



## **Analyse und Vergleich der flexiblen Instrumente des Kioto-Protokolls**

Endbericht zum Gutachten "Instrumentenvergleich" für die  
Enquête-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung unter den  
Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung"  
des Deutschen Bundestages

August 2001

Dipl.-Volkswirt Martin Cames (comes@oeko.de)  
Dipl.-Geoökologin Anke Herold (herold@oeko.de)  
Dipl.-Volkswirt Michael Kohlhaas (mkohlhaas@diw.de)  
Dipl.-Volkswirtin Katja Schumacher (kschumacher@diw.de)  
Dipl.-Ing. Christof Timpe (timpe@oeko.de)

**Öko-Institut – Institut  
für angewandte Ökologie**  
Novalisstraße 10  
D-10115 Berlin  
☎ 030-280 486-80  
☎ 030-280 486-88  
<http://www.oeko.de>

**DIW – Deutsches Institut  
für Wirtschaftsforschung**  
Königin-Luise-Str. 5  
D-14195 Berlin  
☎ 030-897 89-675  
☎ 030-897 89-113  
<http://www.diw.de>



## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Hintergrund und Aufgabenstellung.....</b>	<b>9</b>
<b>2</b>	<b>Die Kioto-Mechanismen.....</b>	<b>11</b>
2.1	Emissionshandel.....	12
2.2	Joint Implementation.....	13
2.3	Clean Development Mechanism .....	14
2.4	Zusammenspiel der Instrumente .....	15
<b>3</b>	<b>Auswertung nationaler und internationaler Ansätze.....</b>	<b>18</b>
3.1	Emissionshandel.....	18
3.1.1	Das Schwefeldioxid-Emissionshandelsprogramm.....	18
3.1.2	Das Regional Clean Air Incentive Market (RECLAIM)-Lizenzprogramm .....	23
3.1.3	CO <sub>2</sub> -Emissionshandel in Dänemark .....	27
3.1.4	Emissionshandel mit Treibhausgasen in Großbritannien .....	29
3.1.5	Interner Emissionshandel mit Treibhausgasen auf Unternehmensebene: Das BP Amoco Emissions Trading System.....	33
3.1.6	Das Grünbuch zum Emissionshandel mit Treibhausgasen innerhalb der EU.....	34
3.1.7	Ansätze zum Emissionshandel im Vergleich.....	36
3.2	Projektbasierte Instrumente.....	38
3.2.1	Pilotphase der Activities Implemented Jointly .....	38
3.2.2	Prototype Carbon Fund .....	47
3.2.3	Emission Reduction Unit Procurement Tender (Eru-PT) .....	50
3.2.4	National Strategy Studies .....	56
3.2.5	HEW – TransAlta.....	59
<b>4</b>	<b>Ausgestaltungsoptionen und Bewertung .....</b>	<b>61</b>
4.1	Emissionshandel.....	62
4.1.1	Nachweispflichtige Akteure.....	62
4.1.2	Emissionsminderungsziele und Emissionsrechtsinhalte .....	69
4.1.3	Primärallokation von Emissionsrechten.....	71
4.1.4	Handelsmechanismus .....	77
4.1.5	Monitoring, Kontrolle und Sanktionierung .....	78
4.2	Projektbasierte Instrumente.....	79
4.2.1	Baselines .....	80
4.2.2	Joint Implementation .....	90
4.2.3	Clean Development Mechanism.....	93
4.3	Übergreifende Aspekte.....	101
4.3.1	Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (Senken).....	102
4.3.2	Nutzungsobergrenzen für die flexiblen Mechanismen .....	108
4.4	Einigungen des Bonn Agreements .....	109
<b>5</b>	<b>Quantitative Analysen und Simulationen .....</b>	<b>111</b>
5.1	Gesamtwirtschaftliche Modelle und Simulationen.....	111
5.2	Allgemeine Bemerkungen zur quantitativen Modellierung im Klimaschutz.....	111
5.3	Auswertung und Modellvergleich auf globaler Ebene .....	114
5.3.1	Referenzszenarien und Vermeidungskosten.....	114

5.3.2	Größe des Marktes für die einzelnen flexiblen Mechanismen .....	119
5.3.3	Einfluss von Heißer Luft (Hot Air).....	124
5.4	Auswertung quantitativer Modellrechnungen für Deutschland und Europa.....	127
<b>6</b>	<b>Zielkonflikte und Synergien mit anderen klimapolitischen Instrumenten auf nationaler und europäischer Ebene.....</b>	<b>131</b>
6.1	Ökonomische Überlegungen zum Instrumentenmix .....	131
6.2	Relevante Regulierungen und Instrumente im Bereich Energie und Klimaschutz .....	134
6.2.1	Ordnungsrechtliche Regulierung.....	134
6.2.2	Fördermaßnahmen .....	135
6.2.3	Selbstverpflichtungen der Wirtschaft.....	137
6.2.4	Ökologische Steuerreform und Umweltabgaben .....	138
6.2.5	Quotenverpflichtungen .....	140
6.3	Fazit: Sorgfältige Begründung für flankierende Maßnahmen nötig .....	142
<b>7</b>	<b>Vergleichende Bewertung der flexiblen Mechanismen untereinander .....</b>	<b>144</b>
7.1	Rechtliche Verantwortlichkeit und Beteiligung juristischer Personen .....	145
7.2	Startjahr.....	146
7.3	Austauschbarkeit (Fungibilität).....	146
7.4	Zulässiger Minderungsbeitrag der verschiedenen Instrumente (Supplementarity) .....	147
7.5	Minderungspflicht, Zusätzlichkeit und Zertifizierung .....	147
7.6	Senken.....	148
7.7	Sanktionen.....	148
7.8	Ökologische Integrität.....	148
7.9	Transaktionskosten .....	149
7.10	Grenzüberschreitende Unternehmensinvestitionen .....	150
7.11	Emissionshandel, JI und CDM im Vergleich.....	151
<b>8</b>	<b>Schlussfolgerungen und Empfehlungen.....</b>	<b>153</b>
<b>9</b>	<b>Literatur.....</b>	<b>158</b>
<b>10</b>	<b>Anhang.....</b>	<b>167</b>
10.1	AIJ-Projekte in Annex I-Staaten (JI) .....	167
10.2	AIJ-Projekte in Nicht-Annex I-Staaten (CDM).....	172
10.3	Projekte aus der Eru-PT-Ausschreibung der niederländischen Regierung .....	177

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Eigenschaften der flexiblen Instrumente des Kioto-Protokolls .....	16
Tabelle 2:	Ansätze zum Emissionshandel im Vergleich.....	37
Tabelle 3:	CDM-Potenzial in Zimbabwe .....	57
Tabelle 4:	CDM-Potenzial in Kolumbien .....	58
Tabelle 5:	Absolute sektorale CO <sub>2</sub> -Emissionen in Deutschland und Europa .....	64
Tabelle 6:	Vergleich verschiedener Ausgestaltungsmodelle für Emissionshandel .....	69
Tabelle 7:	Vergleich der Anforderungen für Monitoring und Zertifizierung .....	96
Tabelle 8:	Problemdimensionen der Baselinebestimmung.....	88
Tabelle 9:	Projektkategorien in der AIJ-Pilotphase .....	98

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Bilanz der flexiblen Instrumente des Kioto-Protokolls .....	17
Abbildung 2:	Übersicht über die Aktivitäten aus der AIJ-Pilotphase.....	40
Abbildung 3:	Gastländer der Aktivitäten aus der AIJ-Pilotphase.....	41
Abbildung 4:	Investorländer der Aktivitäten aus der AIJ-Pilotphase .....	42
Abbildung 5:	Unterteilung der Aktivitäten aus der AIJ-Pilotphase in JI-Typen und CDM-Typen .....	43
Abbildung 6:	Verlauf der Emissionen eines Eru-PT-Projektes .....	52
Abbildung 7:	Abläufe und Beteiligte eines Eru-PT-Projektes.....	53
Abbildung 8:	Prozentuale sektorale CO <sub>2</sub> -Emissionen in Deutschland und Europa .....	65
Abbildung 9:	Funktionsweise des "early JI crediting" .....	92
Abbildung 10:	"Early JI crediting" in einem Gastland mit "heißer Luft" .....	93

## Abkürzungen, Einheiten

AA	Assigned Amounts
AAU	Assigned Amounts Units
ACEA	European Automotive Manufacturers Association
AIJ	Activities Implemented Jointly
AOSIS	Alliance of Small Island States
AQMP	Air Quality Management Plan
ARD	Afforestation, Reforestation, Deforestation
ATP	Allowance Trading Program
BA	Bonn Agreement
BAU	Business as usual
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft
BP	British Petroleum
BSA	Burden Sharing Agreement
C	Kohlenstoff
CANZ	Kanada-Australien-Neuseeland
CCL	Climate Change Levy
CCLA	Climate Change Levy Agreement
CDM	Clean Development Mechanism
CER	Certified Emission Reduction
CERT	Carbon Emission Reduction Trade Model
CH <sub>4</sub>	Methan
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
COP	Conference of the Parties
CoPmoP	Conference of the Parties serving as Meeting of the Parties
DETR	Britisches Ministerium für Umwelt, Transport und Regionales
ECCP	European Climate Change Programme
EDF	Environmental Defense Fund
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EIA	Energy Information Administration
EigZuIG	Eigenheimzulagegesetz
EMAS	EU Eco Management and Audit Scheme
EMF	Energy Modeling Forum
EnEV	Energieeinsparverordnung
EnVKG	Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz
EPA	Environmental Protection Agency
ERPA	Emission Reduction Purchase Agreement
ERU	Emission Reduction Units (Emissionsminderungseinheiten)
Eru-PT	Emission Reduction Unit Procurement Tender
ET	Emissions Trading
EU	Europäische Union
EUR	Euro
FoE	Friend of the Earth

G 77	Zusammenschluss von Entwicklungsländern im Rahmen des UNFCCC-Prozesses
GDP	Gross Domestic Product
GFAVO	Großfeuerungsanlagen-Verordnung
Gg	Gigagramm (=1 Tonne)
GHG	Greenhouse Gas
GVK	Grenzvermeidungskosten
GWP	Global Warming Potential
HEW	Hamburgische Electricitäts-Werke AG
IET	International Emissions Trading
IPCC	International Panel on Climate Change
JI	Joint Implementation
k.A.	keine Angabe
km	Kilometer
KRK	Klimarahmenkonvention
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
Mio.	Million
Mrd.	Milliarde
MtC	Millionen Tonnen Kohlenstoff 1 t Kohlenstoff entspricht 3,67 t CO <sub>2</sub> (44/12)
NGO	Non-Government Organization
NO <sub>x</sub>	Stickoxid
NSS	National Strategy Studies
OECD	Organisation for Economic Co-Operation and Development
PAA	Parts of Assigned Amounts
PCF	Prototype Carbon Fund
REA	Rauchgas-Entschwefelungsanlagen
RECLIAM	Regional Clean Air Incentive Market
REG	Regenerative Energien
RWE	Rheinisch-Westfälische Elektrizitätswerke AG
SBSTA	Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice
SO <sub>2</sub>	Schwefeldioxid
t CO <sub>2</sub> Aq.	Tonnen Kohlendioxidäquivalent
t	Tonne (1.000 kg)
TAE	Total Aggregate Emissions
TA-Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
THG	Treibhausgas
UK	United Kingdom
UK-ETG	United Kingdom – Emissions Trading Group
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
US	United States
US\$	United States Dollar
USA	United States of America
WTO	World Trade Organization
WWF	World Wildlife Fund





## 1 Hintergrund und Aufgabenstellung

Die Enquête-Kommission hat sich die Aufgabe gestellt, mittel- bis langfristige Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung auszuarbeiten und zu diskutieren. Neben der Identifikation von Zielen und Lösungsoptionen kommt dabei der Bestimmung geeigneter politischer Instrumente eine herausragende Rolle zu. Dabei ergibt sich die Wahl der entsprechenden Instrumente weder zwingend noch ist sie unabhängig von Problemstruktur, Zieldimension, Zeithorizont, internationaler und nationaler Einbettung sowie ökonomischen, sozialen und kulturellen Rahmenbedingungen. Die Entwicklung einer geeigneten Strategie für die politische Instrumentierung setzt daher voraus, dass die dabei zum Einsatz kommenden Instrumente und Maßnahmen in systematischer Weise analysiert und bewertet werden. Dies gilt vor allem für solche Instrumente, für die bisher nur begrenzte Anwendungserfahrungen – zumal für Deutschland – existieren.

In diesem Kontext kommt insbesondere den sogenannten flexiblen Instrumenten, die im Rahmen des Kioto-Protokolls vereinbart wurden (Emissionshandel, Joint Implementation und Clean Development Mechanism<sup>1</sup>) eine besondere Rolle zu. Gemeinsam ist diesen Instrumenten, dass zunächst ein übergreifendes Umweltziel (in einer ersten Stufe durch das Kioto-Protokoll) politisch vorgegeben wird und abgeleitet daraus Emissionsrechte und Emissionsgutschriften definiert werden. Diese Rechte können frei gehandelt werden. Bei hinreichender Konkurrenz und funktionierenden Märkten für Emissionsrechte und Emissionsgutschriften ist dann sichergestellt, dass sie dort zum Einsatz kommen, wo sie am effizientesten Verwendung finden. Im deutschen Sprachraum werden die flexiblen Instrumente unter dem Oberbegriff Mengensteuerungsinstrumente zusammengefasst.

Die flexiblen Kioto-Mechanismen sind dabei zunächst als Instrumente zwischen den Vertragsparteien des Protokolls, also einzelnen souveränen Staaten konzipiert, lassen jedoch auch die Öffnung für einzelne Wirtschaftssubjekte zu. Gleichzeitig gewinnen Instrumente der Mengensteuerung auch für nationale Politiken (Klimaschutz, konventionelle Luftreinhaltung, erneuerbare Energien etc.) zunehmend an Bedeutung.

