohl gehandelte Projekte, bei denen Käufer und Verkäufer der Emissionsreduktion fest stehen, als auch Verkaufsangebote.

chen Emissionsobergrenzen für die teilnehmenden Unternehmen gibt, handelt es sich bei GERT grundsätzlich um ein "Baseline and Credit"-System. Die praktische Funktionsweise von GERT kann dabei wie folgt kurz zusammengefasst werden.

Jedes Unternehmen, das zur Teilnahme am Handelssystem bereit ist, muss einen Antrag bzw. ein sogenanntes "Project Document" vorlegen. Die "Project Documents" müssen als wichtigste Informationen eine Projektbeschreibung, den Standort, die geschätzte Reduktion der Treibhausgase (angegeben in Tonnen CO₂-Äquivalente) sowie einen Plan zur Messung und Überwachung der Emissionen enthalten. Alle auf diese Weise eingereichten Projektanträge werden vom "Technical Committee" auf ihre Übereinstimmung mit den Programmkriterien überprüft⁹³ und in der Folge als "Pilot Reviewed Projects" im "Pilot Registry" eingetragen.

Weiters ist es notwendig für jedes zugelassene Projekt eine individuelle Baseline zu berechnen. Die Ermittlung einer Baseline kann dabei auf zwei verschiedene Arten erfolgen. Entweder werden die historischen Emissionswerte der letzten drei Jahre vor dem Start des Emissionsreduktionsprojekts als Emissionsausgangsniveau herangezogen (Historic Reference Case), oder man verwendet ein oder mehrere Emissionsszenarien als Bewertungsgrundlage (Projected Reference Case). Beim "Projected Reference Case" handelt es sich um eine Schätzung möglicher zukünftiger Emissionen, die ohne Durchführung des betrachteten Projekts zu erwarten sind. Die prognostizierten Emissionsszenarien bzw. die ermittelte historische Baseline müssen ebenfalls vom "Technical Committee" einer Prüfung unterzogen werden und dienen zur Bewertung zukünftiger Emissionseinsparungen.

Alle teilnehmenden Unternehmen sind weiters dazu verpflichtet, innerhalb von 90 Tagen nach Ablauf eines Kalenderjahres ihre jährlichen Emissionen mittels eines sogenannten "Emission Reduction Report"⁹⁴ GERT zu melden. Die auf diese Weise übermittelten Emissionsdaten werden ebenfalls vom "Technical Committee" genauestens überprüft. Das "Technical Committee" hat zusätzlich die Möglichkeit ein Unternehmen dazu zu verpflichten, seinen "Emission Reduction Report" von einem unabhängigen Dritten auf eigene Kosten überprüfen zu lassen. Die Anfertigung eines solchen Emissionsberichtes ist für all jene Projekte verpflichtend vorgesehen, die als "Pilot Reviewed Projects" eingetragen sind. Aus der Differenz der tatsächlichen Emissionen zum "Reference Case" wird die Emissionsreduktion berechnet, die in der Folge als "Registered Emission Reduction" (RER) in das Register übernommen wird. RERs können frei gehandelt werden⁹⁵ und auf freiwillige oder zukünftige gesetzliche Verpflichtungen zur Emissionsreduktion angerechnet werden.

Beim Transfer von RERs nimmt GERT jedoch lediglich eine passive, vermittelnde Rolle ein. Die GERT-Registrierungsstelle übernimmt nur die Aufgabe, Informationen über Verkaufsangebote (Of-

⁹³ Überprüft werden beide oben erwähnten Anträge, allerdings werden nur "Trade Matched" Projekte in das Register aufgenommen.

⁹⁴ GERT, Guidelines for Preparing an Emission Reduction Report, January 2000.

⁹⁵ Alle Transfers von RERs müssen dokumentiert und an GERT gemeldet werden, da nur eine lückenlose Registrierung ihre Gültigkeit sicherstellt.

fer to Sell) bzw. Kaufangebote (Offer to Buy) sowie den Handel von Emissionsreduktionen (Trades Matched) auf seiner Homepage zu veröffentlichen, um die entstehenden Suchkosten zu minimieren und somit die Partnersuche zu erleichtern. Es ist primär Aufgabe eines potentiellen Verkäufers, die aus zugelassenen Projekten resultierenden Emissionsreduktionen zu berechnen und einen "Offer to Sell"-Antrag an GERT zu senden oder auch gemeinsam mit einem Käufer einen "Trade Matched"-Antrag einzureichen.

Bis Anfang Juni 2001 wurden bei GERT dreizehn Verkaufsangebote (Offers to Sell), fünf "Trade Matched" Anträge sowie ein Kaufangebot eingereicht. Davon wurden bis dato erst wenige Anträge überprüft und als "Reviewed Projects" ins Register aufgenommen⁹⁶. Die angegebenen Emissionsreduktionen werden durch unterschiedlichste Maßnahmen erreicht, wobei die einzelnen Projekte eine Laufzeit von fünf bis fünfzig Jahren haben. Um einen konkreten Einblick in die Art der eingereichten Emissionsreduktionsmaßnahmen zu geben, sollen im folgenden Abschnitt drei GERT-Projekte skizziert werden.⁹⁷

Im Jahre 1998 wurde von CHI Energy Inc. of Stamford, einem Unternehmen das etwa sechzig Wasserkraftwerke in den USA und Kanada betreibt, eine neue 15 MW Anlage (Star Lake) in Betrieb genommen. Die in diesem neuen Wasserkraftwerk erzeugte Energie wird zur Gänze an das dortige Versorgungsunternehmen Newfoundland and Labrador Hydro weiterverkauft. Newfoundland and Labrador Hydro bezieht zur Zeit etwa 899 MW aus Wasserkraft und 613 MW aus kalorischen Kraftwerken. Eines der ältesten kalorischen Kraftwerke ist Holyrood station, welches bereits in den siebziger Jahren stufenweise den Betrieb aufnahm und für einen Großteil der Emissionen des Versorgungsunternehmens verantwortlich ist. Durch das neu ans Netz gegangene Wasserkraftwerk Star Lake soll es zu einer teilweisen Substitution von Elektrizität aus dem kalorischen Kraftwerk Holyrood kommen. Da die Anlage Holyrood etwa 734 kg/MWh CO₂ emittiert und von Star Lake eine jährliche Netzeinspeisung von 115.000 MWh erwartet wird, können somit jährlich ca. 84.000 t CO₂e vermieden werden. Für die dadurch erzeugten RERs hat bereits die Ontario Hydro Generation Company ein Kaufangebot eingereicht und wurde als "Trade-Matched" registriert.

Ein weiteres als "Trade-Matched" aufgenommenes Projekt ist das für fünfzig Jahre geplante Aufforstungs- bzw. Waldschutzprogramm in der kanadischen Region Hudson Bay in Saskatchewan. Dabei wurde zwischen dem regionalen Energieversorgungsunternehmen Saskatchewan Power Corporation und dem dort tätigen Forstbewirtschaftungsunternehmen Saskatchewan Environment and Resource Management ein Vertrag abgeschlossen, der aus zwei Teilen besteht. Zum einen aus einem umfangreichen Aufforstungsauftrag und zum anderen aus einer Waldschutz- und Erhaltungsverpflichtung. Durch das Anpflanzen von 5 Mio. Fichten sollen auf 3.333 ha (also 1.500 Setzlinge pro ha) in den nächsten fünfzig Jahren ca. 185.000 t Kohlenstoff aus der Luft in Form

⁹⁶ Die Überprüfung wurde erst bei drei "Trade Matched" Anträgen und zwei Verkaufsangebote abgeschlossen.

⁹⁷ GERT Homepage, Offers & Trades, <http://www.gert.org/listings/index.htm>.

von Biomasse gebunden werden. Zusätzlich werden durch den Schutz und die Erhaltung von 178.000 ha Wald, welcher zuvor zur wirtschaftlichen Nutzung bestimmt war, knapp 6 Mio. t Kohlenstoff im selben Zeitraum von den Wäldern aufgenommen. In Summe können somit umgerechnet 22 Mio. t CO₂e der Atmosphäre entzogen werden. Durch die relativ lange Laufzeit stellt dieses Vorhaben das bislang größte GERT-Projekt dar.

Zu den typischen GERT-Projekten zählt auch die Nutzung von Deponiegasen. So wurde beispielsweise von Norseman Engineering Lrd. eine Methansammelanlage auf der städtischen Mülldeponie von Surrey, British Columbia, installiert. Diese Anlage sammelt ca. ein Viertel aller auf dieser Abfalldeponie entstehenden CH₄-Gase, welche ansonsten unverbrannt in die Atmosphäre entweichen würden. Der damit gewonnene hochwertige Brennstoff wird, nachdem er zuvor getrocknet und komprimiert wurde, mittels einer sechs Kilometer langen Pipeline zu einem örtlichen Phaserplattenhersteller, Georgia Pacific Wallboard, geliefert. Dort wird das Deponiegas mit Erdgas zu gleichen Teilen vermischt und findet im energieintensiven Produktionsprozess Anwendung. Da das Deponiegas auch etwas billiger ist als das zugekaufte Erdgas kann das Phaserplattenwerk auf diese Weise auch seine Produktionskosten senken. Durch dieses über einen Zeitraum von 13 Jahre laufendes Projekt können jährlich ca. 15.000 t CO₂e vermieden werden.

Mittels Brennstoffwechsel, Energieerzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger sowie der Nutzung von Methan aus Abfalldeponierung tragen alle bisweilen eingereichte GERT-Projekte zu Emissionsreduktionen im Umfang von ca. 900.000 Tonnen CO₂-Äquivalente pro Jahr bei.

4.5 Schweden⁹⁸

Im Jahre 1999 wurde vom schwedischen Ministerium für Industrie, Arbeit und Kommunikation eine Sonderkommission mit der Untersuchung beauftragt, auf welche Art und Weise die flexiblen Kyoto-Mechanismen in Schweden Anwendung finden können. Entsprechend der EU-internen "Burden sharing"-Vereinbarung dürfen die Treibhausgasemissionen von Schweden in der Periode 2008 – 2012 4% über dem Niveau von 1990 liegen. Der bereits ein Jahr später vorgestellte Untersuchungsbericht "Trade to Reach Climate Policy Targets" führte in der Folge dazu, dass in Schweden ein ernster Diskussionsprozess über die Einführung eines nationalen Emission Trading Systems ausgelöst wurde. Um den derzeitigen Stand der Diskussion sowie die schwedischen Pläne in diesem Kontext näher zu beleuchten, soll im folgenden Abschnitt ein kurzer Überblick über die von der Untersuchungskommission präsentierten Vorschläge für ein nationales Emission Trading System gegeben werden.

98 Ministry of Industry, Employment and Communication, Trade to Reach Climate Policy Targets, April 2000, SOU 2000:45, http://naring.regeringen.se/propositioner_mm/sou/pdf/sou2000_45e.pdf

4.5.1 Erste Ansätze zur Einführung eines Emissionshandels in Schweden

Die schwedische Untersuchungskommission orientierte sich bei ihrer Arbeit in vielen Bereichen an dem von der Europäischen Kommission (EK) im März 2000 veröffentlichten "Grünbuch zum Handel mit Treibhausgasemissionen in der EU"⁹⁹.

Nach Vorstellungen der EK soll ein europaweiter Emissionshandel anfangs auf große, standortfeste Kohlendioxidquellen in sechs verschiedenen Sektoren konzentriert werden, die in Summe für annähernd 45% der CO₂-Emissionen in der gesamten EU verantwortlich sind. Die vorgeschlagenen Sektoren sind die Strom- und Wärmeproduktion, Eisen und Stahl, Raffinerien, chemische Industrie sowie Glas, Keramik und Baustoffe (einschließlich Zement).

Die im Grünbuch vorgeschlagene Beschränkung des Emissionshandels auf wenige Sektoren würde auf Schweden angewendet allerdings bedeuten, dass lediglich ein Anteil von 30% der CO₂-Emissionen des Landes durch ein Emission Trading erfasst werden könnte. Dieses Faktum hat die schwedische Untersuchungskommission dazu veranlasst, entgegen den Plänen der EK auch weitere Sektoren¹⁰⁰ in ein schwedisches Emissionshandelssystem aufzunehmen und der Regierung eine zweistufige Emission Trading Einführungsphase vorzuschlagen. Nach Ansicht der Untersuchungskommission sollten in einer ersten Emissionshandelsperiode vor Kyoto (2005-2008) lediglich jene schwedischen Unternehmen zur Teilnahme am Emission Trading verpflichtet werden, die bereits heute einer CO₂-Steuer unterliegen. Somit würde in der Anfangsphase eine Substitution der CO₂-Steuer durch den Emissionshandel erfolgen. Erst in der zweiten Phase, also ab 2008 mit Beginn der Kyoto-Verpflichtungsperiode, soll der Handel mit Emissionen auf weitere Treibhausgase und eine größere Anzahl von Sektoren ausgeweitet werden. Eine stufenweise Einführung bzw. Ausweitung des Emissionshandels in Schweden scheint der Untersuchungskommission aus mehreren Gründen als empfehlenswert. Zum einen besitzt Schweden keinerlei Erfahrung mit diesem umweltpolitischen Instrument, womit es in der Anfangs- und Lernphase angebracht erscheint, den Handel mit Emissionen auf wenige Wirtschaftszweige zu beschränken. Zudem wird es voraussichtlich noch einige Zeit brauchen bis alle zum Emissionshandel gehörende Methoden (z.B.: Monitoring, Berichts- und Verifizierungsverfahren) im Detail ausgereift sind und somit die praktische Funktionsfähigkeit des Systems gewährleistet ist. Darüber hinaus gibt es in Schweden eine Reihe von Bedenken und Warnungen ein umfangreiches Emission Trading System eigenständig und ohne internationale Koordination einzuführen, aus Angst, der schwedischen Wirtschaft könnten dadurch beträchtliche Wettbewerbsnachteile erwachsen.

⁹⁹ Europäische Kommission, Grünbuch zum Handel mit Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union, Brüssel 2000, KOM (2000) 87.

¹⁰⁰ Emissionen aus Verkehr sowie Wohn- und Gewerbegebäuden sollten nach Ansicht der Untersuchungskommission ebenfalls in ein nationales Emissionshandelssystem aufgenommen werden.

Um mit dem Emissionshandel langfristig einen möglichst großen Teil der schwedischen Wirtschaft zu erfassen, sollte nach Ansicht der Untersuchungskommission in Schweden ein "Upstream"-Ansatz Anwendung finden. Dadurch würde es zu einer angebotsseitigen Beschränkung von fossilen Energieträgern bzw. Gütern und Substanzen, die zu CO₂-Emissionen führen, kommen. Schwedischen Berechnungen zufolge sollte es dadurch möglich sein, von den 75,1 Mio. t CO₂e-Gesamtemissionen des Landes etwa 58 Mio. t CO₂e durch den Emissionshandel abzudecken, was etwa 77 % der jährlichen Emissionsmenge Schwedens entspricht. Langfristig geht die Untersuchungskommission in ihrem Bericht sogar davon aus, dass bis zu 90 % der Gesamtemissionen auf diese Weise reguliert werden könnten.

Neben dem Handel mit Emissionsrechten erachtet es die Untersuchungskommission als durchaus sinnvoll, für alle verpflichteten Marktteilnehmer die Möglichkeit zu schaffen, nicht benötigte Zertifikate zu sparen. Alle während der ersten Phase (bis 2008) angesparten Emissionsrechte sollten mit Anfang 2008 in neue Zertifikate eingetauscht werden können, welche für die Kyoto-Verpflichtungsperiode Gültigkeit besitzen. Die Kommission glaubt, durch eine solche Vorgehensweise wirksam verhindern zu können, dass während der ersten Emissionshandelsjahre eine zu große Anzahl an Emissionsrechten ausgegeben wird und somit ein zu geringer Anreiz zu Emissionsreduktionen besteht. Durchaus positive Signale gibt es von Seiten der Untersuchungskommission auch im Hinblick auf die Möglichkeit, Emissionszertifikate von einem Jahr zum Nächsten innerhalb einer Verpflichtungsperiode verborgen zu können.

Die anfängliche Allokation von Emissionsrechten zwischen den verpflichteten Marktteilnehmern sollte, nach Vorstellungen der Untersuchungskommission, mittels Auktion stattfinden. Denn zum einen entspricht die Versteigerung von Zertifikaten weitgehend dem "Polluter-Pays-Principle" und zum anderen bietet sie die Möglichkeit, durch regelmäßig wiederkehrende Versteigerungen alle verpflichteten Unternehmen (also auch neu in den Markt eintretende) gleich zu behandeln. Darüber hinaus kann auf diese Weise ein Teil der wegfallenden CO₂-Steuereinnahmen durch Auktionserlöse kompensiert werden.

In diesem Zusammenhang muss allerdings kurz auf die verfassungsrechtlichen Probleme und Einwände hingewiesen werden, die sich rund um eine Auktion von Emissionsrechten in Schweden, nach Meinung einiger schwedischer Rechtsexperten, ergeben könnten. Denn gemäß Abschnitt 2 § 18 der schwedischen Verfassung besitzen sogenannte lizenzgebundene Unternehmen das Recht, Emissionen im aktuellen Ausmaß zu emittieren. Durch eine Versteigerung von Emissionsrechten würde somit ein deutlicher Eingriff in bestehende verfassungsmäßig gesicherte Rechte stattfinden. Der schwedische Staat besitzt zwar im Fall besonderen öffentlichen Interesses – die Umwelt kann als solch ein wichtiger Grund gelten – die Möglichkeit, in solche Verfassungsrechte einzugreifen, jedoch müssten seitens des Staates entsprechende Kompensationszahlungen geleistet werden. Die konkreten verfassungsrechtlichen Auswirkungen einer Auktion von Emissionszertifikaten unter lizenzgebundenen Unternehmen müsste, laut Angabe der Untersuchungskommission, jedoch erst einer umfangreichen Überprüfung durch Experten unterzogen werden.

Zur Sicherung der Glaubwürdigkeit des Emissionshandelssystems sollte nach Vorstellungen der Untersuchungskommission eine eigene Überprüfungs- und Lizenzierungsstellen eingerichtet werden. Weiters sollen alle Unternehmen dazu verpflichtet werden, speziellen Berichts- und Aufzeichnungsvorschriften¹⁰¹ entsprechend, ihre jährlichen Emissionen an die Überprüfungsstelle zu melden. Da bereits heute detaillierte Emissionsdatenaufzeichnungen von der "Swedish Environmental Protection Agency" durchgeführt und jährliche Emissionsberichte veröffentlicht werden, sollte es unter Berücksichtigung von Emissionen aus sonstigen Aktivitäten, welche nicht durch das Handelssystem erfasst werden, möglich sein, die Zuverlässigkeit des Systems sicherzustellen.

Für am Emission Trading System teilnehmende Unternehmen, die auch nach Ablauf einer Nachfrist von zwei Monaten nicht in der Lage sind ihren Verpflichtungen nachzukommen, müsste nach Ansicht der Untersuchungskommission ein wirkungsvoller Sanktionsmechanismus eingeführt werden. Dabei sollte gegen solche Akteure eine Geldstrafe ausgesprochen werden, die zumindest der Höhe des aktuellen Marktpreises für eine Tonne CO₂e entspricht. Für den Fall eines wiederholten Verstoßes gegen die Emissionshandelsrichtlinien sollte der schwedische Gesetzgeber die Möglichkeit schaffen, eine gerichtliche Klage gegen lizenzgebundene Unternehmen auf Entzug der Lizenz einzubringen, um diese somit vom Markt auszuschließen.

4.5.2 *Ökonomische Konsequenzen des Emissionshandels für Schweden*

Bereits im Jahre 1999 analysierte das schwedische Institut für Wirtschaftsforschung auf Basis eines allgemeinen Gleichgewichtsmodells die Auswirkungen eines Handels mit Emissionen auf die schwedische Volkswirtschaft. Da die dabei erzielten Resultate eine Vielzahl interessanter Erkenntnisse zum Vorschein brachten und für die Arbeit der schwedischen Untersuchungskommission von großer Bedeutung waren, soll im Folgenden ausführlich darauf eingegangen werden.

Das vom schwedischen Wirtschaftsforschungsinstitut verwendete allgemeine Gleichgewichtsmodell sollte die Situation der heimischen Wirtschaft im Jahr 2010 während der Kyoto-Verpflichtungsperiode beschreiben. Das Institut ging in seinen Modellen grundsätzlich von der Annahme aus, dass die anfängliche Allokation der Emissionsrechte durch Auktion stattfindet. Des weiteren wurde das allgemeine Gleichgewichtsmodell auf CO₂-Emissionen beschränkt, die im Jahr 1998 in Summe jedoch über 70% der schwedischen Gesamtemissionen ausgedrückt in CO₂-Äquivalenten betragen. Um wertvolle und vergleichbare Daten zu erhalten wurden mehrere unterschiedliche Szenarien durchgerechnet. Diese waren:

- Ein Referenzszenario (A): In diesem wurde von einer gleichbleibenden schwedischen Klimaschutzpolitik (CO₂-Steuer) ausgegangen. Es soll damit eine Entwicklung beschrieben werden,

¹⁰¹ Bei der Erarbeitung spezieller Berichts- und Aufzeichnungsrichtlinien soll auf die praktischen Erfahrungen des Intergovernmental Panel on Climate Change zurückgegriffen werden.

wo bis zum Jahr 2010 keine Umsetzung des Kyoto-Protokolls stattgefunden und Schweden keine zusätzlichen Maßnahmen zum Klimaschutz unternommen hat.

- Ein Emissionshandelsszenario ohne internationalen Handel (B): In diesem Szenario werden alle CO₂-Emissionen des Landes durch ein nationales Emission Trading System beschränkt. Diese Simulation beschreibt somit eine Situation während der Kyoto-Verpflichtungsperiode, wo bereits ein internationaler Handel mit Emissionsrechten stattfindet, es hingegen schwedischen Akteuren nicht gestattet ist, am internationalen Emissionsmarkt tätig zu werden. Alle Emissionsreduktionsmaßnahmen müssen somit ausschließlich in Schweden durchgeführt werden.
- Emissionshandelsszenarien mit internationalem Handel (C-E): Hier geht man ebenfalls von einem bereits bestehenden internationalen Emission Trading aus, wobei es in diesem Fall schwedischen Unternehmen gestattet ist am grenzüberschreitenden Zertifikatsmarkt aktiv zu werden.

Bei allen Berechnungen wird davon ausgegangen, dass der internationale Marktpreis für eine Tonne CO₂ 25 USD beträgt. Um die Bedeutung des internationalen Emissionshandels bzw. die Auswirkungen einer Beschränkung dieses für die schwedische Wirtschaft zu verdeutlichen, wurden mehrere Varianten mit unterschiedlich hohen Handelsrestriktionen simuliert. Diese Varianten sind eine maximal erlaubte Handelsmenge bis 4 Mio. t, bis 10 Mio. t und ein unbeschränkter Emissionsmarkt.

Die Ergebnisse der verschiedenen Modellsimulationen können aus der folgenden Übersicht 4.6 entnommen werden.

Übersicht 4.6: Simulationsergebnisse für 2010 [in Mrd. €]

	Referenz Szenario (2010)	Änderungen zum Referenz Szenario			
		Nur nationales Emission Trading	Internationaler Handel (4 Mio. t)	Internationaler Handel (10 Mio. t)	Unbeschränkte Handelsmöglichkeit
	A	B	C	D	E
BNP	246,95	-0,18	0,05	0,23	0,23
Privater Konsum	136,16	-0,25	-0,28	-0,35	-0,35
Öffentlicher Konsum	55,17	0	0	0	0
Investitionen	39,58	0,31	0,35	0,39	0,39
Export	140,89	-0,58	-0,05	0,50	0,50
Import	124,87	-0,35	-0,03	0,30	0,30
Staatseinnahmen aus Emissionsrechten + Energiesteuern	8,16	1,44	0,69	-0,06	-0,06
CO ₂ Emissionen (Mio. t)	65,50	-7,60	-3,60	0,90	0,90
Preis für 1 kg CO ₂		5,6 Cent	3,7 Cent	2 Cent	2 Cent

Q: Ministry of Industry, Employment and Communication, Trade to Reach Climate Policy Targets, April 2000, SOU 2000:45.

Referenzszenario (A): Aus diesem ist ersichtlich, dass im Falle unveränderter schwedischer Klimaschutzmaßnahmen die jährlichen CO₂-Emissionen des Landes von 57,3 Mio. t 1997 auf 65,5 Mio. t ansteigen, was einer prozentualen Zunahme von 17% seit 1997 entspricht. Das Bruttonationalprodukt (BNP) würde im selben Vergleichszeitraum indessen um 32% zulegen und ein Niveau von etwa 2300 Mrd. SEK (ca. 246,95 Mrd. €) erreichen. Die Staatseinnahmen aus Energiesteuern würden im Jahr 2010 eine Größenordnung von 75,9 Mrd. SEK (ca. 8,16 Mrd. €) erreichen.

Alternativszenario (B): Die Szenarien B-E wurden jeweils im Verhältnis zum Referenzfall analysiert und gemessen. Im Modellfall B wurde ein nationales Emission Trading¹⁰² für CO₂-Emissionen eingeführt, wobei sich ein Gleichgewichtspreis für ein Kilogramm CO₂ von 5,6 Cent ergab. Da in diesem Modell kein internationaler Handel mit Emissionsrechten möglich ist, müssen alle Emissionsreduktionsmaßnahmen von den verpflichteten Akteuren innerhalb des eigenen Landes durchgeführt werden. Unter den erwähnten Rahmenbedingungen würden sich die jährlichen CO₂-Emissionen um 7,6 Mio. t gegenüber dem Referenzszenario reduzieren. Dafür müsste mit einem geringfügigen Rückgang des BNP um 0,07% oder 180 Mio. € gerechnet werden, würde der Emissionshandel auf Schweden beschränkt werden. Der Rückgang des BNP um 180 Mio. € bezieht sich allerdings lediglich auf das Jahr 2010 relativ zur Basissimulation A. In den Jahren nach 2010 müsste, nach Meinung des schwedischen Institutes für Wirtschaftsforschung, mit noch größeren Einbußen des Wirtschaftswachstums gerechnet werden. Die Staatseinnahmen aus der Versteigerung von Emissionslizenzen und aus Energiesteuern würden gegenüber dem Szenario A um 1,44 Mrd. € ansteigen. Der Grund für diese Entwicklung liegt darin, dass nun alle Unternehmen dazu gezwungen sind eine Zahlung in der Höhe von 5,6 Cent pro kg CO₂ zu leisten, auch solche, die im Referenzfall von der CO₂-Steuer ausgenommen waren.

Alternativszenario C: Durch die teilweise Öffnung des schwedischen Emissionshandelsmarktes¹⁰³ und der damit einhergehenden Option Emissionsreduktionsmaßnahmen im Ausland zu fördern, kommt es in diesem Szenario zu deutlich geringeren CO₂-Marktpreisen innerhalb Schwedens. Zwar pendelt sich der Preis für ein Kilogramm CO₂ mit 3,7 Cent über dem internationalen Niveau ein, liegt aber dennoch deutlich unter dem Niveau eines rein nationalen Emissionshandelsmarktes. Im Gegensatz zum nationalen Emission Trading Szenario B muss im Modellfall C mit einer geringeren Reduktion der CO₂-Emissionen innerhalb des eigenen Landes gerechnet werden¹⁰⁴ und auch die Steuereinnahmen liegen nur geringfügig über dem Niveau des Referenzszenarios. Dafür kann in dieser Simulation kein Rückgang, sondern eine Zunahme des BNP von 50 Mio. € festgestellt werden.

¹⁰² In dem Modell wird zwar davon ausgegangen, dass ein internationaler Emissionshandelsmarkt existiert, jedoch ist es schwedischen Unternehmen nicht gestattet an diesem teilzunehmen.

¹⁰³ Ein internationales Handelskontingent von 4 Mio. t CO₂ steht zur Verfügung.

¹⁰⁴ Es werden in diesem Modell etwa 4 Mio. t CO₂-Emissionsreduktionen im Ausland vorgenommen.

Alternativszenarien D und E: In diesem Fall wird keine bzw. eine sehr geringe internationale Emissionshandelsrestriktion (es wird ein Handel mit Emissionsrechten in einem Umfang von 10 Mio. t gestattet) angenommen. Die Alternativszenarien D bzw. E bestätigen somit, dass es bei vollkommener Marktfreiheit zu fast keinen CO₂-Reduktionsmaßnahmen innerhalb Schwedens kommen würde und die heimischen Unternehmen ihre Emissionsverpflichtungen vollständig im "billigeren" Ausland erfüllen würden. Ein Umstand der sich deutlich positiv auf die Entwicklung der heimischen Wirtschaftsleistung (das BNP nimmt um 0,23 Mrd. € zu) auswirken würde, was allerdings mit geringeren Staatseinkünften aus dem Verkauf von Emissionsrechten einhergeht. Der Grund für die starke Steigerung des BNP gegenüber dem Referenzfall liegt darin, dass es durch den internationalen Handel für schwedische Unternehmen beträchtlich kostengünstiger ist, ihren Verpflichtungen nachzukommen und sich damit die eingeführten umweltpolitischen Maßnahmen nur geringfügig auf die Leistungs- und Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft auswirken. Da sich der relativ niedrige internationale Marktpreis für Emissionslizenzen auch direkt auf den schwedischen Markt auswirkt, muss der Staat im Gegenzug auf erhebliche Einnahmen verzichten.

Es muss an dieser Stelle jedoch ausdrücklich darauf hingewiesen werden, dass durch ein allgemeines Gleichgewichtsmodell eine Situation im Jahr 2010 abgebildet wird in der alle Märkte vollkommen geräumt sind und sich bereits alle Wirtschaftsakteure auf die Restriktionen des Kyoto-Protokolls eingestellt haben. Die vorgestellten Modelle können somit keine Angaben über mögliche Anpassungskosten (z.B. strukturelle Arbeitslosigkeit) geben, die zwangsläufig immer dann zu erwarten sind, wenn sich die Wirtschaft auf ein neues Modellgleichgewicht hinbewegt. Trotz der Unvollkommenheit und starken Vereinfachung des Modells stellt sich die Frage, welche Empfehlungen aus den vorgestellten Simulationsergebnissen gewonnen werden können. Das erste und wohl auffälligste Resultat ist zweifelsohne, dass die Kosten zur Erfüllung der schwedischen Klimaverpflichtungen bei gleichzeitiger Restriktion der internationalen Handelsmöglichkeit deutlich höher sind als ohne Einschränkungen. Aus diesem Grund erachtet es das schwedische Wirtschaftsforschungsinstitut nicht als empfehlenswert, ohne europaweite bzw. internationale Koordination ein unabhängiges, schwedisches Emissionshandelssystem frühzeitig zu starten. Eine weitere wichtige Konsequenz folgt aus dem Einfluss des Emissionshandels auf das nationale Budget. Durch die Substitution der derzeit bestehenden CO₂-Steuer durch ein umfangreiches, auf Schweden beschränktes Emission Trading, würde es zu einem deutlichen Anstieg der Einnahmen aus dem Verkauf von Emissionsrechten kommen. Hingegen ist mit zunehmender Öffnung des Marktes und damit einhergehenden sinkenden Zertifikatspreisen auch mit einem kontinuierlichen Rückgang der Versteigerungserlöse zu rechnen. Die Versteigerungserlöse können bei vollständiger Marktöffnung sogar hinter den Einnahmen aus der CO₂-Steuer zurückliegen, obwohl von der Einführung des Handels mit Emissionen eine größere Anzahl schwedischer Unternehmen betroffen ist.

4.6 Schematische Zusammenfassung der unterschiedlichen Modelle

Die folgende Übersicht 4.7 bietet eine überblicksartige Zusammenfassung der wichtigsten Designmerkmale der vorgestellten Emission Trading Systeme (Dänemark, Großbritannien, BP, Kanada¹⁰⁵). Die einzelnen Ansätze decken weitgehend die Bandbreite der Gestaltungsmöglichkeiten eines Emission Trading Systems ab und sind prinzipiell recht heterogen ausgestaltet. Es gibt sowohl freiwillige als auch verpflichtende Systeme, Cap-and-Trade sowie Baseline-and-Credit Ansätze und der Teilnehmerkreis ist ebenfalls jeweils recht unterschiedlich. Für die Ableitung von Empfehlungen für ein österreichisches Pilotsystem sind die beiden nationalen Ansätze in Dänemark und Großbritannien am interessantesten.