Aus der Diskussion um die Spezifikation und Umsetzung dieser Instrumente, aber auch aus ersten praktischen Anwendungserfahrungen ergibt sich, dass sowohl die Potenziale als auch die Sinnfälligkeit dieser Instrumente nur vor dem Hintergrund konkreter Ausgestaltungsvarianten sowie der realen Entscheidungskalküle von Wirtschaftssubjekten und weniger gut mit hoch aggregierten Betrachtungen bewertet werden können.

Eingedenk dieser Vorüberlegungen sollen die flexiblen Mechanismen in der hier vorliegenden Studie hinsichtlich ihrer Vorbedingungen, Ausgestaltungsoptionen, Einsatzbereiche und Wirkungsmechanismen analysiert und miteinander verglichen werden. Dabei werden insbesondere auch die ggf. in Kauf zu nehmenden Trade offs herausgearbeitet.

Am Anfang der Studie steht eine kurze einführende Darstellung der flexiblen Mechanismen (Kapitel 2), bei der die Wirkungsweisen der einzelnen Instrumente wie auch ihre

---

<sup>1</sup> Für Joint Implementation (JI) und Clean Development Mechanism (CDM) haben sich bisher keine einheitlichen deutschen Begriffe herausgebildet. Deshalb wird im Folgenden immer auf die international gebräuchlichen Begriffe zurückgegriffen.

Gemeinsamkeiten und Unterschiede herausgearbeitet werden. Daran schließt sich eine Auswertung der Erfahrungen mit den flexiblen Instrumenten (Kapitel 3) an. Hierbei werden sowohl nationalstaatliche wie auch rein privatwirtschaftliche Umsetzungen der flexiblen Instrumente berücksichtigt und – soweit entsprechende Erfahrungen noch nicht in hinreichender Anzahl vorliegen – auch die in Vorbereitung befindlichen Programme zur Umsetzung flexibler Instrumente.

Ausgehend von den internationalen Erfahrungen werden dann in Kapitel 4 die grundsätzlichen Ausgestaltungsoptionen der einzelnen flexiblen Instrumente herausgearbeitet, diskutiert und hinsichtlich ihrer Bedeutung für die deutsche Energie- und Klimapolitik bewertet. In Kapitel 5 wird zunächst die verfügbare Literatur zu empirischen gesamtwirtschaftlichen Modellen hinsichtlich der Auswirkungen flexibler Instrumente auf Vermeidungskosten und die Struktur des globalen Marktes für Emissionsrechte und Emissionsgutschriften analysiert. Darüber hinaus werden die in Europa und in Deutschland zu erwartenden gesamtwirtschaftlichen Effekte soweit als möglich abgeschätzt. Daran anschließend erfolgt in Kapitel 6 eine Analyse der Wechselwirkungen flexibler Instrumente mit anderen Instrumenten der deutschen Energie- und Klimapolitik sowie in Kapitel 7 eine vergleichende Analyse der einzelnen flexiblen Instrumente. Auf der Grundlage der zuvor durchgeführten Analyseschritte erfolgt dann in Kapitel 8 eine abschließende Bewertung. Außerdem werden hier Empfehlungen für die zukünftige Gestaltung der deutschen Energie- und Klimapolitik entwickelt.

## 2 Die Kioto-Mechanismen

Das Kioto-Protokoll wurde im Dezember 1997 in Kioto, Japan, am Ende der 3. Vertragsstaatenkonferenz (3. Conference of the Parties, COP 3) der Vertragsstaaten zur Klimarahmenkonvention (United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC) verabschiedet. Mit diesem Protokoll wurden erstmals international bindende, quantitative Ziele für die Minderung von Treibhausgasen vereinbart. Weltweit sollen die Treibhausgasemissionen der sogenannten Annex I-Staaten<sup>2</sup> im Zeitraum von 2008 bis 2012 um durchschnittlich 5,2% gegenüber dem Niveau von 1990 reduziert werden. Die vereinbarten Reduktionsziele für die einzelnen Staaten sind unterschiedlich und reichen von -8% bis + 10% der Emissionen des Basisjahres 1990. Das Protokoll tritt allerdings erst in Kraft, wenn 55 Vertragsstaaten, die zusammen für mindestens 55% der Treibhausgasemissionen von 1990 verantwortlich sind, das Protokoll ratifiziert haben. Bis zum 22.07.2001 hatten insgesamt 84 Staaten das Kioto-Protokoll unterzeichnet und 37 Staaten es ratifiziert. Unter den ratifizierenden Staaten ist bisher lediglich ein Annex I-Staat (Rumänien) vertreten. Angesichts der fehlenden Detailausgestaltung vieler Bestimmungen des Protokolls (z.B. im Bereich der Erfüllungskontrolle oder der Sanktionen) ist es für die meisten Annex I-Staaten erst nach weiteren Beschlüssen zur Ausgestaltung ratifizierbar. Die EU und die EU-Mitgliedsstaaten haben angekündigt, dass sie das Protokoll im Jahre 2002 ratifizieren wollen.

Die im Kioto-Protokoll fixierten quantitativen Minderungsziele für Treibhausgase konnten nur verabschiedet werden, weil zugleich Instrumente zur flexiblen Pflichterfüllung, die sogenannten flexiblen Mechanismen, vorgesehen worden sind. Dies sind vor allem internationaler Emissionshandel (Emissions Trading) in Artikel 17, Joint Implementation in Artikel 6 und Clean Development Mechanism in Artikel 12.

Durch das Protokoll verpflichten sich einzelne Vertragsstaaten (parties) zur Treibhausgasminderung. Die Vertragsstaaten können zum Teil aber auch private Institutionen (legal entities) ihres Landes ermächtigen, an der Erfüllung ihrer Pflichten mitzuwirken. Die Kontrolle der Pflichterfüllung erfolgt im Wesentlichen auf Grundlage der sogenannten Treibhausgasinventare (GHG Inventories). Dies ist die systematische Zusammenstellung und Berechnung aller Treibhausgasemissionen eines Staates innerhalb eines Jahres. Die Aufstellung der Inventare erfolgt nach international vereinbarten Methoden.

Ausgangspunkt aller flexiblen Mechanismen ist die Beobachtung, dass die Vermeidungskosten für Treibhausgase weltweit stark differieren. Während die Minderungskosten in den Industriestaaten zum Teil sehr hoch sind, gibt es in den Entwicklungs- und Transformationsländern zahlreiche Potenziale zur Treibhausgasvermeidung zu vergleichsweise niedrigeren Kosten. Auch innerhalb der einzelnen Vertragsstaaten sind die Kosten der Treibhausgasvermeidung je nach Sektor und Technologie sehr unterschiedlich. Durch die flexiblen Mechanismen wird deshalb den Verpflichteten mit relativ hohen Vermeidungs-

---

<sup>2</sup> Im Annex I der Klimakonvention (UNFCCC) sind die westlichen Industrieländer (im wesentlichen die OECD-Staaten) und die Mittel- und Osteuropäischen Staaten sowie die Staaten der früheren Sowjetunion aufgeführt. Die individuellen Minderungsziele der Annex I-Staaten wurden im Annex B des Kioto-Protokolls fixiert (vgl. auch Fußnote 3).

kosten die Möglichkeit eröffnet, ihre Verpflichtungen nicht unmittelbar im eigenen Land sondern durch die Finanzierung von Reduktionsaktivitäten anderer Akteure zu erfüllen. Für den Nachweis der Pflichterfüllung werden deshalb Emissionsrechte und Emissionsgutschriften geschaffen, die international frei gehandelt werden können. Durch die flexiblen Mechanismen soll also ein globaler Markt für Treibhausgaseminderungen geschaffen werden, der die Vermittlungsfunktion des Marktes dazu nutzt, die vereinbarten Treibhausgaseminderungen weltweit so kosteneffizient wie möglich zu erbringen.

## 2.1 Emissionshandel

Emissionshandel ist ein inventarbasiertes Instrument, bei dem die im Treibhausgasinventar erfassten Emissionen die Grundlage des Handelssystems bilden. Ausgehend von dem Inventar des Jahres 1990, werden in Verbindung mit dem in Annex B<sup>3</sup> des Kioto-Protokolls fixierten Minderungsziel, die maximal zulässigen Treibhausgasemissionen (Assigned Amounts, AA) im Verpflichtungszeitraum von 2008 bis 2012 ermittelt.<sup>4</sup> Auf diese Weise werden den Vertragsstaaten einerseits Emissionsrechte zugewiesen, die ein exklusives Nutzungsrecht an der globalen Ressource "Aufnahmefähigkeit der Atmosphäre für Treibhausgase" einräumen (Brockmann/Stronzik/Bergmann 1999, S. 57), andererseits aber auch ein "Deckel" (cap) für die Begrenzung der Treibhausgasemissionen auferlegt.

Sofern die eigenen Treibhausgasemissionen im Verpflichtungszeitraum unter den maximal zulässigen Emissionen liegen, können Teile der maximal zulässigen Emissionen (Parts of Assigned Amounts, PAA<sup>5</sup>) an andere Vertragsstaaten veräußert werden. Vertragsstaaten, deren Treibhausgasemissionen im Verpflichtungszeitraum die zulässige Höchstmenge überschreiten, können durch den Erwerb von Emissionsrechten ihrer Verpflichtung nachkommen. Vertragsstaaten mit besonders hohen Vermeidungskosten für Treibhausgase werden deshalb ihre Minderungs- oder Stabilisierungsverpflichtungen nicht direkt einhalten sondern stattdessen Emissionsrechte von Vertragsstaaten mit relativ niedrigen Minderungskosten erwerben. Auf diese Weise entsteht ein globaler Markt mit Angebot und Nachfrage nach Emissionsrechten für Treibhausgase. Nach der ökonomischen Theorie führt der Handel über einen solchen Markt dann zu einer weltweit öko-

<sup>3</sup> Artikel 17 des Kioto-Protokolls ermächtigt die in Annex B genannten Staaten am Treibhausgashandel teilzunehmen. Artikel 6 (JI) und Artikel 12 (CDM) beziehen sich jedoch auf die Annex I- bzw. Nicht-Annex I-Staaten. Weißrussland und die Türkei sind im Annex I, nicht aber im Annex B enthalten. Kroatien, Liechtenstein und Monaco dagegen sind im Annex B, nicht aber im Annex I enthalten.

Inzwischen hat sich in den offiziellen UNFCCC-Texten folgender Sprachgebrauch durchgesetzt: Sofern die Rechte der Länder adressiert werden, am Handel mit Emissionsrechten und Emissionsgutschriften teilzunehmen, wird zwischen Annex I- und den Nicht-Annex I-Staaten differenziert. Wird jedoch die quantitative Verpflichtung der Annex I-Staaten adressiert, so wird hierfür auf Annex B verwiesen (vgl. z.B. Bonn Agreement).

<sup>4</sup> Die AAs werden nach folgender Formel ermittelt: Inventar 1990 x (Reduktionsverpflichtung in Annex B/100) x 5 (Jahre Verpflichtungsperiode 2008-2012).

<sup>5</sup> Die Bezeichnung "Parts of Assigned Amounts" wurde von der EU vorgeschlagen, während die Umbrella-Gruppe die handelbaren Einzelrechte als "Assigned Amount Units" (AAU) bezeichnet. Bisher wurde hierzu noch keine Einigung hinsichtlich der zukünftig gültigen Bezeichnung erzielt.

nomisch effizienten Verminderung der Treibhausgase, wenn die Grenzvermeidungskosten überall angeglichen sind.

Es wird jedoch darüber verhandelt, ob es zulässig ist, die gesamten Minderungs- oder Stabilisierungsverpflichtungen durch den Erwerb von Emissionsrechten zu erfüllen. Denn das Kioto-Protokoll weist in Artikel 17 ausdrücklich darauf hin, dass jedweder Emissionshandel nur ergänzend (supplemental) zu Vermeidungsaktivitäten im eigenen Land erfolgen darf. Da "ergänzend" nicht näher quantifiziert worden ist, wurde im Kioto-Nachfolgeprozess heftig über eine Begrenzung (ceilings) des Beitrags flexibler Instrumente zur Pflichterfüllung diskutiert. Bisher ist keine Einigung zu dieser Frage erzielt worden.

Emissionshandel ist zunächst begrenzt auf die Staaten, denen in Annex B des Kioto-Protokolls Reduktions- oder Stabilisierungsziele zugewiesen werden. Obwohl in Artikel 17 des Kioto-Protokolls nicht ausdrücklich erwähnt, wird allgemein doch davon ausgegangen, dass die am Treibhausgashandel teilnehmenden Staaten PAAs an private Unternehmen und Institutionen (legal entities) übertragen und diese ermächtigen können, am internationalen Treibhausgashandel teilzunehmen. Allerdings ist diese Ermächtigung weiterhin ein Streitpunkt in den Klimaverhandlungen.

## 2.2 Joint Implementation

Im Gegensatz zum Emissionshandel ist Joint Implementation ein projektbasiertes Instrument, bei dem statt Emissionsrechten Emissionsminderungseinheiten (emission reduction units, ERUs) übertragen werden. Die Grundlage für die Übertragung stellt ein Emissionsminderungs- oder Senkenprojekt<sup>6</sup> im Gastland (host country) dar, das durch Investitionen aus einem Investorland ermöglicht wurde. Die Menge der generierten Reduktionseinheiten ermittelt sich aus der Differenz zwischen den tatsächlichen Emissionen und einer sogenannten Baseline. Die Baseline gibt an, welche Emissionen entstanden wären, wenn das Projekt nicht realisiert worden wäre. Sie wird vor Projektbeginn von allen Teilnehmern vertraglich vereinbart. ERUs können erst ab Beginn des ersten Verpflichtungszeitraums von 2008 bis 2012 generiert werden.

Folgende Voraussetzungen müssen nach Artikel 6 des Kioto-Protokolls erfüllt sein, damit die Emissionsminderungseinheiten auf die nationalen Emissionsinventare angerechnet werden können:

- die JI-Projekte müssen von beiden beteiligten Ländern anerkannt worden sein;
- die Projekte sollen Emissionsminderungen erreichen (durch Reduktion von Emissionen oder durch Verstärkung von Senken), die "zusätzlich" zu solchen Reduktionen sind, die auch ohne die JI-Projekte erfolgen würden (additionality);
- das Geberland soll die Emissionsminderungseinheiten ergänzend zu Maßnahmen zur Emissionsverminderung im eigenen Land einsetzen (supplementarity).

---

<sup>6</sup> Bei Treibhausgassenkenprojekten wird CO<sub>2</sub> aus der Atmosphäre gebunden und hierdurch der Klimawandel abgeschwächt. Treibhausgassenken können vor allem im Bereich Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft erschlossen werden (Abschnitt 4.3.1).

Die Durchführung von JI-Projekten und der ERU-Handel sind – im Unterschied zum Clean Development Mechanism – auf die Annex I-Staaten der Klimarahmenkonvention beschränkt. Implizit zielt JI insbesondere auf Projekte, die in Zusammenarbeit zwischen den OECD-Ländern als Investoren und den sogenannten Transformationsstaaten Mittel- und Osteuropas als Gastländern durchgeführt werden. Die Vertragsstaaten können jedoch nach Artikel 6 (3) des Kioto-Protokolls private Unternehmen und Institutionen (legal entities) ermächtigen unter ihrer Verantwortung an der Generierung, Übertragung oder am Erwerb von ERUs mitzuwirken. Die teilnehmenden privaten Unternehmen können die generierten oder erworbenen ERUs dann entweder z.B. an andere Vertragsstaaten oder andere reduktionsverpflichtete Unternehmen veräußern oder zum Nachweis der eigenen Pflichterfüllung einsetzen, sofern sie einer Reduktionsverpflichtung unterliegen.

### 2.3 Clean Development Mechanism

Der Mechanismus für eine umweltverträgliche Entwicklung (clean development mechanism, CDM) ist ebenso wie JI ein projektbasiertes Instrument. Ziel dieses Instrumentes ist nach Artikel 12 (2, 3) des Kioto-Protokolls, die Nicht-Annex I-Länder bei der Erreichung einer nachhaltigen Entwicklung zu unterstützen und ihnen gleichzeitig die Möglichkeit zu geben, einen Beitrag zum Minderungsziel des Kioto-Protokolls zu leisten. Gleichzeitig soll den Annex I-Staaten durch den CDM eine zusätzliche Möglichkeit geboten werden, ihre Emissionsbegrenzungen bzw. Minderungsverpflichtungen einzuhalten. Mit dem CDM werden also nicht nur klimapolitische sondern gleichzeitig auch entwicklungspolitische Ziele verbunden. Durch die frühzeitige Integration der Nicht-Annex I-Staaten soll auch ein klimaschützender Technologie- und Know-how-Transfer initiiert und damit ein Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung geleistet werden.

Instrumentell betrachtet hat der CDM große Ähnlichkeit mit JI, unterscheidet sich allerdings im Hinblick auf die Akteure und den zeitlichen Horizont. CDM-Projekte werden zwischen Annex I- und Nicht-Annex I-Staaten durchgeführt. Dabei finanzieren Vertragsstaaten oder private Institutionen aus den Annex I-Staaten Treibhausgasminderungsprojekte in Nicht-Annex I-Staaten und erhalten dafür sogenannte zertifizierte Emissionsminderungen (certified emission reductions, CER). Die Emissionsminderungen aus CDM-Projekten müssen zertifiziert werden, weil sie in den Nicht-Annex I-Staaten generiert werden, die keiner Minderungs- oder Begrenzungsverpflichtung unterliegen. Durch die unabhängige Zertifizierung soll sichergestellt werden, dass nur solche CDM-Projekte anerkannt werden, die tatsächlich einen messbaren und langfristigen Beitrag zur globalen Treibhausgasminderung leisten.<sup>7</sup>

---

<sup>7</sup> Im Unterschied zum JI haben beim CDM alle Beteiligten gleichgerichtete Interessen und deshalb grundsätzlich einen Anreiz die erzielten Emissionsminderungen zu übertreiben. Denn sowohl das Gastland zieht Vorteile aus einer höheren Menge an Zertifikaten als auch das investierende Land bzw. die investierenden Unternehmen. Ohne eine unabhängige Zertifizierung könnte dies zu einer "Inflationierung" der Emissionsminderungen führen, wodurch letztlich die im Kioto-Protokoll vereinbarten Treibhausgasminderungen konterkariert würden. Beim JI dagegen ist die Interessenlage der Akteure anders. Denn wenn die Emissionsminderungen eines Projekts vom Investor übertrieben werden, so müssten aus Sicht des Gastlandes "zu viele" Emissionsrechte übertragen werden, die dann später beim Nachweis der eigenen Pflichterfüllung nicht zur Verfügung stehen. Werden die Emis-



Gemäß Artikel 12 (5) des Kioto-Protokolls können Emissionsminderungen aus CDM-Projekten nur dann anerkannt werden, wenn sie folgende Bedingungen erfüllen:

- sie müssen durch alle Vertragsparteien anerkannt und gebilligt werden,
- sie müssen real messbare und langfristige Abschwächungen der Klimaveränderungen bewirken und
- sie müssen zusätzlich zu den Emissionsreduktionen entstehen, die auch ohne das zertifizierte Projekt entstanden wären.

Auch für CDM-Projekte muss deshalb vor Projektbeginn zwischen allen Projektbeteiligten eine Baseline vertraglich vereinbart werden. Im Unterschied zu ERUs aus JI-Projekten können CERs allerdings bereits ab dem Jahr 2000 in CDM-Projekten generiert und später zur Pflichterfüllung in der ersten Verpflichtungsperiode eingesetzt werden (Artikel 12 (10)).

CDM-Projekte sollen gemäß Artikel 12 (4) von einem Aufsichtsgremium für CDM (executive board) überwacht werden. Ein Teil der Erlöse (share of proceeds) aus der Nutzung des CDM soll nach Artikel 12 (8) des Kioto-Protokolls – gewissermaßen als Steuer für die Nutzung dieses Instruments – erhoben werden. Das Aufkommen hieraus soll einerseits zur Deckung der entstehenden Verwaltungskosten und andererseits zur Finanzierung von Anpassungsmaßnahmen in Ländern, die – wie z.B. die kleinen Inselstaaten – besonders vom Klimawandel betroffen sind, verwendet werden.

## 2.4 Zusammenspiel der Instrumente

In Tabelle 1 sind die wesentlichen Unterscheidungsmerkmale der einzelnen flexiblen Instrumente noch einmal übersichtlich zusammengestellt.

---

onsminderungen dagegen vom Gastland untertrieben, so wird das Investorland nicht bereit sein, dieses JI-Projekt anzuerkennen, da ihm "zu wenig" Emissionsrechte übertragen werden. Da die Interessen von Gast- und Investorland beim JI entgegengerichtet sind, kontrollieren sich die beteiligten Projektparteien gegenseitig. Dennoch ist in den Verhandlungen noch nicht endgültig geklärt, ob bei JI-Projekten generell auf eine Zertifizierung verzichtet wird, oder sich diese lediglich auf einige Sonderfälle beschränkt. Vor allem die Entwicklungsländer fordern eine Zertifizierung von JI-Projekten, um gleiche Transaktionskosten bei CDM und JI zu erreichen.

Tabelle 1: *Eigenschaften der flexiblen Instrumente des Kioto-Protokolls*

	<b>Ausgangsbasis</b>	<b>Minderungsziel</b>	<b>Ländergruppe</b>	<b>Einheit</b>
<b>Emissionshandel</b>	Gesamte THG-Emissionen im Basisjahr	maximale Emissionsmenge	Annex I - Annex I	Parts of Assigned Amounts (PAA)
<b>Joint Implementation (JI)</b>	einzelne Emissionsminderungsprojekte	Baseline	Annex I - Annex I	Emission Reduction Units (ERU)
<b>Clean Development Mechanism (CDM)</b>	einzelne Emissionsminderungsprojekte	Baseline	Annex I - Non-Annex I	Certified Emission Reductions (CER)

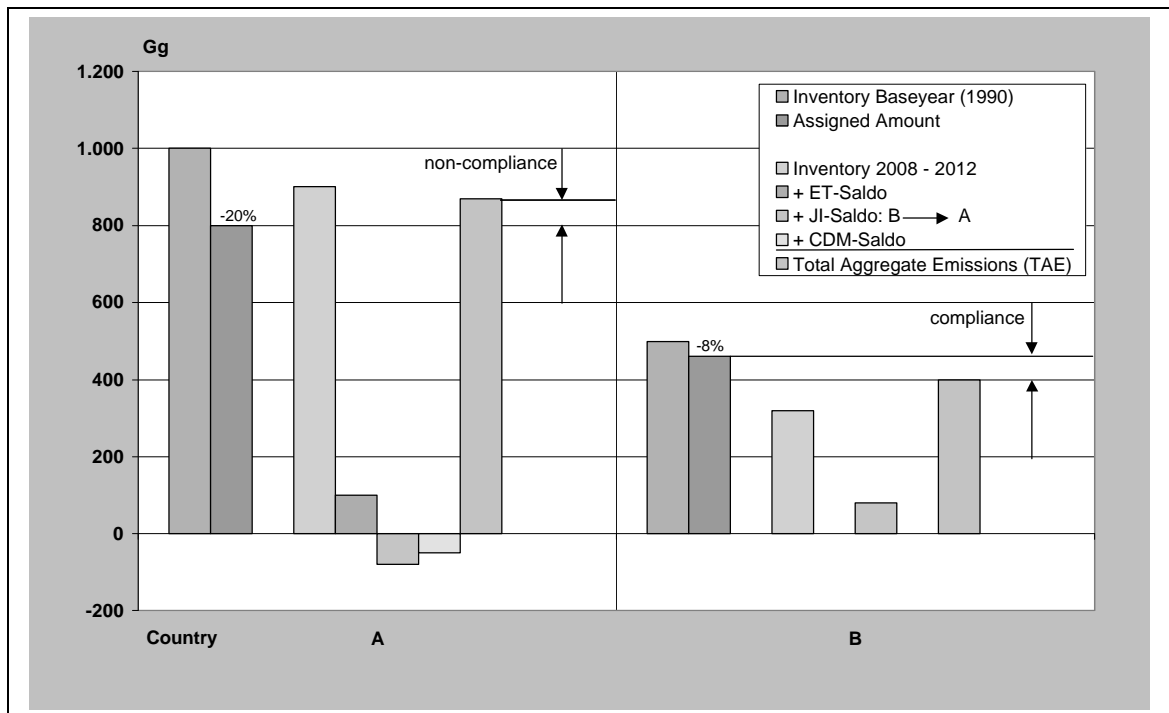
Quelle: Zusammenstellung des Öko-Instituts

Für die Kontrolle der Pflichterfüllung während der Verpflichtungsperiode müssen die verschiedenen flexiblen Instrumente berücksichtigt und miteinander verrechnet werden. Alle Einheiten, also PAAs, ERUs und CERs werden jeweils auf 1 Gg (= 1 Tonne) Treibhausgasäquivalent<sup>8</sup> ausgestellt. In der Abbildung 1 ist das Zusammenspiel der einzelnen flexiblen Instrumente anhand eines Modellbeispiels dargestellt.

<sup>8</sup> Dabei werden alle Treibhausgase außer CO<sub>2</sub> mittels der sogenannten Treibhausgaspotenziale (Global Warming Potential, kurz GWP), die vom IPCC erarbeitet und internationale beschlossen wurden, auf die Klimawirksamkeit von CO<sub>2</sub> umgerechnet.



Abbildung 1: Bilanz der flexiblen Instrumente des Kioto-Protokolls



Quelle: Darstellung des Öko-Instituts

Bei der Prüfung, ob die Reduktionsziele erreicht wurden, werden die Salden aus allen Emissionshandels- und JI-Transaktionen gebildet. Zusammen mit den tatsächlich beobachteten Emissionen, die sich aus den Inventaren für den Verpflichtungszeitraum ergeben, und den CERs aus CDM-Projekten ergeben sich dann die sogenannten gesamten aggregierten Emissionen (Total Aggregate Emissions, TAE). Sind sie kleiner oder gleich dem Assigned Amount, der aus der Emissionen im Jahr 1990 und der in Annex B fixierten Minderungsverpflichtung berechnet wird, so hat der betreffende Vertragsstaat seine Verpflichtungen erfüllt.<sup>9</sup> Trifft dies nicht zu, so hat der betreffende Vertragsstaat seine im Kioto-Protokoll eingegangenen Verpflichtungen nicht erfüllt.

<sup>9</sup> In dem Modellbeispiel von Abbildung 1 trifft dies für Land B zu.

### 3 Auswertung nationaler und internationaler Ansätze

Flexible Instrumente sind in der Praxis der deutschen Umweltpolitik noch weitgehend unbekannt obwohl es auch in Deutschland schon in den 70er und 80er Jahren entsprechende Pilotprojekte hierzu gab. Im Folgenden werden deshalb zunächst die Erfahrungen verschiedener internationaler Ansätze und Konzepte dargestellt und bewertet, bei denen den Kioto-Mechanismen ähnliche Instrumente eingesetzt wurden. Dabei werden allerdings nicht nur bereits umgesetzte Ansätze der flexiblen Instrumente berücksichtigt, sondern auch jüngere Konzepte und Analysen, die unmittelbar mit den Kioto-Instrumenten im Zusammenhang stehen.