Übersicht 4.7: Vergleich der Emission Trading Systeme

Designmerkmale	Dänemark	Großbritannien	BP	Kanada (PERT, GERT)
Teilnahme	verpflichtend für Elektrizitätserzeuger (> 100.000tCO ₂ /J)	freiwillig für gesamte Industrie; Anreiz: Steuernachlass, Förderung	verpflichtend für alle 150 Business Units (BU)	freiwillig für alle Verursacher (unabhängig von Branche, Größe)
Ansatz	Cap & Trade	Cap & Trade parallel zu Baseline & Credit	Cap & Trade	Baseline & Credit
Laufzeit	2001 - 2003	2002 - 2012	2000 - 2010	1998 – 2001 (vorl.)
GHG	CO ₂	alle Treibhausgase	CO ₂ , CH ₄	alle Treibhausgase
Reduktion	1 Mio. t CO ₂ p.a.	keine Schätzungen	-10% (Basisjahr 1990), ca. 30 Mio.t CO ₂ e	> 16 Mio. t CO ₂ e
Allokation	Grandfathering	Grandfathering	Grandfathering	-
Banking	mit "Saving Limit"	unbeschränkt bis 2007	5% der Allokationsmenge eines BU	unbeschränkt
Monitoring	Auf Basis des Brennstoffverbrauchs	Entsprechend GHG-Protokoll	Eigene Monitoringrichtlinien	Eigene Emissionsprotokolle
Administration	Danish Energy Agency	Emission Trading Authority	Eigenes Register bzw. Technical Committee	konzerninterne Registrierungsstelle
Sanktionen	40 DKK (5,4 €)/ t Übertretung	Verlust / Rückzahlung der finanziellen Anreize	keine	keine
Besonderheiten	Bevorzugung von KWK-Anlagen bei der Allokation	Gateway, Auktion der Fördermittel	Reduktionen sollen auf künftige Verpflichtungen angerechnet werden	"Performance Contracts" des BU-Managements enthalten Zielvorgaben

¹⁰⁵ Das schwedische Modell wird hierbei nicht berücksichtigt, da es sich nur um einen Vorschlag für ein Emission Trading System handelt, der verschiedene Szenarien beleuchtet.

Der wohl auffälligste Unterschied der beiden Ansätze besteht darin, dass in Dänemark der verpflichtende Emissionshandel auf eine kleine Gruppe von Elektrizitätserzeugungsunternehmen beschränkt ist, hingegen in Großbritannien alle Industrie- und Wirtschaftszweige auf freiwilliger Basis am nationalen Emission Trading System teilnehmen können. Entsprechend dem freiwilligen Charakter des britischen Ansatzes sind alle wichtigen Treibhausgasemissionen zum Handel zugelassen, sofern ihre Reduktion auch tatsächlich nachgewiesen werden kann. Bei Nichterfüllung der festgesetzten Emissionsreduktionen haben britische Unternehmen mit dem Verlust der bestehenden finanziellen Anreize zu rechnen. Im Gegensatz dazu ist das dänische Emission Trading System auf CO₂-Emissionen beschränkt und bei Verletzung der gesetzlich auferlegten Emissionsverpflichtungen haben die betroffenen Unternehmen moderate Geldbußen in Kauf zu nehmen. Die Allokation der Emissionsrechte erfolgt jeweils durch Grandfathering. Bezüglich der Laufzeit, der administrativen Gestaltung und der praktischen Abwicklung sind die beiden nationalen Systeme jedoch nur sehr begrenzt miteinander vergleichbar.

5. Design-Optionen für ein nationales CO₂-Pilot Emission Trading System

Die Umsetzung eines Pilot Trading Systems für CO₂ in Österreich ist unter dem Gesichtspunkt des Lernens des Umgangs mit diesem ökonomischen Instrument der Klimapolitik zu sehen sowie als eine Möglichkeit, Anreize für frühzeitige Emissionsreduktionen zu setzen. Die Ratifizierung des Kyoto-Protokolls und die Einrichtung eines Internationalen Emissionshandels wurde durch die Entscheidungen bei der COP 7 wahrscheinlicher. Daneben gibt es Bestrebungen der europäischen Kommission, ein Emission Trading System auf EU-Ebene ab 2005 zu implementieren. Auf Basis des Grünbuchs (*European Commission, 2000*) wurde am 23. Oktober 2001 ein überarbeiteter Vorschlag¹⁰⁶ für eine Richtlinie betreffend das EU-weite Emission Trading veröffentlicht (*Europäische Kommission, 2001*).

Darüber hinaus wurde – wie bereits in Kapitel 4 im Detail dargestellt - in Dänemark bereits im Jahr 2001 ein verpflichtendes Emission Trading System für die Elektrizitätserzeuger gestartet und Großbritannien hat im Jänner 2002 ein freiwilliges System gestartet. Auch internationale Konzerne wie BP haben Emission Trading bereits als Mittel zur Kostenreduktion und Verbesserung ihrer Umweltperformance erkannt.

Ein frühzeitig implementiertes nationales System kann Startvorteile für heimische Teilnehmer schaffen, wenn in der Zukunft Emission Trading auf EU- oder internationaler Ebene eingeführt wird. Die Startvorteile bestehen zum Einen in praktischen Kenntnissen im Umgang mit dem Instrument Emission Trading und zum Anderen in möglichen First Mover Vorteilen für Unternehmen in Hinblick auf energieeffiziente und emissionsreduzierende Technologien. Darüber hinaus kann ein Pilot Emission Trading Aufschlüsse über die tatsächliche Effektivität des Instruments und Hinweise für die Verbesserung der Planung und Gestaltung in Hinblick auf ein verpflichtendes System liefern.

Die unterschiedlichen Gestaltungselemente eines Emissionshandelssystems und damit verbundene Effekte und Anreize sowie eine Übersicht über die diesbezügliche Literatur wurden bereits in *Kletzan et al. (2000)* dargestellt¹⁰⁷. Im Zusammenhang mit der Implementierung eines nationalen Pilot Emission Trading Systems sollen in diesem Kapitel die folgenden Punkte diskutiert werden:

¹⁰⁶ Ein erster Vorschlag war bereits Ende Mai vorgestellt worden, der jedoch aufgrund der Einwände der Industrie und anderer Generaldirektionen überarbeitet werden musste. Der Richtlinienvorschlag ist abrufbar unter http://europa.eu.int/eur-lex/de/com/pdf/2001/de_501PC0581.pdf.

¹⁰⁷ Ein umfassender Überblick über die Rahmenbedingungen und Effekte der Einführung eines "Transferable Permit" Systems findet sich in OECD (2001A/B).

- zentrale Gestaltungselemente, Voraussetzungen und institutionelle Rahmenbedingungen,
- damit verbundene Anreize und Effekte sowie
- die mögliche Einbindung dieses Instruments in die nationale Klimapolitik.

Die Ausgestaltung eines nationalen Emission Trading Systems muss in jedem Fall an die jeweiligen Rahmenbedingungen angepasst werden. Zu bedenken sind die möglichen Wechselwirkungen mit bestehenden Institutionen und Politiken, wie freiwillige Vereinbarungen, Energiesteuern und Energieeffizienzstandards oder Anreizsysteme für erneuerbare Energien. Vor der Einführung eines Emission Trading sind eine Reihe von Fragen betreffend die Designmerkmale des Systems zu beantworten. Dazu zählen unter anderem:

- Die Art der Teilnahme (freiwillig oder verpflichtend),
- Emissionsquellen, die einbezogen werden sollen,
- Treibhausgase, die erfasst werden sollen,
- Zielvorgabe auf absoluter oder relativer Basis,
- die Allokationsmethode ,
- Dauer des Trading Systems und der Erfüllungsperioden,
- Einbau eines Sicherheitsventils, falls der Lizenzpreis eine bestimmte Grenze übersteigt,
- Maßnahmen im Falle der Nichterfüllung.

5.1 Cap-and-Trade oder Baseline-and-Credit

Für die Ausgestaltung des Emissionshandels stehen als Alternativen ein Cap-and-Trade System oder ein Baseline-and-Credit System zur Auswahl. Die bisher gestarteten Systeme verfolgen hierbei unterschiedliche Zugänge: während das dänische Emission Trading System für die Elektrizitätserzeuger und das konzerninterne System von BP als Cap-and-Trade konzipiert sind, steht es den Teilnehmern am britischen System frei, sich entweder für fixe oder relative Emissionsziele im Austausch für eine Reduktion der Climate Change Levy bzw. finanzielle Förderungen zu entscheiden. Im kanadischen Pilotsystem GERT werden wiederum nur Kredite aus Emissionsreduktionsprojekten gehandelt, die auf ein späteres verpflichtendes Cap-and-Trade System angerechnet werden sollen.

Bei einem Cap-and-Trade System ist die Gesamtmenge an erlaubten Emissionen durch eine Emissionsobergrenze limitiert, wodurch die Erreichung des umweltpolitischen Ziels garantiert wird. Entsprechend dieser Emissionsgrenze werden Lizenzen (Allowances) an die Teilnehmer ausgegeben. Gemäß ihren Verpflichtungen können die Akteure untereinander nicht benötigte Lizenzen handeln, sie sind also flexibel in der Entscheidung, ob sie selbst Reduktionsmaßnahmen durchführen oder

von anderen Akteuren Lizenzen zukaufen. Die Entscheidung wird bestimmt durch die Höhe der individuellen Vermeidungskosten, den Marktpreis für Lizenzen sowie durch den Handel entstehende Transaktionskosten (Informations- und Suchkosten, Bearbeitungsgebühren usw.). Letztere werden sich bei einer ausreichenden Zahl an Marktteilnehmern, einem transparenten Handel und genügend Handelsplätzen (z.B. Börse, Broker, bilateraler Handel) auf einem eher niedrigen Niveau einpendeln, was sich auch im US-amerikanischen SO₂-Trading gezeigt hat¹⁰⁸. Die teilnehmenden Unternehmen sind in jedem Fall verpflichtet, am Ende der Periode eine ihren effektiven Emissionen entsprechende Anzahl an Lizenzen nachzuweisen. Lizenzen, die für die Deckung der eigenen Emissionen nicht benötigt werden, können verkauft oder auch für eine zukünftige Periode gespart werden.

Das Baseline-and-Credit-System beruht auf einem Handel mit Emissionsreduktionskrediten (Credits), die für tatsächlich erreichte Reduktionen ausgegeben werden. Im ersten Schritt wird ein Emissionsprofil oder "Baseline" für jeden Teilnehmer spezifiziert. Kriterien für die Definition des Baseline können einerseits die Fortschreibung des "Business as usual" sein oder andererseits auch das erwartete Wachstum der Produktion bzw. der Emissionen, der erwartete technologische Fortschritt, oder andere Möglichkeiten zur Vermeidung und Senkung der Emissionen (fuel switching usw.)¹⁰⁹. Eine weitere Möglichkeit besteht in der Festlegung von sogenannten Performance-Standards, d.h. der Vorgabe von Emissionen je Outputeinheit (CO₂ je kWh oder t). Die entsprechend den Performance Standards erreichten Emissionsreduktionen werden ex post (d.h. nach Ende der Verpflichtungsperiode) in absolute Reduktionen umgerechnet (Reduktion je t Output multipliziert mit gesamter Outputmenge), entsprechend dieser Menge werden in der Folge Credits gutgeschrieben. Die Unternehmen müssen in diesem Fall nicht für ihre gesamten Emissionen Lizenzen halten.

Emissionsreduktionskredite werden demnach dann geschaffen, wenn die Emissionen eines Verursachers unter das vorgegebene Niveau gesenkt werden, wobei – wie beschrieben – die Reduktionen als absolute oder relative Vorgaben definiert sein können. Das bedeutet, dass Unternehmen nicht für ihre gesamten Emissionen Lizenzen halten müssen, sondern lediglich für die erzielten Reduktionen Kredite gutgeschrieben bekommen. Die Kredite können ebenfalls angespart oder gehandelt werden, wodurch wiederum dort die Reduktionen durchgeführt werden, wo dies am kostengünstigsten erfolgen kann. Wenn allerdings kein vorgegebenes, fixes Emissionsziel besteht, müssen den Teilnehmern zusätzliche Anreize zur absoluten Emissionsreduktion gesetzt werden.

¹⁰⁸ Ende der 90er Jahre lag die Höhe der Gebühren, die von Brokern eingehoben wurden, bei knapp 1% des Lizenzpreises.

¹⁰⁹ Bei anderen Schadstoffen als CO₂, für die es gesetzlich vorgeschriebene Emissionsobergrenzen gibt, kann dieses Limit als Baseline herangezogen werden, wobei für jede Unterschreitung der Emissionsvorgaben Credits gewährt werden.

Der Vorteil eines Cap-and-Trade Systems liegt darin, dass die Erreichung eines umweltpolitischen Ziels durch fixe Emissionsvorgaben sichergestellt wird. Ein absolutes Reduktionsziel bedeutet jedoch für Unternehmen, dass im Falle von Outputwachstum das Risiko von steigenden Emissionen besteht, das sie durch zusätzlichen Erwerb von Lizenzen decken müssen. Unternehmen könnten somit eher bereit sein, an einem System teilzunehmen, das ihnen relative Verpflichtungen vorgibt, wobei es fraglich ist, ob relative Reduktionen auch zu einer absoluten Senkung der Emissionen führen.

In Übersicht 5.1 werden der Cap-and-Trade und Baseline-and-Credit Ansatz (d.h. der Handel mit Allowances bzw. Credits) anhand der Zielvorgaben (absolut oder relativ) einander gegenüber gestellt:

Übersicht 5.1: Vergleich von Cap-and-Trade und Baseline-and-Credit

Art des Ansatzes	Art des Ziels	
	Absolut	Relativ
Cap-and-Trade (Allowance Trading)	Ein absolutes Ziel (Cap) wird für alle Teilnehmer vorgegeben, Allowances für die erlaubte Emissionsmenge werden ex ante verteilt, die Teilnehmer müssen am Ende der Verpflichtungsperiode Allowances in der Höhe ihrer tatsächlichen Emissionen halten. Nicht benötigte Allowances können gehandelt werden.	Die Kombination eines fixen Caps (absolute Emissionsgrenze) mit relativen Zielen (Performance Standards) für die Teilnehmer erscheint in Hinblick auf das umweltpolitische Ziel problematisch. Die Erreichung absoluter Reduktionen ist in diesem Fall unsicher und müsste mit anderen Mitteln sichergestellt werden.
Baseline-and-Credit (Credit Trading)	Den Teilnehmern wird ein (individuelles) Emissionsbaseline (in tCO ₂ /a) vorgegeben, etwa als Fortschreibung des Business as Usual oder gesetzliche Verpflichtung. Unterschreitungen des Baseline, d.h. Emissionsreduktionen, werden am Ende der Verpflichtungsperiode geprüft und als Credits gutgeschrieben. Credits können ex post gehandelt werden. Die Höhe der absoluten Emissionsreduktion hängt von der Definition des Baseline ab.	Die Teilnehmer erhalten relative Emissionsvorgaben (z.B. tCO ₂ /Output-einheit). Unterschreiten sie die Vorgaben, wird die Reduktion ex post überprüft, in absoluten Größen ermittelt und in dieser Höhe Credits gewährt. Outputwachstum kann in diesem Fall zu absolut steigenden Emissionen führen, obwohl die Teilnehmer ihre Vorgaben erfüllen.

Der in der ökonomischen Literatur hervorgehobene Vorteil des Emission Trading liegt einerseits in der umweltpolitischen Effektivität und andererseits in der ökonomischen Effizienz, d.h. der Errei-

chung eines Ziels zu den geringsten gesamtwirtschaftlichen Kosten. Diese ergibt sich aus der Flexibilität der Teilnehmer, d.h. der Durchführung der Reduktionsmaßnahmen dort, wo sie am günstigsten sind. Einen weiteren Kostenfaktor stellen jedoch auch die administrativen Anforderungen des Emissionshandelssystems dar. Je mehr Aufwand für die Implementierung (z.B. Baselineerstellung), Überwachung und Kontrolle des Systems notwendig ist und je komplexer die Ausgestaltung ist, desto höher werden auch die Gesamtkosten sein. Je komplizierter und je weniger einheitlich die Regeln für die einzelnen Teilnehmer sind und je größer die Anforderungen, die – über die Emissionsreduktionen hinaus - an sie gestellt werden, desto geringer wird auch die Akzeptanz des Systems bzw. der Anreiz für die Teilnahme sein.

5.2 Zentrale Gestaltungselemente

In Hinblick auf die Gestaltung eines Pilot Emission Trading (mit verpflichtender oder freiwilliger Teilnahme) ist es nun wichtig, die Unterschiede in der Vorgehensweise und den notwendigen Eckpunkten im Design herauszustreichen und die Vor- und Nachteile der beiden Ansätze darzustellen.

5.2.1 Allgemeine Voraussetzungen

Zunächst werden die allgemeinen Voraussetzungen dargestellt, die für beide Ansätze in gleicher Weise erfüllt sein müssen. Dazu zählen:

- Die Definition des potentiellen Teilnehmerkreises. Möglich sind hierbei unterschiedliche Zugänge. Einerseits können die Adressaten bestimmte emissionsintensive Sektoren sein (z.B. einer oder mehrere der im EU-Richtlinienvorschlag¹¹⁰ vom 23.10.2001 genannten).

Durch die Einbeziehung der fünf im Richtlinienvorschlag der EU genannten Sektoren könnten in Österreich maximal 43% der gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen bzw. 73% der Emissionen des produzierenden Bereichs erfasst werden¹¹¹. Die Anzahl der Teilnehmer läge in diesem Fall maximal bei 748 Betrieben (6,1% der Betriebe des produzierenden Bereichs). Im Unterschied zum EU-Grünbuch wird im Richtlinienvorschlag die chemische Industrie nicht mit einbezogen. Deren Anteil an den Emissionen des produzierenden Bereichs beträgt in Österreich 2,8% (rund 1 Mio. t).

¹¹⁰ Siehe dazu Europäische Kommission (2001A).

¹¹¹ In den hier dargestellten Werten sind jedoch auch die Verkehrsemissionen der einzelnen Sektoren enthalten, die in einem Emission Trading System nicht erfasst würden.

Übersicht 5.2: Energiebedingte CO₂-Emissionen österreichischer Sektoren entsprechend dem Richtlinienvorschlag der EU

Nace	Wirtschaftsbereiche	Betriebe Anzahl	Anteil an den Emissionen		
			CO ₂ -Emissionen 1999 1000 t	Produzierender Bereich in %	Gesamt- emissionen in %
40	Energieversorgung	151	10.171	28,8	16,8
27	Metallerzeugung und -bearbeitung	105	9.620	27,2	15,9
21	Papier und Pappe	95	2.077	5,9	3,4
23	Kokerei; Mineralölverarbeitung	7	2.002	5,7	3,3
26	Glas, Waren aus Steinen und Erden	390	1.863	5,3	3,1
	Emissionsintensive Bereiche insgesamt	748	25.732	72,8	42,6
	Produzierender Bereich insgesamt	12.197	35.324	100,0	58,4
	CO ₂ -Emissionen insgesamt		60.461		100,0

Q: WIFO-Berechnungen auf Basis der Energiebilanz 1999, Statistik Österreich, WIFO-Datenbank, berücksichtigt sind Betriebe mit mehr als 20 Beschäftigten.

Andererseits wäre auch denkbar, Unternehmen oder einzelne Anlagen ab einer bestimmten Größe bzw. Emissionsmenge pro Jahr anzusprechen (vgl. dazu Kapitel 3 zu den emissionsintensivsten Sektoren in Österreich). Zu diskutieren ist hierbei auch die Möglichkeit eines Opting-in für Unternehmen, die nicht den Zielsektoren oder Größenklassen entsprechen, sowie die Möglichkeit für Nicht-Unternehmen (NGOs, Broker usw.) am Handel als Käufer oder Intermediäre teilzunehmen. Weiters muss festgelegt werden, ob die Teilnahme an einem freiwilligen Emission Trading bindend ist, oder ob auch die Möglichkeit eines Opting-out während einer Verpflichtungsperiode geboten wird¹¹². Im Zusammenhang mit Ein- und Ausstiegsoptionen ist auch festzulegen, in welcher Weise neueintretende Unternehmen zu Lizenzen kommen (z.B. durch Reservierung eines bestimmten Anteils der Lizenzen) bzw. was mit den Emissionsrechten austretender Teilnehmer geschieht.

Im diesem Zusammenhang liegt der Vorteil eines verpflichtenden Systems darin, dass ex ante die Anzahl sowie der Emissionsanteil der teilnehmenden Unternehmen/Sektoren feststeht, was die

¹¹² Für die Sicherstellung der Zielerreichung stellt ein solches Opting-out eingewisses Problem dar. In Großbritannien müssen direkt eintretende Unternehmen, die sich auf ein absolutes Reduktionsziel für fünf Jahre festlegen, die erhaltenen Fördermittel zurückzahlen, sollten sie vor Ablauf dieses Zeitraums aus dem System ausscheiden.

Festlegung eines Emissionsziels erleichtert. In einem freiwilligen System könnte dies erst nach Abschluss der Vereinbarungen mit den einzelnen Teilnehmern erfolgen bzw. müssten spezifische Vorgaben (Caps) festgelegt werden.

Bei der Definition der Teilnehmer ist das Potential für Leakages zu berücksichtigen. Bei der Teilnahme von Unternehmen oder ganzen Sektoren ist die Möglichkeit für Verschiebungen von Emissionen geringer, als bei der Teilnahme einzelner Anlagen oder Unternehmen ab einer bestimmten Größenklasse. Zu überlegen ist weiters, wie die Schließung oder Aufspaltung von Unternehmen bzw. Anlagen zu behandeln ist. Im SO₂-Trading wurde etwa der Zugang gewählt, den Unternehmen die Lizenzen für geschlossene Anlagen weiter zuzuerkennen. Die Begründung hierfür war, einen Anreiz für die Schließung alter, sehr emissionsintensiver Anlagen zu schaffen. Allerdings stellt eine solche Maßnahme keinen effektiven Anreiz für technologische Entwicklungen dar und kann leicht zu einer Überallokation an Lizenzen führen.

Damit ein Emissionshandel funktionieren kann und die ökonomische Effizienz sichergestellt wird, ist ein ausreichender Wettbewerb und ein möglichst großes Marktvolumen ausschlaggebend. Bei einer kleinen Anzahl von Akteuren in einem Handelssystem könnten die Unterschiede in den Vermeidungskosten zu gering sein, um einen funktionierenden Markt sicherzustellen¹¹³. Je kleiner der Kreis an Teilnehmern (Sektoren oder Unternehmen), desto größer ist die Möglichkeit, dass es zu einem "Thin Market" und somit zur Bildung von Marktmacht bzw. von Eintrittsbarrieren kommt.

- Die Erfassung der historischen Emissionen der Teilnehmer am Emission Trading, um ein (spezifisches) Cap oder Baseline festlegen zu können. Hierbei ist zu überlegen, welcher Zeitraum als Basis herangezogen wird. Im Kyoto-Protokoll ist 1990 als Basisjahr festgelegt. Für ein nationales Pilothandelssystem könnte ein rezenteres Jahr gewählt werden, für das gesicherte Emissionsdaten der Teilnehmer vorliegen. Es kann auch der Durchschnitt mehrerer Jahre (Referenzperiode) verwendet werden, um die Daten in Hinblick auf klimatische oder konjunkturelle Besonderheiten zu bereinigen.
- Die Festlegung der Art der Emissionsmessung und -berichterstattung. Die teilnehmenden Unternehmen wären in einem Emissionshandelssystem verpflichtet, in regelmäßigen Abständen ihre Emissionen zu messen und die Daten zur Aufzeichnung zu übermitteln. Hierbei ist einerseits zu entscheiden, welche Methode der Emissionsmessung angewendet wird (z.B. unternehmensinterne Energiebuchhaltung) und andererseits in welchen Intervallen die Emissionsdaten übermittelt werden müssen und inwieweit bestehende Systeme genutzt werden könnten (z.B. Verpflichtung der

¹¹³ Hierzu ist anzumerken, dass im dänischen Emission Trading System bereits Handel mit Lizenzen stattgefunden hat, obwohl die Anzahl der Teilnehmer gering ist und zwei Unternehmen allein rund 93% der Lizenzen halten.

Emissionsüberwachung von IPPC-Anlagen¹¹⁴). Festzulegen ist auch die Basiseinheit für die Emissionsmessung. Dies kann entweder ein Unternehmen insgesamt (mit mehreren Standorten) sein, oder alternativ individuelle Emissionsquellen (einzelne Anlagen wie etwa im EU Richtlinienvorschlag vorgesehen). Um die Kosten des Monitoring und der Administration gering und das Pilot System einfach zu halten, könnten im Unterschied zu den Vorgaben des Kyoto-Protokolls und Angesichts des großen Anteils an den gesamten österreichischen Treibhausgasemissionen zunächst nur CO₂-Emissionen berücksichtigt werden. Weiters sollten nur Verursacher einbezogen werden, deren Emissionen relativ leicht und genau gemessen werden können. Möglich ist etwa eine Beschränkung auf energiebedingte CO₂-Emissionen, die anhand einer Energiebuchhaltung leicht nachgewiesen werden können. Prozessemissionen könnten insoweit miteinbezogen werden, als sie leicht und mit ausreichender Genauigkeit quantifizierbar sind.

- Administrative und institutionelle Rahmenbedingungen: Zu den administrativen Aufgaben in einem Emission Trading System zählt einerseits die Ausgabe und Überwachung der Emissionslizenzen bzw. die Überprüfung und Zertifizierung der Reduktionskredite. Andererseits müssen die Daten über Emissionen, Lizenzstand und -handel zentral aufgezeichnet und überwacht werden. Hierzu kann entweder eine eigene Behörde/Institution geschaffen werden oder eine bestehende Einrichtung genutzt werden, wobei in jedem Fall gewährleistet sein muss, dass die zuständige Stelle sowohl über die notwendige Eignung als auch über Eigenständigkeit verfügt. Denkbar wäre in einem freiwilligen System auch die Schaffung eines Komitees, dem Vertreter unterschiedlicher Interessensgruppen (z.B. öffentliche Hand, Wirtschaft, Umweltverbände usw.) angehören und von dem diese Aufgaben wahrgenommen werden, wie dies etwa bei dem kanadischen Pilotprojekt GERT der Fall ist. Gegebenenfalls kann dieses Komitee in einem ersten Schritt auch in einer Art von Selbstorganisation durch die Teilnehmer geschaffen werden. Daneben kann Unterstützung durch ein Consultingunternehmen¹¹⁵ erfolgen, das über spezielles Know-how verfügt und etwa die Handelsaktivitäten managt und aufzeichnet oder auch die Verifizierung und Zertifizierung der Reduktionskredite übernimmt. Zentral bei der Administration – wie auch immer sie gestaltet wird – ist, dass die Aufgaben ordnungsgemäß ausgeführt werden, die Dokumentation vollständig ist und in erster Linie auch die Glaubwürdigkeit der Emissionsreduktionen nachgewiesen wird.

¹¹⁴ Integrated Pollution Prevention and Control (IPPC), die IPPC-Richtlinie betrifft industrielle Großanlagen, die dadurch u.a. zur Emissionsmessung verpflichtet sind. In Österreich ist dies für ca. 450 Anlagen relevant, allerdings sind für Altanlagen großzügige Übergangsfristen vorgesehen. Überschneidungen mit einem Emission Trading System gibt es im Bereich von CO₂, die anderen Treibhausgase fallen nicht in die Berichtspflicht. Die Führung des IPPC-Emissionsverzeichnisses obliegt nach dem Umweltkontrollgesetz dem Umweltbundesamt. Zu den Synergien zwischen der IPPC-Richtlinie und dem Richtlinienvorschlag für ein gemeinschaftsweites Emission Trading siehe Directorate-General Environment (2002).

¹¹⁵ Cantor Fitzgerald betreibt etwa in den USA "Environmental Brokerage Services", die einerseits am Sekundärmarkt für verschiedene Emissionshandelssysteme (z.B. SO₂) tätig sind, andererseits auch an der Entwicklung neuer marktbasierter Umweltprogramme mitarbeiten oder damit zusammenhängende Consulting-Services (Technologieevaluierung, Emission Trading Seminare usw.) anbieten. Informationen dazu finden sich auf <http://www.cantor.com/ebs/>.

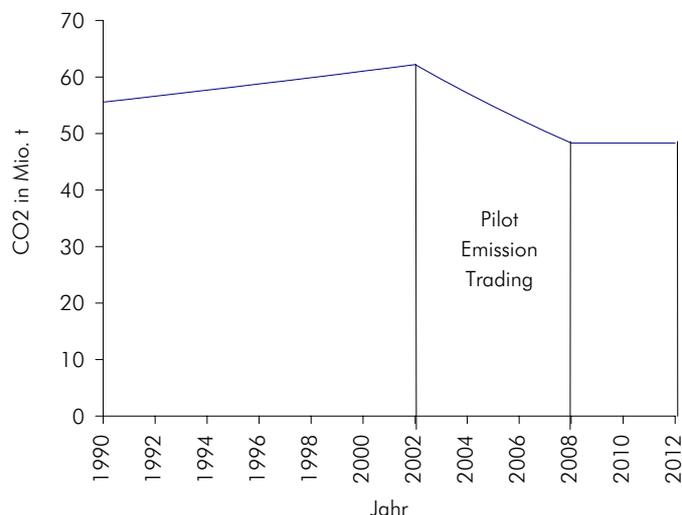
Bei der Festlegung der Monitoring- und Kontrollerfordernisse ist zu berücksichtigen, dass ein Trade-off zwischen der Genauigkeit und Strenge der Überwachung und den daraus entstehenden Kosten besteht. Ein Pilotsystem sollte so ausgestaltet sein, dass die Gesamtkosten des Systems sowie die Transaktionskosten für die Teilnehmer, die auch durch die administrativen Anforderungen determiniert werden, so gering wie möglich gehalten werden.

In diesem Zusammenhang muss auch die Transparenz des Handelssystems gesehen werden. Eine zentrale Plattform etwa im Internet sollte ständig Informationen über die Handelsaktivitäten, den vorherrschenden Marktpreis für Lizenzen oder Credits sowie bestehende Kauf- und Verkaufsangebote bereitstellen. Dadurch können die Informations- und Suchkosten für die Teilnehmer reduziert werden. Weiters kann die Möglichkeit geschaffen werden, die Registrierung der Teilnehmer (über Identifikationsnummer und digitale Signatur), sowie Emissionsrechte (Ausgabedatum, Ort der Erzeugung usw.) und Handelsaktivitäten (Anzahl, Zertifikatsnummern usw.) direkt über das Internet abzuwickeln.

- Schaffung von Anreizen und Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen: Um genügend Teilnehmer in ein freiwilliges Pilot Emissionshandelssystem einzubringen, müssen Anreize gesetzt werden, die eine Teilnahme für Unternehmen interessant machen. Denkbar sind hier verschiedene Zugänge: direkte finanzielle Förderungen emissionsreduzierender Aktivitäten bzw. partielle Energiesteuerermäßigungen für teilnehmende Unternehmen im Austausch gegen Reduktionsmaßnahmen, wie es in Großbritannien vorgesehen ist. Die finanziellen Anreize könnten auch derart gestaltet werden, dass speziell technologische Innovationen oder Prozessoptimierungen gefördert werden (z.B. über eine spezielle Berücksichtigung im Rahmen des Investitionsfreibetrages). Wie auch das britische Beispiel zeigt, gilt es jedoch zu berücksichtigen, dass zur Anreizung der Reduktionsmaßnahmen der Einsatz massiver finanzieller Mittel notwendig wäre. Hierbei muss einerseits die Aufbringung dieser Mittel geklärt werden und andererseits sichergestellt sein, dass die Förderung der Teilnehmer mit dem EU-Beihilferahmen kompatibel ist.