#### 3.1 Emissionshandel

##### 3.1.1 Das Schwefeldioxid-Emissionshandelsprogramm

###### 3.1.1.1 Zielsetzung und Hintergrund

Eine Vorreiterfunktion im Bereich des Emissionshandels nimmt das "SO<sub>2</sub>-Allowance Trading Program" (SO<sub>2</sub>-ATP) in den USA ein. Es ist der erste umfassende Versuch ein Emissionshandelssystem in die Praxis umzusetzen (Hansjürgens 1999).

Das SO<sub>2</sub>-ATP ist Bestandteil des Acid Rain Programs der Environmental Protection Agency (EPA), welches im nationalen Gesetz zur Luftreinhaltung, dem Clear Air Act, verankert ist. Es zielt darauf ab, Energieerzeugern einen Anreiz zu geben, Schwefeldioxidemissionen zu reduzieren um den sauren Regen insbesondere im Nordosten der USA zu bekämpfen. Der Zertifikatshandel ist beschränkt auf Unternehmen der Energiewirtschaft, die ca. 70 % der gesamten SO<sub>2</sub>-Emissionen in den USA verursachen. Konkret wurde als Ziel formuliert, die Schwefeldioxidemissionen jährlich um 10 Mio. t zu reduzieren, um im Jahre 2000 nur noch 50 % der Emissionsmenge von 1980 freizusetzen (Schwarze 1997). Das Reduktionsziel basiert im Wesentlichen auf einem politischen Kompromiss zwischen Kraftwerksbetreibern und Kohleproduzenten einerseits sowie Umweltschutzgruppen und Interessenverbänden andererseits.

###### 3.1.1.2 Akteure

Die Emissionsziele sollen in einem zweistufigen Prozess erreicht werden. Während in der ersten Phase (1995-2000) nur die am stärksten emittierenden Unternehmen der Energiewirtschaft (110 Kraftwerke bzw. 263 Anlagen) von dem Programm betroffen waren, werden in der zweiten Phase (2000-2010) alle größeren Kraftwerke (ca. 2000 Anlagen) in den Emissionshandel miteinbezogen. Trotz der Einführung des SO<sub>2</sub>-ATP bleiben die Kraftwerke an das bestehende Ordnungsrecht gebunden. Durch Technikvorschriften und vorgegebene Immissionsstandards werden lokale Belastungsspitzen vermieden.

### 3.1.1.3 Primärallokation

Die Primärallokation der Lizenzen<sup>10</sup> basiert in beiden Phasen auf einem modifizierten Prinzip des Grandfatherings, d.h. einem Zuteilungsverfahren von Emissionsrechten, das auf den bisherigen Emissionen basiert. Die Emittenten bekommen entsprechend ihrem durchschnittlichen historischen Energieverbrauch (1985-87), verrechnet mit einem vorgegebenen SO<sub>2</sub>-Emissionsrichtwert eine Basisausstattung an Lizenzen zugeteilt, die sie auf dem Markt frei handeln können. Jede Lizenz verleiht ihnen das Recht, eine Tonne SO<sub>2</sub> im laufenden oder in folgenden Jahren zu emittieren.

Da keine der betroffenen Interessengruppen die Hauptlast des SO<sub>2</sub>-ATP tragen soll, wurden als politischer Kompromiss außerordentliche Lizenzen eingeräumt, die weitere Anreize für Energiesparmaßnahmen und moderne Vermeidungstechnologie setzen. Hierdurch soll die Installation von Rauchgasentschwefelungsanlagen (REAs) gefördert sowie die Bundesstaaten entlasten werden, in denen Kohlebergbau ein wichtiger Wirtschaftszweig ist.

Unternehmen, die vom Gesetz her nicht zur Teilnahme am SO<sub>2</sub>-ATP verpflichtet sind, können auf freiwilliger Basis am Lizenzprogramm teilnehmen. Sie erhalten Lizenzen entsprechend ihrer genehmigten SO<sub>2</sub>-Emissionen bzw. – sofern diese niedriger waren – entsprechend der tatsächlichen SO<sub>2</sub>-Emissionen des Jahres 1985 zugeteilt.

Emittenten bekamen, nur bis zum Programmbeginn, differenziert nach dem Jahr der Inbetriebnahme, unterschiedlich viele kostenlose Lizenzen bis maximal 65 % ihrer entsprechend der Kapazität erwarteten Emissionen. Nach Programmbeginn wurden Neuemittenten keine Lizenzen mehr zugeteilt. Darüber hinaus kommen für neuere Anlagen zusätzliche ordnungsrechtliche Auflagen hinzu. Neu eintretende Unternehmen werden somit deutlich stärker belastet als Altemittenten.

Um den Unternehmen dennoch die Möglichkeit des Markteintritts zu bieten, hält die Umweltbehörde EPA durch proportionale Kürzung der Basisausstattung der einzelnen Kraftwerke 2,8 % der Lizenzen in einem Lizenzreservefonds zurück und führt regelmäßig Auktionen durch.

Es gibt zwei Typen von Auktionen: bei der einen werden Lizenzen mit sofortiger Gültigkeit versteigert, bei der anderen werden Vorauslizenzen zur Verwendung in frühestens sieben Jahren angeboten. Der Erlös, den die Umweltbehörde EPA durch Versteigerung der Reservelizenzen erzielt, wird wieder an die Kraftwerke anteilig zur Menge der ihnen vorenthaltenen Lizenzen abgeführt.

Die Emissionsrechte sind innerhalb des US Bundesgebietes frei handelbar: bilateral, d.h. unmittelbar zwischen Käufer und Verkäufer, durch einen Broker vermittelt, oder auf Auktionen versteigert. Während eine spätere Verwendung einer Lizenz, das sogenannte "Banking" möglich ist, dürfen in die Zukunft datierte Lizenzen nicht vorzeitig eingesetzt werden. Das sogenannte "Borrowing" ist also nicht gestattet.

---

<sup>10</sup> Die Begriffe Emissionsrechte und Lizenzen werden im Folgenden gleichbedeutend verwendet.

### 3.1.1.4 *Monitoring, Kontrolle und Sanktionierung*

Das Funktionieren des SO<sub>2</sub>-ATP erfordert eine exakte Emissionskontrolle und angemessene Sanktionen. Die Emissionen werden mit Hilfe eines Continuous Emission Monitoring Systems überwacht, dessen Einrichtung obligatorisch ist. Emissionsdaten werden über ein kraftwerksinternes Informationsverarbeitungssystem an die Umweltbehörde EPA weitergeleitet. Anlagen, deren Messgeräte häufig und über längeren Zeitraum ausfallen, werden durch Verwendung hoher Ersatzwerte bestraft (Bader 1999).

Lizenzkonten, das sogenannte Allowance Tracking System, werden bei der Umweltbehörde EPA geführt. Der EPA muss bis zum 31.1. eines jeden Jahres angezeigt werden, ob die gehaltenen Lizenzen den tatsächlichen Emissionen entsprechen. Ein empfindlich hohes Bußgeld von 2000 US\$/t SO<sub>2</sub> und eine Nachkaufpflicht für ein späteres Jahr werden verhängt, wenn Emissionen nicht durch eine ausreichende Menge an Lizenzen gedeckt sind (Schwarze 1997).

### 3.1.1.5 *Erfahrungen und Bewertung*

Im Folgenden soll aufgrund der Erfahrungen mit dem SO<sub>2</sub>-ATP eine Bewertung hinsichtlich der *ökonomischen Effizienz* vorgenommen werden. Zu Beginn zeichnete sich das Programm durch ein extrem geringes Handelsvolumen aus. Der überwiegende Teil der Lizenzen wurde anfänglich bilateral zwischen Kraftwerksbetreibern z.T. durch Intermediäre gehandelt. Als Intermediäre dienen einerseits Broker und andererseits Brennstoffanbieter, die neben Brennstoffen auch die zusätzlich zur Grundausstattung benötigte Menge an Lizenzen verkaufen. Eine untergeordnete Rolle spielt die jährlich von der US-EPA organisierte Auktion, auf der nur ein geringer Prozentsatz gehandelt wird.

Ein Anstieg des Handelsvolumen auf dem Gesamtlizenzmarkt ist jedoch klar erkennbar. Die Vermutung liegt nahe, dass sich ein funktionsfähiger Sekundärmarkt ausgebildet hat, der einen stabilen Gleichgewichtspreis generiert (Bader 1999). Die auf Auktionen erzielten Preise werden veröffentlicht. Die Preise, die beim privaten Handel gezahlt wurden, werden hingegen nur auf Basis eines durchschnittlichen Preisindex durch die Broker bekannt gegeben. Die Lizenzpreise für zukünftige Jahre liegen durchweg niedriger als die aktuellen. Dies kann auf die Möglichkeit des "Bankings" zurückgeführt werden.

Ein Lizenzpreis weist dann auf ökonomische Effizienz eines Emissionshandelssystems hin, wenn er mit den Grenzvermeidungskosten (GVK) der Emittenten identisch ist. Die Lizenzpreise im SO<sub>2</sub>-ATP hingegen lagen nicht nur unter den erwarteten Grenzvermeidungskosten, sondern sogar unter den erwarteten durchschnittlichen Vermeidungskosten, die bei kosteneffizientem Vermeidungsverhalten der Emittenten unterhalb der Kurve der GVK verlaufen.

Der geringe Lizenzpreis kann dadurch erklärt werden, dass es deutlich mehr Emissionsrechte als tatsächliche Emissionen gab. Mehrere Faktoren haben zu dieser Entwicklung beigetragen: u.a. die Möglichkeit, Kraftwerke der Phase II als Kompensationsanlagen für Phase I einzusetzen. sowie die Möglichkeit, außerordentliche Lizenzen zu bekommen. Auch die stark gesunkenen Vermeidungskosten für SO<sub>2</sub> sind verantwortlich für den geringen Lizenzpreis. Der Rückgang kann zum einen auf einen schnellen technischen Fortschritt im Bereich der Rauchgasentschwefelungsanlagen (REAs) zurückgeführt werden

und zum anderen auf eine günstige Entwicklung auf dem Markt für schwefelarme Kohle (Bader 1999).<sup>11</sup>

Diese genannten Aspekte liefern zwar einen Hinweis, warum der Lizenzpreis gering ausfiel, aber nicht weshalb er unter den Grenzvermeidungskosten und unter den durchschnittlichen Vermeidungskosten lag. Dies könnte darin begründet sein, dass die prognostizierten hohen Lizenzpreise vor Beginn des Programms viele Kraftwerke frühzeitig veranlassten, technische Vermeidungsmaßnahmen einzuleiten. Eine nachträgliche Änderung der Vermeidungspläne auf Grundlage der tatsächlichen Lizenzpreise war angesichts der Planungsstruktur kaum möglich (Schwarze 1997). Es hat sich auch gezeigt, dass aufgrund der außerordentlichen Lizenzen und bestehenden Gesetze zum Schutz der Arbeitsplätze im Kohlebergbau eine Überinvestition der Kraftwerke in die relativ teure Vermeidungsoption der REAs getätigt wurde.

Ein weiterer wesentlicher Grund für die Investitionen in technische Vermeidungsmaßnahmen war, dass die Versorgungsunternehmen sich aufgrund ihrer Preisregulierung nicht strikt nach dem Kostenminimierungsprinzip verhalten haben (Schwarze 1997). Die dadurch hervorgerufene Anreizverzerrung bewirkte, dass Investitionen in eine REA im Vergleich zum Einstieg in den Emissionshandel attraktiver wurden, da die dabei entstandenen Kosten auf die Kunden überwältigt werden konnten. Obwohl diese Problematik der Anreizverzerrung früh erkannt wurde, wurden Vorgaben zu Lizenzen im Rahmen der Regulierungsvorschriften zu spät gemacht, denn die Energieversorgungsunternehmen hatten schon sehr früh in REAs investiert (Bader 1999).

Trotz der genannten Marktverzerrung sprechen auch viele Argumente dafür, dass sich mittlerweile ein relativ effizienter Markt mit einem zuverlässigen Preis gebildet hat (Bader 1999). Mittlerweile haben sich identische Auktions- und Lizenzpreise herausgebildet. Preisgebote von Lizenzanbietern und -nachfragern liegen in etwa auf Höhe des Marktpreises. Nur wenige Lizenzen werden oberhalb des Markträumungspreises gehandelt. Die Differenz zwischen dem markträumenden und dem durchschnittlichen Lizenzpreis wird immer geringer (Bader 1999).

Unter Aspekten der *ökologischen Treffsicherheit* ist das SO<sub>2</sub>-ATP insgesamt eher positiv zu bewerten (Bader 1999). Der Gesamtausstoß an SO<sub>2</sub> lag in den Anfangsjahren immer deutlich unter der erlaubten Maximalmissionsmenge (Koschel et al. 1998). Dies hat zwar zu einem niedrigen Schadstoffausstoß in Phase I geführt, durch das zugelassene Banking ist jedoch ein höherer Ausstoß in Phase II zu erwarten. Dennoch ist die *ökologische Effektivität* als positiv zu bewerten, da das Banking besonders belasteten Gebieten Zeit gegeben hat, sich zu regenerieren. Eine Schwachstelle sowohl aus ökonomischer als auch ökologischer Sicht ist die Zweiteilung des Programms. Es hat zu einer Verlagerung der Stromproduktion von Kraftwerken der Phase I in die Phase II geführt. Seit 1996 müssen aus diesem Grund Kraftwerksbetreiber der Phase I jeden Rückgang ihrer Produktion erklären (Bader 1999).

---

<sup>11</sup> Der Rückgang des Preises für schwefelarme Kohle kann vor allem auf die liberalisierungsbedingten Preissenkungen im (Eisenbahn-)Transportsektor und den Produktionsfortschritten im Bergbau zurückgeführt werden. REAs trugen zu 16 %, Brennstoffwechsel von schwefelreichen zu schwefelarmen Brennstoffen zu 53 % zu den Emissionsreduktionen bei (Schwarz 2001).