Ein weiterer Ansatzpunkt wäre, die Emissionsreduktionen in einem bestimmten Maß für künftige klimapolitische Verpflichtungen (zwingendes Emission Trading, Energiesteuern) anzurechnen. In diesem Zusammenhang muss auch geklärt werden, wie lange Lizenzen oder Credits ihre Gültigkeit behalten und angespart werden können bzw. in welcher Form sie in ein zukünftiges System überführt werden können. Ein Vorschlag wäre etwa, das Baseline oder Cap in einem freiwilligen Pilotsystem einem zukünftigen klimapolitischen Ziel, etwa der österreichischen Verpflichtung entsprechend dem Kyoto-Protokoll anzunähern. In Abbildung 5.1 ist ein solches Vorgehen beispielhaft dargestellt. Die Emissionsmenge im freiwilligen Pilot Trading wird zwischen 2002 und 2008 an den Zielwert (-13% im Vergleich zu 1990) angenähert. Lizenzen oder Reduktionskredite, die während des freiwilligen Pilotsystems erworben wurden, könnten in einem nachfolgenden verpflichtenden Cap-and-Trade System nach einem vorgegebenen Schlüssel gegen Lizenzen eingetauscht werden.

Abbildung 5.1: Annäherung des Baseline an ein klimapolitisches Ziel



Q: WIFO-Berechnungen auf Basis der Energiebilanz 1990 - 1999, Statistik Österreich.

Werden die angesparten Lizenzen oder Kredite im verpflichtenden Cap-and-Trade System anerkannt, könnte ein bestimmter Prozentsatz der neu ausgegebenen Lizenzen für den Umtausch reserviert werden, anstatt die angesparte Menge zusätzlich dazu anzuerkennen. Die Emissionsmenge würde somit insgesamt nicht über das vorgegebene Cap steigen. Dadurch würden die Teilnehmer am Pilot Trading gegenüber Nicht-Teilnehmern bevorzugt werden und eine Vergütung für frühzeitige freiwillige Reduktionen erhalten, was einen Anreiz für die Beteiligung darstellen würde.

Als Anreiz für die Teilnahme können auch Maßnahmen gesehen werden, die dazu beitragen, die Unsicherheiten bezüglich der durch das Tradingsystem entstehenden Kosten für die Teilnehmer zu reduzieren. Dazu kann ein sogenanntes Sicherheitsventil eingebaut werden, das verhindert, dass der Lizenzpreis eine im vorhinein vereinbarte Grenze überschreitet, wodurch ein Cap für den Preis gesetzt wird. Für diesen Fall würden von staatlicher Seite zusätzliche Lizenzen zum Grenzpreis zur Verfügung gestellt werden. Bei Einsatz dieses Mechanismus zur Kostenbegrenzung wird die Erreichung des Umweltziels beeinträchtigt, was jedoch im Falle eines Pilot Systems, bei dem die Lerneffekte im Vordergrund stehen, akzeptabel wäre und die Akzeptanz des Systems erhöhen könnte.

Im Gegensatz zu einem freiwilligen System entfällt in einem verpflichtenden Emission Trading die Notwendigkeit, Anreize für die Teilnahme zu schaffen. Notwendig ist hier jedoch eine Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen, um sicherzustellen, dass einerseits das neue Instrument mit dem bestehenden umweltpolitischen Rahmen kompatibel ist und andererseits die teilnehmenden Unternehmen bzw. Sektoren nicht doppelt belastet bzw. reguliert werden. In Österreich wäre in erster Linie eine Abstimmung mit den bestehenden Energiesteuerregelungen notwendig. Im Gegen-

zug für die Übernahme und Einhaltung von Emissionszielen sollten die Teilnehmer zumindest teilweise von der Energiebesteuerung ausgenommen werden. Allerdings müssten in einem verpflichtenden System auch Sanktionsmechanismen für den Fall der Nichteinhaltung der vorgegebenen Emissionsziele vorgesehen werden, die ausreichend streng sind, um einen Anreiz zur Zielerfüllung darzustellen.

Im Zusammenhang mit der Schaffung von Anreizen und geeigneten regulatorischen Rahmenbedingungen sind einige Punkte von Bedeutung: einerseits wird die Bereitschaft zur Teilnahme an einem freiwilligen System auch durch alternative klimapolitische Maßnahmen d.h. die Art der Behandlung der nicht-teilnehmenden Sektoren/Unternehmen beeinflusst, z.B. ob für diese ebenfalls eine Regulierung vorgesehen ist (Emissionsstandards, höhere Energiesteuer, usw.)¹¹⁶. Andererseits stellt ein starkes klimapolitisches Commitment - etwa in Bezug auf die zukünftige Implementierung eines verpflichtenden Systems oder die Teilnahme am EU-weiten Trading - einen weiteren Anreiz für Unternehmen dar, frühzeitig Erfahrungswerte zu sammeln und Reduktionsmaßnahmen durchzuführen. In einem verpflichtenden System wird der Grad der Zielerreichung nicht zuletzt davon abhängen, welche Maßnahmen für den Fall der Nicht-Erfüllung vorgesehen sind. Generell wird die Bereitschaft zur Teilnahme an einem Emissionshandel und zur Zielerfüllung auch vom Vertrauen in das System beeinflusst. Dies betrifft die Stabilität und Kontinuität der zugrunde liegenden Regeln, die Vorhersehbarkeit der zukünftigen Lizenzallokation sowie die Gleichbehandlung aller teilnehmenden Akteure.

- Die Abstimmung mit den Erfordernissen eines zukünftigen internationalen Emissionshandels. Zu bedenken ist, dass ein EU-weites oder ein internationales Emission Trading nach dem Kyoto-Protokoll aller Wahrscheinlichkeit nach als verpflichtendes Cap-and-Trade System ausgestaltet sein werden. Das Pilotsystem sollte so ausgestaltet sein, dass die Kompatibilität mit einem zukünftigen verpflichtenden System gegeben ist und eine Überführung ohne weitgehende Umgestaltung möglich ist. Die zentralen Aspekte hierbei sind die Art der Teilnahme (verpflichtend versus freiwillig) sowie der verwendete Ansatz (Cap-and-Trade versus Baseline-and-Credit) bzw. die Zielvorgabe (absolut versus relativ). Kriterien, die in Hinblick auf die Kompatibilität ebenfalls berücksichtigt werden müssen, sind einerseits die Definition der Lizenzen (Handelsgut ist eine Tonne CO₂-Äquivalent) und andererseits die Glaubwürdigkeit der nationalen Reduktionen, was insbesondere im Falle eines Baseline-and-Credit Ansatzes von Bedeutung ist. Insgesamt dürfen die angesparten Lizenzen oder Credits am Ende des freiwilligen Pilot Tradings nicht die Menge des nationalen Assigned Amounts übersteigen. Weiters sollte die Messung der nationalen Emissionen nach den international verwendeten Vorgaben erfolgen.

¹¹⁶ In diesem Zusammenhang sind folgende Aspekte zu berücksichtigen (siehe dazu OECD, 2001B): die ökonomische Effizienz der Zielvorgaben für verschiedene Segmente der Wirtschaft, Fairness in Bezug auf Verteilungsaspekte (z.B. Teilnehmer an einem Emission Trading mit Grandfathering versus Nicht-Teilnehmer mit Energiebesteuerung) sowie mögliche Überschneidungen von unterschiedlichen umweltpolitischen Instrumenten.

Neben diesen allgemeinen Voraussetzungen gibt es spezielle Eckpunkte und Implikationen der beiden Ansätze, die im Folgenden behandelt werden sollen.

5.2.2 *Cap-and-Trade System*

Die Festlegung der Emissionsobergrenze stellt hierbei die zentrale Anforderung dar, da durch das Cap ein umweltpolitisches Ziel vorgegeben wird. Das Cap kann je nach Definition des Teilnehmerkreises und auch des angewendeten Allokationsmechanismus für das Emission Trading insgesamt, für bestimmte Sektoren oder auch für einzelne Unternehmen oder Standorte (in einem freiwilligen System) festgelegt werden. In einem verpflichtenden Emissionshandel wird ein Cap für das gesamte System und über alle Teilnehmer hinweg festgelegt, da die eingebundenen Sektoren, die Anzahl der Unternehmen sowie deren Anteil an den Emissionen bekannt ist. In einem freiwilligen System ist ein solches Gesamtcap schwer festzulegen, da die Zahl und Größe der teilnehmenden Unternehmen sowie ihre Reduktionsoptionen a priori nicht bekannt sind¹¹⁷. Generell dürfte jedoch die Zahl der Teilnehmer in einem freiwilligen Emission Trading geringer sein als im Fall eines verpflichtenden Systems, was auch Implikationen in Hinblick auf die zu erreichenden Reduktionen und die verfügbaren Reduktionsoptionen mit sich bringt.

In diesem Fall müssten individuelle Caps mit den Teilnehmern ausgehandelt werden oder durch den Allokationsmechanismus (Auktion) bestimmt werden. In einem freiwilligen System kann auch dahingehend argumentiert werden, dass die Ziele primär Lerneffekte mit dem Instrument und die Anreizung frühzeitiger Reduktionsmaßnahmen sind, und daher die Fixierung eines Caps bzw. dessen absolute Stringenz zweitrangig ist.

Denkbar ist in einem freiwilligen Pilotsystem auch, dass die Reduktionserfordernisse in Form von freiwilligen Vereinbarungen mit den einzelnen Teilnehmern ausgehandelt werden¹¹⁸, wodurch auch etwaige Probleme mit der Festlegung der Anfangsallokation vermieden werden könnten. Vorausgesetzt die Vereinbarungen werden auf der Basis einheitlicher Regeln verhandelt, die Ungleichbehandlung von Teilnehmern ausschließen, kann dadurch die Akzeptanz eines freiwilligen Emissionshandelssystems erhöht werden. Generell wird durch die Einbindung verschiedener Stakeholder und insbesondere der potentiellen Teilnehmer beim Design des Handelssystems die Akzeptanz des Systems erhöht.

Festzuhalten ist auch, dass Wirtschaftswachstum und Outputsteigerungen zu höheren Emissionen führen können, was in einem Cap-and-Trade System für die teilnehmenden Unternehmen den Erwerb einer größeren Menge an Allowances implizieren würde. Für den Fall eines unerwartet hohen

¹¹⁷ Etwa wurde die Menge der Emissionsreduktionen im absoluten Sektor des britischen Emissionshandelssystems nicht administrativ festgelegt sondern entscheidet sich erst bei der Auktion der finanziellen Anreizmittel.

¹¹⁸ Ein solcher Ansatz wird auch im Rahmen eines Diskussionspapiers für ein nationales Emission Trading Regime in Japan diskutiert. Siehe dazu Committee for Designing a Domestic Emission Trading Regime (2000).

Output- und Emissionswachstums und dadurch bedingte stark steigende Lizenzpreise kann ein Sicherheitsventil in das Tradingsystem eingebaut werden. Dabei wird der maximale Lizenzpreis festgelegt und – bei dessen Überschreitung – eine zusätzliche Menge an Lizenzen von staatlicher Seite auf den Markt gebracht.

Bei der Festlegung von (individuellen) Caps sind verschiedene Aspekte zu berücksichtigen:

- der Beitrag der teilnehmenden Sektoren/Unternehmen zu den gesamten Emissionen des produzierenden Bereichs (die sektorale Verteilung der CO₂-Emissionen ist in Kapitel 3 dargestellt),
- die erwartete Entwicklung der Aktivität und der Emissionen der betroffenen Sektoren/Unternehmen sowie die verfügbaren technologischen Möglichkeiten zur Emissionssenkung (z.B. Benchmarking und Anpassung an "Best Available Technologies"),
- Berücksichtigung bereits durchgeführter Reduktionsmaßnahmen (etwa durch die Wahl der Basisjahre), die bei der Zuteilung der Emissionsrechte nicht "bestraft" werden sollten.

Entscheidende Auswirkungen auf die Datenerfordernisse in Zusammenhang mit der Bestimmung des Caps ergeben sich aus der Entscheidung über die Verteilung der Lizenzen, die im nächsten Punkt behandelt wird.

Neben der Festlegung der Teilnehmer und des zu erreichenden Caps, stellt die Allokation der Emissionslizenzen einen zentralen Aspekt des Emission Trading dar. Auch für die Allokation der Lizenzen stehen unterschiedliche Methoden zur Verfügung¹¹⁹, die sich ebenfalls in ihrer Anreizwirkung und den entstehenden Kosten für Teilnehmer und Administration unterscheiden:

- Gratisvergabe der Lizenzen (Grandfathering). Die Menge der Lizenzen, die jedem Teilnehmer zugeteilt werden, impliziert im Fall eines anspruchsvollen umweltpolitischen Ziels, wie es etwa Österreichs Kyoto-Verpflichtung darstellt, eine bestimmte prozentuelle Reduktion der historischen Emissionen jedes Teilnehmers. Zu entscheiden ist hierbei in erster Linie, nach welchen Kriterien die Allokation stattfinden soll. Wichtig ist es jedoch, eine Verteilungsregel zu finden, die von den Teilnehmern als fair angesehen wird. Möglich sind hierbei u.a. die folgenden Zugänge (vgl. OECD, 2001B):

- Die Anwendung einer einheitlichen Verteilungsregel für alle Teilnehmer etwa Berechnung der Anzahl der Lizenzen in einem fixen Verhältnis zum Produktionswert,
- Festlegung einer prozentuellen Reduktionsverpflichtung (gleiche Anstrengung), entweder mit einem einheitlichen oder nach Sektor oder Unternehmensgröße gestaffelten Prozentsatz,

¹¹⁹ Eine umfassende Darstellung unterschiedlicher Allokationsmechanismen (für ein EU-weites Trading) und deren Effekte in Hinblick auf Effizienz (Kosten der Zielerreichung und der Administration, Verzerrungen auf den Produktmärkten und im Steuersystem) und Verteilungsaspekte (sektorale Belastungen, Auswirkungen auf Produktpreise etc.) ist in Harrison – Radov (2002) zu finden.

- Eine bedarfsorientierte Verteilung, wobei die Lizenzen anteilmäßig entsprechend dem Aktivitäts- bzw. Emissionsniveau vergeben werden,
- Eine Verteilung entsprechend der jeweiligen Möglichkeiten bzw. Kapazitäten zur Emissionsreduktion (vorausgesetzt dies kann mit Sicherheit verifiziert werden),
- Eine im Verhältnis zu den Emissionen inverse Verteilung, wobei die größten Emittenten (in der Referenzperiode) eine proportional kleinere Lizenzzuteilung erhalten (in diesem Fall würde early action der Teilnehmer belohnt werden).

Basiert die Lizenzallokation auf den historischen Emissionen der Teilnehmer, bleiben einerseits deren Bestandsrechte gewahrt, andererseits könnten dadurch Emittenten, die in der Vergangenheit keine Anstrengungen zur Emissionsreduktion unternommen haben, relativ besser gestellt werden. Dies kann jedoch durch die Einbeziehung bestimmter Kriterien in die Allokationsregel vermieden werden, etwa durch die besondere Berücksichtigung von KWK-Anlagen (wie im dänischen System) oder die Vorgabe bestimmter Emissionsstandards zur Bewertung der historischen Emissionen¹²⁰ (wie im amerikanischen SO₂-Trading).

Der Vorteil von Grandfathering liegt für die Teilnehmer in erster Linie darin, dass ihnen für den Erwerb der Lizenzen keine Kosten erwachsen¹²¹. Wird eine einheitliche prozentuelle Reduktionsverpflichtung im Vergleich zu den Basisjahren festgesetzt, ist auch die Menge der zugeteilten Lizenzen vorhersehbar. Demgegenüber entstehen jedoch, bedingt durch die Notwendigkeit, die vergangenen Emissionen je Teilnehmer zu erfassen, zu verifizieren und gegebenenfalls individuelle Zuteilungsschlüssel zu berechnen, relativ hohe administrative Kosten. Gegen ein Grandfathering spricht auch das Argument, dass die Gratisvergabe der Lizenzen einen Vermögenstransfer an die Emittenten bedeutet, der auch Unternehmen mit hohen Emissionen, die in der Vergangenheit wenig zur Reduktion unternommen haben, begünstigt und auch den Strukturwandel verlangsamten kann.

- Auktion oder Verkauf der Lizenzen. In diesem Fall würde entsprechend dem vorgegebenen Cap die Menge der Lizenzen an die Teilnehmer nach einem bestimmten Modus versteigert oder verkauft. Den Teilnehmern entstehen hierbei Kosten bereits für den Ersterwerb der Lizenzen. Die Vorteile der Auktion liegen v.a. bei folgenden Aspekten: die Bildung des Preise der Lizenzen erfolgt auf einem Markt, die Information ist allen Teilnehmern zugänglich; der Zugang zu Lizenzen ist für alle Unternehmen gleich, es bestehen keine Verzerrungen zwischen verschiedenen Sektoren oder zwischen neueintretenden und "alten" Emittenten; die Einnahmen, die durch die Auktion entstehen, können an die Unternehmen – entweder als Förderungen für Reduktionsaktivitäten oder in Form von Steuererleichterungen - rückverteilt werden, bestehende Verzerrungen reduzieren (Double Dividend) und somit zu einem volkswirtschaftlich effizienteren Ergebnis führen. Unsicherheiten

¹²⁰ Die Basisallokation beruhte in diesem System auf dem durchschnittlichen Input der Anlagen in der Baseline-Periode multipliziert mit einem vorgegebenen Emissionsfaktor.

¹²¹ In Betracht zu ziehen sind allerdings die Opportunitätskosten der Lizenzhaltung für die teilnehmenden Unternehmen.

bestehen für die Teilnehmer jedoch hinsichtlich der Menge an Lizenzen, die sie in der Auktion tatsächlich erwerben können. Für die öffentliche Hand ergeben sich – im Gegensatz zu einer Steuer – Unsicherheiten hinsichtlich der Einnahmenhöhe. Die administrativen Kosten dieses Allokationsmechanismus sind gegenüber dem Grandfathering geringer. Trotz der höheren volkswirtschaftlichen Effizienz dieses Allokationsmechanismus wurde er in den bislang realisierten Emission Trading Systemen nicht angewandt und ist auch im Richtlinienvorschlag der EU für die Pilotphase von 2005 bis 2007 nicht vorgesehen.

Es können prinzipiell auch unterschiedliche Kombinationen der beiden Mechanismen angewendet werden, wie etwa die Erstallokation mittels Grandfathering durchzuführen und einen gewissen Prozentsatz der Lizenzen zurückzuhalten und nur bei Bedarf zu versteigern. Denkbar ist auch, in einer ersten Phase Grandfathering durchzuführen, mit der Vorgabe, dass bei zukünftigen Allokationen ein steigender Anteil der Lizenzen versteigert wird. Dies könnte auch ein Anreiz sein, frühzeitig an dem System teilzunehmen und Reduktionsmaßnahmen durchzuführen.

Die Definition der Pflichten der Teilnehmer beziehen sich in erster Linie auf das Monitoring und Reporting der Emissionen. Wie bereits ausgeführt, wären die Teilnehmer verpflichtet, ihre Emissionen zu messen (durch spezielle Messgeräte oder durch eine Energiebuchhaltung) und in regelmäßigen Abständen zu melden (entweder für das Unternehmen insgesamt oder für alle Emissionsquellen des Unternehmens gesondert). Denkbar ist hier, wie bereits bei den allgemeinen administrativen Anforderungen beschrieben, die Datenübermittlung über Internet. Weiters müssten die Handelsaktivitäten ebenfalls gemeldet und registriert werden. Einerseits könnte dies einmal am Ende des Jahres geschehen, wenn die Deckung der Emissionen durch Lizenzen nachzuweisen ist, andererseits ist auch der Zugang denkbar, dass jeder einzelne Handel zentral abgewickelt und aufgezeichnet werden muss (z.B. durch Meldung des Käufers und Bestätigung des Verkäufers), wie es im System von BP der Fall ist.

Um auch in einem Pilothandel die Glaubwürdigkeit und Effektivität des Systems sicherzustellen, sollten Mechanismen für den Fall der Nicht-Einhaltung der Zielvorgaben (Non Compliance) entwickelt werden. Sanktionen, die einer Übertretung des Caps folgen, können verschieden ausgestaltet sein und hängen auch eng mit der Gestaltung der Anreize bzw. den regulatorischen Rahmenbedingungen zusammen. Eine Alternative sind Bußgelder, die den Marktpreis der Lizenzen übersteigen. In einem verpflichtenden System sollte dem im Gegensatz zu einem freiwilligen Emission Trading die Implementierung und Strenge der Sanktionen mehr im Vordergrund stehen. Es sollte sichergestellt sein, dass diese einen echten Anreiz zur Zielerfüllung darstellen. In einem Pilot Trading, in dem es in erster Linie um Lerneffekte geht, kann die Höhe der Bußgelder niedrig bzw. nach oben hin limitiert sein. In einem freiwilligen System stellt sich die Frage der Durchsetzbarkeit finanzieller Sanktionen. Besteht in einem solchen System die Möglichkeit, während der Verpflichtungsperiode – d.h. vor dem Wirksamwerden der Sanktionen – aus dem System auszuschneiden, stellen Bußgelder keine praktikable Lösung dar. In einem solchen System wäre wahrscheinlich lediglich der Ausschluss vom Emissionshandel als Sanktion denkbar. Weitere Möglichkeiten stellen

etwa eine geringere Lizenzzuteilung, der Verlust der steuerlichen Vergünstigung oder der Förderung für die folgende Verpflichtungsperiode dar. Eine Sanktion, die keine finanziellen Konsequenzen nach sich zieht, wäre die öffentliche Bekanntgabe der Teilnehmer, die ihre Reduktionsverpflichtung nicht eingehalten haben. Wichtig ist in jedem Fall die Festlegung eines gewissen Zeitraums nach Ende der Verpflichtungsperiode (*grace period*), während dessen den Teilnehmern die Möglichkeit gegeben wird, fehlende Lizenzen zu erwerben, bevor etwaige Sanktionen gesetzt werden. Dies ist aus dem Grund überlegenswert, da die exakte Emissionsmenge nicht mit völliger Genauigkeit vorhersehbar ist und den Unternehmen die Möglichkeit und Flexibilität gegeben werden sollte, unerwartete Emissionssteigerungen auszugleichen.

5.2.3 *Baseline-and-Credit*

Analog zur Berechnung des Caps stellt die Festlegung der Emissions-Baselines einen zentralen Punkt im *Baseline-and-Credit* Ansatz dar. Wie bereits erwähnt, kann das Ziel hierbei in absoluten oder relativen Größen definiert sein (*Emissionsbaseline* oder *Performance Standards*). Bei der Vorgabe relativer Emissionsziele muss das Tradingsystem so ausgestaltet werden (etwa durch Inkludierung weiterer Anreize), dass ein Outputwachstum nicht zu absolut steigenden Emissionen führt. Das Baseline sollte im Idealfall glaubhaft, transparent, einfach und kostengünstig zu erstellen sein. In der Realität besteht jedoch ein Trade-off zwischen diesen Eigenschaften, z.B. wird höhere Genauigkeit und Transparenz auch größere Datenerfordernisse und somit höhere Kosten verursachen. Je standardisierter die Berechnungsmethode ist, desto kostengünstiger ist die Anwendung. Prinzipiell sollte jedoch insbesondere in einem Pilot Trading die Komplexität der Baseline-Berechnung und die damit verbundenen Kosten aus den Datenerfordernissen usw. minimiert werden. Für die Berechnung der Baselines für die Teilnehmer stehen verschiedene Alternativen zur Verfügung:

- *Emissions-Baselines* oder *Performance-Standards*. Als Baseline kann entweder die Entwicklung der Gesamtemissionen eines Teilnehmers (basierend auf seiner vergangenen Emissionsperformance, oder der durchschnittlichen Emissionen des jeweiligen Sektors sowie Annahmen bezüglich technologischer Entwicklungen usw.) oder CO₂-Emissionen je Outputeinheit (z.B. kWh, Tonne, usw.) vorgegeben werden. Wie bereits beschrieben, hat die Vorgabe relativer Ziele den Nachteil, dass eine Steigerung der wirtschaftlichen Aktivität eines Teilnehmers trotz Einhaltung der Zielvorgaben zu absolut steigenden Emissionen führen kann¹²². Dennoch hat dieser Ansatz einen Vorteil in Hinblick auf die Behandlung von Standortschließungen oder –verlagerungen (vgl. OECD, 2001B), da in diesem Fall dadurch keine Credits generiert würden.

¹²² Diskutiert wird für ein solches System daher auch die Möglichkeit, die relativen Ziele nachzuzustieren (d.h. zu verschärfen), wenn im Zuge der Berechnung der absoluten Emissionsänderung eine Steigerung festgestellt wird (siehe dazu etwa den Vorschlag für ein niederländisches Emission Trading, http://www.co2handel.nl/docs/Summary_NL_CO2_trading.pdf).

- Unternehmens- oder sektorspezifische Berechnung. Die Definition von Baselines für Sektoren oder Subsektoren ist von den Daten- und Berechnungserfordernissen her weniger aufwendig als die unternehmens- oder anlagenspezifische Berechnung. Es scheint auch fragwürdig, ob ausreichend genaue und glaubhafte Daten für einzelne Unternehmen verfügbar sind. Die Analyse der energiebedingten Emissionen nach Sektoren und in Verhältnis zur Wirtschaftsaktivität wie in Kapitel 3 dargestellt zeigt jedoch auch deutliche Schwankungen der Emissionsintensität innerhalb der Sektoren über die Jahre. Dadurch dürfte es sich schwierig gestalten, Baselines selbst auf sektoraler Ebene festzulegen.

- Statische oder dynamische Baselines. Im ersten Fall wird für die gesamte Laufzeit des Pilot Trappings das Baseline a priori vorgegeben, sozusagen als Fortschreibung des "Business as usual". Im zweiten Fall werden das Baseline und der Reduktionserfolg in regelmäßigen Abständen evaluiert und die Vorgabe gegebenenfalls angepasst. Während bei dynamischen Baselines somit eher tatsächliche Entwicklungen und Trends berücksichtigt werden, haben statische Baselines den Vorteil, vorhersehbar zu sein und die Planungssicherheit für teilnehmende Unternehmen zu erhöhen.

- Das Baseline ist so zu gestalten, dass es einen Anreiz für die Teilnahme darstellt. Das bedeutet, dass es streng genug ist, um den umweltpolitischen Erfolg sicherzustellen, aber nicht zu streng, so dass der Erwerb von Krediten sehr erschwert und verteuert wird. Die Strenge des Baseline ist stark davon abhängig, welche Annahmen in der Berechnung verwendet werden (z.B. in Hinblick auf die zukünftige Entwicklung der Emissionen ohne Emission Trading, den technologischen Fortschritt, zur Verfügung stehende Reduktionsmöglichkeiten usw.). Die Strenge ist auch in Hinblick auf den nächsten Punkt von großer Bedeutung.

Ein wichtiger Aspekt, der den Erfolg und die Glaubwürdigkeit eines Baseline-and-Credit Systems bestimmt, ist die Sicherstellung der Additionalität der Reduktionsmaßnahmen. Additionalität bedeutet, dass die Reduktionen über Maßnahmen hinausgehen, die entweder gesetzlich vorgeschrieben sind oder auch ohne das Emission Trading durchgeführt würden (sogenannte "anyway" Reduktionen¹²³). Darüber hinaus sollen sie messbar und verifizierbar sein und nicht zu Emissionsverlagerungen an andere Standorte oder das Ausland (Leakage) führen. Wichtig ist in diesem Zusammenhang eine genaue Definition der Additionalität sowie die Verifizierung bzw. Zertifizierung der Credits. Hierbei bietet sich die Einbindung von Consultants an, die über spezielles Know-how in diesem Bereich verfügen, wodurch auch die Glaubwürdigkeit der Credits erhöht würde. Allerdings ist auch hier der Trade-off zwischen Genauigkeit und Strenge und den daraus entstehenden Kosten zu berücksichtigen.

Zuletzt ist für ein Baseline-and-Credit System (in erster Linie bei relativen Zielvorgaben) zu überlegen, inwieweit es mit einem zukünftigen (verpflichtenden) nationalen oder internationalen Emission

¹²³ Von Bedeutung ist hierbei etwa die Frage, ob für die Schließung von Anlagen Credits gewährt würden, oder für regelmäßig von Unternehmen durchgeführte Ersatzinvestitionen, die zu Emissionsreduktionen beitragen.

Trading kompatibel ist bzw. in welcher Weise es in ein Cap-and-Trade System überführt werden kann. Dies ist deshalb von Bedeutung, da nach dem derzeitigen Stand der Dinge sowohl ein EU-weites als auch ein globales Emission Trading als Cap-and-Trade geplant sind. Daher ist ähnlich den Vorgaben im britischen Emissionshandel ein "Gateway" zu entwerfen, der die Umrechnung von Credits in Lizenzen regelt.

5.3 Empfehlungen für Österreich

In den vorangegangenen Kapiteln wurden einerseits die österreichische Emissionsstruktur als Rahmenbedingung für ein nationales Emission Trading System und andererseits auch die Konzepte, die in anderen Ländern verfolgt werden bzw. für einen gemeinschaftsweiten Emissionshandel vorgesehen sind, dargestellt. Mittels dieser Informationen und der Diskussion der Voraussetzungen und Implikationen des Cap-and-Trade sowie des Baseline-and-Credit Ansatzes sollen im Folgenden Empfehlungen für eine konkrete Umsetzung eines Pilot Emission Trading System für Österreich entwickelt werden. Als erster Ansatzpunkt ist zu überlegen, inwieweit Möglichkeiten bzw. Grenzen für die Umlegung der internationalen Beispiele auf Österreich gegeben sind. Das dänische System etwa zeichnet sich im Vergleich zum britischen durch geringere Komplexität und administrative Anforderungen aus. Es gilt jedoch zu bedenken, dass die Beschränkung des Emissionshandels auf einen Sektor in Österreich eine wesentlich geringere Erfassung der CO₂-Emissionen bedeuten würde. Während die dänische Elektrizitätserzeugung im vergangenen Jahrzehnt etwa 50% der gesamten CO₂-Emissionen verursacht hat, beträgt der Anteil der Energieversorgung an den Gesamtemissionen in Österreich lediglich knapp 17%. Daher scheint eine Erweiterung eines Pilot-systems um weitere Sektoren, auch in Hinblick auf eine ausreichende Teilnehmerzahl und die notwendigen Unterschiede in den Vermeidungskosten, auf den ersten Blick sinnvoller. Bei der grundsätzlichen Entscheidung bezüglich der Ausgestaltung des Systems (Cap-and-Trade oder Baseline-and-Credit) sind in erster Linie die Kosten und Nutzen der beiden Ansätze in Betracht zu ziehen (umweltpolitische Zielerreichung versus Kosten für Teilnehmer und Administration, mögliche Double Dividend-Effekte). Darüber hinaus ist auch zu diskutieren, in welcher Weise relative Ziele in einem Pilothandelssystem mit einem übergeordneten fixen Ziel (Kyoto-Verpflichtung) kompatibel gemacht werden können.

Aus der ökonomischen Diskussion und den nationalen Umsetzungen lassen sich für Österreich die folgenden Schlussfolgerungen ziehen:

- Der Ansatz für ein nationales Pilot Emission Trading sollte einerseits - vor dem Hintergrund des Kyoto-Ziels und einem zukünftigen EU-weiten Emissionshandel - absolute Ziele für die Teilnehmer vorsehen (Cap-and-Trade System). Andererseits sollte der Ansatz so breit wie möglich sein, um die Anzahl der teilnehmenden Unternehmen zu erhöhen und für die Anreizung von Handelsaktivitäten ausreichende Unterschiede in den Vermeidungskosten zu erhalten. Der Emissionshandel sollte somit jedenfalls die emissionsintensivsten Sektoren der Sachgüterindus-

trie sowie die Elektrizitätserzeugung einbeziehen (vgl. etwa Übersicht 5.2). Es kann weiters ein Opting-in für weitere Sektoren geschaffen werden. Gemessen werden sollten die direkten Emissionen der Teilnehmer aus der Verbrennung fossiler Energieträger. Die Einbeziehung indirekter Emissionen (Emissionen, die bei der Erzeugung der elektrischen Energie anfallen, die ein Teilnehmer verbraucht) – wie es etwa im britischen System der Fall ist – empfiehlt sich nur, wenn der Sektor der Elektrizitätserzeugung nicht am Emission Trading teilnimmt, da es sonst zu Doppelzählungen kommen kann.