Positive Effekte hat das Programm auch in der räumlichen Verteilung der Emissionen zu verzeichnen. Die Emissionen wurden gerade dort am stärksten reduziert, wo sie die größte Entlastung für die am meisten gefährdeten Gebiete bringen. Das Programm hat zu weitreichender *Innovation* im Bereich der REAs und Schwefelmischtechniken geführt, die insofern als effizient einzuschätzen sind, als das Programm vor allem in den Bereichen zu Innovationen geführt hat, die die niedrigsten Vermeidungskosten aufweisen.

Die *administrative Praktikabilität* wird im Vergleich zur vorhergehenden Auflagenpolitik als positiv bewertet. Sowohl die Erteilung einer Betriebsgenehmigung als auch die Sanktionierung der Unternehmen wurde durch das Lizenzsystem vereinfacht.

Neben der Frage der ökologischen Treffsicherheit stellt sich auch die Frage der ökologischen Effektivität des SO<sub>2</sub>-ATP. In diesem Zusammenhang ist ein Vergleich mit anderen Instrumenten zur SO<sub>2</sub>-Minderung von Bedeutung. In Deutschland wurde das Ziel der SO<sub>2</sub>-Reduktion im Bereich der Kraftwerke durch die Großfeuerungsanlagenverordnung (GFAVO) und die TA-Luft umgesetzt, welche SO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzwerte für Kraftwerke festlegte. Von Inkrafttreten der Verordnung bis zum Auslaufen der letzten Übergangsfristen für Altanlagen (in den alten Bundesländern: 1993) sanken die SO<sub>2</sub>-Emissionen um ca. 90 % und der NO<sub>x</sub>-Ausstoß um ca. 87 %. Nach Ablauf der Übergangsfristen in den neuen Bundesländern werden ähnliche Reduktionsraten erwartet (Matthes 1996). Dies bedeutet, dass die GFAVO erheblich drastischere Minderungsziele in wesentlich kürzeren Zeiträumen erreichte als das SO<sub>2</sub>-ATP in den USA, wo das deutsche Minderungs-niveau noch lange nicht erreicht ist.

Das hinter dieser Emissionsminderung stehende Investitionsvolumen wurde auf 22 bis 23 Mrd. DM beziffert (BMU 1992, Jung 1988). Holschumacher/Rentz (1995) haben in diesem Zusammenhang zu Recht darauf hingewiesen, dass der schnelle Vollzug der Großfeuerungsanlagenverordnung unbedingt im Kontext der monopolistischen Struktur in der Stromversorgung Deutschlands zu sehen ist. Dadurch konnten die zusätzlichen Kosten für additive Technologien unproblematisch auf die Stromkunden überwältigt werden, eine Antriebskraft für Technologie- oder Brennstoffwechsel existierte nicht.

Dies bedeutet jedoch noch nicht unbedingt, dass die ökonomische Effizienz der GFAVO geringer ist als die des vergleichbaren US-Programmes. Untersuchungen zur Effizienz ordnungsrechtlicher Instrumente zeigen, dass insbesondere bei sehr stringenten Auflagenlösungen (zu denen die GFAVO zweifelsohne gehört) die Kostendifferenz zur theoretischen Minimalkostenlösung oft stark überschätzt wird. Golkowsky (1997) ermittelte Mehrkosten von Auflagenregelungen gegenüber der Minimalkostenlösung von 7 bis 24 %. Darüber hinaus erlaubt die Erreichung einer Minimalkostenlösung allein auch noch keine abschließende Aussage zu positiven oder negativen gesamtwirtschaftlichen Effekten. Nach groben Schätzungen von Schärer/Haug (1990) hatte dieses Investitionsprogramm gesamtwirtschaftliche Produktionswirkungen von ca. 60 Mrd. DM, dadurch wurden Arbeitsleistungen von ca. 300.000 Menschjahren nachgefragt. In den Anlagen selbst wurden etwa 1.000 Arbeitsplätze geschaffen. Im Bereich der Technologieentwicklung wurden erhebliche Innovationen zu einem frühen Zeitpunkt ausgelöst, die der Bundesrepublik eine sehr gute Marktposition (*first mover advantage*) im Bereich der REA verschaffte.



### **3.1.2 Das Regional Clean Air Incentive Market (RECLAIM)-Lizenzprogramm**

#### **3.1.2.1 Zielsetzung und Hintergrund**

Mit dem Regional Clean Air Incentive Market (RECLAIM)-Lizenzprogramm wurde ein zweites umfassendes Zertifikatsmodell in den USA eingeführt. Im Unterschied zum SO<sub>2</sub>-ATP handelt es sich um ein regionales Programm im Raum Los Angeles, das auf die Reduzierung kleinräumiger Schadstoffkonzentrationen abzielt (Fromm und Hansjürgens 1994).

Obwohl der Raum Los Angeles seit 1991 im Rahmen des Air Quality Management Plans (AQMP) die schärfsten Auflagen im Bereich der Luftreinhaltung der gesamten USA verzeichnete, wurden Immissionsgrenzwerte in Bezug auf Ozon, Staub und Kohlenmonoxid wiederholt überschritten. Die ständige Verschärfung und Anpassung der Regelungen an neue Standards in der Umwelttechnologie waren mit einem immer größeren Kosten- und Zeitaufwand verbunden. Somit bot es sich an, ein marktorientiertes Instrument, wie das der Emissionslizenzen einzusetzen (Prager/Klier/Mattoon 1996). Nach einem dreijährigen Entwicklungsprozess, an dem sowohl Umweltschutzorganisationen, Bürgerinitiativen, Einzelpersonen als auch die Unternehmen beteiligt waren, trat das RECLAIM-Programm am 1.1.1994 in Kraft. Das Programm beschränkt sich auf Schadstoffkonzentrationen von Stickoxiden (NO<sub>x</sub>) und Schwefeloxiden (SO<sub>2</sub>), die Vorläufersubstanzen für die Bildung von Ozon bzw. Staub sind (Bader 1999). Im RECLAIM-Programm wurde ein zweistufiges Reduktionsziel angestrebt. Bis 2000 sollen die NO<sub>x</sub>-Emissionen um jährlich 11 % reduziert werden. Zwischen 2000 und 2003 soll der Ausstoß um 9 % pro Jahr sinken.

#### **3.1.2.2 Akteure**

Um den administrativen Aufwand zu minimieren sowie kleine Unternehmen nicht mit hohen Fixkosten zu belasten, wurden nur die größten Emissionsquellen in das Programm einbezogen, deren Emissionsmenge über 4 t SO<sub>2</sub> oder NO<sub>x</sub> pro Jahr liegt. Auf diese Weise wollte man mit möglichst wenigen Unternehmen einen Großteil der Emissionen erfassen.

Ausgeschlossen von dem Programm blieben mobile Emissionsquellen, Unternehmen, deren Schadstoffausstoß nicht gemessen werden kann sowie Einrichtungen, deren Emissionsmenge von externen Faktoren abhängt und somit vom Emittenten selbst nicht gesteuert werden kann. Für letztere und für Kleinemittenten ist aber eine freiwillige Teilnahme möglich. Haben sie sich einmal zum Beitritt zu RECLAIM entschieden, besteht jedoch keine Möglichkeit des Austritts mehr. Zu Beginn des Programms im Jahr 1994 belief sich die Teilnehmerzahl auf 392 Emittenten am NO<sub>x</sub>-Markt und 41 Emittenten auf dem SO<sub>2</sub>-Markt. Die dadurch erfasste Emissionsmenge betrug 65 % der NO<sub>x</sub>- und 85 % der gesamten SO<sub>2</sub>-Emissionen in der Region (Bader 1999).

#### **3.1.2.3 Primärallokation**

Als Primärallokation wurde ein modifiziertes Grandfatheringverfahren gewählt. Im Unterschied zum SO<sub>2</sub>-ATP ergibt sich der historische Brennstoffeinsatz nicht als Durchschnittswert mehrerer Vergangenheitsjahre, sondern als Maximalwert eines Basiszeitraumes von drei Jahren (1989 bis 1992). Die anlagenspezifischen Emissionsfaktoren, mit

denen der historische Brennstoffeinsatz zur Basiszuteilung verrechnet wird, leiten sich aus konkreten Emissionszielen des AQMP ab (Prager/Klier/Mattoon 1996) und spiegeln den Stand der Technik wider.<sup>12</sup> RECLAIM-Lizenzen berechtigten Stick- bzw. Schwefeloxide zu emittieren, unter gleichzeitiger Einhaltung der Vorschriften des Distrikts sowie der staatlichen und nationalen Gesetze. Eine Lizenz hat einen Nennbetrag von 1 Pfund SO<sub>2</sub> bzw. NO<sub>x</sub> und eine Laufzeit von einem Jahr. Die Lizenzausstattung für 1994 bis 2010 wurde zu Programmbeginn zugeteilt.<sup>13</sup> Sonderzuteilungen spielen im RECLAIM-Programm keine Rolle.

Während freiwillige Teilnehmer eine kostenlose Lizenzausstattung erhalten, sind Neuemittenten verpflichtet, Lizenzen von etablierten RECLAIM-Unternehmen zu erwerben sowie die beste verfügbare Vermeidungstechnologie anzuwenden. Eine Ausnahme bilden die sogenannten High Employment/Low Emission-Unternehmen, deren Emissionen pro Beschäftigten unter einem Zielwert liegen. Diese Unternehmen können kostenlose nicht-handelbare Lizenzen beantragen. Die allgemein strikten Regelungen für Neuemittenten müssen allerdings im Rahmen der früheren Auflagenpolitik gesehen werden, unter der neue, stark emittierende Unternehmen in einem extremen Belastungsgebiet Emissionsgutschriften von bestehenden Unternehmen erwerben mussten. Die Markteintrittsbarrieren waren früher deutlich höher, da im Verhältnis 1,5:1 und nicht wie im RECLAIM-Programm im Verhältnis 1:1 Emissionsgutschriften erstanden werden mussten (Bader 1999).

#### 3.1.2.4 *Handelsmechanismus*

Sämtliche Interessenten sind zum Lizenzhandel zugelassen, und es ist keine bestimmte Marktform verbindlich für den Lizenzhandel vorgeschrieben. Die örtliche Handelbarkeit ist allerdings eingeschränkt. Das gesamte Gebiet ist in zwei Zonen, die Küstenzone (Zone 1) und das Inlandsgebiet (Zone 2) eingeteilt. Letzteres stellt ein extremes Belastungsgebiet dar und kann auch durch Emissionen aus Zone 1 negativ beeinflusst werden. Emittenten, die mehr emittieren als ihrer Anfangsallokation entsprechend sowie Neuemittenten aus Zone 2 können nur durch Erwerb von Lizenzen aus derselben Zone ihre Mehrmissionen kompensieren (Koschel et al. 1998). Weder "Banking" noch "Borrowing" ist möglich. Die Lizenzen haben eine zeitlich beschränkte Gültigkeit, damit ein jährlich verschärfter ökologischer Standard gewährleistet werden kann. Um eine intertemporale Flexibilität in einem gewissen Maße zu gewährleisten, sind im RECLAIM-Programm zwei überlappende Lizenzlaufzeiten gewählt worden. Während eine Hälfte der Lizenzen eine Laufzeit vom 1. Januar bis zum 31. Dezember eines Jahres hat, erhält die andere Hälfte eine Laufzeit vom 1. Juli bis zum 30. Juni des Folgejahres (Bader 1999).

<sup>12</sup> Für die Anfangszuteilung ermittelte man, wie viel Brennstoff ein Unternehmen in den Jahren 1989 bis 1992 maximal verbraucht hat und rechnet den Verbrauch auf die einzelnen Brenner um. Danach multipliziert man den so ermittelten Brennstoffeinsatz jeder Quelle mit einem speziellen Emissionsfaktor, der die höchstzulässige Schadstoffmenge in einem bestimmten Volumen Luft angibt (Brockmann et al. 1999).

<sup>13</sup> Für die Berechnung von Emissionsrechten wurden drei Bezugszeitpunkte gewählt: die Anfangsausstattung 1994, eine weitere verminderte Ausstattung für 2000 und eine nochmals reduzierte Endausstattung für 2003 (Brockmann et al. 1999). Lizenzen jeder Gültigkeitsperiode dürfen gehandelt werden.



Da die Emittenten nicht nur die Lizenzen für das laufende Jahr, sondern sämtliche Lizenzen bis zum Jahr 2010 erhalten haben, können auch Lizenzen ge- und verkauft werden, die erst für zukünftige Jahre Gültigkeit besitzen. Dieser Handel ist unabhängig vom Borrowing und Banking, da im RECLAIM-Programm die Lizenzen nur in der jeweils fixierten Periode gültig sind.

Ein Großteil des Lizenzhandels findet entweder in Form eines unternehmensinternen Lizenztransfers oder als bilateraler Austausch zwischen Akteuren statt. In vielen Fällen wird ein Broker eingeschaltet oder Auktionen von Brokern organisiert. Halbjährlich findet eine sogenannte Clean Air Auction statt, bei der sämtliche Transaktionen zu demselben markträumenden Preis abgewickelt werden. Auch im Internet im Rahmen der Continuous Clean Air Auction kann jederzeit gehandelt werden.

### **3.1.2.5 Monitoring, Kontrolle und Sanktionierung**

Für die Registrierung der Lizenztransfers und die Bereitstellung von Preisinformationen ist die Umweltbehörde des Distrikts verantwortlich. Lizenztransfers müssen dort sofort nach der Transaktion gemeldet werden. Somit hat der Distrikt eine Zusammenstellung aller Emittenten mit der ihnen jeweils zustehenden Lizenzmenge. Preisinformationen werden auf dem elektronischen Schwarzen Brett der Behörde bekannt gegeben.

Da die Emissions- und Lizenzüberwachung einen großen Einfluss auf das Programm hat, wurden strenge Vorschriften bezüglich der zu installierenden Emissionsmessinstrumente und der Art der Berichterstattung getroffen. Unterschiedliche Überwachungsvorschriften bestehen für Hauptemissionsquellen, Großemissionsquellen und Prozesseinheiten. Je nach Größe der Emissionsquelle werden Emissionen direkt mit Hilfe elektronischer Messgeräte oder indirekt über den Brennstoffeinsatz bestimmt. Die Unternehmen sind verpflichtet, der Umweltbehörde des Distrikts täglich, monatlich oder vierteljährlich einen Rechenschaftsbericht für die emittierten Schadstoffmengen vorzulegen. Bei Nichterfüllung der Messvorschriften müssen Unternehmen ihre Emissionen nach einem festgelegten Verfahren für fehlende Emissionswerte bestimmen, was generell eher zu einer Überschätzung der Emissionswerte führt.

Werden nach Ablauf der vierteljährlichen Abrechnungsperioden die Emissionen nicht durch Lizenzen gedeckt, kann mit einer Geldstrafe von bis zu US \$ 500 pro Tag gerechnet werden. Sowohl die Anzahl der Tage als auch das Maß der Überschreitung fließen in die Höhe der Bestrafung ein. Außerdem wird die Lizenzausstattung für das kommende Jahr gekürzt.

Im Rahmen eines jährlichen Audits werden sowohl die Einhaltung der gesetzten Emissionsminderungsziele, der Stand des Lizenzhandels als auch die Auswirkungen des Lizenzsystems auf die Beschäftigungssituation und die Luftqualität überprüft.

### **3.1.2.6 Erfahrungen und Bewertung**

Anfangs wurden die meisten Transaktionen zwischen verschiedenen Anlagen innerhalb desselben Unternehmens getätigt. Obwohl nicht vorgeschrieben, wurden oft nur Lizenzen des eigenen Zyklus gekauft (Bader 1999).<sup>14</sup> Der Lizenzmarkt weist jedoch inzwi-

---

<sup>14</sup> Der Zyklus bezieht sich auf oben genannte überlappende Lizenzlaufzeiten.

schen einen stetigen Anstieg des Handelsvolumens auf, der in erster Linie auf die wachsende Vertrautheit der Unternehmen mit dem Lizenzprogramm zurückzuführen ist.

Das Handelsvolumen auf Lizenzauktionen ist stark gestiegen, seit flexiblere Formen der Auktion eingeführt wurden und Auktionen in kürzeren Abständen durchgeführt werden. Die mittlerweile eingerichtete kontinuierliche Lizenzauktion im Internet hat zu weiterer Transparenz des Marktes beigetragen. Die Möglichkeit, Informationen über Preise und über aktuelle Angebote im Internet abzurufen sowie die Initiative privater Vermittler, haben erheblich zur Senkung der Such- und Informationskosten beigetragen. Das kostenlose elektronische Schwarze Brett der zuständigen Umweltbehörde, über das Lizenzen gehandelt werden können, wurde jedoch kaum genutzt. Bevorzugt werden Broker eingeschaltet, da dies zum einen mit weniger Verhandlungsaufwand verbunden ist und zum anderen bei Auktionen durch Broker eine größere Menge an Lizenzen leichter gehandelt werden kann.

In den ersten Jahren herrschte aufgrund eines Überangebotes an Lizenzen ein niedriger Lizenzpreis auf dem Markt vor. Auf dem SO<sub>2</sub>-Markt ist allerdings bis zum Jahr 1999 und auf dem NO<sub>x</sub>-Markt bis zum Jahr 2000 ein extremer Preisanstieg zu verzeichnen, da das Lizenzprogramm erst in diesen Jahren effektiv den Schadstoffausstoß begrenzte. Es wird vermutet, dass sich die Lizenzpreise heute ökonomisch effizient an den Kosten der Emissionsvermeidung orientieren. Darüber hinaus hat es sich gezeigt, dass je höher der Preis einer Lizenz ist, desto weiter liegt die Gültigkeitsdauer in der Zukunft. Dies lässt sich dadurch erklären, dass die Gesamtanzahl verfügbarer Lizenzen kontinuierlich abnimmt und ein "Banking" nicht möglich ist.

Bis zum Jahr 1999 sind 22 Unternehmen neu in das RECLAIM-Programm eingetreten<sup>15</sup>, nur zwei davon sind allerdings neu auf dem Markt. Da aber das Angebot die Nachfrage immer überstieg, wären mehr Neugründungen theoretisch möglich gewesen.

In den ersten Jahren des Programms wurden die gesetzlichen Emissionsreduktionsziele erfüllt und weder geographisch noch saisonal signifikante Verschiebungen in den NO<sub>x</sub>- und SO<sub>2</sub>-Emissionen verzeichnet. Der Anteil nicht verwendeter NO<sub>x</sub>-Lizenzen war in den ersten drei Jahren mit bis zu 37 % sehr hoch. Als Grund dafür wird angenommen, dass die Lizenzvergabe auf Basis des maximalen Emissionsausstoßes zwischen den Jahren 1989 und 1992 berechnet wurde, was ein überhöhtes Ausmaß an wirtschaftlicher Aktivität widerspiegelte.

In den ersten drei Jahren haben mehrere Unternehmen (bis zu ca. 15 %) ihre Emissionen nicht vollständig durch Lizenzen abgedeckt, wobei ein ansteigender Trend der Verstöße erkennbar ist. Als Ursachen werden Fehler bei der Berechnung des Schadstoffausstoßes, Nichtberücksichtigung sämtlicher Emissionsquellen, Nichtanwendung des Verfahrens für fehlende Emissionsdaten, offensichtliches Fehlverhalten der Unternehmen sowie Versäumniskürzungen wegen Regelverstoß im Vorjahr angeführt. Der Grund für die zahlreichen Regelverstöße ist eher darin zu sehen, dass am RECLAIM-Programm viele Kleinstemittenten beteiligt sind, die die unterschiedlichen Messvorschriften des Lizenzprogramms nicht umsetzen konnten, als dass die Strafhöhe zu gering ist (Bader 1999).

---

<sup>15</sup> Von den 22 Unternehmen sind 14 aufgrund von korrigierten Messdaten "zwangsweise" aufgenommen worden, sechs Unternehmen traten freiwillig ein.

Die Ausgabemengen der Emissionsrechte in den ersten Jahren wurden so festgesetzt, dass sie den erwarteten Ergebnissen einer fortgeführten Auflagenpolitik entsprachen, sodass in den ersten Jahren kein Unterschied in der ökologischen Wirkung erkennbar ist. Über die gesamte Programmdauer hinweg betrachtet werden sogar 40.000 Tonnen mehr an NO<sub>x</sub> ausgestoßen, als durch die Vorläuferregulierung, den Air Quality Management Plan von 1991, erreicht worden wären. Daher ist die ökologische Effektivität des Programms deutlich begrenzt.

Der überwiegende Teil der Emissionsminderung durch das Programm geht auf Vermeidungsmaßnahmen zurück, die schon vor Beginn des Programms in Erwartung verschärfter Umweltauflagen geplant und teilweise auch umgesetzt worden waren. Aufgrund der Verfügbarkeit preisgünstiger Lizenzen haben nach Programmbeginn nur wenige Unternehmen weitere Vermeidungsmaßnahmen getroffen, ein Schub an *Innovationen* ist bisher nicht zu erkennen gewesen (Bader 1999).

### 3.1.3 CO<sub>2</sub>-Emissionshandel in Dänemark

#### 3.1.3.1 Zielsetzung und Hintergrund

Dänemark hat als erstes europäisches Land am 1.1.2001 ein CO<sub>2</sub>-Emissionshandelssystem eingeführt. Es erhofft sich Erfahrungen zu sammeln, die für die Ausgestaltung künftiger nationaler und internationaler Handelssysteme hilfreich sein können. Das System soll einen entscheidenden Beitrag dazu leisten, dass Dänemark seine Emissionsreduktionsverpflichtungen erfüllen kann.

Obwohl die CO<sub>2</sub>-Emissionen in Dänemark im Jahr 2000 um 6 % gegenüber 1988 gefallen sind, stiegen die Emissionen im Transport- und Stromsektor (Weathervane 2001). Im Stromsektor steht dieser Anstieg stark in Zusammenhang mit dem Stromexport in andere skandinavische Länder, v.a. Norwegen. Seit 1996 ist Dänemark ein Nettostromexporteur.<sup>16</sup> Der Nettoexport im Jahr 1996 hat ca. 12 Mio. t CO<sub>2</sub> verursacht und entsprach damit knapp 20 % der gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen Dänemarks (Weathervane 2001). Mit der Einführung eines Handelssystems im Elektrizitätssektor erhofft man sich, diesen Trend abzuwenden. Darüber hinaus sollen Anreize für die Maßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Emissionsminderung, wie der Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplung, die Verwendung von Biomasse und -gas und der Ausbau der Windkraft, geschaffen werden.

Im Rahmen der Implementierung der EU Richtlinien im Bereich der Liberalisierung des Strom- und Gasmarktes führte Dänemark ein sogenanntes "cap and trade" Handelssystem im Energiesektor ein. Es bezieht sich auf die Periode 2001-2003. Der Start für das Handelssystem war zunächst für das Jahr 2000 geplant, wurde jedoch wegen der verzögerten Anerkennung durch die EU auf den 1. Januar 2001 verschoben. Das Handelssystem umfasst alle Elektrizitätsproduzenten, mit Ausnahme von Unternehmen, deren Stromproduktion vollständig auf erneuerbaren Energien basiert. Des Weiteren werden alle kleinen Stromproduzenten, die sowohl eine Emissionsmenge von weniger als 100.000 t CO<sub>2</sub> pro Jahr haben, als auch ihren Strom mit Hilfe von Kraft-Wärme-

---

<sup>16</sup> Dänemark wird immer dann zum Stromexporteur, wenn es in den skandinavischen Ländern ein regenarmes Jahr gibt und die Stromnachfrage nicht allein durch inländischen Wasserkraftstrom gedeckt werden kann.

Kopplung produzieren, von dem System ausgeschlossen. Deshalb wurden nur an acht Unternehmen lizenzierte Emissionsrechte ausgegeben (Emailkommunikation mit Pedersen 2001).

### 3.1.3.2 *Primärallokation*

Aus Gründen der Wettbewerbsverträglichkeit und der politischen Durchsetzbarkeit wurde das Grandfathering als Allokationsmethode gewählt. Dieses Verfahren wurde von der EU Kommission geprüft und notifiziert. Die Erstzuteilung basierte auf durchschnittlichen historischen Emissionen der einzelnen Unternehmen im Zeitraum von 1994 bis 1998 (Bill 235), wobei das Volumen der ausgegebenen Emissionsrechte jedes Jahr um 1 Mio. t CO<sub>2</sub> gekürzt wird.<sup>17</sup> Statt eines reinen Grandfatheringverfahrens wurde allerdings ein zweistufiger Ansatz gewählt, bei dem Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung bevorzugt werden. Auf diese Weise sollte gewährleistet werden, dass die Stromproduzenten, die schon durch Kraft-Wärme-Kopplung zur CO<sub>2</sub>-Vermeidung beigetragen haben, nicht mit den gleichen strikten CO<sub>2</sub>-Reduktionsverpflichtungen konfrontiert werden wie konventionelle Kraftwerke (Pedersen 2000).

Vor Beginn des Handels wertete die Europäische Kommission das Grandfathering als eine staatliche Beihilfe. Stromproduzenten, die neu in den Markt eintreten, würden gegenüber bestehenden, die durch das Grandfathering Emissionslizenzen zugeteilt bekommen haben, diskriminiert. Deshalb wurde die Zusatzregelung getroffen, dass auch Stromproduzenten, die vor Ende 2003 in den Markt einsteigen, angemessen mit Lizenzen ausgestattet werden. Die praktische Relevanz dieser Regelung ist gering, da zum einen derzeit eine Überkapazität von über 50 % im dänischen Energiesektor zu verzeichnen ist (UNCTAD 2001) und zum anderen Planungszeiträume für den Bau eines Kraftwerks in der Regel deutlich länger sind, als die Periode für die das Programm ausgelegt ist (Pedersen 2000). Die Diskussion um Neuemittenten ist also eher theoretischer Natur, aber mit wichtigen Konsequenzen für andere nationale Emissionshandelssysteme innerhalb der EU-Mitgliedstaaten.

### 3.1.3.3 *Handelsmechanismus*

Es ist es vorgesehen, dass die Stromproduzenten bilateral ohne staatlichen Eingriff handeln, da man das Handelsvolumen und die Zahl der Akteure gering einschätzt und somit einen unabhängigen Handelsplatz für überflüssig hält. Allerdings muss die Dänische Energieagentur bei jeder Transaktion über das Handelsvolumen, die Gültigkeitsperiode und den Preis informiert werden (Pedersen 2000).

"Banking" ist in eingeschränktem Maße zulässig, d.h. nicht-genutzte Emissionsrechte können begrenzt in den folgenden Jahren eingesetzt werden (Pedersen 2000). Über das Jahr 2003 hinaus können im Prinzip keine Lizenzen aufgespart werden, da noch keine Emissionsrechte für diese Zeit festgelegt worden sind. Allerdings ist das System in dieser Hinsicht noch offen (Pedersen 2000).

---

<sup>17</sup> Im Jahr 2001 wurden Emissionsrechte für insgesamt 22 Mio. t CO<sub>2</sub> ausgegeben, im Jahr 2003 werden es nur noch 20 Mio. t CO<sub>2</sub> sein.