- In Hinblick auf die Art der Teilnahme wurden im vorangegangenen Abschnitt ein freiwilliges und ein verpflichtendes System verglichen. Diese Optionen unterscheiden sich grundlegend in Hinblick auf die notwendigen Gestaltungselemente, die Anreize sowie die umweltpolitische Effektivität. Während bei einem freiwilligen System die zu erzielenden Lerneffekte (sowohl auf Seiten der Teilnehmer als auch auf Seiten der Administration) im Vordergrund stehen, zeichnet sich ein verpflichtendes System durch die Vorteile aus, dass die Teilnehmer und deren Anteil an den Emissionen a priori feststehen, die Teilnehmerzahl und damit auch die Reduktionsoptionen wahrscheinlich größer sein dürften und keine Notwendigkeit besteht, (finanzielle) Anreize für die Teilnahme bereitzustellen. Darüber hinaus erscheint ein verpflichtendes System geeigneter für die Erreichung eines absoluten Reduktionsziels und würde die Überführung in ein EU-weites Trading erleichtern.
- Im Falle eines Emissionshandelssystems auf freiwilliger Basis sollten aus zwei Gründen unternehmensspezifische Emissionsziele festgelegt werden. Einerseits kann infolge der Unsicherheit über die Anzahl der tatsächlich teilnehmenden Unternehmen kein Gesamtcap definiert werden und andererseits können sich bei einer Zieldefinition etwa auf Branchenebene Probleme ergeben. Fraglich ist etwa, welche Anreize für einzelne Unternehmen bestehen, Reduktionsaktivitäten durchzuführen, wenn nicht sie, sondern der übergeordnete Verband für die Zielerreichung verantwortlich ist. Eine Lösung hierfür böte unter Umständen eine Art Fonds, in den die Unternehmen einzahlen und aus dem in der Folge entweder Reduktionsaktivitäten gefördert oder Strafzahlungen bei Non-Compliance beglichen würden. Generell zieht die Aufteilung eines Branchenzieles auf einzelne Unternehmen den gleichen administrativen Aufwand (allerdings auf einer anderen Ebene) nach sich, wie die Aushandlung unternehmensspezifischer Zielvorgaben. Ein ähnlicher administrativer Aufwand ergäbe sich wahrscheinlich auch in einem verpflichtenden System mit Grandfathering, in dem die Anfangsallokation anhand der historischen Emissionen der Teilnehmer bestimmt werden müsste.
- Im Zusammenhang mit einem nationalen Emission Trading System sind Wechselwirkungen zu bedenken, die sich durch die europaweite Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes ergeben. Abhängig davon, welche Maßnahmen zur Reduzierung der Treibhausgasemissionen in anderen Ländern getroffen werden, kann es zu einem mehr oder weniger starken Emissions-Leakage kommen, wenn teilnehmende Unternehmen ihre eigenen Emissionen aus dem Einsatz fossiler Energieträger durch (importierte) elektrische Energie substituieren.

- In Hinblick auf die zu schaffenden Anreize für eine Teilnahme an einem freiwilligen System werden generell die Varianten Förderung (direkt oder in Form von Steuererleichterungen) und Anrechnung der Reduktionen auf zukünftige Zielvorgaben diskutiert. Die Einsetzbarkeit der ersten Variante ist in einem nationalen System mit Unsicherheiten behaftet. Einerseits muss eine finanzielle Förderung der teilnehmenden Unternehmen mit dem EU-Beihilferecht kompatibel sein und bei der EU notifiziert werden. Die Argumentation in der Genehmigung des dänischen und des britischen Systems zeigt, dass der Allokationsmechanismus Grandfathering bzw. die finanziellen Fördermittel prinzipiell als staatliche Beihilfen angesehen werden, die jedoch aufgrund der Verwendung für Umweltschutz genehmigt wurde. Andererseits müssten beträchtliche finanzielle Mittel zur Anreizung der Reduktionsaktivitäten bereitgestellt werden. Die budgetären Spielräume für eine derartige Förderung sind jedoch beschränkt. Aufgrund dieser Unsicherheiten bietet sich die Variante der nicht-finanziellen Anreize an, die Reduktionsaktivitäten während der Pilot Trading Phase in einem späteren verpflichtenden System als "early action" anerkennen würde, wobei für die teilnehmenden Unternehmen ein gewisser Prozentsatz der Lizenzen reserviert werden könnte. Dem gegenüber müsste in einem verpflichtenden System sichergestellt werden, dass der regulatorische Rahmen entsprechend angepasst wird, um eine Doppelregulierung bzw. Doppelbelastung (insbesondere in Hinblick auf die Energiebesteuerung) der Teilnehmer zu verhindern.

Wichtig erscheint in einem Pilothandelssystem generell die Einführung eines Sicherheitsventils, das die Unsicherheit über die zu erwartenden Kosten einer Teilnahme für die Unternehmen minimiert, indem ein Cap für den Lizenzpreis eingezogen wird, bei dessen Überschreiten der Staat zusätzliche Lizenzen zur Verfügung stellt.

- In Hinblick auf den Allokationsmechanismus zeigen verschiedene Studien und auch die nachfolgend dargestellten Simulationsergebnisse für Österreich, dass eine Auktion im Vergleich zu Grandfathering die volkswirtschaftlich effizientere Methode ist. Dies ist insbesondere die Erzielung von Double Dividend-Effekten durch Rückverteilung der Auktionseinnahmen zurückzuführen. Trotz der höheren volkswirtschaftlichen Effizienz wurde eine Auktion zur Allokation der Emissionslizenzen bisher nicht angewendet oder vorgesehen. Wichtig ist jedoch, durch eine Entscheidung für Grandfathering in der Pilotphase diesen Allokationsmechanismus nicht für nachfolgende verpflichtende Systeme zu präjudizieren.
- Für das Monitoring bietet sich insbesondere bei CO₂-Emissionen die Führung einer Energiebuchhaltung durch die teilnehmenden Unternehmen an, die alternativ für das gesamte Unternehmen oder die einzelnen Emissionsquellen erstellt werden kann. Diese Methode zeichnet sich im Vergleich zu einer direkten Messung der Emissionen jedes teilnehmenden Unternehmens durch geringere Kosten aus. Die Verifizierung der Emissionsdaten bzw. die Feststellung der Deckung durch Lizenzen sollte in jedem Fall durch eine eigenständige und qualifizierte Behörde oder Institution erfolgen, die auch berechtigt ist, bei Non-Compliance Sanktionen zu verhängen. Den Unternehmen sollte nach Ablauf der Verpflichtungsperiode und der Verifizie-

zung eine bestimmte Nachfrist eingeräumt werden, während der sie ihr Lizenzkonto ausgleichen können. Nach Ablauf der "Gnadenfrist" sollten Sanktionsmaßnahmen erfolgen, in der Form von Strafzahlungen je Tonne nicht gedeckter Emissionen und/oder einer Kürzung der Lizenzzuteilung um den Fehlbetrag (im Fall von Grandfathering) für die folgende Periode.

6. Ökonomische Evaluierung eines österreichischen Pilot Emission Trading Systems

6.1 Das Energiemodell des WIFO (DAEDALUS III)

Die ökonomische Evaluierung der Wirkungsweise eines Emission Trading Systems in Österreich erfolgt mit dem Energiemodell des WIFO, DAEDALUS III. Darin ist der Energieverbrauch in flexiblen ökonometrischen Spezifizierungen modelliert, die die tatsächlich zu erwartenden Verbrauchsreaktionen aufgrund von beobachtetem Verhalten in der Vergangenheit abbilden. Gleichzeitig kann auch ein gewisser Technologiebestand vorgegeben werden, was auch die Vorgabe gewisser Qualitäten des Kapitalstocks (Fahrzeuge, Gebäude) und gewisser Einsatzmengen der technologisch determinierten Energieträger (Biomasse und Fernwärme) impliziert. Die erste Darstellung des Energiemodells DAEDALUS findet sich in *Kratena* (1999A). Das Modell wurde inzwischen in mehreren Stufen erweitert und angewendet (*Kratena*, 1999B; *Kratena – Schleicher*, 1999A); momentan liegt die dritte Stufe (DAEDALUS III) vor, mit der Modellprognosen und -simulationen ausgeführt werden können (*Kratena – Schleicher*, 2000).

DAEDALUS III lässt sich grob in ein (Teil-) Modell für die einzelnen Energiepreise, eines für den energetischen Endverbrauch und eines für die Energieumwandlung aufspalten.

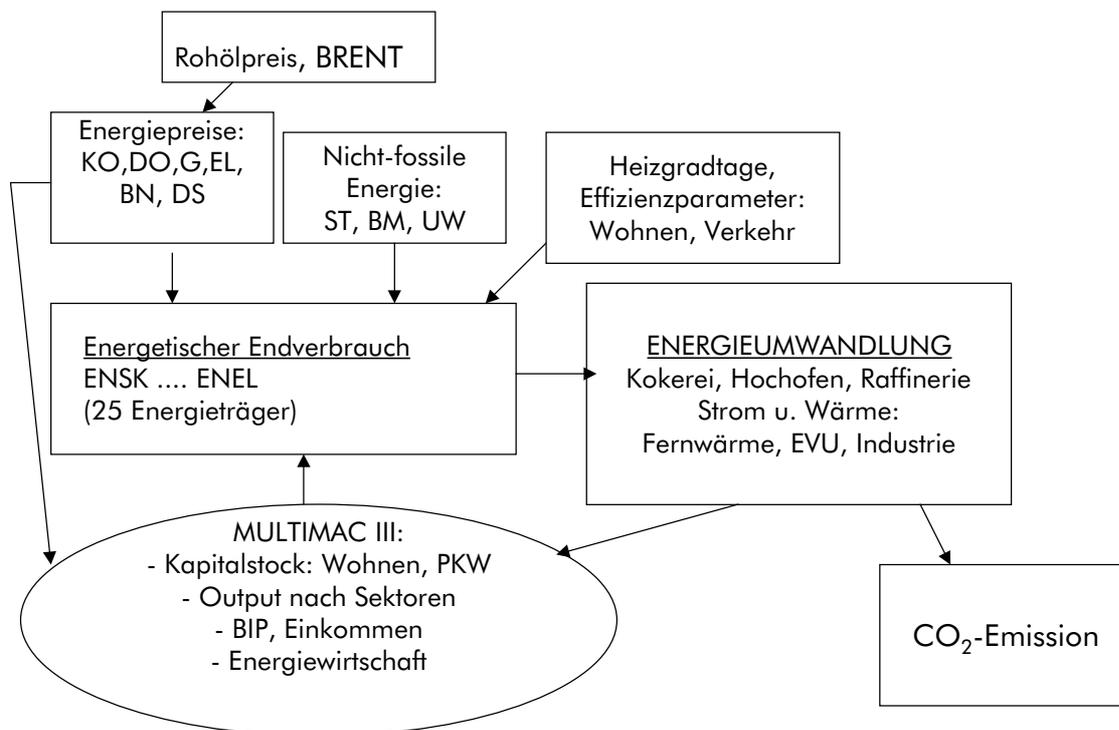
Das Teilmodell für die Energiepreise wird im wesentlichen vom Rohölpreis bestimmt, sodass die Übertragung der Veränderungen des Rohölpreises auf die einzelnen Energiepreise in den entscheidenden Parametern eingefangen werden müssen.

Im energetischen Endverbrauch werden in DAEDALUS III 13 Sektoren unterschieden, von denen einer der Haushaltssektor ist und in denen jeweils die Nachfrage nach Treibstoffen (mit Ausnahme des Sektors 9: Straßen-, Bahn- und Busverkehr) nicht enthalten ist. Zusätzlich wird auch der Umwandlungssektor detailliert im Rahmen eines Input–Output Modells in DAEDALUS III integriert. Innerhalb dieses Input–Output Modells werden die Technologien der Strom- und Wärmeerzeugung ökonometrisch modelliert, wobei wiederum den Energiepreisen hohe Bedeutung zukommt.

Im energetischen Endverbrauch ohne Treibstoffe wird ein einheitlicher Modelltyp für die Sektoren der Sachgütererzeugung (Sektoren 1 bis 8) und für die Dienstleistungen (Sektor 11 und 12), sowie mit leichter Modifikation (inklusive Treibstoffe) für den gewerblichen Verkehr (Sektor 9 und 10) gewählt. Die Nachfrage nach den aggregierten Energieträgern Kohle, Öl, Gas (Naturgas, Gichtgas, Kokereigas) wird mit sektoralen Subanteilen auf die disaggregierten Energieträger der österreichischen Energiebilanzen aufgeteilt.

Abbildung 6.1: WIFO-Energiemodell DAEDALUS III

DAEDALUS III



Bei der Aufspaltung der fossilen Energie werden in DAEDALUS III Generalized Leontief Funktionen mit den variablen Faktoren Kohle, Ölprodukte (ohne Treibstoffe), Gas (Naturgas, Gichtgas, Kokeisgas) verwendet. Die variablen Gesamtkosten für fossile Energie in jedem Sektor hängen in dieser Kostenfunktion vom Output (= der Gesamtmenge fossiler Energie) und den Preisen ab.

Daraus lassen sich Nachfragefunktionen für Kohle, Ölprodukte und Gas in Form der Mengenan- teile ableiten, die jeweils von den relativen Preisen abhängen. Zusätzlich zu den Preisen bestimmt auch ein deterministischer Trend als Variable für den technischen Fortschritt die Entwicklung der Energieträger.

Der Substitution zwischen den Energieträgern kommt bei CO₂-orientierten ökonomischen Instrumenten besondere Bedeutung zu. Da die CO₂-Emissionsfaktoren der verschiedenen fossilen Energieträger beträchtlich unterschiedlich sind, ist auch der energetische "Wert" eines CO₂ Zertifikates stark unterschiedlich und damit auch der auf die Energieträger umgelegte für CO₂ einheitliche Zertifikatspreis. Der dadurch ausgelöste Substitutionsprozess zwischen den Energieträgern ("fuel switch") stellt einen wesentlichen Teil der Wirkungen des Emission Trading Systems dar. Über die Höhe dieses Substitutionseffektes zwischen den Energieträgern entscheiden die Eigen- und Kreuzpreiselastizitäten die sich aus den Energienachfragefunktionen ableiten lassen, die wiederum über die Generalized Leontief Kostenfunktionen für fossile Energie abgeleitet werden. Die ursprüngliche Generalized Leontief-Kostenfunktion geht auf *Diewert* (1971) zurück. Die variablen Gesamtkosten für fossile Energie in jedem Sektor, ECFO, hängen in DAEDALUS III vom Output (der Gesamtmenge fossiler Energie, ENFO) und den Preisen ab. Daraus lassen sich Nachfragefunktionen für Kohle (ENKO), Ölprodukte (ENDO) und Gas (ENGA) in Form der Mengenteile ENKO/ENFO, ENDO/ENFO und ENGA/ENFO ableiten, die jeweils von den relativen Preisen PKO, PDO und PG abhängen:

$$(1a) \text{ ENKO/ENFO} = \alpha_{KO} + \beta_{KO,DO}(\text{PDO/PKO})^{1/2} + \beta_{KO,G}(\text{PG/PKO})^{1/2} + \beta_{KO,t} t^{1/2} + \gamma_{KO,t}$$

$$(1b) \text{ ENDO/ENFO} = \alpha_{DO} + \beta_{KO,DO}(\text{PKO/PDO})^{1/2} + \beta_{DO,G}(\text{PG/PDO})^{1/2} + \beta_{DO,t} t^{1/2} + \gamma_{DO,t}$$

$$(1b) \text{ ENG/ENFO} = \alpha_G + \beta_{KO,G}(\text{PKO/PG})^{1/2} + \beta_{DO,G}(\text{PDO/PG})^{1/2} + \beta_{G,t} t^{1/2} + \gamma_{G,t}$$

Zusätzlich zu den Preisen bestimmt auch ein deterministischer Trend t die Entwicklung der Energieträger. Die Parameterrestriktionen sind hier bereits in Form der sich in den einzelnen Gleichungen wiederholenden Parameter $\beta_{KO,DO}$, $\beta_{DO,G}$ und $\beta_{KO,G}$ vorgegeben.

Wie Übersicht 6.1 zeigt, weisen die Eigenpreiselastizitäten für alle drei Energieträger in allen Sektoren, in denen diese Energieträger eine gewisse Rolle spielen, das erwartete negative Vorzeichen auf. Der Einsatz von Kohle kommt im Sektor "Textilien/Bekleidung/Schuhe" und im Sektor "sonstige Sachgüter" (Holz, Möbel, Messinstrumente, optische Geräte, etc.) nur vereinzelt vor, weshalb es keine Preiselastizitäten dafür gibt. Bemerkenswert ist weiters, dass die Kreuzpreiselastizitäten zwischen dem CO₂ intensivsten Energieträger Kohle und den anderen beiden fossilen Energieträgern alle positiv sind, d.h. dass Ölprodukte und Gas Substitute für Kohle sind. Das lässt auf ein bedeutendes Potential für Substitution zwischen den Energieträgern schließen.

Übersicht 6.1: Eigen- und Kreuzpreiselastizitäten der fossilen Energienachfrage in der Sachgütererzeugung

	Kohle/Öl	Kohle/Gas	Kohle (eigen)
Eisen- und Nicht-Eisen-Metalle	0,08	0,02	-0,09
Chemie	-0,34	1,68	-1,34
Stein- und Glaswaren	-0,48	0,97	-0,48
Nahrungs- und Genussmittel	0,05	0,38	-0,43
Textilien, Bekleidung, Schuhe			
Papier und Pappe, Druckerei	0,03	0,10	-0,14
Maschinen, Elektro, Fahrzeuge	-0,34	0,57	-0,24
Sonstige Sachgüterproduktion			

	Öl/Kohle	Öl/Gas	Öl(eigen)
Eisen- und Nicht-Eisen-Metalle	0,31	0,51	-0,82
Chemie	-0,13	0,44	-0,31
Stein- und Glaswaren	-0,09	0,15	-0,07
Nahrungs- und Genussmittel	0,00	0,01	-0,01
Textilien, Bekleidung, Schuhe		0,05	-0,05
Papier und Pappe, Druckerei	0,01	0,02	-0,03
Maschinen, Elektro, Fahrzeuge	-0,01	0,01	0,00
Sonstige Sachgüterproduktion		0,05	-0,05

	Gas/Kohle	Gas/Öl	Gas(eigen)
Eisen- und Nicht-Eisen-Metalle	0,01	0,13	-0,14
Chemie	0,17	0,12	-0,29
Stein- und Glaswaren	0,15	0,13	-0,28
Nahrungs- und Genussmittel	0,02	0,01	-0,03
Textilien, Bekleidung, Schuhe		0,06	-0,06
Papier und Pappe, Druckerei	0,02	0,01	-0,03
Maschinen, Elektro, Fahrzeuge	0,02	0,01	-0,03
Sonstige Sachgüterproduktion		0,04	-0,04

Der Preis des Bündels "fossile Energie" kann einerseits wie die Faktornachfrage aus den Generalized Leontief-Kostenfunktionen abgeleitet werden, und zwar als Grenzkostenfunktion. Ebenso kann dieser Preis PEFO einfach als Durchschnittskostenfunktion beschrieben werden wie in DAEDALUS:

$$(2) \text{ PEFO} = (\text{ENKO}/\text{ENFO})\text{PKO} + (\text{ENDO}/\text{ENFO})\text{PDO} + (\text{ENG}/\text{ENFO})\text{PG}$$

Höhere implizite Preise für alle fossilen Energieträger in einem Emission Trading System erhöhen dann in DAEDALUS auch den aggregierten Preis des Bündels "fossile Energie", PEFO, in Relation

zum Preis für elektrische Energie, PEEL, wodurch es zu Substitutionseffekten zwischen elektrischer und nicht-elektrischer Energie kommt. Die entsprechenden Funktionen in DAEDALUS bilden diesen Vorgang als Abhängigkeit des Anteils der elektrischen Energie (ENEL) am gesamten energetischen Endverbrauch (ENTO) ab, wobei eine "Einkommenselastizität" in Bezug auf das Aggregat ENTO, eine Preiselastizität in Bezug auf den relativen Preis und im Vektor Z zusammengefasste sonstige Variable (wie z.B. Heizgradtage) berücksichtigt werden.

$$(3) \text{ ENEL/ENTO} = F(\ln(\text{ENTO}), \ln(\text{PEEL/PEFO}), \ln Z)$$

Die Nachfrage nach Energie insgesamt, ENTO, wird in DAEDALUS in Abhängigkeit von der ökonomischen Aktivität (Output), dem Energiegesamtpreis und den Heizgradtagen dargestellt. Die Spezifizierung berücksichtigt kurzfristige relative Starrheit des Verbrauches in Relation zum Output, die nur mittelfristig durch Einsatz neuer Technologien aufgehoben werden kann. In einigen Sektoren (Eisen und Nicht-Eisen Metalle) ist der Energieverbrauch fix durch den industriellen Prozess gegeben und auch mittelfristig nicht vom Preisniveau abhängig.

Für die kalorische Stromerzeugung der EVUs enthält DAEDALUS eine detaillierte Abbildung der Technologiewahl und der Konsequenzen für den österreichischen Elektrizitätsmarkt. Ökonometrische Schätzungen für den fossilen Energieeinsatz der EVUs wie in (1) ergaben keine statistisch befriedigenden Ergebnisse, was mit der Funktionsweise dieser öffentlichen Unternehmen in einem voll regulierten Elektrizitätsmarkt zusammenhängen dürfte. Die "ökonometrischen Experimente" zeigten jedoch einen plausiblen Schwankungsbereich auf, innerhalb dessen die Substitutionselastizitäten für die EVUs liegen könnten. Es wurden daraufhin die in Übersicht 6.2 dargestellten Eigen- und Kreuzpreiselastizitäten für die Brennstoffnachfrage der EVUs festgelegt und damit Parameter kalibriert, die auch mit dem "Baseline" Szenario der Energieszenarien des WIFO bis 2020 (siehe *Kratena – Schleicher, 2001*) konsistent sind.

Übersicht 6.2: Eigen- und Kreuzpreiselastizitäten für die Brennstoffnachfrage der EVUs

	Kohle	Heizöl	Gas
Kohle	-0,3	0,2	0,1
Heizöl	0,3	-0,2	-0,1
Gas	0,05	-0,03	-0,02

Der Preis der von den EVU kalorisch erzeugten elektrischen Energie ist analog zum Preis des fossilen Bündels der Sektoren als Durchschnittskostenfunktion gegeben.

Entscheidende Bedeutung kommt auch der Modellierung des zu 100% liberalisierten Marktes für elektrische Energie zu. Der Gesamtpreis für elektrische Energie wird als gewogener Preis des durch die Liberalisierung exogen gegebenen Preises und des Preises für kalorische Erzeugung der EVUs modelliert. Der Preis im liberalisierten Markt wurde für das "Baseline"-Szenario der Energieszenarien des WIFO bis 2020 exogen vorgegeben, wobei andere Studien über mögliche Szenarien in einem liberalisierten europäischen Markt herangezogen wurden (*Haas et al., 2000*). Dieser exogene Preis (P_{BASE}) wird in (4) mit der Importquote multipliziert, der Preis der von den EVU kalorisch erzeugten elektrischen Energie (P_{EVU}) mit dem kalorischen Anteil der EVUs und der Rest wird in der momentan verwendeten Modellform aus Datenmangel noch exogen berücksichtigt. Wenn Daten zu den Kosten der sonstige Erzeugung (Wasserkraft, Wind, PV) vorliegen, dann könnte dieser restliche Faktor des Preises ebenfalls explizit berücksichtigt werden. In der hier verwendeten Version von DAEDALUS ist jedenfalls gewährleistet, dass ein Anstieg der sonstigen Erzeugung (Wasserkraft, Wind, Photovoltaik) den Einfluss des Importpreises und des Preises für kalorischen Strom auf den gesamten Preis für elektrische Energie (PEL) absenkt.

$$(4) \quad PEL = \sum_i P_{EL,i} \quad \text{mit } i = \text{EVU, BASE und sonstige Erzeugung (Wasserkraft, Wind, PV)}$$

Im liberalisierten Markt ändert sich auch die Bedeutung des Außenhandels mit elektrischer Energie und die Struktur der Kausalität der Beeinflussung von heimischer Erzeugung und Importen. Im geschützten Markt kam dem Außenhandel eine "Pufferfunktion" zwischen Verbrauch und schwankendem Angebot zu. Im liberalisierten Markt drängen inländische Erzeuger auf Auslandsmärkte und ausländische Billiganbieter auf den heimischen Markt, wodurch Exporte und Importe gesteigert werden. In einem Land wie Österreich, das den Markt einseitig zu 100% geöffnet hat und nicht zu den Ländern mit den niedrigsten Preisen und Erzeugungskosten zählt, ist aus diesem Prozess mit einem Anstieg der Netto-Importe (Importe minus Exporte) zu rechnen. Genau diese Entwicklung liegt auch dem Baselineszenario der Energieszenarien des WIFO bis 2020 zugrunde. Die Netto-Importe sind in einem derartigen Umfeld endogen vom Preis der heimischen Elektrizität im Verhältnis zum Marktpreis im europäischen Markt abhängig. Letzterer wird in DAEDALUS exogen durch den Preis P_{BASE} repräsentiert, ersterer durch den Preis der von den EVU kalorisch erzeugten elektrischen Energie (P_{EVU}). Für die Importquote m_{EL} (Netto-Importe/Gesamtverbrauch) wird eine an die "Armington"-Funktion angelehnte Form gewählt, wobei die Konstante m_C zur Kalibrierung mit dem Baselineszenario der WIFO Energieszenarien dient.

$$(5) \quad m_{EL} = \left(\frac{P_{EVU}}{P_{BASE}} \right)^{\eta_{EL}} + m_C$$

Der Wert für den Parameter η_{EL} wurde hier mit 0,1 festgelegt.

Die oben kurz skizzierten Teile von DAEDALUS beschreiben die unterschiedlichen Reaktionen, die durch die implizite Verteuerung von fossiler Energie in einem Emission Trading System ausgelöst werden. Werden die Produktionssektoren und die EVUs in das Trading System mit einbezogen (ca. 58% der gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen Österreichs), dann kommt es zunächst zur Substitution zwischen Kohle, Öl und Gas in den Produktionssektoren und den EVUs. Zugleich wird in Österreich erzeugte elektrische Energie etwas teurer, was einerseits zu höheren Stromimporten und andererseits zu geringeren Substitutionseffekten zwischen fossiler und elektrischer Energie in den Produktionssektoren führt.

6.2 Das disaggregierte Makromodell des WIFO (MULTIMAC IV)

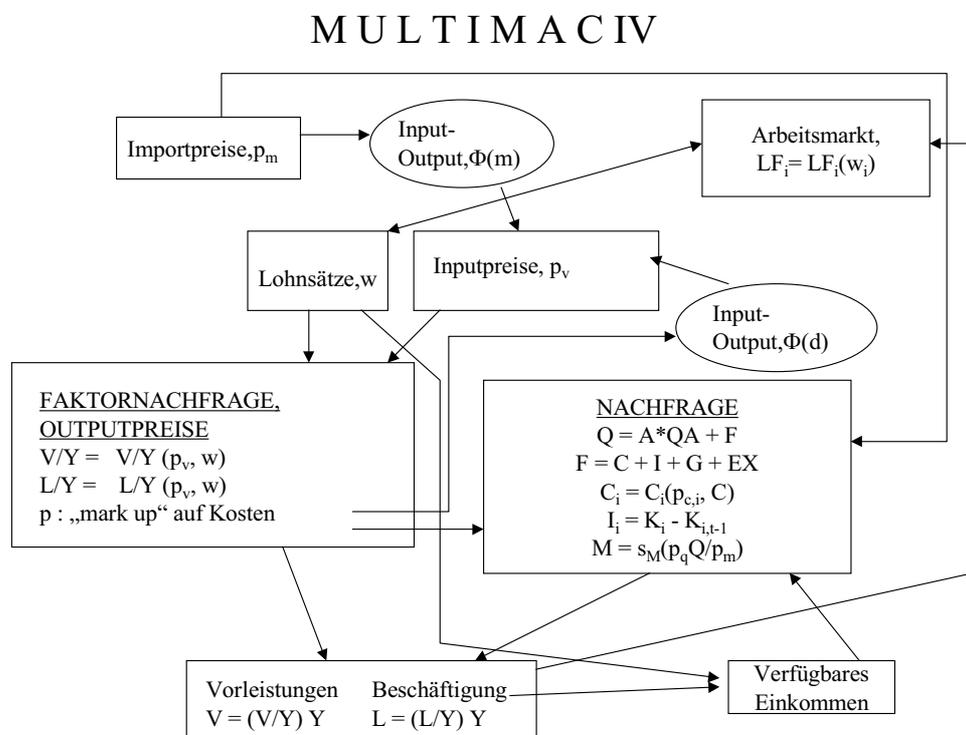
Eine detaillierte Beschreibung der aktuellen Version des disaggregierten, makroökonomischen Modells des WIFO findet sich in *Kratena - Zakarias (2001)*.

Der Schwerpunkt der Erneuerungen und des Ausbaus des Modells gegenüber früheren Versionen disaggregierter Modelle des WIFO (*Kratena, 1994, Kratena – Wüger, 1995*) liegt in folgenden Bereichen:

- detaillierte Modellierung der Faktornachfrage für Arbeit und Vorleistungen, abgeleitet aus Kostenfunktionen,
- detaillierte Modellierung der Endnachfragekategorien (privater Konsum, Investitionen) in einem makroökonomisch geschlossenen Nachfrage-Einkommen-Block,
- detaillierte Modellierung des Arbeitsmarktes mit unterschiedlichen Segmenten (high skill, medium skill, low skill) und Abbildung der Lohnbildung und des Arbeitskräfteangebotes.

Ein wesentlicher Schritt dieser Modellerweiterungen und das Potential des Ansatzes zur Bewertung von Produktionsverlagerungen nach Osteuropa ist bereits in *Kratena - Wüger (2001)* dokumentiert. Ein Schwachpunkt des Modells in der vorliegenden Version ist, dass die Exporte nach Gütern derzeit noch exogen vorgegeben werden müssen. Das Modell bildet 36 Wirtschaftszweige der österreichischen Wirtschaft ab, die großteils aus den Zweistellern von ÖNACE aggregiert werden können.

Abbildung 6.2: Die Blockstruktur von MULTIMAC IV



Die Daten für MULTIMAC stammen aus der Volkswirtschaftlichen Gesamtrechnung und der Input-Output Statistik des ÖSTAT. In MULTIMAC IV ist die Struktur der Input-Output Tabelle 1990 eingearbeitet, die mit Funktionen zur Beschreibung des technischen Wandels in den Sektoren fortgeschrieben wird.

Übersicht 6.3: Die 36 Wirtschaftszweige in MULTIMAC IV

- | | |
|--------------------------------------|--|
| 1 Land- und Forstwirtschaft | 19 Verlagswesen, Druckerei |
| 2 Kohlebergbau | 20 Gummi- und Kunststoffwaren |
| 3 Erdöl- und Erdgasbergbau | 21 Recycling |
| 4 Erdölverarbeitung | 22 Sonstige Sachgüterproduktion |
| 5 Elektrizitäts- und Wärmeversorgung | 23 Bauwesen |
| 6 Wasserversorgung | 24 Handel und Lagerung |
| 7 Eisen und Nicht-Eisen Metalle | 25 Beherbergungs- und Gaststättenwesen |
| 8 Stein- und Glaswaren, Bergbau | 26 Straßen-, Bahn- und Busverkehr |
| 9 Chemie | 27 Schifffahrt, Luftverkehr |
| 10 Metallerzeugnisse | 28 Sonstiger Verkehr |
| 11 Maschinenbau | 29 Nachrichtenübermittlung |
| 12 Büromaschinen | 30 Geld- und Kreditwesen, Versicherungen |
| 13 Elektrotechnische Einrichtungen | 31 Realitätenwesen |
| 14 Fahrzeugbau | 32 Datenverarbeitung, Datenbanken |
| 15 Nahrungs- und Genussmittel, Tabak | 33 F&E, unternehmensbezogene DL |
| 16 Textilien, Bekleidung, Schuhe | 34 Sonstige marktmäßige Dienste |
| 17 Holzverarbeitung | 35 Nicht-marktmäßige Dienste |
| 18 Papier und Pappe | 36 Statistische Differenz |

Zur Herleitung der Faktornachfrage wird Shephard's Lemma auf *Generalized Leontief*-Kostenfunktionen angewandt, wonach die partiellen Ableitungen der Kostenfunktion nach den Faktorpreisen die jeweiligen Inputmengen liefern. Dadurch erhält man die optimalen Input-Output-Koeffizienten für Vorleistungen und Arbeit bei gegebenem Vorleistungspreis und Lohnsatz. Der Outputpreis wird als über die Zeit konstanter "mark up" auf die variablen Kosten bestimmt.