### **3.1.3.4 Monitoring, Kontrolle und Sanktionierung**

Das Monitoring basiert auf einer kontinuierlichen Überwachung des Brennstoffverbrauchs in jedem Strom- und Wärmekraftwerk Dänemarks. Der Brennstoffverbrauch wird mit einem Standardemissionsfaktor für die Kohlenstoffintensität multipliziert, es sei denn ein Kraftwerksbetreiber kann nachweisen, dass sein aktuell eingesetzter Brennstoff vom Standard abweicht. Die gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen müssen jährlich der Dänischen Energieagentur mitgeteilt werden.

Können die Unternehmen ihre Emissionen nicht durch Lizenzen abdecken, wird eine Strafe von 6 US\$/t CO<sub>2</sub> verhängt (UNCTAD 2001). Das Aufkommen wird in Energie-sparmaßnahmen reinvestiert (Bill 236). Mit dieser relativ niedrigen Strafe soll gewährleistet werden, dass Dänemark weiterhin in Jahren mit Stromengpässen seine Nachbarländer versorgen kann (Weathervane 2001).

### **3.1.3.5 Erfahrungen und Bewertung**

Da das System erst vor kurzer Zeit in Kraft getreten ist, liegen nur wenige Ergebnisse vor. Erstmals hat die EU eine Entscheidung bezüglich eines Emissionshandelssystems treffen müssen. Gegen den Einwand, Grandfathering stelle eine staatliche Beihilfe dar, wendet die dänische Regierung ein, dass die Emissionsminderungsziele den Elektrizitätsproduzenten in Dänemark Restriktionen unterwerfen, was eher zu Wettbewerbsnachteilen als zu Wettbewerbsvorteilen führt (Pedersen 2000).

Die Industrie hat moderat positiv auf die Einführung des Handelssystems reagiert (Pedersen 2000). Über genauere Auswirkungen des dänischen Emissionshandelsmodells auf den allgemeinen Stromsektor kann noch nichts ausgesagt werden. Allerdings wird angenommen, dass die Einflüsse gering bleiben, solange die Sanktionen so gering sind (Pedersen 2000). Überschreitungen der Emissionsziele werden vom dänischen Energieministerium nur dann erwartet, wenn die Energiepreise hoch sind (E-mailkommunikation mit Pedersen 2000). Die niedrigen Sanktionen werden dennoch als ein Kritikpunkt des Modells angesehen (Kühn 2000). Als weitere Schwachstellen des dänischen Modells wird auf die sehr geringe Zahl von acht Akteuren hingewiesen. Auch der kurze Zeitrahmen des Programms (bis zum Jahr 2003) gibt Anlass zur Kritik, wenn das Programm nicht fortgesetzt wird (Kühn 2000).

## **3.1.4 Emissionshandel mit Treibhausgasen in Großbritannien**

### **3.1.4.1 Zielsetzung und Hintergrund**

Die Regierung Großbritanniens kündigte im März 1999 die Einführung einer Climate Change Levy (CCL), also einer Klimasteuer, für das Jahr 2001 an. Diese Steuer bezieht sich auf die industrielle Nutzung von Energie.<sup>18</sup> Industriesektoren, die dieser Steuer un-

---

<sup>18</sup> Die Steuer bezieht sich auf Strom, Kohle und Kohleprodukte, Erdgas, Flüssiggas einschließlich Importe. Nicht besteuert werden Mineralöl, Benzin, Diesel und Kerosin. Brennstoffe, die in Haushalten, im Verkehrssektor oder zur Elektrizitätserzeugung verwendet werden, sind von der Steuer ausgenommen. Die Steuereinnahmen werden in Form von Steuererleichterungen für Unternehmen und als Unterstützung für erneuerbare Energien und Energieeffizienzmaßnahmen an die Wirtschaft rückverteilt.



terliegen, können sich für eine Steuererleichterung von 80 % qualifizieren, wenn sie bindende Emissionsminderungsziele in einem sogenannten Climate Change Levy Agreement (CCLA) annehmen und diese Ziele auch tatsächlich erfüllen. Bei den Zielen kann es sich wahlweise um absolute oder spezifische Emissionsminderungsziele handeln (DETR 2000a). Absolute Emissionsminderungsziele bedeuten, dass ein Unternehmen sich verpflichtet, seine Gesamtemissionen auf ein bestimmtes Niveau zu reduzieren, während sich ein Unternehmen mit einem spezifischen Ziel dazu verpflichtet, seine Emissionen im Verhältnis zu seinem produzierten Output zu vermindern, d.h. letzteres stellt eine Effizienzverbesserung dar. Absolute Emissionsminderungen werden nur dann erreicht, wenn die Energieeffizienz stärker ansteigt als die Produktion. Die Teilnahme an einem Emissionshandel zur Erreichung dieser Ziele ist freiwillig (DETR 2000b).

Als Reaktion auf die Ankündigung der Klimasteuer rief die Konföderation der Britischen Industrie und das Advisory Committee on Business and the Environment eine Emissionshandelsgruppe (Emissions Trading Group UK) mit dem Ziel ins Leben, ein Pilotemissionshandelssystem zu erarbeiten, welches auch mit zukünftigen internationalen Handelsregimen kompatibel ist.<sup>19</sup> Ein Vorschlag für ein britisches Emissionshandelssystem wurde erstellt und der Regierung und der Öffentlichkeit im März 2000 zur Diskussion vorgestellt. Die Regierung hat diese Vorschläge und Empfehlungen offen und positiv aufgenommen und erarbeitet in Zusammenarbeit mit der Emissions Trading Group die Ausgestaltung eines endgültigen Emissionshandelssystems. Das Ministerium für Umwelt, Verkehr und Regionales (DETR) hat dabei die Federführung übernommen. Das Handelssystem soll gleichzeitig mit der Steuer (CCL) im April 2001 eingeführt werden.<sup>20</sup> Das CO<sub>2</sub>-Einsparpotenzial bis zum Jahre 2010 ist mit jährlich mind. 7,7 Mio. t CO<sub>2</sub> angegeben. Im Folgenden wird das britische Handelssystem in seiner derzeitigen Form vorgestellt (DETR 2000c).

### 3.1.4.2 Akteure

Prinzipiell können alle Unternehmen, die in Großbritannien angesiedelt sind, dem Emissionshandelssystem beitreten. Da die Teilnahme am Emissionshandel freiwillig ist, bietet die britische Regierung den Unternehmen finanzielle Anreize, die die Unternehmen zur Annahme einer verbindlichen Reduktionsverpflichtung und zur Teilnahme am Handel bewegen sollen. Man unterscheidet dabei zwischen Unternehmen, die unter die Regelungen der Climate Change Levy (CCL) fallen und den restlichen Unternehmen, die dieser Regelung nicht unterliegen. Der Anreiz zur Teilnahme am Emissionshandel besteht für Unternehmen, die unter die Regelungen der CCL fallen, in der Verminderung der Climate Change Levy. Nur für zusätzliche Verminderungen, die nicht vom Climate Change Levy Agreement erfasst sind, werden weitere finanzielle Anreize geboten. Für die Unternehmen, die nicht der CCL unterliegen, hat die Regierung übergangsweise für die ersten fünf Jahre insgesamt 30 Millionen £ (ab dem Jahr 2003-2004) bereitgestellt. Diese Anreizzahlungen (incentive monies) werden von Unternehmen ersteigert, indem sie absolute

<sup>19</sup> Informationen über die Initiativen der Emissions Trading Group (ETG) sind auf der Internetseite ([www.uketg.com](http://www.uketg.com)) zu finden.

<sup>20</sup> Gemäß neuerer Angaben scheint die Einführung jedoch auf den 1.1.2002 verschoben worden zu sein.

Emissionsminderungsziele verbindlich anbieten, die sie bei Zuschlag erfüllen müssen. Um die ökologische Glaubwürdigkeit sicherzustellen, müssen die gebotenen Minderungsziele eine gewisse Mindestemissionsreduktion umfassen. Das ersteigerte Anreizgeld wird jährlich in £/t CO<sub>2</sub> ausgezahlt, vorausgesetzt, die Minderungsziele werden eingehalten. Die Reduktionsziele müssen für die gesamten Aktivitäten eines Unternehmens in einem Sektor gelten. Sollte ein Unternehmen in verschiedenen Sektoren agieren, ist auch eine partielle Teilnahme möglich.

#### 3.1.4.3 *Primärallokation*

Die Zertifikate werden kostenlos auf der Basis von jährlichen Durchschnittsemissionen in früheren Basisjahren (der letzten drei Jahre vor und einschließlich des Jahres 2000) ausgegeben. Eine Ausnahme ist nur dann möglich, wenn ein Unternehmen nachweisen kann, dass keine angemessenen Daten für diese Periode zur Verfügung stehen. Die kostenlose Verteilung der Emissionsrechte entspricht der freiwilligen Natur des Regimes. Auch neue Unternehmen (new entrants) und Unternehmen, die sich erst zu einem späteren Zeitpunkt zum Beitritt zum Emissionshandel entschließen (late entrants), erhalten eine kostenlose Zuteilung an Emissionsrechten. Unternehmen müssen Emissionsrechte für ihre direkten und indirekten Emissionen vorweisen.<sup>21</sup> Es bleibt den Unternehmen überlassen, ob sie dem Handelsregime auf der Basis von CO<sub>2</sub>-Emissionen oder aller sechs Treibhausgase des Kioto-Protokolls beitreten. Ein Emissionsrecht entspricht dem Recht jeweils eine Tonne CO<sub>2</sub>-äquivalent zu emittieren.

#### 3.1.4.4 *Handelsmechanismus*

Das System sieht im wesentlichen drei Handlungspfade vor: den Handel für Teilnehmer mit absoluten Minderungszielen (*absolute sector*), für Teilnehmer mit relativen Minderungszielen (*unit sector*) sowie den Handel auf der Basis von spezifischen Projekten, die Emissionsminderungen generieren, die nicht durch die ersten beiden Gruppen abgedeckt sind (*project sector*).

Dem *absoluten* Sektor gehören die Unternehmen an, die der Klimasteuer unterliegen und sich in Verhandlungen zu Emissionsminderungszielen verpflichtet haben, sowie die Unternehmen, die freiwillig dem Emissionshandelssystem beitreten. Allen Unternehmen im absoluten Sektor werden jährlich Emissionsrechte zugesprochen, die ihren Emissionszielen für das jeweilige Kalenderjahr entsprechen. Sie können uneingeschränkt innerhalb des absoluten Sektors handeln und müssen am Ende eines Jahres Emissionsrechte entsprechend ihrer tatsächlichen Emissionen besitzen.

Dem *Unit-Sektor* gehören die Unternehmen an, die sich im Rahmen der Klimasteuer in Verhandlungen verpflichtet haben, ihre Emissionen spezifisch, d.h. relativ zu ihrem Output, zu verringern. Diese Unternehmen können ihre Emissionsminderungen innerhalb des Unit-Sektors beliebig handeln. Sie können auch Emissionsrechte aus dem absoluten Sek-

---

<sup>21</sup> D.h. einschließlich der Emissionen, die durch die Nutzung von Energie (insbesondere Elektrizität) im Unternehmen verursacht werden, unabhängig davon, wo die Emissionen tatsächlich entstehen. Dies hat den Vorteil, dass Unternehmen im Emissionshandelssystem von der Nutzung von Kraft-Wärme Kopplung und von erneuerbaren Energien profitieren. Ausgenommen sind Emissionen, die im Zusammenhang mit Transportnachfrage entstehen.

tor erwerben. Allerdings können sie Emissionsrechte in den absoluten Sektor nur durch ein sogenanntes "Gateway" verkaufen, welches sicherstellt, dass die Emissionen nicht zu einem Nettozuwachs an Emissionen im absoluten Sektor führen und damit das Gesamtminderungsziel unterlaufen wird. Der Unit-Sektor kann netto also nur Emissionsrechte aus dem absoluten Sektor erwerben. Langfristig strebt die Regierung an, dass sich alle Unternehmen dem Handelssystem mit absoluten Minderungszielen (dem sogenannten *cap and trade* System) anschließen.

Der Projektsektor (*project sector*) soll sicherstellen, dass Emissionsreduktionen auch in Sektoren, die nicht den anderen beiden Gruppen angehören (Transport, Haushalte, etc.), generiert werden und in den Handel einfließen können. Die Projekte müssen nachweislich zusätzlich zu den business-as-usual Emissionsminderungen sein und müssen als solche eindeutig als Emissionsminderungsprojekte anerkannt werden. Der Projektsektor lehnt sich damit ausdrücklich an die beiden projektbasierten flexiblen Instrumente des Kioto-Protokolls an (JI, CDM). Damit können diese Mechanismen in das nationale Handelsregime integrieren werden. Des Weiteren bietet der Projektsektor eine Verknüpfung zu schon bestehenden Gesetzen der Energiepolitik, insbesondere den Förderprogrammen zur Effizienzsteigerung im Energieverbrauch von Haushalten und zur Nutzung regenerativer Energien. Einsparungen, die über die bestehenden Programme hinausgehen, dürfen am Emissionsmarkt gehandelt werden.

Generell ist für alle Sektoren ein "Banking" von Emissionsrechten bis zum Jahre 2007 erlaubt, ein Borrowing ist aus ökologischen Gründen und Gründen der Glaubwürdigkeit nicht gestattet.