Für den Vorleistungspreis jedes Sektors wird davon ausgegangen, dass dieser über die Lieferverflechtungen von den inländischen Outputpreisen, aber auch von den Importpreisen abhängig ist. Um diese Zusammenhänge zu erfassen, werden die detaillierten Informationen der Input-Output-Statistik verwendet.

Insgesamt erhält man damit ein System, in dem der Vorleistungspreis, der Outputpreis und die Einsatzmengen von Arbeit und Vorleistungen für jeden Sektor simultan bestimmt werden, wenn die Importpreise nach Gütern und das sektorale Outputniveau gegeben sind. Besondere Bedeutung kommt dabei den Preiselastizitäten der Faktornachfrage zu, d.h. in welchem Ausmaß die Einsatzmengen für Vorleistungen und Arbeit auf Veränderungen der Inputpreise für Vorleistungen und Arbeit (=Lohnsatz) reagieren. Das bestimmt zusammen mit den Preisen wiederum die Outputpreise, von deren Veränderung wieder Auswirkungen auf die Güterstruktur der gesamtwirtschaftlichen Nachfrage, besonders im privaten Konsum, ausgehen. Jeder Eingriff bei den Vorleistungspreisen, der z.B. durch zusätzliche Kosten ausgelöst wird, bewirkt somit gesamtwirtschaftliche Effekte bei der Beschäftigungsnachfrage aufgrund der Inputpreisänderung und aufgrund der daraus folgenden Outputpreis- und daher Outputmengenänderung.

MULTIMAC IV ist mit dem Energiemodell des WIFO (DAEDALUS) in konsistenter Weise gekoppelt, sodass die wesentlichen Variablen für die Energiesektoren bzw. -güter 2 bis 5 in DAEDALUS bestimmt werden und in jeden Modellblock von MULTIMAC hineinspielen. Eine Veränderung der Energiepreise bewirkt daher zunächst eine Veränderung der Energienachfrage und des Energieaufkommens aus Importen und heimischer Erzeugung gemäß den in DAEDALUS enthaltenen Funktionen. Zugleich bedeutet es aber auch eine Veränderung der Inputpreise in MULTIMAC und der in MULTIMAC exogen behandelten Outputniveaus der Energiesektoren, sowie der Input-Output-Koeffizienten für Energienachfrage in allen Sektoren.

Neben dem Inputpreis für Vorleistungen hat aber auch der Lohnsatz als zweiter Inputpreis einen wesentlichen Einfluss auf die Faktornachfrage. Der Lohnsatz nach Sektoren wird im Arbeitsmarktblock bestimmt, in dem drei separierte Arbeitsmärkte für hoch qualifizierte, mittel qualifizierte und niedrig qualifizierte Arbeit unterschieden werden. Zwischen diesen Arbeitsmärkten besteht eine gewisse Mobilität der Arbeitskräfte, die von den Qualifikationen der neu auf den Arbeitsmarkt eintretenden Arbeitskräfte und von den relativen Lohnsätzen abhängt. Das Arbeitsangebot insgesamt – definiert über die männliche und weibliche Partizipationsrate der "Labour Force" an der Bevölkerung im erwerbsfähigen Alter – reagiert auf eine Veränderung der gesamtwirtschaftlichen Aktivität

und des Reallohnes und verteilt sich dann entsprechend den angesprochenen Variablen für Mobilität auf die drei Arbeitsmarktsegmente.

Diese Arbeitsmarktsegmente werden im Modell implementiert, indem sie entsprechend ihrer Berufs- und Qualifikationsstruktur zusammengefasst werden, und zwar:

Hoch qualifizierte Sektoren:

3, 5, 6, 7, 8, 10, 11, 12, 13, 14, 15, 23, 28, 30, 31, 33, 34, 36

Mittel qualifizierte Sektoren:

16, 17, 18, 19, 21, 24, 25, 27, 29, 35

Niedrig qualifizierte Sektoren:

1, 9, 20, 22, 26, 32

Die sektorale Arbeitslosigkeit ist das Ergebnis von Nachfrage und Beschäftigungsreaktionen, sowie von den durch den Schock ausgelösten relativen Lohneffekten. Diese Lohneffekte wirken einerseits wieder zurück auf die Faktornachfrage und andererseits auf die Verteilung der "Labour Force".

6.3 Simulationen eines österreichischen Pilot Trading Systems

In Kapitel 5 wurden die wesentlichen Gestaltungselemente, die auch für ein nationales Trading System von Relevanz sind, hinsichtlich ihrer Vor- und Nachteile sowie ihrer Umsetzungsmöglichkeiten für ein österreichisches System dargestellt. Ausgehend von dieser Analyse wurden für die vorliegende Studie mehrere Simulationsszenarien formuliert, die die Wirkungsweise bestimmter Designelemente verdeutlichen.

Grundsätzlich wird in den Simulationen davon ausgegangen, dass es sich hierbei um ein Pilot Trading System handelt, das schon vor der ersten Kyoto Commitment Periode 2008-2012 gestartet wird. Die Annahme eines Cap and Trade Systems für die Simulationen schon in einer Pilot Phase ist auch damit zu begründen, dass ein internationales Trading System vermutlich ein Cap and Trade Regime sein wird. Ein weiterer Punkt zugunsten der Annahme eines Cap-and-Trade Systems in den Modellsimulationen ist, dass nur dann die empirisch interessanten Unterschiede zwischen Grandfathering und Auktion als Allokationsmechanismen sinnvoll unterschieden werden können. Im Lichte dieser Überlegungen sollte für die Modellsimulationen zunächst von einem Cap-and-Trade System ausgegangen werden, da nur darin ein klar definierter absoluter Emissionspfad existiert, der durch das Trading System erreicht werden soll. Ein Baseline-and-Credit System könnte

dann als erste Annäherung an das zur Zielerreichung notwendige Cap-and-Trade System gesehen werden. Die beiden wesentlichen Varianten sollten Grandfathering und Auktion sein, da die zu erwartenden makroökonomischen Effekte stark unterschiedlich sein dürften (siehe *Jensen – Rasmussen, 1998*).

Insgesamt werden sechs Szenarien mit folgenden Gestaltungselementen simuliert:

Szenario 1: Grandfathering plus Ökostrom

Szenario 2: Sensitivitätsanalyse zu Szenario 1

Szenario 3: Auktion plus Ökostrom mit Einnahmenrecycling

Szenario 4: CO₂-Leakage

Szenario 5: Kraft-Wärme-Kopplung

Szenario 6: Emission Trading mit Elektrizitätssteuer

Im Folgenden werden die grundlegenden Argumentationslinien für die Auswahl der Szenarien beschrieben. Darüber hinaus sind in Übersicht 6.4 die Simulationsszenarien mit den jeweils gewählten Gestaltungselementen schematisch dargestellt.

Übersicht 6.4: Schematische Darstellung der Simulationsszenarien

	Allokation		Cap: -13%		Zusatzelemente		Steuer		Ökonomische Evaluierung	Reaktion der Importquote für Elektrizität	Anstieg des ausländischen Strompreises
	Grandfathering	Auktion	Sachgüter	EVU's	Hoher Anteil "Erneuerbarer"	Kraft-Wärme-Kopplung	EVU's	Einnahmenrecycling			
Szenario 1: Grandfathering plus Ökostrom	*		*	*	*			■	*	*	
Szenario 2: Sensitivitätsanalyse zu Szenario 1	*		*	*	*			■			*
Szenario 3: Auktion mit Einnahmenrecycling		*	*	*	*			*	*	*	
Szenario 4: CO ₂ -Leakage	*		*	*				■	■	*	
Szenario 5: Kraft-Wärme-Kopplung	*		*	*		*		■	■	*	
Szenario 6: Emission Trading mit Elektrizitätssteuer	*		*				*		■		*

Für die Simulationen wird davon ausgegangen, dass die Sektoren der Sachgüterproduktion in ein Emission Trading System eingebunden sind. Als einzubeziehende Sektoren kommen prinzipiell die 8 Sachgütersektoren von DAEDALUS III und der Sektor der Elektrizitätsversorger in Frage, damit wären rund 58% der gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen Österreichs von einem Emission Trading System erfasst. In ersterem Fall (Emission Trading für die Sachgüterproduktion) kann Handel zwischen den Sektoren erfolgen, wodurch Kostenunterschiede zwischen den Sektoren ausgenutzt werden können, die im Modell enthalten sind. Wenn lediglich der Sektor der Elektrizitätsversorger einbezogen wird, dann wird aufgrund des Anknüpfens an den Sektordaten der Handel zwischen den Unternehmen nicht sichtbar, sondern lediglich die (Durchschnitts-) Reaktion des gesamten Sektors. In diesem Fall wäre es jedenfalls wichtig, zusätzlich zu den Technologiereaktionen, die in DAEDALUS III jetzt schon enthalten sind, den Umstieg auf Co-Generation modellmäßig zu erfassen. Damit könnte auch die Wirkungsweise einer Sonderbehandlung von Co-Generation, wie sie im dänischen Trading System enthalten ist, getestet werden. Das hat allerdings die Verfügbarkeit von Daten zur kombinierten Strom- und Wärmeerzeugung zur Voraussetzung, was über den offiziellen, publizierten Datenbestand der österreichischen Energiestatistik hinausgeht.

Die Elektrizitätserzeugung wird in den Simulationsszenarien differenziert modelliert, um die Effekte eines möglichen CO₂-Leakages zu demonstrieren. Eine wichtige Annahme für die Simulationen betrifft die Festsetzung des Emissionscaps, das für diese Studie mit dem Kyoto-Ziel für Österreich (-13%) ident ist. Die Aufteilung des Caps für die Periode bis 2010 auf die Sektoren erfolgt auf der Basis der historischen Emissionen der Sektoren (Basis 1999). Das bedeutet, dass alle Sektoren das gleiche Reduktionserfordernis aufweisen ("flat rate"). Wie weiter oben (Abschnitt 5.2.2) mit Bezug auf OECD (2001B) dargestellt, stellt diese Form der Aufteilung der Caps auf die Sektoren nur eine von mehreren in der Literatur diskutierten Konzepten dar. Diskutiert wird auf der einen Seite eine stärkere Berücksichtigung der Interessen von weniger emissionsintensiven Sektoren und auf der anderen Seite eine stärkere Berücksichtigung der Interessen energieintensiver Sektoren, deren Möglichkeiten der Anpassung in der Energienachfrage (technologisch bedingt) beschränkt sind. Die gleiche Verteilung der Reduktionserfordernisse, die hier angenommen wird, bedeutet die Wahrung der Bestandsrechte und liegt somit in der Mitte. Jedenfalls geben die Ergebnisse der Simulationen mit diesen gleich verteilten Caps Auskunft darüber, in welchem Ausmaß eine Abweichung von einheitlichen Reduktionserfordernissen notwendig wäre, wenn man sektoral unterschiedliche Reduktionsziele zulassen möchte. Für die EU¹²⁴ wurde diesbezüglich in einer jüngst publizierten Studie das Ausmaß der kosteneffizienten sektoralen Reduktionen bei gegebenem Gesamtreduktionsziel berechnet (Blok – Jager – Hendriks, 2001).

In die Modellierung des Emission Trading Systems einbezogen werden die energiebedingten sektoralen CO₂-Emissionen ohne Verkehrsemissionen. Hier unterscheidet sich die Abgrenzung der

¹²⁴ In einer kürzlich erschienenen Studie (Harrison – Rados, 2002) wurden in Hinblick auf ein EU-weites CO₂ Trading System verschiedene Optionen für die Anfangsallokation an Lizenzen sowie damit verbundene Effizienz- und Verteilungseffekte diskutiert.

sektoralen CO₂-Emissionen von der Darstellung in Kapitel 3, wo auch die verkehrsbedingten CO₂-Emissionen den verursachenden Sektoren zugerechnet wurden.

Ausgehend vom Cap wurden die Preise für die Zertifikate in den einzelnen Simulationsszenarien berechnet. Aus den jeweiligen Preisen der Zertifikate sowie den sektorspezifischen Vermeidungskosten ergibt sich die sektorale Verteilung der Kosten eines Emission Trading Systems. Die Evaluierung der Simulationsergebnisse erfolgt jeweils in Relation zu den Ergebnissen eines Baselineszenarios¹²⁵.

Szenario 1: Grandfathering plus Ökostrom

In diesem Szenario sind die Sektoren der Sachgütererzeugung sowie die Elektrizitätswirtschaft in das Pilot Trading System eingebunden. Szenario 1 geht davon aus, dass die Emissionszertifikate den teilnehmenden Sektoren vom Staat gratis zur Verfügung gestellt werden. Die Implikationen von Grandfathering als Allokationsmechanismus wurde bereits in *Kletzan et al. (2000)* sowie in Kapitel 5 thematisiert. Ein wesentlicher Effekt einer Gratiszuteilung von Emissionszertifikaten ist darin zu sehen, dass der Staat gratis Vermögenswerte an den privaten Sektor transferiert. Die Entscheidung, diesen Allokationsmechanismus in Szenario 1 zu implementieren, heißt nicht, dass Grandfathering der ökonomisch effizienteste Allokationsmechanismus ist. Ein weiteres Gestaltungselement in Szenario 1 bezieht sich auf die Annahme, dass der Anteil erneuerbarer Energieträger an der Elektrizitätserzeugung höher ist als im Baselineszenario. Der Zuwachs steigt über die Zeit an und erreicht 2010 8.100 TJ. Der Anteil erneuerbarer Elektrizität aus Windkraft und Photovoltaik liegt damit am Ende der Simulationsperiode um etwa ein Drittel über dem Baselineszenario. Die Erreichung eines Ausbaus der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern soll durch eine direkte Förderung der Erzeuger ermöglicht werden. Alternativ zu dieser Annahme könnte die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern über höhere Einspeisetarife erfolgen. Da in diesem Fall die Effekte des Tradingsystems nicht mehr klar von den Effekten höherer Einspeisetarife getrennt werden könnten, wird in der Simulation eine direkte Förderung unterstellt.

Eine weitere Annahme in Szenario 1 betrifft den Preis für Elektrizität im Ausland. Hier wird davon ausgegangen, dass sich der Preis für Elektrizität im Ausland nicht von jenem im Baselineszenario unterscheidet. Zur Erläuterung sei hier angemerkt, dass das Gleichbleiben des Strompreises im Ausland implizit davon ausgeht, dass die Handelspartner Österreichs keine klimapolitischen Maßnahmen setzen, die eine Erhöhung des Preises für Elektrizität erwarten lassen. Im Gegensatz dazu steigt der Preis für Elektrizität in Österreich aufgrund der Einbindung des Elektrizitätssektors in das Trading System (die Kosten der Erzeugung kalorischer Elektrizität steigen). Für Szenario 1 bedeutet das, dass die Importquote für Elektrizität auf das Preisgefälle zwischen In- und Ausland reagiert.

¹²⁵ Als Baseline Szenario werden die Ergebnisse von *Kratena – Schleicher (2001)* herangezogen.

Für Szenario 1 werden die Simulationsergebnisse aus dem Energiemodell sowie die ökonomische Evaluierung aus dem multisektoralen Modell ausgewiesen.

Szenario 2: Sensitivitätsanalyse zu Szenario 1 – Grandfathering plus Ökostrom

Die in Szenario 1 getroffene Annahme eines konstanten Preises für Elektrizität im Ausland (in Relation zum Baseline) ist unter dem Blickwinkel des Kyoto-Prozesses möglicherweise nicht realistisch. Man kann vielmehr - gegeben die Verhandlungsergebnisse der letzten Vertragsstaatenkonferenzen in Bonn und Marrakesch sowie die kürzlich getroffene Entscheidung des EU Umweltministerrats, das Kyoto-Protokoll zu ratifizieren - davon ausgehen, dass die Handelspartner Österreichs klimapolitische Maßnahmen treffen, die eine Erhöhung des Strompreises bewirken. Dies würde wiederum dazu führen, dass die Nachfrage nach heimisch produzierter Elektrizität nicht in dem Maße durch Importe verdrängt wird, wie in Szenario 1 angenommen. Um dieses Reaktionsmuster abzubilden, stellt Szenario 2 eine Sensitivitätsanalyse zu Szenario 1 dar und nimmt eine Strompreiserhöhung im Ausland im Laufe der Simulationsperiode um insgesamt 20% an. Im übrigen gelten die gleichen Inputs wie in Szenario 1, d.h. Grandfathering der Emissionszertifikate und ein höherer Anteil von Elektrizität aus erneuerbaren Energieträgern (im Vergleich zum Baseline). Die Sensitivitätsanalyse soll aufzeigen, wie sich die Ergebnisse ändern, wenn heimisch produzierte Elektrizität in kalorischen Kraftwerken nicht durch Importstrom substituiert wird.

Szenario 3: Auktion mit Einnahmenrecycling

Auch Szenario 3 baut weitgehend auf der Spezifizierung von Szenario 1 "Grandfathering plus Ökostrom" auf. Eingebundene Wirtschaftsbereiche sind wiederum die Sektoren der Sachgütererzeugung sowie die Elektrizitätswirtschaft. Der grundlegende Unterschied zu Szenario 1 besteht in der Modellierung des Allokationsmechanismus. In Szenario 3 wird davon ausgegangen, dass alle Emissionszertifikate in einer Auktion erworben werden müssen. Die Einnahmen aus der Auktion fließen dem Staat zu, der wiederum ein Einnahmenrecycling durchführt. Das Einnahmenrecycling wird im Modell als Senkung arbeitsbezogener Abgaben implementiert. Die Auktionseinnahmen werden auf die im Emission Trading System eingebundenen Sektoren rückverteilt. In diesem Simulationsszenario wird versucht, die Effekte einer Double Dividend (positive Umwelteffekte und positive ökonomische Effekte) durch die Kombination der Auktion mit einer Reduktion der Arbeitskosten in den betroffenen Sektoren zu kombinieren.

Auch für dieses Szenario werden neben der Implementierung im Energiemodell die ökonomischen Auswirkungen im multisektoralen Modell berechnet.

Szenario 4: CO₂-Leakage

Was ein nationales CO₂ Trading System bedeuten würde (Sachgütersektoren, Elektrizitätswirtschaft und Grandfathering der Zertifikate), wenn einerseits die Struktur der Elektrizitätserzeugung nicht durch Förderungen beeinflusst wird (kein Anstieg der Elektrizitätserzeugung auf Basis erneuerbarer Energieträger) und gleichzeitig der Strompreis im Ausland auf dem Niveau des Baseline verharren würde, wird in Szenario 4 "CO₂-Leakage" simuliert. Aufgezeigt wird in diesem Szenario, welche Effekte ein unilaterales Trading Regime unter Einbeziehung der Elektrizitätswirtschaft in einem liberalisierten Energiemarkt mit sich bringt. Insbesondere zeigt sich hier, dass die Energiemarktliberalisierung aus dem Blickwinkel des Klimaschutzes auch negative Aspekte aufweisen kann, wenn nicht in allen übrigen Ländern ähnlich wirkende klimapolitische Maßnahmen getroffen werden. Eine Einbeziehung klimapolitischer Überlegungen in die Liberalisierung der Energiemärkte hätte vermutlich andere Rahmenbedingungen zur Abschöpfung der Liberalisierungsdividende geschaffen.

Das Szenario "CO₂-Leakage" geht von einer vollen Reagibilität der Importquote für Elektrizität aus und zeigt gewissermaßen das Maximalpotential einer Verlagerung der CO₂-Emissionen ins Ausland, das aus einem Strompreisgefälle zwischen In- und Ausland erwachsen könnte.

Szenario 5: Kraft-Wärme-Kopplung

In Anlehnung an das dänische Trading System wird in Szenario 5 eine Differenzierung zwischen CO₂-Emissionen, die aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen stammen und anderen CO₂-Emissionen gemacht. Bezieht sich das dänische System ausschließlich auf den Elektrizitätserzeugenden Sektor, so sind in der Simulation für Österreich die Sachgütersektoren und die Elektrizitätswirtschaft abgebildet. Auch für dieses Szenario wird als Allokationsmechanismus Grandfathering unterstellt.

Für die Simulation wird davon ausgegangen, dass CO₂-Emissionen aus KWK-Anlagen nur zu 50% gerechnet werden. Aus dieser Annahme resultiert eine Veränderung in der Verteilung der Caps innerhalb der einbezogenen Sektoren, da einige wenige Sektoren einen hohen Anteil an KWK-Anlagen haben, während in anderen Sektoren diese Technologie (auch aus Gründen des Bedarfs oder der Nutzungsmöglichkeit) kaum eine Rolle spielt.

Eine Bevorzugung von KWK-Anlagen im Rahmen eines Pilot Emission Trading Systems für Österreich könnte einerseits die Attraktivität dieser Technologie auch in Sachgütersektoren – gegebenenfalls in Kooperation mit Endnachfragern für Wärme oder der Einspeisung von Elektrizität ins öffentliche Stromnetz - steigern, die bislang wenig KWK-Anlagen betreiben. Ein anderer Effekt könnte darin liegen, dass KWK-Anlagen, die durch die Energiemarktliberalisierung unrentabel wurden, in einem Trading System wieder attraktiv werden. Jedenfalls würde der Preiseffekt aus der kalorischen Erzeugung von Strom geringer ausfallen und damit würden auch die Importe von Elektrizität nicht in dem Ausmaß steigen wie in Szenario 4.

Szenario 6: Emission Trading mit Elektrizitätssteuer

In den bislang beschriebenen Simulationsszenarien sind jeweils die Sektoren der Sachgütererzeugung sowie die Elektrizitätswirtschaft Teilnehmer in einem nationalen CO₂-Emission Trading System. Aus den Wirkungsmechanismen wird klar, dass der Importquote für Strom in einem solchen System eine wichtige Rolle zukommt. Um dieses Reaktionsmuster weitgehend auszuschalten und dennoch CO₂-Emissionen der Elektrizitätswirtschaft erfassen zu können, wäre ein Mischsystem zwischen CO₂-Trading und einer Elektrizitätssteuer denkbar. Für die Simulation wird davon ausgegangen, dass der derzeitige Steuersatz auf Elektrizität (20g/kWh, 0,015 €) verdoppelt wird und die Steuereinnahmen rückverteilt werden.

Würde die Besteuerung von Elektrizität den Grundsätzen eines CO₂-Trading Systems folgen, so müssten je nach CO₂-Intensität der Erzeugung die Steuersätze variieren. Eine Differenzierung der Abgabensätze nach dem CO₂-Gehalt bei importierter Elektrizität stößt jedoch aufgrund rechtlicher Bestimmungen der EU und WTO auf Grenzen. In der Simulation wird daher ein einheitlicher Steuersatz auf Elektrizität eingeführt.

6.4. Simulationsergebnisse

Die im Folgenden beschriebenen Simulationsergebnisse sind das Resultat der Modellberechnungen mit DAEDALUS III zur Quantifizierung der Reaktionen im Energieverbrauch. Darüber hinaus wurden für zwei Varianten (Szenario 1 "Grandfathering plus Ökostrom", Szenario 3 "Auktion plus Ökostrom mit Einnahmenrecycling") mit dem multisektoralen Modell MULTIMAC IV die sektoralen und makroökonomischen Effekte berechnet. Damit geht die Studie über andere Untersuchungen zu den Wirkungen von Emission Trading, die lediglich die partialanalytischen Wirkungen im Rahmen eines Energiemodells abbilden (z.B. Capros *et al.*, 2002), hinaus.

In DAEDALUS III wird ein Cap für die Gesamtemissionen der Sektoren implementiert und auf die Sektoren aufgeteilt. Das Cap für die Gesamtemissionen bestimmt unter der Annahme, dass bereits Markttransaktionen stattgefunden haben, einen einheitlichen Preis pro Tonne CO₂. Diesem Preis pro Emissionseinheit entsprechen wiederum spezifische Preiseffekte je nach CO₂-Intensität der fossilen Energieträger. Durch die Preiseffekte bei Energie werden Verbrauchsreaktionen ausgelöst. Die ausgelösten Reduktionen der sektoralen CO₂-Emissionen in Relation zu den sektoralen Caps bestimmen, ob ein Sektor Zertifikate zukaufen muss oder verkaufen kann. Die sektorale Kosten- und -entlastung im Zuge des Emissionshandels ergibt sich aus den Netto-Vermeidungskosten für Emissionen und den Ausgaben bzw. Erlösen durch den Zu- oder Verkauf von Zertifikaten. Der wesentliche Unterschied zwischen Grandfathering und Auktionierung der Zertifikate besteht darin, dass das Grandfathering kostenentlastend wirkt, da die Anfangsausstattung mit Zertifikaten nicht bezahlt werden muss.

Diese sektoralen Kostenbe- bzw. -entlastungen wiederum sind ein wesentlicher Ansatzpunkt für die ökonomische Evaluierung in MULTIMAC IV. Die geringere Energienachfrage wird in MULTIMAC durch Anpassung der Input-Output-Koeffizienten für Energie implementiert, die veränderte Energieerzeugung wird exogen eingegeben. Die sektorale Kostenbe- oder -entlastung bewirkt einerseits wie jede Veränderung im Vorleistungspreis einen Substitutionseffekt zwischen Arbeit und Vorleistungen (Energie) und andererseits auch eine Veränderung der Outputpreise (Wettbewerbsfähigkeit). Im Szenario 3 (Auktion) wird die aufkommensneutrale Verringerung der Lohnnebenkosten in Form einer entsprechenden Reduktion des Bruttolohnsatzes für den Arbeitgeber implementiert.

Die in DAEDALUS III determinierten Zertifikatspreise pro Tonne CO₂ sind in Übersicht 6.5 für die gesamte Simulationsperiode ausgewiesen.

Übersicht 6.5: CO₂-Zertifikatspreis (S und € pro t) in den Simulationsszenarien

	2002	2006	2010	2002	2006	2010
		In S			In €	
Szenario 1: Grandfathering plus Ökostrom	36	191	369	2,6	13,9	26,8
Szenario 2: Sensitivitätsanalyse zu Szenario 1	49	261	507	3,6	19,0	36,8
Szenario 3: Auktion mit Einnahmenrecycling	36	191	369	2,6	13,9	26,8
Szenario 4: CO ₂ -Leakage	58	297	594	4,2	21,6	43,2
Szenario 5: Kraft-Wärme-Kopplung	48	238	428	3,5	17,3	31,1
Szenario 6: Emission Trading mit Elektrizitätssteuer	63	291	632	4,6	21,1	45,9

Die Streuung der Zertifikatspreise reicht von 36 S (2,6 €) je Tonne CO₂ bis zu 63 S (4,6 €) je Tonne CO₂ zu Beginn der Simulationsperiode. Eine höhere Varianz ergibt sich beim vorgegebenen Cap von –13% am Ende der Periode: der höchste Zertifikatspreis wird in Szenario 6 "Emission Trading mit Elektrizitätssteuer" (632 S (45,9 €) je Tonne CO₂) gefolgt von Szenario 4 "CO₂-Leakage" (594 S (43,2 €) je Tonne CO₂) erreicht. Deutlich darunter liegt der Zertifikatspreis in Szenario 1 "Grandfathering plus Ökostrom" mit 369 S (26,8 €) je Tonne CO₂. Obwohl hier nur ein nationales Trading simuliert wird, liegen die Preise in der Bandbreite der Ergebnisse von Studien für

ein internationales bzw. EU-weites Trading System. Die Studie von Capros *et al.* (2002) untersucht die Sensitivität des Zertifikatspreises in Bezug auf den Umfang eines Emission Trading Systems in der Dimension von teilnehmenden Ländern und teilnehmenden Sektoren. In einem Emission Trading System für die energieintensiven Industriesektoren und den Elektrizitätssektor (was von allen in Capros *et al.* (2002) untersuchten Szenarien in dieser Studie am nächsten kommt) ergeben sich je nach Umfang der teilnehmenden EU-Länder Zertifikatspreise zwischen 32,6 und 56 € (Preise 1999) pro Tonne CO₂, wobei das Ergebnis besonders sensitiv auf die Teilnahme Deutschlands reagiert. In einer Untersuchung von Böhringer (2000) ergibt ein System einer heimischen CO₂-Steuer zur nationalen Zielerreichung in Österreich einen CO₂ Preis von 41 € (Preise 1995) pro Tonne CO₂.

Ein grobes Bild der Energieverbrauchsreaktionen in den einzelnen Simulationsszenarien erhält man in Übersicht 6.6. In allen Szenarien mit Ausnahme von Szenario 6 sind die Energieverbrauchsreaktionen im Elektrizitätssektor deutlich höher als in der Sachgütererzeugung. Das ist einmal darauf zurückzuführen, dass die Sektoren der Sachgütererzeugung zwischen fossiler Energie und Elektrizität substituieren können und der Einsatz der Energieträger Fernwärme und biogene Energie – der in der Sachgütererzeugung höheres Gewicht hat als bei den EVUs – nicht reagiert.

Übersicht 6.6: Effekte auf den Energieverbrauch (insgesamt) in den Simulationsszenarien

		2002	2006	2010
		Abweichung zur Basislösung in %		
Szenario 1: Grandfathering plus Ökostrom	Sachgütererzeugung insgesamt	-0,2	-1,7	-4,0
	Elektrizitätsversorgung	-3,0	-12,9	-20,2
Szenario 2: Sensitivitätsanalyse zu Szenario 1	Sachgütererzeugung insgesamt	-0,2	-2,3	-5,2
	Elektrizitätsversorgung	-2,7	-11,0	-16,5
Szenario 3: Auktion mit Einnahmenrecycling	Sachgütererzeugung insgesamt	-0,2	-1,7	-4,0
	Elektrizitätsversorgung	-3,0	-12,9	-20,2
Szenario 4: CO ₂ -Leakage	Sachgütererzeugung insgesamt	-0,3	-2,7	-6,0
	Elektrizitätsversorgung	-2,4	-10,1	-14,7
Szenario 5: Kraft-Wärme-Kopplung	Sachgütererzeugung insgesamt	-0,2	-2,2	-4,6
	Elektrizitätsversorgung	-3,4	-14,1	-21,1
Szenario 6: Emission Trading mit Elektrizitätssteuer	Sachgütererzeugung insgesamt	-0,4	-3,6	-8,0
	Elektrizitätsversorgung	-0,1	-4,1	-7,1

Der Einsatz fossiler Energie geht in der Sachgütererzeugung stärker zurück als der gesamte Energieverbrauch, bei den EVUs sind beide Effekte beinahe ident. Außerdem reduzieren die EVUS in allen Szenarien, in denen die Elektrizitätserzeugung im Trading System eingebunden ist, bei gegebenem Gleichgewichtszertifikatspreis mehr Emissionen, als sie durch ihr Cap vorgegeben haben.

Durch die Liberalisierung des europäischen Elektrizitätsmarktes und die sich aus dem Emission Trading ergebenden Preisunterschiede zwischen heimischem und Importstrom, kommt es zu Substitutionseffekten. Diese Preisunterschiede (Übersicht 6.7) manifestieren sich in einer Abweichung von 2 bis 5% (im Strompreis für die Sachgütererzeugung) zwischen den Szenarien mit Emission Trading und dem Basisszenario eines liberalisierten Marktes. Am stärksten reagiert der Strompreis in Szenario 4 (CO₂-Leakage), begründet durch die höchsten Zertifikatspreise in diesem Szenario. Obwohl die Netto-Importquote in diesem Szenario auf fast 7% ansteigt, wird der preiserhöhende Effekt der höheren Zertifikatspreise nicht kompensiert. Die Strompreiseffekte schlagen sich nicht nur in der Sachgütererzeugung nieder, sondern wirken auch im Haushaltsbereich. Für die makroökonomischen Ergebnisse bedeutet das einen Rückgang im realen privaten Konsum.

Übersicht 6.7: Preiseffekte auf Elektrizität in den Simulationsszenarien

	2002	2006	2010
	Abweichung von der Basislösung in %		
Sachgütererzeugung			
Szenario 1: Grandfathering plus Ökostrom	0,34	1,49	2,02
Szenario 2: Sensitivitätsanalyse zu Szenario 1	0,55	2,56	3,93
Szenario 4: CO ₂ -Leakage	0,79	3,33	4,98
Szenario 5: Kraft-Wärme-Kopplung	0,51	1,94	2,40
Haushalte			
Szenario 1: Grandfathering plus Ökostrom	0,25	1,07	1,45
Szenario 2: Sensitivitätsanalyse zu Szenario 1	0,35	1,55	2,25
Szenario 4: CO ₂ -Leakage	0,57	2,39	3,57
Szenario 5: Kraft-Wärme-Kopplung	0,37	1,40	1,72

Die erwähnten Preiseffekte bewirken eine Veränderung der Netto-Importquoten für Elektrizität im Vergleich zum Basisszenario (siehe Übersicht 6.8). Die Bandbreite dieser Effekte vergrößert sich im

Laufe des Simulationszeitraumes und beträgt im Jahr 2002 maximal 0,7 Prozentpunkte (3,0 vs. 3,7% Netto-Importquote) und 2010 maximal 4,9 Prozentpunkte (2,0 vs. 6,9% Netto-Importquote).

Übersicht 6.8: Netto-Importquote von Elektrizität in den Simulationsszenarien

	2002	2006 in %	2010
Basisszenario	3,0	2,4	2,0
Szenario 1: Grandfathering plus Ökostrom	3,4	4,4	5,3
Szenario 2: Sensitivitätsanalyse zu Szenario 1	3,4	4,0	4,6
Szenario 3: Auktion mit Einnahmenrecycling	3,4	4,4	5,3
Szenario 4: CO ₂ -Leakage	3,7	5,4	6,9
Szenario 5: Kraft-Wärme-Kopplung	3,6	4,8	5,8
Szenario 6: Emission Trading mit Elektrizitätssteuer	3,0	2,4	2,0

Szenario 1: Grandfathering plus Ökostrom

Die grundsätzlichen Annahmen für dieses Szenario sind in Abschnitt 6.3 beschrieben. Der zwischen 2002 und 2010 von 36 S (2,6 €) je Tonne CO₂ auf ca. 370 S (26,8 €) je Tonne CO₂ steigende Zertifikatspreis bewirkt bedeutende Veränderungen im Energieverbrauch nach Energieträgern in der Sachgüter- und Elektrizitätserzeugung (Übersicht 6.9). Bis 2010 weist Gas mit 9,2% den stärksten Rückgang in der Sachgütererzeugung auf, am geringsten gehen die Ölprodukte (-6,3%) zurück. Der fossile Energieverbrauch insgesamt sinkt in der Sachgütererzeugung um 8,8%. Dieser Rückgang setzt sich aus einem Substitutionseffekt zu elektrischem Strom und einem tatsächlichen Verbrauchsrückgang (-4%) zusammen. Der Verbrauch von elektrischer Energie steigt in der Sachgütererzeugung um 5,3%. Dadurch verlagert die Sachgütererzeugung einen Teil ihrer Reduktionsverpflichtung an die EVUs. In der Elektrizitätsversorgung fallen die Verbrauchsreduktionen wesentlich höher aus als in der Sachgütererzeugung (Übersicht 6.10), da die EVUs

ihre Emissionen bei gegebenem Zertifikatspreis stärker reduzieren als ihrem Cap entspricht. Insgesamt geht der Energieverbrauch der kalorischen Stromerzeugung bis 2010 um 20,2% zurück.

Übersicht 6.9: Szenario 1: Veränderung des Energieverbrauches nach Energieträgern

	2002	2006	2010
	Abweichung zur Basislösung in %		
Sachgüterproduktion			
Kohle	-1,0	-5,2	-8,9
Ölprodukte	-0,7	-3,7	-6,3
Gas	-0,1	-3,2	-9,2
Fossile Energie insgesamt	-0,4	-3,7	-8,8
Elektrizität	0,4	2,2	5,3
Insgesamt	-0,2	-1,7	-4,0
Elektrizitätsversorgung			
Steinkohle	-3,9	-16,6	-28,0
Braunkohle	-3,7	-	-
Heizöl	-1,5	0,0	-11,6
Gas	-2,7	-11,9	-19,1
Insgesamt	-3,0	-12,9	-20,2

Der zu Beginn der Simulationsperiode geringe Rückgang der Emissionen der Sachgütererzeugung von 0,5% steigt bis 2010 auf 8,1%. Stark überdurchschnittliche Reduktionen der Emissionen zeigen sich in den Sektoren Chemie (-22,1%), Maschinen, Elektro, Fahrzeuge (-20,1%) und Stein- und Glaswaren (-13,1%). Unterdurchschnittlich reduzieren Textilien, Bekleidung, Schuhe (-2,2%), Eisen und Nicht-Eisen Metalle (-3,3%) und die sonstige Sachgütererzeugung (-0,1%) ihre Emissionen. Die jeweiligen sektorspezifischen Reduktionen sind Ausdruck unterschiedlicher Flexibilität im Produktionsprozess und unterschiedlicher Reaktionen auf veränderte Preisverhältnisse. In der Elektrizitätserzeugung sinken die CO₂-Emissionen um knapp 21%. Neben Veränderungen im Energieträgereinsatz für die kalorische Stromerzeugung wirken zusätzlich der exogen vorgegebene Anstieg der Ökostromerzeugung (bis 2010 um 2.250 GWh mehr) sowie ein durch den Preiseffekt bei Strom hervorgerufener Anstieg der Importe. Beides verdrängt die heimische kalorische Stromerzeugung. Die Netto-Importquote für Elektrizität steigt von 3,4% im Jahr 2002 auf 5,3% im Jahr 2010 an und liegt damit um 3,3 Prozentpunkte über jener des Basisszenarios. Dadurch kommt es auch in diesem Szenario zu einer geringfügigen Verlagerung der Emissionen ins Ausland ("Carbon Leakage").

Übersicht 6.10: Szenario 1: Veränderung der CO₂-Emissionen

	2002	2006	2010	2002	2006	2010
	Abweichung zur Basislösung in 1.000 t			Abweichung zur Basislösung in %		
Eisen- und Nicht-Eisen-Metalle	-30,5	-138,2	-234,5	-0,4	-1,9	-3,3
Chemie	-12,0	-103,2	-214,1	-1,5	-11,1	-22,1
Stein- und Glaswaren	-11,7	-100,8	-223,6	-0,7	-5,8	-13,1
Nahrungs- und Genussmittel	-1,4	-23,4	-73,1	-0,2	-3,1	-9,8
Textilien, Bekleidung, Schuhe	-0,3	-2,4	-3,7	-0,1	-1,2	-2,2
Papier und Pappe, Druckerei	-8,7	-78,8	-177,3	-0,6	-4,8	-10,7
Maschinen, Elektro, Fahrzeuge	-3,7	-58,7	-187,2	-0,4	-6,7	-20,1
Sonstige Sachgüterproduktion	0,0	-0,2	-0,2	0,0	0,0	-0,1
Sachgüterproduktion insgesamt	-68,4	-505,6	-1.113,7	-0,5	-3,7	-8,1
Elektrizitätsversorgung	-265,7	-1.198,8	-1.827,5	-3,1	-13,4	-20,9
Insgesamt	-334,1	-1.704,4	-2.941,3	-1,5	-7,5	-13,1

Bei gegebenem Zertifikatspreis ergeben sich im Vergleich zwischen sektoralen Caps und tatsächlicher Entwicklung der Emissionen Sektoren, die Zertifikate zukaufen müssen und solche, die verkaufen können. Die Emissionsveränderungen können in Kosten umgerechnet werden. Dabei sind folgende Kostenkomponenten zu berücksichtigen: (i) Vermeidungskosten der Emissionen (entspricht der Differenz in den Energiekosten zu Marktpreisen, d.h. ohne implizitem Permit-Preis), (ii) Marktwert der Zertifikate (=negative Kosten) und (iii) Erlöse bzw. Kosten aus dem Verkauf bzw. Kauf von Zertifikaten. Negative Kosten in Übersicht 6.11 bedeuten, dass ein Sektor mehr reduziert, als sein Cap vorsieht und daher Zertifikate verkaufen kann. Das umgekehrte gilt für positive Werte. Innerhalb der Sachgütererzeugung weist der Sektor Eisen und Nicht-Eisen Metalle die höchste Kostenbelastung (493 Mio. S (35,8 Mio. €) in 2010) auf. An den Nettokosten der Sachgütererzeugung (789 Mio. S (57 Mio. €) in 2010) entspricht das einem Anteil von 62%. Relativ hoch mit zusätzlichen Kosten belastet ist auch die Papier- und Pappelerzeugung. Profitieren von einem Trading System würden die Sektoren Stein- und Glaswaren, chemische Erzeugnisse, die Textilindustrie und die sonstige Sachgütererzeugung¹²⁶.

Die Sachgütererzeugung insgesamt ist im Jahr 2010 mit 789 Mio. S (57 Mio. €) zusätzlichen Kosten belastet. Die Elektrizitätsversorgung wird umgekehrt im Jahr 2010 mit rund 2 Mrd. S (149 Mio. €) entlastet, da die höhere Ökostromerzeugung durch direkte Förderungen im hier betrachteten Modellzusammenhang eine "kostenlose" Emissionsreduktion ermöglicht und ein Teil

¹²⁶ Der Sektor "Sonstige Sachgütererzeugung" besteht aus den ÖNACE-Zweistellern 33 Medizin-, Mess-, Steuer- und Regelungstechnik, Optik, sowie 36 Herstellung von Möbeln, Schmuck, etc.

der heimischen Erzeugung durch Importe verdrängt wird ("Carbon Leakage"). Beides zusammen wirkt als Entlastung bei den Vermeidungskosten und zusätzlich werden noch die gratis zugeteilten Zertifikate entsprechend ihrem Marktwert als "negative" Kosten wirksam.

Die hier errechneten Ergebnisse für die Elektrizitätserzeugung können nun mit anderen Politikoptionen für diesen Sektor verglichen werden, wie sie z.B. in der Klimastrategie Österreichs (Fassung vom 13. März 2001) enthalten sind und im "Kyoto"-Szenario der WIFO-Energieszenarien evaluiert wurden (Kratena – Schleicher, 2001). Dort wurden als Maßnahmen zur Emissionsreduktion in Ansatz gebracht: Co-Generation aus Biomasse, Biomasse in kalorischen Anlagen, Cogeneration in Neuanlagen und Wasserkraft-Upgrading. Die Evaluierung dieser Maßnahmen mit DAEDALUS ergab einen CO₂-Reduktionseffekt von ca. 0,96 Mio. t, in etwa die Hälfte der sich hier ergebenden Emissionsreduktion (Übersicht 6.10). Bezüglich der Kosten kann kein sinnvoller Vergleich mit Kratena – Schleicher (2001) durchgeführt werden, da die hier (Übersicht 6.11) angeführten Kostenentlastungen für die Elektrizitätserzeugung auch auf die Emissionsreduktion aufgrund des zusätzlichen Ökostroms zurückzuführen sind und daher nicht nur die Kosten des Trading Systems enthalten.

Übersicht 6.11: Szenario 1: Sektorale Kosten des Emission Trading

	2002	2006	2010	2002	2006	2010
	Abweichung von der Basislösung in Mio. S			Abweichung von der Basislösung in Mio. €		
Eisen- und Nicht-Eisen-Metalle	27	143	493	2,0	10,4	35,8
Chemie	-5	-76	-197	-0,4	-5,5	-14,3
Stein- und Glaswaren	3	-53	-198	0,2	-3,8	-14,4
Nahrungs- und Genussmittel	15	176	492	1,1	12,8	35,7
Textilien, Bekleidung, Schuhe	0	-22	-57	0,0	-1,6	-4,1
Papier und Pappe, Druckerei	8	61	131	0,6	4,4	9,5
Maschinen, Elektro, Fahrzeuge	17	94	157	1,2	6,8	11,4
Sonstige Sachgüterproduktion	9	14	-31	0,6	1,0	-2,3
Sachgüterproduktion insgesamt	74	337	789	5,3	24,5	57,4
Elektrizitätsversorgung	-201	-1.046	-2.056	-14,6	-76,0	-149,4
Insgesamt	-128	-708	-1.266	-9,3	-51,5	-92,0

Die oben beschriebenen Ergebnisse aus DAEDALUS III wurden in das disaggregierte Makromodell MULTIMAC IV eingesetzt. Die höhere Kostenbelastung der Sektoren wurde als impliziter "cost push" implementiert und stellt den zentralen Eingriff dar. Der sich aus DAEDALUS ergebende geringere Energieeinsatz und die geringere inländische Energieproduktion führen ebenfalls zu exogenen Eingriffen im Makromodell. Bei der Elektrizitätserzeugung wirkt zudem der exogene Eingriff im Erzeugungsmix zugunsten erneuerbarer Energieträger auf die Kosten des Sektors. Da die Exporte in

MULTIMAC IV exogen bestimmt werden, müssen auch hier Anpassungen vorgenommen werden. Hierbei wird bei allen Gütern eine Preiselastizität von -1 unterstellt¹²⁷.

Makroökonomisch wirkt ein Emission Trading System mit Grandfathering und einem höheren Anteil erneuerbarer Energieträger in der Elektrizitätserzeugung leicht negativ. Die Kostenbe- und -entlastungen der Sektoren führen zu Veränderungen in den sektoralen Outputpreisen (Übersicht 6.12) mit einem gesamten Anstieg der Preise, wobei aus Wettbewerbsgründen die zusätzlichen Kosten nur teilweise überwältigt werden können. Im Sektor Eisen und Nicht-Eisen Metalle ändert sich der Outputpreis nicht, da dieser gänzlich durch den Weltmarktpreis determiniert wird. Dieser Sektor muss daher die Kostenbelastung voll tragen.

Von diesen Preiseffekten gehen negative Nachfrageeffekte im Konsum und Export aus, einerseits durch eine Verringerung der realen Kaufkraft der Haushalte und des Auslands (Exportpreissteigerung) und andererseits durch Substitutionseffekte zwischen Gütern aufgrund der Veränderung der relativen Preise. Zusätzlich kommt es noch durch die Erhöhung des Strompreises (siehe Übersicht 6.7) zu höheren Vorleistungskosten für Unternehmen und einem Rückgang des realen verfügbaren Einkommens der Haushalte. In MULTIMAC führt ein höherer impliziter Preis für Vorleistungen (z.B. Energie) zur Substitution von relativ teurer gewordenen Vorleistungen durch relativ billiger gewordene Arbeitskraft. Die Substitution von Vorleistungen betrifft hier vor allem Energie, was durch die Ankopplung von DAEDALUS an MULTIMAC gewährleistet wird.

Übersicht 6.12: Szenario 1: Sektorale Outputpreiseffekte des Emission Trading

	2002	2006	2010
	Abweichung von der Basislösung in %		
Eisen und Nicht-Eisen Metalle	0,00	0,00	0,00
Stein- und Glaswaren, Bergbau	0,01	-0,05	-0,20
Chemie	-0,01	-0,09	-0,21
Metallerzeugnisse	0,00	0,01	0,00
Maschinenbau	0,01	0,00	-0,01
Büromaschinen	0,01	0,01	-0,01
Elektrotechnische Einrichtungen	0,01	0,01	0,00
Fahrzeugbau	0,01	0,01	0,01
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	0,01	0,10	0,29
Textilien, Bekleidung, Schuhe	0,00	-0,04	-0,15
Holzverarbeitung	0,01	0,01	-0,03
Papier und Pappe	0,02	0,09	0,15
Gummi- und Kunststoffwaren	0,01	0,01	-0,03

¹²⁷ Dieser Modellteil mit den Exporten wird simultan mit dem Gesamtmodell gelöst, sodass die Preiseffekte "ex post" des Makromodells mit den Exportreaktionen konsistent sind.

Das Gesamtbild (Übersicht 6.13) ist geprägt von leichten Rückgängen des privaten Konsums und der Investitionen. Der Rückgang der Exporte fällt nicht ins Gewicht. Im Jahr 2010 ist die Beschäftigung um ca. 7.000 Personen geringer als im Basisszenario. Der Konsumentenpreis steigt nicht zuletzt aufgrund des höheren Strompreises und trägt damit zum Rückgang des realen privaten Konsums bei.

Übersicht 6.13: Szenario 1: Makroökonomische Effekte des Emission Trading

	2002	2006	2010
	Abweichung von der Basislösung in %		
Privater Konsum	-0,03	-0,22	-0,43
Bruttoanlageinvestitionen	-0,01	-0,08	-0,11
Exporte	-0,01	-0,02	-0,05
Endnachfrage	-0,01	-0,11	-0,20
Importe	-0,01	-0,08	-0,13
BIP, real, Preise 1995	-0,02	-0,14	-0,22
	Abweichung von der Basislösung in %-punkten		
Arbeitslosenrate	0,02	0,11	0,18
	Abweichung von der Basislösung in Personen		
Beschäftigung	-589	-4.029	-7.014

Sektoral sind keine einheitlichen Output- und Beschäftigungseffekte auszumachen (siehe Übersicht 6.14 und 6.15). Generell sind die sektoralen Effekte eine Mischung aus der Verschiebung der Endnachfrage (Konsum, Exporte, Investitionen) und den Wirkungen auf die Vorleistungsnachfrage. Am stärksten betroffen sind energieintensive Sektoren sowie Sektoren, die hauptsächlich an den privaten Konsum liefern. Die Produktion und Beschäftigung in der Energieerzeugung gehen stark zurück. Insgesamt sind wie bei den makroökonomischen Effekten die sektoralen Auswirkungen eher gering.

Übersicht 6.14: Szenario 1: Sektorale Outputeffekte (real, zu Preisen 1995) des Emission Trading

	2002	2006	2010
	Abweichung von der Basislösung in %		
Land- und Forstwirtschaft	-0,01	-0,09	-0,17
Kohlebergbau	-0,46	-1,47	-2,34
Erdöl- und Erdgasbergbau	-0,10	-0,30	-0,58
Erdölverarbeitung	-0,09	-0,30	-0,55
Elektrizitäts- und Wärmeversorgung	-0,25	-1,10	-1,37
Wasserversorgung	-0,01	-0,08	-0,15
Eisen und Nicht-Eisen Metalle	-0,02	-0,11	-0,33
Stein- und Glaswaren, Bergbau	-0,01	0,00	0,09
Chemie	0,04	0,27	0,52
Metallerzeugnisse	-0,01	-0,03	-0,03
Maschinenbau	-0,02	-0,12	-0,18
Büromaschinen	-0,05	-0,27	-0,40
Elektrotechnische Einrichtungen	0,00	-0,02	-0,02
Fahrzeugbau	0,00	-0,03	-0,04
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	-0,01	-0,11	-0,25
Textilien, Bekleidung, Schuhe	-0,01	0,06	0,24
Holzverarbeitung	-0,02	-0,07	-0,09
Papier und Pappe	-0,02	-0,11	-0,20
Verlagswesen, Druckerei	-0,03	-0,21	-0,37
Gummi- und Kunststoffwaren	0,01	0,09	0,20
Recycling	0,00	0,00	0,00
Sonstige Sachgüterproduktion	-0,01	-0,06	-0,10
Bauwesen	-0,01	-0,08	-0,12
Handel und Lagerung	-0,02	-0,15	-0,26
Beherbergungs- und Gaststättenwesen	-0,05	-0,40	-0,79
Straßen-, Bahn- und Busverkehr	-0,01	-0,03	-0,05
Schifffahrt, Luftverkehr	-0,01	-0,07	-0,10
Sonstiger Verkehr	-0,01	-0,05	-0,07
Nachrichtenübermittlung	-0,05	-0,41	-0,76
Geld- und Kreditwesen, Versicherungen	-0,03	-0,16	-0,27
Realitätenwesen	-0,01	-0,05	-0,09
Datenverarbeitung, Datenbanken	-0,02	-0,12	-0,19
F&E, unternehmensbezogene DL	-0,03	-0,22	-0,35
Sonstige marktmäßige Dienste	-0,03	-0,27	-0,51
Nicht-marktmäßige Dienste	-0,01	-0,08	-0,16
Insgesamt	-0,02	-0,14	-0,22

Übersicht 6.15: Szenario 1: Sektorale Beschäftigungseffekte des Emission Trading

	2002	2006	2010
	Abweichung von der Basislösung in %		
Land- und Forstwirtschaft	-0,02	-0,13	-0,23
Kohlebergbau	-0,49	-1,61	-1,86
Erdöl- und Erdgasbergbau	-0,10	-0,30	-0,58
Erdölverarbeitung	-0,09	-0,30	-0,55
Elektrizitäts- und Wärmeversorgung	-0,25	-1,10	-1,35
Wasserversorgung	-0,01	-0,08	-0,14
Eisen und Nicht-Eisen Metalle	0,02	0,12	0,61
Stein- und Glaswaren, Bergbau	-0,01	-0,07	-0,09
Chemie	0,04	0,25	0,48
Metallerzeugnisse	0,00	0,00	0,02
Maschinenbau	-0,02	-0,08	-0,09
Büromaschinen	-0,06	-0,06	0,28
Elektrotechnische Einrichtungen	-0,01	0,01	0,06
Fahrzeugbau	-0,01	0,03	0,13
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	-0,01	-0,11	-0,24
Textilien, Bekleidung, Schuhe	-0,02	-0,02	0,17
Holzverarbeitung	-0,02	-0,07	-0,08
Papier und Pappe	-0,02	-0,08	-0,11
Verlagswesen, Druckerei	-0,04	-0,28	-0,49
Gummi- und Kunststoffwaren	0,01	0,09	0,20
Recycling	0,00	-0,02	-0,02
Sonstige Sachgüterproduktion	-0,01	-0,03	-0,04
Bauwesen	-0,01	-0,08	-0,10
Handel und Lagerung	-0,02	-0,14	-0,21
Beherbergungs- und Gaststättenwesen	-0,05	-0,40	-0,80
Straßen-, Bahn- und Busverkehr	-0,01	-0,03	-0,04
Schifffahrt, Luftverkehr	-0,01	-0,06	-0,08
Sonstiger Verkehr	-0,01	-0,05	-0,03
Nachrichtenübermittlung	0,00	-0,03	-0,05
Geld- und Kreditwesen, Versicherungen	-0,03	-0,15	-0,22
Realitätenwesen	-0,02	-0,12	-0,25
Datenverarbeitung, Datenbanken	-0,02	-0,07	-0,07
F&E, unternehmensbezogene DL	-0,03	-0,21	-0,34
Sonstige marktmäßige Dienste	0,01	-0,13	-0,30
Nicht-marktmäßige Dienste	-0,01	-0,07	-0,15
Insgesamt	-0,02	-0,12	-0,21

Szenario 2: Sensitivitätsanalyse zu Szenario 1

Um die Bedeutung der Preisrelation von Inlandsstrom zu Importstrom für die Ergebnisse zu testen, wurde eine Sensitivitätsanalyse zu Szenario 1 durchgeführt. Die dahinter liegende Annahme ist, dass internationale Klimapolitik mit entsprechenden Wirkungen auf den österreichischen Importstrompreis umgesetzt wird. Durch die beiderseitige Erhöhung des Strompreises (Inland und Ausland) steigt die Importquote im Vergleich zu Szenario 1 weniger stark an. Im Jahr 2010 beträgt die Netto-Importquote in diesem Szenario 4,6% gegenüber 5,3% in Szenario 1.

Das bewirkt im Bereich der Elektrizitätserzeugung trotz höherem Zertifikatspreis (rund 500 S (36 €) je Tonne CO₂ in 2010) eine geringere Reduktion der Emissionen um nur 16,5% (statt 20% in Szenario 1). Bereits geringe Veränderungen in der Netto-Importquote bewirken somit signifikante Änderungen in den Resultaten. Eine weitere Ursache für die geringere Emissionsreduktion der Elektrizitätserzeugung besteht in einem höheren Substitutionseffekt von fossiler (-11,3%) zu elektrischer Energie (+6,6%) in der Sachgütererzeugung (Übersicht 6.16), der durch den höheren Zertifikatspreis hervorgerufen wird.

Übersicht 6.16: Szenario 2: Veränderung des Energieverbrauches nach Energieträgern

	2002	2006	2010
	Abweichung zur Basislösung in %		
Sachgüterproduktion			
Kohle	-1,4	-6,6	-10,9
Ölprodukte	-0,9	-4,8	-7,9
Gas	-0,2	-4,3	-12,1
Fossile Energie insgesamt	-0,6	-4,9	-11,3
Elektrizität	0,5	2,9	6,6
Insgesamt	-0,2	-2,3	-5,2
Elektrizitätsversorgung			
Steinkohle	-3,9	-15,7	-26,0
Braunkohle	-3,7	-	-
Heizöl	-0,5	6,9	-5,3
Gas	-2,3	-9,9	-15,3
Insgesamt	-2,7	-11,0	-16,5

Der Rückgang der Emissionen (Übersicht 6.17) der Sachgütererzeugung beträgt in diesem Szenario im Jahr 2002 0,7% und im Jahr 2010 10,4%. Stark überdurchschnittliche Reduktionen der

Emissionen zeigen wiederum die Sektoren Chemie, Maschinen, Elektro, Fahrzeuge und Stein- und Glaswaren. Stark unterdurchschnittlich reduzieren wiederum Textilien, Bekleidung, Schuhe, Eisen und Nicht-Eisen Metalle und die sonstige Sachgütererzeugung ihre Emissionen. In der Elektrizitätserzeugung sinken die CO₂-Emissionen um rund 17%.

Übersicht 6.17: Szenario 2: Veränderung der CO₂-Emissionen

	2002	2006	2010	2002	2006	2010
	Abweichung zur Basislösung in 1.000 t			Abweichung zur Basislösung in %		
Eisen- und Nicht-Eisen-Metalle	-40,9	-179,6	-297,1	-0,6	-2,5	-4,1
Chemie	-16,2	-134,2	-268,8	-2,0	-14,4	-27,8
Stein- und Glaswaren	-15,7	-131,9	-285,9	-0,9	-7,6	-16,7
Nahrungs- und Genussmittel	-1,9	-30,8	-92,7	-0,3	-4,1	-12,4
Textilien, Bekleidung, Schuhe	-0,4	-3,2	-5,0	-0,2	-1,6	-3,0
Papier und Pappe, Druckerei	-11,9	-105,5	-233,9	-0,8	-6,4	-14,1
Maschinen, Elektro, Fahrzeuge	-5,0	-78,0	-239,8	-0,6	-9,0	-25,8
Sonstige Sachgüterproduktion	-0,1	-0,2	-0,2	0,0	0,0	-0,1
Sachgüterproduktion insgesamt	-92,0	-663,5	-1.423,3	-0,7	-4,8	-10,4
Elektrizitätsversorgung	-241,7	-1.041,6	-1.517,8	-2,8	-11,6	-17,4

Szenario 3: Auktion mit Einnahmenrecycling

Im Folgenden wird für Szenario 3 ausschließlich auf die makroökonomischen Ergebnisse eingegangen, da die Implementierung im Energiemodell identisch mit Szenario 1 ist. Erst durch den unterschiedlichen Allokationsmechanismus der Zertifikate ergeben sich gesamtwirtschaftlich andere Effekte.

Makroökonomisch bewirkt ein Emission Trading System mit Auktion der Zertifikate kaum Veränderungen. Die Kostenbe- und -entlastungen (Übersicht 6.18) ergeben sich wie bei Szenario 1 aus den Vermeidungskosten der Emissionen und den Erlösen bzw. Kosten aus dem Verkauf bzw. Kauf von Zertifikaten. Der Marktwert der Permits kann nicht von den Kosten subtrahiert werden, da ja alle Permits gekauft werden müssen. Zusätzlich ist noch das Einnahmenrecycling durch Senkung der lohnabhängigen Abgaben zu berücksichtigen, dadurch sinkt der Reallohn für den Arbeitgeber in den am Emission Trading teilnehmenden Sektoren. Wiederum können die Kostenbe- und -entlastungen nur teilweise auf die Outputpreise überwältzt werden und auch von den Preiseffekten gehen negative Nachfrageeffekte auf Konsum und Export aus (Übersicht 6.20). Außerdem kommt

es ebenfalls wieder zu einer Substitution von relativ teurer gewordenen Vorleistungen durch Arbeitskraft. Der Preis für Arbeit sinkt in diesem Szenario durch das Einnahmenrecycling noch zusätzlich.

Übersicht 6.18: Szenario 3: Sektorale Kosten des Emission Trading

	2002	2006	2010	2002	2006	2010
	Abweichung von der Basislösung in Mio. S			Abweichung von der Basislösung in Mio. €		
Eisen- und Nicht-Eisen-Metalle	289	1.480	2.889	21,0	107,5	210,0
Chemie	23	70	65	1,7	5,1	4,7
Stein- und Glaswaren	66	269	380	4,8	19,6	27,6
Nahrungs- und Genussmittel	41	308	729	3,0	22,4	53,0
Textilien, Bekleidung, Schuhe	9	26	28	0,7	1,9	2,0
Papier und Pappe, Druckerei	59	321	596	4,3	23,3	43,3
Maschinen, Elektro, Fahrzeuge	46	241	420	3,3	17,5	30,5
Sonstige Sachgüterproduktion	26	104	130	1,9	7,6	9,4
Sachgüterproduktion insgesamt	559	2.819	5.237	40,6	204,8	380,6
Elektrizitätsversorgung	97	483	684	7,1	35,1	49,7
Insgesamt	656	3.301	5.922	47,7	239,9	430,3

Übersicht 6.19: Szenario 3: Sektorale Outputpreiseffekte des Emission Trading

	2002	2006	2010
	Abweichung von der Basislösung in %		
Eisen und Nicht-Eisen Metalle	0,00	0,00	0,00
Stein- und Glaswaren, Bergbau	0,07	0,03	-0,13
Chemie	0,00	-0,19	-0,36
Metallerzeugnisse	-0,03	-0,32	-0,51
Maschinenbau	-0,03	-0,28	-0,45
Büromaschinen	-0,02	-0,20	-0,32
Elektrotechnische Einrichtungen	-0,02	-0,22	-0,29
Fahrzeugbau	-0,01	-0,14	-0,21
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	0,00	0,00	0,06
Textilien, Bekleidung, Schuhe	-0,01	-0,23	-0,41
Holzverarbeitung	0,00	-0,17	-0,34
Papier und Pappe	0,08	0,30	0,51
Gummi- und Kunststoffwaren	-0,02	-0,25	-0,45

Übersicht 6.20: Szenario 3: Makroökonomische Effekte des Emission Trading

	2002	2006	2010
	Abweichung von der Basislösung in %		
Privater Konsum	-0,02	-0,17	-0,31
Bruttoanlageinvestitionen	-0,01	-0,08	-0,10
Exporte	-0,02	-0,01	-0,02
Endnachfrage	-0,02	-0,09	-0,14
Importe	-0,03	-0,14	-0,19
BIP, real, Preise 1995	-0,02	-0,07	-0,08
	Abweichung von der Basislösung in %-punkten		
Arbeitslosenrate	0,00	0,00	0,00
	Abweichung von der Basislösung in Personen		
Beschäftigung	-304	-580	-669

Die sektoralen Outputpreiseffekte (Übersicht 6.19) sind nun in den meisten Sektoren negativ, da nur in den energieintensiven Sektoren die Kostenbelastung aus dem Emission Trading stärker wiegt als die Entlastung bei den Lohnnebenkosten. Im Sektor Eisen und Nicht-Eisen Metalle ändert sich der Outputpreis wiederum nicht, da dieser durch den Weltmarktpreis determiniert wird.

Für die Energieerzeugung wirkt dieses Szenario gleich wie Szenario 1, einige energieintensive Sektoren sind beim sektoralen Output stärker negativ betroffen als in Szenario 1. Zugleich sind die Dienstleistungssektoren aufgrund der geringeren Rückgänge im privaten Konsum relativ besser gestellt als in Szenario 1. Zahlreiche Sektoren der Sachgütererzeugung können ihren Output sogar erhöhen, da die Absenkung der Lohnnebenkosten zu einer Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit und zu einem Anstieg der Exporte führt (Übersicht 6.21).

Auf die Entlastung bei den Lohnnebenkosten reagieren die Sektoren mit einer höheren Beschäftigungsnachfrage (Übersicht 6.22). Der gesamte Beschäftigungseffekt bleibt jedoch fast Null, da lediglich die Sachgütersektoren, die auch im Emission Trading System eingebunden sind, bei den Lohnnebenkosten entlastet werden und nicht auch die (beschäftigungsintensiveren) Dienstleistungssektoren.

Übersicht 6.21: Szenario 3: Sektorale Outputeffekte (real, zu Preisen 1995) des Emission Trading

	2002	2006	2010
	Abweichung von der Basislösung in %		
Land- und Forstwirtschaft	-0,02	-0,08	-0,13
Kohlebergbau	-0,46	-1,47	-2,34
Erdöl- und Erdgasbergbau	-0,10	-0,30	-0,58
Erdölverarbeitung	-0,09	-0,30	-0,55
Elektrizitäts- und Wärmeversorgung	-0,25	-1,10	-1,37
Wasserversorgung	-0,02	-0,11	-0,18
Eisen und Nicht-Eisen Metalle	-0,21	-1,07	-1,95
Stein- und Glaswaren, Bergbau	-0,07	-0,15	-0,10
Chemie	0,05	0,32	0,52
Metallerzeugnisse	0,00	0,09	0,19
Maschinenbau	0,00	0,17	0,36
Büromaschinen	-0,03	0,04	0,18
Elektrotechnische Einrichtungen	0,01	0,10	0,15
Fahrzeugbau	0,00	0,06	0,11
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	-0,01	-0,07	-0,15
Textilien, Bekleidung, Schuhe	0,01	0,30	0,53
Holzverarbeitung	-0,01	0,04	0,17
Papier und Pappe	-0,10	-0,42	-0,74
Verlagswesen, Druckerei	-0,04	-0,23	-0,35
Gummi- und Kunststoffwaren	0,02	0,23	0,42
Recycling	0,00	0,00	0,00
Sonstige Sachgüterproduktion	-0,01	-0,06	-0,09
Bauwesen	-0,01	-0,08	-0,12
Handel und Lagerung	-0,03	-0,14	-0,22
Beherbergungs- und Gaststättenwesen	-0,05	-0,35	-0,66
Straßen-, Bahn- und Busverkehr	-0,01	-0,06	-0,10
Schifffahrt, Luftverkehr	-0,02	-0,10	-0,15
Sonstiger Verkehr	-0,01	-0,06	-0,09
Nachrichtenübermittlung	-0,06	-0,42	-0,71
Geld- und Kreditwesen, Versicherungen	-0,04	-0,22	-0,34
Realitätenwesen	-0,01	-0,07	-0,11
Datenverarbeitung, Datenbanken	-0,03	-0,15	-0,19
F&E, unternehmensbezogene DL	-0,07	-0,33	-0,48
Sonstige marktmäßige Dienste	-0,03	-0,23	-0,40
Nicht-marktmäßige Dienste	-0,01	-0,07	-0,13
Insgesamt	-0,03	-0,15	-0,22

Übersicht 6.22: Szenario 3: Sektorale Beschäftigungseffekte des Emission Trading

	2002	2006	2010
	Abweichung von der Basislösung in %		
Land- und Forstwirtschaft	-0,02	-0,11	-0,18
Kohlebergbau	-0,49	-1,66	-2,54
Erdöl- und Erdgasbergbau	-0,10	-0,30	-0,58
Erdölverarbeitung	-0,09	-0,30	-0,55
Elektrizitäts- und Wärmeversorgung	-0,25	-1,11	-1,40
Wasserversorgung	-0,02	-0,12	-0,19
Eisen und Nicht-Eisen Metalle	0,31	2,31	5,44
Stein- und Glaswaren, Bergbau	0,03	0,46	0,86
Chemie	0,07	0,54	0,92
Metallerzeugnisse	0,07	0,73	1,39
Maschinenbau	0,08	0,86	1,58
Büromaschinen	0,20	3,39	7,29
Elektrotechnische Einrichtungen	0,07	0,70	1,26
Fahrzeugbau	0,12	1,19	2,36
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	0,01	0,11	0,15
Textilien, Bekleidung, Schuhe	0,14	1,47	2,77
Holzverarbeitung	0,01	0,25	0,54
Papier und Pappe	-0,06	-0,01	0,18
Verlagswesen, Druckerei	-0,05	-0,24	-0,36
Gummi- und Kunststoffwaren	0,02	0,24	0,44
Recycling	0,00	-0,01	-0,01
Sonstige Sachgüterproduktion	-0,01	-0,11	-0,23
Bauwesen	-0,01	-0,09	-0,12
Handel und Lagerung	-0,03	-0,14	-0,20
Beherbergungs- und Gaststättenwesen	-0,05	-0,36	-0,66
Straßen-, Bahn- und Busverkehr	-0,01	-0,06	-0,09
Schifffahrt, Luftverkehr	-0,02	-0,11	-0,18
Sonstiger Verkehr	-0,02	-0,07	-0,10
Nachrichtenübermittlung	0,00	-0,03	-0,05
Geld- und Kreditwesen, Versicherungen	-0,05	-0,25	-0,41
Realitätenwesen	-0,02	-0,10	-0,15
Datenverarbeitung, Datenbanken	-0,04	-0,22	-0,36
F&E, unternehmensbezogene DL	-0,06	-0,32	-0,48
Sonstige marktmäßige Dienste	0,01	-0,07	-0,15
Nicht-marktmäßige Dienste	-0,01	-0,07	-0,13
Insgesamt	-0,01	-0,02	-0,02

Szenario 4: CO₂-Leakage

Dieses Szenario unterscheidet sich im Design von Szenario 1 dadurch, dass keine Steigerung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbarer Energie angenommen wurde. Es kommt somit auf allen Ebenen zu den höchstmöglichen Verlagerungseffekten von CO₂-Emissionen. Das betrifft die Substitution von fossiler durch elektrische Energie in der Sachgütererzeugung sowie die Substitution von heimischer Stromproduktion durch Stromimporte (volles CO₂-Leakage). Entsprechend erfährt die Netto-Importquote für Elektrizität in diesem Szenario die höchste Steigerung auf beinahe 7% im Jahr 2010. Auch der Zertifikatspreis ist in dieser Variante wesentlich höher und erreicht im Jahr 2010 beinahe 600 S (43 €) pro Tonne CO₂.

Die Veränderung des Energieverbrauchs nach Energieträgern in der Sachgütererzeugung (Übersicht 6.23) und Elektrizitätsversorgung weist ein ähnliches Bild auf wie in Szenario 2. Hier zeigt sich wiederum ein starker Substitutionseffekt in der Sachgütererzeugung zugunsten von Elektrizität. Daraus ergibt sich auch eine ähnliche Struktur der sektoralen Emissionsreduktionen (Übersicht 6.24).

Übersicht 6.23: Szenario 4: Veränderung des Energieverbrauches nach Energieträgern

	2002	2006	2010
	Abweichung zur Basislösung in %		
Sachgüterproduktion			
Kohle	-1,6	-7,3	-11,9
Ölprodukte	-1,1	-5,3	-8,6
Gas	-0,2	-5,0	-13,6
Fossile Energie insgesamt	-0,7	-5,5	-12,6
Elektrizität	0,5	2,8	6,6
Insgesamt	-0,3	-2,7	-6,0
Elektrizitätsversorgung			
Steinkohle	-3,9	-15,2	-25,1
Braunkohle	-3,6	-	-
Heizöl	0,2	10,3	-2,0
Gas	-2,1	-8,9	-13,3
Insgesamt	-2,4	-10,1	-14,7

Übersicht 6.24: Szenario 4: Veränderung der CO₂-Emissionen

	2002	2006	2010	2002	2006	2010
	Abweichung zur Basislösung in 1.000 t			Abweichung zur Basislösung in %		
Eisen- und Nicht-Eisen-Metalle	-42,8	-172,6	-282,8	-0,6	-2,4	-3,9
Chemie	-19,4	-146,8	-283,3	-2,4	-15,8	-29,3
Stein- und Glaswaren	-18,0	-142,0	-299,2	-1,0	-8,1	-17,5
Nahrungs- und Genussmittel	-1,9	-28,4	-84,7	-0,3	-3,8	-11,4
Textilien, Bekleidung, Schuhe	-0,5	-3,7	-5,7	-0,2	-1,9	-3,5
Papier und Pappe, Druckerei	-14,9	-119,4	-252,6	-1,0	-7,3	-15,2
Maschinen, Elektro, Fahrzeuge	-5,8	-82,8	-243,4	-0,7	-9,5	-26,1
Sonstige Sachgüterproduktion	-0,1	-0,2	-0,2	0,0	0,0	-0,1
Sachgüterproduktion insgesamt	-103,4	-695,9	-1.452,0	-0,8	-5,1	-10,6
Elektrizitätsversorgung	-229,2	-1.008,3	-1.489,8	-2,7	-11,3	-17,1

Szenario 5: Kraft-Wärme-Kopplung

In Szenario 5 wurde in Anlehnung an das dänische Emission Trading System eine Bevorzugung von KWK-Anlagen in das Modell implementiert. Dafür wurde auf Daten der E-Control GmbH zurückgegriffen¹²⁸. Diese zeigen den Anteil von KWK am gesamten Brennstoffeinsatz für die Sektoren der Sachgütererzeugung und die EVUs. Mit Hilfe dieser Daten wurde eine Aufteilung der gesamten CO₂-Emissionen in KWK-Emissionen und sonstige Emissionen vorgenommen. Diese Aufteilung ist der wesentliche Ansatzpunkt für die Implementierung einer Bevorzugung von KWK (KWK-Emissionen werden nur zu 50% gerechnet) in diesem Szenario.

Im Vergleich zu Szenario 1 ist der Zertifikatspreis höher, da im Nicht-KWK-Bereich das Reduktionserfordernis ansteigt. Dieser höhere Zertifikatspreis bewirkt einen vergleichsweise stärkeren Anstieg des Strompreises, der wiederum die Importnachfrage nach Elektrizität stimuliert. Dadurch reduzieren die EVUs ihre Erzeugung stärker, wodurch auch die Nachfrage nach fossilen Energieträgern in diesem Sektor stark sinkt (Übersicht 6.25). Gegeben den hohen Anteil an KWK-Anlagen in der Elektrizitätserzeugung erscheint dieses Ergebnis auf den ersten Blick überraschend und ist nicht zuletzt auf die Wechselwirkungen in einem liberalisierten Markt zurückzuführen. Diese Interdependenzen sind im Modell detailliert erfasst.

¹²⁸ Für die Übermittlung dieser Daten sei an dieser Stelle Herrn Franz Schörg gedankt.

In der sektoralen Veränderung der CO₂-Emissionen (Übersicht 6.26) wird die Bevorzugung von Sektoren mit hohem KWK-Anteil sichtbar. Insbesondere der Sektor Papier- und Pappeerzeugung wird relativ besser gestellt.

Übersicht 6.25: Szenario 5: Veränderung des Energieverbrauches nach Energieträgern

	2002	2006	2010
	Abweichung zur Basislösung in %		
Sachgüterproduktion			
Kohle	-1,3	-6,2	-9,8
Ölprodukte	-0,9	-4,5	-7,1
Gas	-0,2	-4,0	-10,9
Fossile Energie insgesamt	-0,6	-4,6	-10,2
Elektrizität	0,5	2,7	6,0
Insgesamt	-0,2	-2,2	-4,6
Elektrizitätsversorgung			
Steinkohle	-4,6	-18,4	-29,5
Braunkohle	-4,4	-	-
Heizöl	-1,4	1,2	-11,8
Gas	-3,0	-13,0	-20,0
Insgesamt	-3,4	-14,1	-21,1

Übersicht 6.26: Szenario 5: Veränderung der CO₂-Emissionen

	2002	2006	2010	2002	2006	2010
	Abweichung zur Basislösung in 1.000 t			Abweichung zur Basislösung in %		
Eisen- und Nicht-Eisen-Metalle	-36,6	-152,8	-241,6	-0,5	-2,3	-3,7
Chemie	-13,9	-109,4	-211,5	-1,9	-13,5	-25,1
Stein- und Glaswaren	-15,4	-123,9	-260,2	-0,9	-7,1	-15,2
Nahrungs- und Genussmittel	-1,5	-23,5	-69,4	-0,3	-3,9	-11,4
Textilien, Bekleidung, Schuhe	-0,4	-2,9	-4,2	-0,2	-1,5	-2,7
Papier und Pappe, Druckerei	-6,3	-52,9	-111,7	-0,8	-6,0	-12,4
Maschinen, Elektro, Fahrzeuge	-4,9	-73,0	-218,5	-0,6	-8,4	-23,5
Sonstige Sachgüterproduktion	-0,1	-0,2	-0,2	0,0	0,0	-0,1
Sachgüterproduktion insgesamt	-79,1	-538,6	-1.117,3	-0,7	-4,4	-9,3
Elektrizitätsversorgung	-176,8	-762,0	-1.110,0	-3,6	-14,7	-21,9

Szenario 6: Emission Trading mit Elektrizitätssteuer

Wie aus Übersicht 6.8 ersichtlich, kann die Einbeziehung der Elektrizitätserzeugung in ein Emission Trading System zu einer teilweisen Verlagerung der Emissionen ins Ausland führen (CO₂-Leakage). Um diesen Effekt auszuschalten, wurde in Szenario 6 ein nationales Emission Trading System ausschließlich auf die Sachgütererzeugung beschränkt. Um einerseits den Verlagerungseffekt von der Sachgüterproduktion zur Elektrizitätserzeugung einzuschränken und andererseits auch direkt auf die Emissionen der EVUs zu wirken, wurde in diesem Szenario eine Verdoppelung der bestehenden Elektrizitätssteuer im Modell implementiert. Eine Steuer auf Elektrizität bedeutet, dass in- und ausländischer Strompreis im gleichen Ausmaß steigen und sich daher die Importquote im Vergleich zum Basisszenario nicht verändert.

Im Gegensatz zu den übrigen Szenarien gibt es hier kein Emissionscap für die Elektrizitätserzeugung, für diesen Sektor wird die Mengenreaktion aufgrund einer Preisveränderung abgebildet. Da die CO₂-Reduktionen in der Elektrizitätserzeugung nicht das gleiche Ausmaß wie in den übrigen Szenarien erreichen, muss die Sachgütererzeugung entsprechend höhere Reduktionen durchführen (Übersicht 6.28). Die Nachfrage nach fossiler Energie in der Sachgütererzeugung sinkt daher um 13,2% (Übersicht 6.27). Die hohen Reduktionsverpflichtungen und das Nicht-Einbinden der Emissionsvermeidungspotentiale der Elektrizitätserzeugung schlagen sich auch im höchsten Zertifikatspreis im Vergleich aller Szenarien nieder (630 S (knapp 46 €) je Tonne CO₂ im Jahr 2010). Durch die Elektrizitätssteuer sinkt der Energieverbrauch in der Elektrizitätserzeugung immerhin noch um 7,1%.

Übersicht 6.27: Szenario 6: Veränderung des Energieverbrauches nach Energieträgern

	2002	2006	2010
	Abweichung zur Basislösung in %		
Sachgüterproduktion			
Kohle	-1,7	-7,2	-12,0
Ölprodukte	-1,2	-5,1	-8,5
Gas	-0,3	-5,4	-14,6
Fossile Energie insgesamt	-0,8	-5,8	-13,2
Elektrizität	0,2	-0,2	0,4
Insgesamt	-0,4	-3,6	-8,0
Elektrizitätsversorgung			
Steinkohle	-0,1	-4,1	-7,3
Braunkohle	-0,1	-	-
Heizöl	-0,1	-5,0	-7,4
Gas	-0,1	-4,0	-7,1
Insgesamt	-0,1	-4,1	-7,1

Übersicht 6.28: Szenario 6: Veränderung der CO₂-Emissionen

	2002	2006	2010	2002	2006	2010
	Abweichung zur Basislösung in 1.000 t			Abweichung zur Basislösung in %		
Eisen- und Nicht-Eisen-Metalle	-43,4	-151,3	-270,4	-0,6	-2,1	-3,8
Chemie	-25,0	-174,8	-341,9	-3,0	-18,8	-35,4
Stein- und Glaswaren	-21,5	-163,3	-355,0	-1,2	-9,4	-20,8
Nahrungs- und Genussmittel	-1,6	-21,0	-71,2	-0,2	-2,8	-9,5
Textilien, Bekleidung, Schuhe	-0,6	-4,7	-8,1	-0,3	-2,4	-4,9
Papier und Pappe, Druckerei	-20,4	-152,1	-324,9	-1,3	-9,3	-19,5
Maschinen, Elektro, Fahrzeuge	-7,1	-91,9	-271,9	-0,9	-10,6	-29,2
Sonstige Sachgüterproduktion	-0,1	-0,2	-0,3	0,0	-0,1	-0,1
Sachgüterproduktion insgesamt	-119,8	-759,4	-1.643,7	-0,9	-5,5	-12,0
Elektrizitätsversorgung	-8,7	-367,2	-627,8	-0,1	-4,1	-7,2

7 Schlussfolgerungen

Emission Trading ist als kosteneffizientes und effektives Instrument der Klimapolitik in der internationalen Diskussion unbestritten. Dies zeigen einerseits die Entwicklung und Implementierung der nationalen (Dänemark, Großbritannien) bzw. unternehmensinternen (BP) Emissionshandelssysteme, die in Kapitel 4 dargestellt wurden. Die beschriebenen Ansätze decken in Hinblick auf die zentralen Elemente (Art der Teilnahme, verwendeter Ansatz, einbezogene Treibhausgase, usw.) weitgehend die gesamte Bandbreite der Möglichkeiten der Ausgestaltung ab. Andererseits wurden durch den Vorschlag für eine EU-Richtlinie für ein gemeinschaftsweites verpflichtendes CO₂ Emission Trading neue Rahmenbedingungen für die europäische Klimapolitik geschaffen. Für das Design eines nationalen Pilotsystems stellt der Richtlinienvorschlag einen zentralen Orientierungspunkt dar, da die Kompatibilität mit dem europäischen System in jedem Fall gewährleistet sein sollte.

Zur Ableitung von Empfehlungen für ein nationales Pilot Trading in Österreich wurden neben der Analyse der bereits bestehenden Systeme auch die Vor- und Nachteile verschiedener Gestaltungsoptionen diskutiert. Einander gegenüber gestellt wurden insbesondere die Optionen freiwillige und verpflichtende Teilnahme.

Als Argument für die Einführung eines Emissionshandels mit freiwilliger Teilnahme wird in erster Linie vorgebracht, dass dies in einer Pilotphase den Unternehmen die Möglichkeit bietet, sich an den Umgang mit diesem Instrument zu gewöhnen und Lerneffekte zu erzielen, die einen Vorteil für ein nachfolgendes verpflichtendes System (auf nationaler oder internationaler Ebene) darstellen würden. Darüber hinaus können auch auf der administrativen Seite Erfahrungen und Informationen über die Funktionsweise und die Effektivität gesammelt werden, die in der Folge in das Design eines Folgesystems einfließen können. Eine Pilotphase auf freiwilliger Basis ermöglicht es auch, dass sich ein Markt und die für den Handel notwendigen Akteure (Broker, Informationsstellen etc.) bilden. Ein Nachteil oder problematischer Aspekt eines freiwilligen Systems liegt in der Notwendigkeit der Schaffung geeigneter Anreize für die Teilnahme. Diese können in finanzieller Form gewährt werden (direkte Förderungen oder Steuererleichterungen) oder andererseits in der Zusicherung bestehen, die Emissionsreduktionen in der Pilotphase auf spätere Verpflichtungen anzurechnen. Insbesondere bei der finanziellen Förderung müssten – wie sich etwa im britischen System zeigt – massive Mittel zur Verfügung gestellt werden, was die Fragen aufwirft, wie diese Mittel aufgebracht würden und inwieweit eine solche Förderung mit dem Beihilferahmen der EU kompatibel wäre. Hierbei besteht also durchaus ein Trade-off zwischen der Stärke des Anreizes und der Verfügbarkeit bzw. Zulässigkeit finanzieller Mittel. Ein weiterer Nachteil eines freiwilligen Systems liegt in der Unsicherheit, die ex ante darüber besteht, wie groß die Teilnehmerzahl ist und welchen Sektoren der Wirtschaft diese angehören. Dadurch müsste für jeden Teilnehmer ein individuelles Emissionsziel festgelegt werden, was mit nicht unerheblichem administrativen Aufwand verbunden wäre.

Demgegenüber wird in einem verpflichtenden System vorab der Teilnehmerkreis festgelegt (bestimmte Sektoren bzw. Unternehmen ab einer gewissen Größe oder Emissionsintensität), d.h. der Vorteil liegt in der Sicherheit über die Teilnehmerzahl, die einbezogenen Sektoren und deren Anteil an den Emissionen. Dadurch ließe sich ein Emissionsziel für das gesamte System festlegen. Die Schaffung von (finanziellen) Anreizen für die Teilnahme wäre in einem verpflichtenden System ebenfalls nicht notwendig, jedoch müssten die regulatorischen Rahmenbedingungen so verändert werden, dass die teilnehmenden Sektoren/Unternehmen nicht doppelt belastet würden (z.B. durch eine Ausnahme von der Energiebesteuerung). Um die Emissionsreduktionen sicherzustellen sollten jedoch vorab auch angemessene Sanktionsmaßnahmen für den Fall der Nichterfüllung festgelegt werden. Ein weiterer Vorteil ist durch die Gewährleistung der umweltpolitischen Effektivität gegeben, da ein verpflichtendes System zur Erreichung eines quantitativen Ziels, d.h. absoluter Emissionsreduktionen, zielführender ist als ein freiwilliges System, in dem im Gegensatz zur Stringenz der Vorgaben die zu erzielenden Lerneffekte im Vordergrund stehen können. Darüber hinaus würde durch die mandatorische Teilnahme auch die Kompatibilität mit einem EU-weiten Emission Trading sichergestellt.

Anhand der aus der Diskussion der Gestaltungselemente abgeleiteten Empfehlungen, den internationalen Beispielen und den Simulationsergebnissen, die nachfolgend kurz dargestellt sind, werden Schlussfolgerungen für ein nationales Emission Trading System in Österreich entwickelt.

Zur Abschätzung der Effekte eines nationalen Emission Trading Systems auf sektoraler und gesamtwirtschaftlicher Ebene wurden insgesamt sechs Szenarien mit dem Energiemodell DAEDALUS III und dem disaggregierten makroökonomischen Modell MULTIMAC IV simuliert. Die simulierten Szenarien umfassen:

- Szenario 1: Grandfathering plus Ökostrom
- Szenario 2: Sensitivitätsanalyse zu Szenario 1
- Szenario 3: Auktion mit Einnahmenrecycling plus Ökostrom
- Szenario 4: CO₂-Leakage
- Szenario 5: Kraft-Wärme-Kopplung
- Szenario 6: Emission Trading mit Elektrizitätssteuer

Die grundlegenden Elemente der einzelnen Szenarien sind überblicksartig in Übersicht 7.1 dargestellt.

Ein dem dänischen Ansatz vergleichbares System (Beschränkung auf einen Sektor) wurde nicht simuliert und ist aufgrund folgender Aspekte nicht empfehlenswert: die Anzahl der Teilnehmer wäre in einem solchen System eher gering, und im Fall von Österreich würde durch die Beschränkung auf einen Sektor (der Sachgütererzeugung bzw. Elektrizitätserzeugung) nur ein geringer Teil der

Emissionen erfasst werden. Der Verzicht auf die Reduktionsoptionen des nicht-eingebundenen Sektors würde sich auch kostensteigernd für die Teilnehmer auswirken (höhere Zertifikatspreise).

Auch ein dem britischen Ansatz entsprechendes System auf freiwilliger Basis mit finanzieller Förderung der Teilnehmer wurde nicht simuliert, da die von uns durchgeführten Simulationen bereits darstellen, in welchem Bereich sich Vermeidungskosten und Reduktionserfordernisse bewegen. Wenn man – so wie im britischen Ansatz – ex ante lediglich die Kosten der Reduktion aufgrund der Förderungssumme festlegen will, sind weder die Anzahl der Teilnehmer noch die zu erreichenden Emissionsreduktionen absehbar. Zwar wurde das britische System und die darin vorgesehenen finanziellen Fördermittel als Umweltbeihilfe von der EU-Kommission genehmigt, es wurde jedoch darauf hingewiesen, dass es massive Unterschiede zwischen dem britischen und dem geplanten EU Ansatz gibt, die spätestens zu Beginn des gemeinschaftsweiten Tradings beseitigt werden müssen. Eine derartige weitgehende Umgestaltung eines Systems dürfte mit relativ hohen administrativen und Anpassungskosten verbunden sein und auch das Vertrauen der Teilnehmer (in Hinblick auf die Planungssicherheit) in das System beeinflussen.

Übersicht 7.1: Schematische Darstellung der Simulationsszenarien

	Allokation		Cap: -13%		Zusatzelemente		Steuer		Ökonomische Evaluierung	Reaktion der Importquote für Elektrizität	Anstieg des ausländischen Strompreises
	Grand-fathering	Auktion	Sachgüter	EVU's	Hoher Anteil "Erneuerbarer"	Kraft-Wärme-Kopplung	EVU's	Einnahmenrecycling			
Szenario 1: Grandfathering plus Ökostrom	*		*	*	*			-	*	*	
Szenario 2: Sensitivitätsanalyse zu Szenario 1	*		*	*	*			-			*
Szenario 3: Auktion mit Einnahmenrecycling		*	*	*	*			*	*	*	
Szenario 4: CO ₂ -Leakage	*		*	*				-	-	*	
Szenario 5: Kraft-Wärme-Kopplung	*		*	*		*		-	-	*	
Szenario 6: Emission Trading mit Elektrizitätssteuer	*		*				*		-		*

Eine wichtige Annahme für die Simulationen betrifft die Festsetzung des Emissionscaps, das für diese Studie mit dem Kyoto-Ziel für Österreich (-13% gegenüber dem Basisjahr 1990) ident ist. Die Verteilung des gesamten Caps auf die einbezogenen Sektoren orientiert sich an der Emissionssituation nach Sektoren im Jahr 1999. Die Sektoren müssen somit im gleichen Ausmaß ihre Emissionen reduzieren ("flat rate"). Ausgehend vom gesamten Cap wurden die Preise für die Zertifikate in

den einzelnen Simulationsszenarien berechnet. Die Einführung eines Emission Trading Systems wirkt im Energiemodell DAEDALUS wie eine Verteuerung fossiler Energieträger. Dadurch kommt es zu einem Rückgang der fossilen Energienachfrage und einem Anstieg der Nachfrage nach elektrischer Energie, was von einer entsprechenden Veränderung der Energieerzeugung in Österreich begleitet wird. Die sektorale Kostenbe- und -entlastung im Zuge des Emissionshandels ergibt sich aus den Netto-Vermeidungskosten für Emissionen und den Ausgaben bzw. Erlösen durch den Zu- oder Verkauf von Zertifikaten. Der wesentliche Unterschied zwischen Grandfathering und Auktio- nierung der Zertifikate besteht darin, dass das Grandfathering kostenentlastend wirkt, da die An- fangsausstattung mit Zertifikaten nicht bezahlt werden muss.

Die geringere Energienachfrage wird in MULTIMAC durch Anpassung der Input-Output-Koeffizien- ten für Energie implementiert, die veränderte Energieerzeugung wird exogen eingegeben. Die sek- torale Kostenbe- oder -entlastung bewirkt einerseits wie jede Veränderung im Vorleistungspreis einen Substitutionseffekt zwischen Arbeit und Vorleistungen (Energie) und andererseits auch eine Veränderung der Outputpreise (Wettbewerbsfähigkeit). Im Szenario 3 (Auktion) wird die aufkom- mensneutrale Verringerung der Lohnnebenkosten in Form einer entsprechenden Reduktion des Bruttolohnsatzes für den Arbeitgeber implementiert.

Aufgrund der simulierten Szenarien und den daraus errechneten Ergebnissen lässt sich folgern, dass die Implementierung eines nationalen Trading Systems unter einer möglichst breiten Einbin- dung der Sachgütererzeugung und der Elektrizitätserzeugung erfolgen sollte, um die bestehenden Potentiale zur Emissionsreduktion ausnutzen zu können und den Unternehmen eine größtmögliche Flexibilität bei der Zielerreichung zu gewährleisten, die in der Wahlmöglichkeit zwischen eigener Vermeidung (z.B. durch fuel switch) und dem Zukauf von Zertifikaten besteht.

Die in den einzelnen Sektoren vorhandene Flexibilität, d.h. die Möglichkeiten zur Anpassung der Energienachfrage und zur Emissionsreduktion, spiegelt sich in den jeweiligen Kostenbe- und -entlastungen wider. Daraus lässt sich ablesen, welche Sektoren durch ein Emission Trading stärker betroffen wären und welche Sektoren davon "profitieren" würden, da sie als Verkäufer von Zertifi- katen auftreten. Die Ergebnisse zeigen, dass durchaus ein Potential für einen Handel mit Emis- sionszertifikaten auf nationaler Ebene vorhanden ist.

In den Simulationen hat sich jedoch auch gezeigt, dass es durch die Liberalisierung des Elektrizitätsmarktes zu starken Wechselwirkungen kommt, insbesondere wenn es im Zuge des nationalen Emission Trading zu einer Verschiebung der Preisrelation zwischen Inlands- und Importstrom kommt. Die Sachgütererzeugung substituiert in relativ großem Maß fossile Energieträger durch Elektrizität. Der Elektrizitätssektor reagiert darauf mit einer Erhöhung der Importquote, um seine in- dividuellen Verpflichtungen erfüllen zu können. Die Effekte der einzelnen Emission Trading Szena- rien auf den Elektrizitätspreis und die Importquote sind in Übersicht 7.2 dargestellt.

Um das dadurch entstehende CO₂-Leakage ins Ausland zu beschränken, ist es unter den gegebe- nen Rahmenbedingungen (Liberalisierung, niedrigerer Auslandsstrompreis) notwendig, andere

Instrumente einzusetzen. Dazu zählen etwa die verstärkte Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien (wie in Szenario 1: Grandfathering plus Ökostrom dargestellt) oder in KWK-Anlagen bzw. die Beschränkung des Tradings auf die Sachgüterproduktion, wobei die Elektrizitätserzeugung mit anderen Instrumenten reguliert würde (z.B. einer Erhöhung der Elektrizitätssteuer). Das Ausmaß des CO₂-Leakage hängt nicht zuletzt davon ab, welche klimapolitischen Maßnahmen in den Nachbarstaaten ergriffen werden, die sich auf den Importstrompreis auswirken. Durch den Richtlinienvorschlag der EU ist ein gemeinschaftsweites Emission Trading System als eine Perspektive anzusehen. In diesem Fall würde das CO₂-Leakage eine geringere Rolle spielen und käme v.a. in Bezug auf die Nicht-EU Länder zum Tragen. In Szenario 2 ist angenommen, dass der relevante Importpreis für elektrische Energie in Österreich massiv ansteigt. Das trifft im Falle eines EU weiten Systems aufgrund der größeren Bedeutung von kalorischer Erzeugung im allgemeinen zu, schließt aber nicht aus, dass Carbon Leakage zu einzelnen Ländern mit hohem Anteil an nuklearer Stromerzeugung sehr wohl eintritt. Ein Carbon Leakage wird nur in Szenario 6 völlig ausgeschlossen, indem die zusätzliche Elektrizitätssteuer so gewählt wurde, dass die Importquote gegenüber dem "Baseline" Szenario unverändert bleibt. Alle anderen Szenarien weisen ein gewisses Carbon Leakage auf, das allerdings bei EU weiter Einführung (Sensitivitätsanalyse) am geringsten ist.

Übersicht 7.2: Effekte des Emission Trading auf den Elektrizitätspreis und die Importquote

	2002	2006	2010	2002	2006	2010
	Preis für elektrische Energie			Importquote		
	Abweichung von der Basislösung in %					
Szenario 1: Grandfathering plus Ökostrom	0,3	1,5	2,0	3,4	4,4	5,3
Szenario 2: Sensitivitätsanalyse zu Szenario 1	0,6	2,6	3,9	3,4	4,0	4,6
Szenario 3: Auktion mit Einnahmenrecycling	0,3	1,5	2,0	3,4	4,4	5,3
Szenario 4: CO ₂ -Leakage	0,8	3,3	5,0	3,7	5,4	6,9
Szenario 5: Kraft-Wärme-Kopplung	0,5	1,9	2,4	3,6	4,8	5,8
Szenario 6: Emission Trading mit Elektrizitätssteuer	2,2	11,1	19,9	3,0	2,4	2,0

Die Modellsimulationen ergeben weiters, dass die Zertifikatspreise in allen Szenarien (vergleiche Übersicht 7.3) relativ moderat sind (zwischen 2,6 und 4,6 € je Tonne CO₂ zu Beginn des Simulationszeitraums und zwischen 26,8 und 45,9 € je Tonne CO₂ am Ende) und im allgemeinen den Bandbreiten der Preise entsprechen, die in anderen Studien für den Emissionshandel in einem größeren internationalen Markt ermittelt wurden.

Übersicht 7.3: CO₂-Zertifikatspreise in €

	2002	2006 In €	2010
Szenario 1: Grandfathering plus Ökostrom	2,6	13,9	26,8
Szenario 2: Sensitivitätsanalyse zu Szenario 1	3,6	19,0	36,8
Szenario 3: Auktion mit Einnahmenrecycling	2,6	13,9	26,8
Szenario 4: CO ₂ -Leakage	4,2	21,6	43,2
Szenario 5: Kraft-Wärme-Kopplung	3,5	17,3	31,1
Szenario 6: Emission Trading mit Elektrizitätssteuer	4,6	21,1	45,9

Die Studie von *Capros et al. (2002)* untersucht die Sensitivität des Zertifikatspreises in Bezug auf den Umfang eines Emission Trading Systems in der Dimension von teilnehmenden Ländern und teilnehmenden Sektoren. In einem Emission Trading System für die energieintensiven Industriesektoren und den Elektrizitätssektor (was von allen in *Capros et al. (2002)* untersuchten Szenarien den Szenarien in dieser Studie am nächsten kommt) ergeben sich je nach Umfang der teilnehmenden EU-Länder Zertifikatspreise zwischen 32,6 und 56 € (Preise 1999) pro Tonne CO₂, wobei das Ergebnis besonders sensitiv auf die Teilnahme Deutschlands reagiert. In einer Untersuchung von *Böhringer (2000)* ergibt ein System einer heimischen CO₂-Steuer zur nationalen Zielerreichung in Österreich einen CO₂ Preis von 41 € (Preise 1995) pro Tonne CO₂.

In der Evaluierung der gesamtwirtschaftlichen Effekte des Emissionshandels manifestieren sich signifikante Unterschiede in den Makrowirkungen je nach dem angewendeten Allokationsmechanismus für die Zertifikate (siehe Übersicht 7.4). Die Ergebnisse bestätigen die in der ökonomischen Literatur vertretene Ansicht, dass eine Auktion der Emissionsrechte im Vergleich zu einem Grandfathering zu gesamtwirtschaftlich positiveren Ergebnissen und zu Double Dividend Effekten führt. Die gesamtwirtschaftlichen Effekte im Falle der Auktion sind zwar in den hier durchgeführten Berechnungen nicht deutlich positiv, wie es dem Double Dividend Konzept entspräche, aber das Einnahmenrecycling kompensiert weitestgehend die Belastungen. Dies steht nicht im Widerspruch zu Studien, die positive gesamtwirtschaftliche Effekte einer allgemeinen Energiebesteuerung aufzeigen, da in jenem Fall die Gesamtwirtschaft – insbesondere die arbeitsintensiven Wirtschaftszweige – durch das Einnahmenrecycling entlastet werden. Im hier berechneten Szenario 3 werden aber lediglich die energieintensiven Sektoren der Sachgüter- und Elektrizitätserzeugung entlastet.

In beiden Szenarien (Grandfathering und Auktion) besteht ein wesentlicher Teil des makroökonomisch dämpfenden Wertes im Rückgang des privaten Konsums, der durch die Erhöhung des

Strompreises und der dadurch ausgelösten Konsumpreiseffekte verursacht wird. Die Wettbewerbsfähigkeit ist in Szenario 3 (Auktion) kaum negativ betroffen, da es auch zu Preissenkungen durch die Lohnkostenentlastung kommt. In beiden Fällen gehen die Importe aufgrund des Nachfrage-rückganges, der geringeren Energienachfrage und der Verbesserung der Wettbewerbsfähigkeit in einigen Sektoren zurück, in Szenario 3 jedoch wesentlich stärker. Der Beschäftigungseffekt ist in Szenario 1 proportional zum Outputeffekt, in Szenario 3 wirkt der Substitutionseffekt zugunsten von Arbeit aufgrund der Lohnnebenkostensenkung. Dadurch werden die negativen Beschäftigungseffekte von 7.000 Personen in Szenario 1 fast vollständig kompensiert; Szenario 3 weist de facto keine Betroffenheit des Arbeitsmarktes auf.

Übersicht 7.4: Makroökonomische Ergebnisse im Jahr 2010

	Szenario 1	Szenario 3
	Abweichung von der Basislösung in %	
Privater Konsum	-0,43	-0,31
Bruttoanlageinvestitionen	-0,11	-0,10
Exporte	-0,05	-0,02
Endnachfrage	-0,20	-0,14
Importe	-0,13	-0,19
BIP, real, Preise 1995	-0,22	-0,08
	Abweichung von der Basislösung in %-punkten	
Arbeitslosenrate	0,18	0,00
	Abweichung von der Basislösung in Personen	
Beschäftigung	-7.014	-669

Die sektorale Betroffenheit ist in den beiden Szenarien im Energiesektor gleich, in den Dienstleistungssektoren leicht unterschiedlich und in den Wirtschaftszweigen der Sachgütererzeugung stark unterschiedlich. Die Unterschiede in den Dienstleistungssektoren resultieren hauptsächlich aus den unterschiedlichen Effekten beim privaten Konsum, in geringerem Ausmaß auch aus der unterschiedlichen Betroffenheit der Sachgütererzeugung (durch die Input–Output Verflechtung). Die Unterschiede in der Sachgütererzeugung reflektieren die vollkommen divergierende Betroffenheit aufgrund der unterschiedlichen Allokation der Zertifikate. Dieses Ergebnis zeigt sich auch in der Untersuchung von *Holling – Sommerville* (1998) .

Bei den sektoralen Outputeffekten (siehe Übersicht 7.5) zeigt sich, dass die negative Betroffenheit der energieintensiven Sektoren (Eisen- und Nicht-Eisen Metalle, Papier und Pappe) im Falle der Auktion größer ist, da für alle Zertifikate gezahlt werden muss. Umgekehrt ist eine Reihe von Sektoren der Sachgütererzeugung aufgrund der Kostenentlastung durch das Einnahmenrecycling positiv betroffen.

Übersicht 7.5: Sektorale Outputeffekte im Jahr 2010

	Szenario 1	Szenario 3
	Abweichung von der Basislösung in %	
Land- und Forstwirtschaft	-0,17	-0,13
Kohlebergbau	-2,34	-2,34
Erdöl- und Erdgasbergbau	-0,58	-0,58
Erdölverarbeitung	-0,55	-0,55
Elektrizitäts- und Wärmeversorgung	-1,37	-1,37
Wasserversorgung	-0,15	-0,18
Eisen und Nicht-Eisen-Metalle	-0,33	-1,95
Stein- und Glaswaren, Bergbau	0,09	-0,10
Chemie	0,52	0,52
Metallerzeugnisse	-0,03	0,19
Maschinenbau	-0,18	0,36
Büromaschinen	-0,40	0,18
Elektrotechnische Einrichtungen	-0,02	0,15
Fahrzeugbau	-0,04	0,11
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	-0,25	-0,15
Textilien, Bekleidung, Schuhe	0,24	0,53
Holzverarbeitung	-0,09	0,17
Papier und Pappe	-0,20	-0,74
Verlagswesen, Druckerei	-0,37	-0,35
Gummi- und Kunststoffwaren	0,20	0,42
Recycling	0,00	0,00
Sonstige Sachgüterproduktion	-0,10	-0,09
Bauwesen	-0,12	-0,12
Handel und Lagerung	-0,26	-0,22
Beherbergungs- und Gaststättenwesen	-0,79	-0,66
Straßen-, Bahn- und Busverkehr	-0,05	-0,10
Schifffahrt, Luftverkehr	-0,10	-0,15
Sonstiger Verkehr	-0,07	-0,09
Nachrichtenübermittlung	-0,76	-0,71
Geld- und Kreditwesen, Versicherungen	-0,27	-0,34
Realitätenwesen	-0,09	-0,11
Datenverarbeitung, Datenbanken	-0,19	-0,19
F&E, unternehmensbezogene DL	-0,35	-0,48
Sonstige marktmäßige Dienste	-0,51	-0,40
Nicht-marktmäßige Dienste	-0,16	-0,13
Insgesamt	-0,22	-0,20

Durch einen Vergleich der sektoralen Beschäftigungseffekte (siehe Übersicht 7.6) lässt sich die Wirkung der Lohnnebenkostenentlastung sehr gut zeigen. Auch im Szenario 1 (Grandfathering) kommt es aufgrund von Substitutionseffekten zwischen Vorleistungen (Energie) und Arbeit in einigen Wirtschaftszweigen zu positiven Beschäftigungswirkungen, wenn der Vorleistungspreis steigt. Im Szenario 3 mit Auktion ist dieser Effekt aufgrund des gleichzeitig sinkenden Bruttolohnsatzes für den Arbeitgeber wesentlich stärker; es weisen fast alle Sektoren der Sachgütererzeugung positive Beschäf-

tigungseffekte auf. In den Dienstleistungsbranchen kommt es in beiden Szenarien zu negativen Beschäftigungseffekten, da der Output sinkt (Rückgang des privaten Konsums) und im Szenario 3 keine Lohnnebenkostensenkung für diese Branchen vorgesehen ist, sondern lediglich für die am Emission Trading teilnehmende Sachgütererzeugung. Es lässt sich jedoch vermuten, dass eine Modellsimulation einer allgemeinen CO₂-Steuer für alle Sektoren mit Einnahmenrecycling bei den lohnabhängigen Abgaben insgesamt positive Beschäftigungseffekte ergäbe.

Übersicht 7.6: Sektorale Beschäftigungseffekte im Jahr 2010

	Szenario 1	Szenario 3
	Abweichung von der Basislösung in %	
Land- und Forstwirtschaft	-0,23	-0,18
Kohlebergbau	-1,86	-2,54
Erdöl- und Erdgasbergbau	-0,58	-0,58
Erdölverarbeitung	-0,55	-0,55
Elektrizitäts- und Wärmeversorgung	-1,35	-1,40
Wasserversorgung	-0,14	-0,19
Eisen und Nicht-Eisen-Metalle	0,61	5,44
Stein- und Glaswaren, Bergbau	-0,09	0,86
Chemie	0,48	0,92
Metallerzeugnisse	0,02	1,39
Maschinenbau	-0,09	1,58
Büromaschinen	0,28	7,29
Elektrotechnische Einrichtungen	0,06	1,26
Fahrzeugbau	0,13	2,36
Nahrungs- und Genussmittel, Tabak	-0,24	0,15
Textilien, Bekleidung, Schuhe	0,17	2,77
Holzverarbeitung	-0,08	0,54
Papier und Pappe	-0,11	0,18
Verlagswesen, Druckerei	-0,49	-0,36
Gummi- und Kunststoffwaren	0,20	0,44
Recycling	-0,02	-0,01
Sonstige Sachgüterproduktion	-0,04	-0,23
Bauwesen	-0,10	-0,12
Handel und Lagerung	-0,21	-0,20
Beherbergungs- und Gaststättenwesen	-0,80	-0,66
Straßen-, Bahn- und Busverkehr	-0,04	-0,09
Schifffahrt, Luftverkehr	-0,08	-0,18
Sonstiger Verkehr	-0,03	-0,10
Nachrichtenübermittlung	-0,05	-0,05
Geld- und Kreditwesen, Versicherungen	-0,22	-0,41
Realitätenwesen	-0,25	-0,15
Datenverarbeitung, Datenbanken	-0,07	-0,36
F&E, unternehmensbezogene DL	-0,34	-0,48
Sonstige marktmäßige Dienste	-0,30	-0,15
Nicht-marktmäßige Dienste	-0,15	-0,13
Insgesamt	-0,21	0,00

Zusammenfassende Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Zusammenfassend sind daher aus der Analyse und den Simulationsergebnissen folgende Schlussfolgerungen hervorzuheben:

- Aus makroökonomischer Sicht ist eine Auktion als Allokationsmechanismus der Zertifikate dem Grandfathering vorzuziehen, da die "Double Dividend"-Effekte des Einnahmenrecycling insgesamt die negativen Effekte (Zertifikatskauf, Reduktionskosten) wieder kompensieren. Für einzelne Sektoren kann sich jedoch sehr wohl eine signifikante Kostenbelastung ergeben. Die sich bei der Zielerreichung von 13% Emissionsreduktion (gegenüber 1990) für Sachgütererzeugung plus Elektrizitätswirtschaft (als "Bubble") ergebenden Zertifikatspreise im nationalen System liegen im Rahmen dessen, was neuere Untersuchungen für ein EU weites Emission Trading errechnen.
- Ein möglichst umfassendes nationales Emission Trading System unter Einbeziehung der Elektrizitätswirtschaft ist einem kleineren System nur für die Sachgütererzeugung vorzuziehen. Ein System für den gesamten EU-Raum wiederum ist ökologisch effizienter als ein nationales System, da hierbei nur eine geringe Verlagerung von CO₂-Emissionen ("Carbon Leakage") auftritt. Unter der Annahme, dass die anderen EU Länder sonst andere nationale Maßnahmen setzen müssen, um ihre Kyoto-Ziele zu erreichen, ist ein System für den ganzen EU-Raum (als "Bubble") auch ökonomisch effizienter.
- Carbon Leakage tritt v.a. in Bezug auf die Elektrizitätswirtschaft auf. Aufgrund der unterschiedlichen Verteuerung von fossiler Energie und elektrischem Strom (aufgrund des hohen Wasserkraftanteils in Österreich) wird CO₂ von der Sachgütererzeugung zur Elektrizitätswirtschaft und von der heimischen Elektrizitätserzeugung in einem voll liberalisierten Markt ins Ausland verlagert. Insgesamt zeigt sich, dass volles Carbon Leakage nicht immer kostengünstiger ist als ein Szenario, in dem andere Instrumente (in diesem Fall Investitionszuschüsse zur Steigerung der Ökostromerzeugung) zur Eindämmung von Carbon Leakage wirken. Wirklich vergleichbar in Bezug auf Carbon Leakage sind daher nur die beiden Szenarien mit gleichen Rahmenbedingungen für den Elektrizitätssektor (Szenario 1 und 2). Dabei zeigt sich dann der erwartete Effekt, dass eine nationale Lösung mit Carbon Leakage kostengünstiger ist. Dieser Mechanismus gilt auch in Bezug auf ein EU-System.
- Die Gesamtkosten eines Emission Trading Systems für die einzelnen Sektoren – bestehend aus Vermeidungskosten und Zu- bzw. Verkäufen von Zertifikaten - sind neben den Reaktionen bei der Energienachfrage ganz wesentlich von der sektoralen Verteilung der Caps abhängig. Die Ergebnisse zeigen, dass die sektorale Betroffenheit in dem Sinn stark unterschiedlich ist, als nur wenige Sektoren massiv betroffen sind (Eisen- und Nicht-Eisen Metalle, Papiererzeugung und Nahrungs- und Genussmittel). Dieses Ergebnis ist eine direkte Folge der Zuteilung der Caps nach historischen Emissionen ("flat rate" auf Basis der Emissionen 1999). Eine davon abweichende Verteilung der Caps, die etwa auf die unterschiedlichen Anpassungsmöglichkeiten

der Industrien beim Energieeinsatz Rücksicht nimmt, würde das Ergebnis entsprechend verändern und zu einer gleichmäßigeren Verteilung der Kosten zwischen den Wirtschaftszweigen führen.

- In Hinblick auf die Kompatibilität eines nationalen Emission Trading mit dem Richtlinienvorschlag für ein EU-System ist in erster Linie die Gestaltung als verpflichtendes System hervorzuheben. Die Festlegung der Teilnehmer ist in den hier simulierten Szenarien ähnlich dem Richtlinienvorschlag, da in beiden Fällen die Elektrizitätserzeugung und die Sachgüterproduktion (zumindest einige Sektoren) einbezogen werden. Bezüglich des Allokationsmechanismus wird von der EU ein harmonisiertes Vorgehen und zumindest für die erste Phase ein Grandfathering vorgeschlagen. Dies mag durch politische Motive begründet sein, etwa durch die Erhöhung der Akzeptanz eines Emission Trading, wenn den Teilnehmern für die Anfangsausstattung mit Zertifikaten keine Kosten erwachsen und dadurch auch eventuelle Wettbewerbsverzerrungen im gemeinsamen Markt minimiert werden. Dem gegenüber steht jedoch die höhere volkswirtschaftliche Effizienz einer Auktion der Zertifikate verbunden mit einem Einnahmenrecycling, die in der Literatur angeführt wird und sich ebenfalls in den Ergebnissen der durchgeführten Makrosimulationen zeigt. Daher erscheint es empfehlenswert, für nachfolgende Verpflichtungsperioden eine Auktion als Allokationsmechanismus anzustreben.

Literaturhinweise

- APC Applied Research Consultants and Margaree Consultants, Voluntary Trading Primer, Using Tradable Emission Reductions To Contribute to Achieving Canada's Greenhouse Gas Objectives, June 1999.
- Blok, K., de Jager, D., Hendriks, C., (2001), Economic Evaluation of Sectoral Emission Reduction Objectives for Climate Change, Summary Report for Policy Makers, EU Commission, 2001.
<http://europa.eu.int/comm/environment/enveco>
- BP, Credit based emissions reduction projects, Learning through practical engagement,
http://www.bp.com/downloads/304/BP_PwC_credit_based_emissions_reduction_projects.pdf
- BP, (2000A), Development and implementation of a process to audit BP Amoco's greenhouse gas emissions, Audit Overview, February 2000, http://www.bp.com/downloads/58/KPMG_Audit_overview.pdf.
- BP, (2000B), Environmental Performance – Group Reporting Guidelines, Version 2.2, June 2000,
http://www.bp.com/corp_reporting/gov_policy/audit_sys/gas_audit/introduction.asp
- BP, Greenhouse Gas Emissions Trading in BP, February 2001,
http://www.bp.com/downloads/340/External_Trading_Document_Feb2001.pdf
- Böhringer, C., Industry-level emission trading between power producers in the EU. Centre for European Economic Research (ZEW) Discussion Paper No. 00-46, 2000. <ftp://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp0046.pdf>.
- Buchner, B. K., What Really Happened in The Hague?, Report on the COP 6, Part I, 13 – 25 November 2000, The Hague, FEEM, Venice, 2001.
- Bye, B., Nyborg, K., The Welfare Effects of Carbon Policies: Grandfathered Quotas versus differentiated Taxes, Statistics Norway, Research Department, Discussion Papers No. 261, 1999. <ftp://ftp.ssb.no/pub/publikasjoner/DP261.pdf>.
- Capros, P., Mantzos, L., The Economic Effects of EU-Wide Industry-Level Emission Trading to Reduce Greenhouse Gases, May 2000.
- Capros, P., Mantzos, L., Vainio, M., Zapfel, P., Economic Efficiency of Cross Sectoral Emission Trading in CO₂ in the European Union, in: Albrecht, J., de Clerqu, M., (Hsg.), Instruments for Climate Policy: Limited versus Unlimited Flexibility, Edward Elgar Publishing, Cheltenham, 2002 (in Druck).
- Committee for Designing a Domestic Emissions Trading Regime, Discussion Paper on Domestic Emissions Trading Regime for Greenhouse Gases in Japan, study commissioned by Environment Agency of Japan, June 2000.
- Dänisches Parlament (Folketinget), (1999A), Bill on CO₂ Quotas for Electricity Production, Unauthorised Translation, June 1999, http://www.ens.dk/uk/energy_reform/bill_no_235.htm
- Dänisches Parlament (Folketinget), (1999B), The Electricity Supply Bill, 1999.,
http://ens.dk/uk/energy_reform/Bill_234.pdf
- Danish Energy Agency, (2000A), Summary of "Climate 2012 - Status and Perspectives for Denmark's Climate Change Policy", 2000, <http://www.ens.dk/uk/index.asp>.
- Danish Energy Agency, (2000B), Green Taxes for Trade and Industry description and evaluation, June 2000.
- Department for Environment, Food and Rural Affairs, Framework for the UK Emissions Trading Scheme, London, August, 2001. <http://www.defra.gov.uk/environment/climatechange/trading/pdf/trading-full.pdf>.
- Department of the Environment, Transport and the Regions, Environmental Reporting – Guidelines for Company Reporting on Greenhouse Gas Emissions, London. <http://www.environment.detr.gov.uk/envrp/gas/index2.htm>.
- Department of the Environment, Transport and the Regions, (2000A), Climate Change – The UK Programm, London, November 2000. <http://www.environment.detr.gov.uk/climatechange/cm4913/index.htm#docs>.

- Department of the Environment, Transport and the Regions, (2000B), A Greenhouse Gas Emissions Trading Scheme for the United Kingdom - Consultation Document, London, November 2000, <http://www.detr.gov.uk/environment/consult/ggetrade/pdf/ggetrade.pdf>.
- Department of the Environment, Transport and the Regions, (2000C), A Greenhouse Gas Emissions Trading Scheme for the United Kingdom – A Summary of Responses to the Consultation Document, London, November 2000, http://www.environment.detr.gov.uk/consult/ggetrade/resp_analysis/index.htm.
- Department of the Environment, Transport and the Regions, (2000D), The Environment in your Pocket 2000, London, 2000, <http://www.environment.detr.gov.uk/eiyp/globalat/ga17.htm>.
- Department of the Environment, Transport and the Regions, (2001A), Draft Framework Document for the UK Emissions Trading Scheme, London, Mai 2001, <http://www.environment.detr.gov.uk/climatechange/tradingscheme/index.htm>.
- Department of the Environment, Transport and the Regions, (2001B), Incentives Bidding Mechanism: Options for a mechanism to allocate incentives funding and set emission reduction targets in the UK Emissions Trading Scheme, London, Mai 2001. <http://www.environment.detr.gov.uk/climatechange/bidding/index.htm>.
- Directorate-General Environment, Non-paper on synergies between the EC emissions trading proposal (COM(2001)581) and the IPPC Directive, D(02)610019, 22.1.02, http://europa.eu.int/comm/environment/climat/non-paper_ippc_and_et.pdf.
- Emission Trading Group, Outline Proposals for a UK Emissions Trading Scheme, Second edition, März 2000, http://www.cbi.org.uk/8025670c005b7b9b/fb66d262805fa2f58025673a0058587b/1f9934bc5d23b8ab802568ac00525b98_OpenDocument.
- EU, Richtlinie 96/92/EG des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 19. Dezember 1996 betreffend gemeinsamer Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. Nr. L 27 vom 30.1.1997.
- Europäische Kommission, Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionsberechtigungen in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, KOM(2001) 581 endgültig, Brüssel, 2001A.
- Europäische Kommission, Kommission genehmigt britische Regelung für Emissionshandelsrechte, Pressinformation, IP/01/1674, Brüssel, 28. November, 2001B.
- European Commission, Green Paper on Greenhouse Gas Emissions Trading Within the European Union, March 2000.
- Greenhouse Gas Emission Reduction (GERT) Pilot, Pilot Rule, December 1999.
- Grubb, M., Brack, D., Vrolijk, C., The Kyoto-Protocol: A Guide and Assessment, The Royal Institute of International Affairs: Energy and Environmental Programme, 1999.
- Haites, E. F., Review of Alternative Emissions Trading Options, prepared for PERT, September 1998.
- Haites, E., Climate Change Policy Development in Canada, Perspectives on Policy, Weathervane, June 1999, www.weatherwane.rff.org/pop/pop8/canada.html.
- Harrison, D., Radov, D.B., (National Economic Research Associates) in co-operation with Jaakko Pöyry Consulting, Evaluation of Alternative Initial Allocation Mechanisms in a European Union Greenhouse Gas Emissions Allowance Trading Scheme, prepared for DG Environment, European Commission, March 2002.
- HM Customs and Excise, Information Server, (2000A), Budget 2000, BN 65/00. <http://www.hmce.gov.uk/bus/excise/climchg.htm>.
- HM Customs and Excise, Information Server, (2000B), Extract from Pre-Budget Report – Climate Change, November 2000, <http://www.hmce.gov.uk/bus/excise/climchg.htm>.
- Holling, C., Sommerville, R, Impacts on Canadian Competitiveness of International Climate Change Mitigation, Standard and Poor's DRI, Report Prepared for the Canadian Ministry of International Trade, Toronto, 1998. http://www.co2handel.nl/docs/Summary_NL_CO2_trading.pdf.
- <http://www.defra.gov.uk/environment/climatechange/trading/auction.htm>

- <http://www.defra.gov.uk/environment/climatechange/trading/news070202.htm>
- <http://www.planetark.org/dailynewsstory.cfm/newsid/13611/story.htm>.
- IPCC, Third Assessment Report, "Climate Change 2001".
- International Institute for Sustainable Development (IISD), "Summary of the Sixth Conference of the Parties to the Framework Convention on Climate Change: 13 – 25 November 2000, Earth Negotiations Bulletin, <http://www.iisd.ca/vol12/enb12163e.html>.
- Jacob, T., "Kyoto – in the longer-term Context... a Thought-Starter", <http://www.ieta.org/KYOTOlongterm.htm>.
- Jensen, J., Rasmussen, T. N., (1998), Allocation of CO₂ Emission Permits: A General Equilibrium Analysis of Policy Instruments.
- Kletzan, D., Köppl, A., Buchner, B., Ein Erstantatz für ein nationales CO₂-Emission-Trading-System, WIFO, Wien, 2000.
- Kratena, K., (1999A), Energieverbrauch, CO₂-Emissionen und Energiebesteuerung. Simulationen mit dem Energiemodell DAEDALUS , WIFO, Wien 1999.
- Kratena, K., (1999B), "Inter – Fuel Substitution, Energy Demand and Embodied Technical Change", WIFO Working Paper 111, Vienna, 1999.
- Kratena, K., Schleicher, St., (1999A), "The Impact of CO₂ – Reduction on the Austrian Economy", Economic Systems Research, (11) 1999, S. 245 – 261.
- Kratena, K., Schleicher, St., (1999B), Emissions Reduction Policies and Induced Technological Change: Microeconomic Evidence and Macroeconomic Impacts of the Austrian Kyoto Policy Package, (mimeo), Vienna, August 1999.
- Kratena, K., Schleicher, St., (2000), E3 Scenarios with Embodied and Induced Technological Change: Benefits and Costs of CO₂ Strategies for Austria, paper presented at the EMF Workshop, 20 - 22 June 2000, Stanford University, USA.
- Kverndokk, S., Rosendahl, K.E., CO₂ mitigation costs and ancillary benefits in the Nordic countries, the UK and Ireland: A survey, 2000.
- McKibbin, W. J., "Moving Beyond Kyoto", Policy Brief #66, October 2000, <http://www.brook.edu/comm/policybriefs/pb066/pb66.htm>.
- McKibbin, W. J., Wilcoxon, P. J., Designing a Realistic Climate Change Policy that includes Developing Countries, Paper prepared for the United Nations University Symposium on "Global Environment and Economic Theory", October 1999, <http://www.msgpl.com.au/msgpl/download/developing.pdf>.
- Ministry of the Environment and Energy, Emissions Statistics, <http://www.ens.dk/eo/English/EnSt.htm>
- Ministry of the Environment and Energy, (1999A), Follow-up on Energy 21, Status of Energy Planning, June 1999, http://www.ens.dk/pub/Follow-up_on_Energy_21/index.htm.
- Ministry of the Environment and Energy, (1999B), The Electricity Reform Agreement, March 1999. <http://www.ens.dk/uk/energy%5Freform/apendix/Agreement.rtf>.
- Ministry of the Environment and Energy, Danish Environment & Energy Newsletter - CO₂ quotas: CO₂ quota legislation enter into force, 2000, http://www.mex.dk/uk/vis_nyhed_uk.asp?nyhedsbrev_id=29&id=102.
- Ministry of the Environment and Energy, Danish Environment & Energy Newsletter - CO₂: Allocation of Danish CO₂ emission permits for 2001, March 2001, http://www.mex.dk/uk/vis_nyhed_uk.asp?id=1273&nyhedsbrev_id=139
- Müller, B., "Climate at The Hague: What Happened, Why, and What Now?", OIES Monthly Comment, December 2000, <http://www.wolfson.ox.ac.uk/~mueller/13dec00.html>.
- Müller, B., "The Hague Climate Conference, Impressions of the North American Press Coverage", December 2000, <http://www.wolfson.ox.ac.uk/~mueller>.
- National Round Table on the Environment and the Economy, Canada's Options for a Domestic Greenhouse Gas Emissions Trading Program, 1999.

- Nilsson, C., Huhtala, A., Is CO₂ trading always beneficial? A CGE-model analysis on secondary environmental benefits. Stockholm, National Institute of Economic Research Working Paper 75, 2000.
- OECD, Permit Allocation Methods, Greenhouse Gases, and Competitiveness, Working Party on Economic and Environmental Policy Integration, Paris, 1999.
- Pedersen, S. L., Danish CO₂ Emission Trading System, Danish Energy Agency, Mai 2000.
- Pedersen, S. L., Danish CO₂ cap & trade update, Danish Energy Agency, February 2001.
- PERT, Emission Trading in Canada: the PERT Experience, Draft for Discussion, January 1999, <http://www.pert.org/respapers.asp>
- PERT, Clean Air Mechanisms and the PERT Project: A Five Year Report, June 2000, <http://www.pert.org/respapers.asp>.
- Stavins, R. N., "Give Bush Time on Climate Issues", the Boston Globe, 4. April 2001, / <http://ksgnotes1.harvard.edu/BCSIA/Library.nsf/pubs/bushclimate>.
- Tradeable Permits Working Group, Using Tradeable Emission Permits to Help Achieve Domestic Greenhouse Gas Objectives: Options Report, April 2000, <http://www.nccp.ca/html/tables/pdf/options/Englishb.pdf>.
- United Nations, Kyoto-Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change, 1997. <http://www.unfccc.de>
- Zarganis, N., Denmark: CO₂ Cap-and-Trade-Scheme for the Electricity Sector, Perspectives on Policy, Weathervane, September 1999, www.weathervane.rff.org/pop/pop8/denmark.html.

© 2002 Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung

Medieninhaber (Verleger), Herausgeber und Hersteller: Österreichisches Institut für Wirtschaftsforschung,
Wien 3, Arsenal, Objekt 20 • Postanschrift: A-1103 Wien, Postfach 91 • Tel. (+43 1) 798 26 01-0 •
Fax (+43 1) 798 93 86 • <http://www.wifo.ac.at/> • Verlags- und Herstellungsort: Wien

Verkaufspreis: EUR 50,00 • Download: EUR 40,00

http://titan.wsr.ac.at/wifosites/wifosite.get_abstract_type?p_language=1&pubid=22261