### **3.1.4.5 Monitoring, Kontrolle und Sanktionierung**

Ein geeignetes Monitoringsystem ist insbesondere für den projektbasierten Sektor, in dem eine Zusätzlichkeit nachgewiesen werden muss, von essentieller Bedeutung. Der Handel aller Sektoren soll von einer besonderen Behörde, der Emissions Trading Authority, überwacht werden. Diese ist zuständig für die Anerkennung von Monitoring und Berichterstattung über Emissionsdaten, für die Anerkennung von Berichten von externen Prüfern und Gutachtern, für die Einhaltung der Regeln des Handelssystems, für die Verhängung von Strafen im Falle der Nichterfüllung, für die Anerkennung von Emissionsminderungsprojekten und für die ordnungsgemäße Operation der Registratur von Emissionsrechten und Emissionen. Die Registrierung von Emissionsrechten und Emissionen übernimmt eine unabhängige noch zu bestimmende Behörde oder ein Unternehmen, welches Buch führt über die Anfangsausstattung mit Emissionen, die Transfers von Emissionsrechten, den Verfall von Emissionsrechten und das "Banking" von Emissionsrechten für zukünftige Nutzung. Ein weiterer Zuständigkeitsbereich wird die Abgleichung der tatsächlichen Emissionen mit den gehaltenen Emissionsrechten in einem Unternehmen sein, um die Erfüllung der Emissionsziele zu kontrollieren. Für die Emissionsberichterstattung wurden durch das DETR detaillierte Richtlinien entwickelt, die einerseits eine einheitliche Methodik und ein Mindestmaß an Genauigkeit garantieren, andererseits auch für die Behörde gewährleisten, dass die Berichterstattung mit den internationalen Richtlinien für Treibhausgasinventare kompatibel ist.

Die Unternehmen, die der Klimasteuer unterliegen, werden wie in den Vereinbarungen für die Steuer vorgesehen, alle zwei Jahre kontrolliert, alle anderen Unternehmen müssen



jährlich die ihren tatsächlichen Emissionen entsprechenden Emissionsrechte nachweisen. Da das System auf freiwilliger Teilnahme beruht, ist zunächst keine Bestrafung vorgesehen. Einzig der Steuernachlass im Climate Change Levy Programme und die finanziellen Anreize werden nicht gewährt, wenn das Ziel nicht erfüllt wird. Langfristig muss und soll allerdings ein Bestrafungssystem eingeführt werden, für welches erst noch die gesetzlichen Grundlagen zu schaffen sind.

### **3.1.5 Interner Emissionshandel mit Treibhausgasen auf Unternehmensebene: Das BP Amoco Emissions Trading System**

#### **3.1.5.1 Zielsetzung und Hintergrund**

Die British Petroleum (BP) Amoco Gruppe hat sich zum Ziel gesetzt bis zum Jahr 2010 ihre weltweiten Treibhausgasemissionen um 10 % gegenüber den Werten von 1990 zu reduzieren. Unter Einbeziehung des Wachstums des Unternehmens bis 2010 entspricht dies einer Emissionsreduktion von 30 % (Fachtagung 2000). BP Amoco ist darüber hinaus federführend in der UK-ETG engagiert (Abschnitt 3.1.4).

Von September 1998 bis Ende 1999 wurde ein Pilotprojekt im Bereich des Emissionshandels in 12 Geschäftseinheiten gestartet. Bereits am 1.1.2000 wurde dann ein weltweiter interner Emissionshandel in der BP Amocogruppe etabliert.

#### **3.1.5.2 Akteure**

Handelspartner sind die 127 individuellen Geschäftseinheiten der BP Amocogruppe, die weitgehend unabhängig voneinander, aber unter gemeinsamen Regeln und Vorschriften operieren. Des Weiteren weisen die Einheiten sehr unterschiedlich große Emissionsmengen auf, 40 Geschäftseinheiten sind für ca. 80 % der Emissionen verantwortlich (BP 1999).

#### **3.1.5.3 Primärallokation**

Nach dem Prinzip des Grandfatherings bekommt jede Geschäftseinheit eine bestimmte Anzahl an jährlichen Emissionsrechten für Klimagase kostenlos zugeteilt. Als Basisjahr wurde das Jahr 1998 gewählt. Die aggregierten Emissionen aller Geschäftseinheiten im Jahr 1998 entsprechen ungefähr dem Emissionsniveau von 1990, dem Basisjahr des Reduktionsziels (BP 1999). Darüber hinaus wurden bei einigen Geschäftseinheiten als Anerkennung für frühe Emissionsreduktionsmaßnahmen und zur Berücksichtigung von Geschäftsprognosen Anpassungen durchgeführt.

Emissionsrechte, die durch Schließungen von Geschäftsteilen freiwerden, werden aus dem Verkehr gezogen. Neu akquirierte Unternehmenszweige bekommen Lizenzen auf der Basis ihrer Emission von 1998 zugeteilt, erhalten aber gleichzeitig ein Reduktionsziel.

#### **3.1.5.4 Handelsmechanismen**

Die Handelspartner können während des ganzen Jahres über einen zentralen BP Broker Emissionsrechte handeln. Angebote und Nachfragen werden auf Intranetseiten bekannt gegeben. Gehandelt werden sowohl Emissionsrechte für CO<sub>2</sub> wie auch für Methan (CH<sub>4</sub>), welche in CO<sub>2</sub>-Äquivalente umgerechnet werden. Jede Lizenz hat eine einmalige

Seriennummer, sodass die Ursprungsgeschäftseinheit und das Herkunftsjahr festgestellt werden kann. Registriert werden die gehandelten Lizenzen zentral in einer Abteilung.

Ein "Banking" von Emissionsrechten ist nur in eingeschränktem Maße möglich, 5 % der jährlichen Emissionsrechte einer Geschäftseinheit können in das Folgejahr übertragen werden. Ein "Borrowing" hingegen ist nicht erlaubt (UNCTAD 2001). Darüber hinaus sind projektbasierte Kredite (credit based trading), in Anlehnung an JI und CDM begrenzt möglich. Diese Projekte müssen allerdings erst durch die unternehmensinterne Climate Change Steering Group<sup>22</sup> genehmigt werden (BP 1999).

### **3.1.5.5 Monitoring, Kontrolle und Sanktionierung**

Externe Consultants haben ein Datenaudit und einen internen Verifikationsprozess entwickelt und sind darüber hinaus auch für das Monitoring und die Kontrolle eingesetzt worden. Ziel ist es, die Messung der Emissionen und die Überwachung der Projekte zur Emissionsminderung durch eigene Geschäftseinheiten zu gewährleisten (Persönliche Kommunikation mit BP, 2001).

Die einzelnen Geschäftseinheiten sind verpflichtet, ihre Fortschritte zum Erreichen der Reduktionsziele dem Management mitzuteilen. Das Erreichen der Reduktionsziele ist Bestandteil der allgemeinen Leistungsanalyse, die mit Bonuszahlungen verknüpft ist.

### **3.1.5.6 Erfahrung und Bewertung**

In der ersten Emissionshandelsperiode von Januar bis Dezember 2000 wurden insgesamt 2,7 Mio. t CO<sub>2</sub> zu einem Durchschnittspreis von 7,60 US\$/t gehandelt (BP 2001).

BP Amoco hat als erstes Unternehmen ein internes Emissionshandelssystem etabliert und nimmt damit eine erwähnenswerte Vorreiterrolle beim Emissionshandel auf Unternehmensebene ein. Im Gegensatz zu vielen anderen Unternehmen bzw. Branchen, die eher auf relative Standards abzielen, wurde bei BP Amoco ein absolutes Mengenziel vereinbart. Die Erfahrungen können für die Zukunft sehr nützlich und wertvoll sein.

## **3.1.6 Das Grünbuch zum Emissionshandel mit Treibhausgasen innerhalb der EU**

### **3.1.6.1 Hintergrund und Zielsetzung**

Die EU Länder haben im Rahmen des "Burden Sharing" (Artikel 4 des Kioto-Protokolls) vereinbart, ihre CO<sub>2</sub>-Reduktionsverpflichtung gemeinsam zu erreichen. In diesem Zusammenhang hat die Europäische Kommission im März 2000 ein Grünbuch zum Emissionshandel innerhalb der EU vorgelegt (Europäische Kommission 2000). Darin wird angestrebt, in der EU ein Emissionshandelssystem bis zum Jahr 2005 zu starten, dem Jahr, in dem die Vertragsstaaten des Kioto-Protokolls einen nachweisbaren Fortschritt zur Erreichung der festgelegten Ziele erbringen müssen (Artikel 3 (2) des Kioto-Protokolls). Die dreijährige Vorlaufperiode bis 2008 soll einen "learning by doing"-Prozess für die EU-Mitgliedstaaten ermöglichen.

---

<sup>22</sup> Die "Climate Steering Group" ist eine interne Gruppe von Senior Managern, die eine führende Rolle in der Entwicklung des Klimaschutzprogramms von BP einnehmen.

Im Grünbuch sind die wichtigsten Optionen eines europäischen Emissionshandelssystem skizziert. Weiterhin sind Fragen zu den einzelnen Aspekten formuliert, die den EU-Mitgliedstaaten die Möglichkeit bieten, zu den Ausgestaltungsoptionen eines Emissionshandelsmodells Stellung zu nehmen. Auf diese Weise will die EU-Kommission mit dem Grünbuch primär die Debatte voran treiben. Außerdem wurde im Rahmen des European Climate Change Programme (ECCP) eine Arbeitsgruppe zum Thema Emissionshandel eingerichtet, die auf Basis der Stellungnahmen der Mitgliedstaaten sowie den Arbeitssitzungen bis zum Juni 2001 weitere Ausgestaltungsempfehlungen erarbeitet.

Das Grünbuch schlägt ein Emissionshandelsmodell zwischen Unternehmen vor und stellt verschiedene Regelungsansätze dar. Der Emissionshandel muss derart ausgestaltet sein, dass er mit bereits bestehenden nationalen Reduktionsmaßnahmen<sup>23</sup> kompatibel ist. Die Kernaussagen des EU-Grünbuchs werden im Folgenden zusammengefasst.

### **3.1.6.2 Akteure**

Die Kommission schlägt vor, die energieintensiven Sektoren (Strom und Wärmeproduktion, Eisen- und Stahlerzeugung, Raffinerien, chemische Industrie, Papier- und Druckindustrie sowie Glas, Keramik und Baustoffe) in das System einzubeziehen. Diese Sektoren sind für ca. 45 % der gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen innerhalb der EU verantwortlich. Der Verkehrs- und Haushaltssektor, als weitere Großemittenten, werden aufgrund der großen Zahl an Einzelemittenten nicht in das System einbezogen.<sup>24</sup> Dieser Ansatz stellt ein sogenanntes "Downstream Modell" dar, bei dem die Lizenzpflicht endenergieorientiert ist

### **3.1.6.3 Primärallokation**

Als Zuteilungsverfahren werden zwei Optionen betrachtet: die kostenlose Vergabe von Lizenzen (das sogenannte Grandfathering) und die regelmäßige Versteigerung von Emissionsrechten. Möglich wäre es auch diese beiden Optionen zu kombinieren. Die regelmäßige Auktionsvergabe wird von der Kommission als technisch überlegen erachtet, da es allen Unternehmen, auch Neuemittenten, eine gleiche und faire Chance gibt, Zertifikate auf transparente Weise zu erwerben. Darüber hinaus steht diese Allokationsmethode im Einklang mit dem Verursacherprinzip. Es wird darauf hingewiesen, dass Grandfathering viele Probleme aufwirft, wie z.B. Wettbewerbsverzerrungen und die schwierige und politisch sensible Frage der Primärallokation an Emittenten.

### **3.1.6.4 Monitoring, Kontrolle und Sanktionierung**

Zur Überwachung der Emissionen wird von der Kommission der Rückgriff auf das bestehende System zur Berichterstattung über die Emissionen von Treibhausgasen vorgeschlagen. Den Unternehmen wird eine Berichterstattungspflicht an eine nationale Stelle auferlegt, die aggregierten Ergebnisse sollen anschließend der EU mitgeteilt werden. Mindeststrafen sollten bei Nichteinhaltung der Reduktionspflicht sowohl gegenüber den

---

<sup>23</sup> Reduktionsmaßnahmen wie z.B. ordnungsrechtliche Vorgaben, Selbstverpflichtungen, Energiesteuern und nationaler Zertifikatshandel.

<sup>24</sup> Der Verkehrs- und Haushaltssektor sind mit 27 % und 22 % für die Gesamtemissionen des Jahres 1997 verantwortlich (IEA 2000).

Unternehmen als auch den Mitgliedsländern durchgesetzt werden, da sie einen Anreiz zur Einhaltung der Verpflichtungen liefern.

### **3.1.7 Ansätze zum Emissionshandel im Vergleich**

In Tabelle 2 werden die Ausprägungen der betrachteten Ansätze zum Emissionshandel hinsichtlich der involvierten Akteure, des gewählten Verfahrens zur Primärallokation, des Handelssystems sowie hinsichtlich der Implementierung von Monitoring, Kontrolle und Sanktion noch einmal überblicksartig dargestellt.

Tabelle 2: Ansätze zum Emissionshandel im Vergleich

	<b>Akteure</b>	<b>Primär- allokation</b>	<b>Handel</b>	<b>Monitoring, Kontrolle, Sanktionen</b>
<b>SO<sub>2</sub>-ATP</b>	Ursprünglich die am stärksten SO <sub>2</sub> emittierenden Unternehmen der Energiewirtschaft., ab 2000 alle Kraftwerke	Modifiziertes Grandfathering auf Basis vergangener Durchschnittsemissionen + SO <sub>2</sub> -Richtwert, außerordentliche Lizenzen für Anreize/ Entlastung, Neuemittenten müssen Emissionsrechte kaufen	SO <sub>2</sub> -Handel ab 1995, freier Handel: intern, bilateral (auch Broker) oder Auktion (staatl. oder durch Broker); Banking möglich, kein Borrowing	Kontinuierliches Monitoringssystem obligatorisch, Infosystem leitet Daten zur Umweltbehörde, Lizenzkonten bei Umweltbehörde, Sanktion 2000 US\$/t SO <sub>2</sub> + Nachkaufpflicht
<b>RECLAIM</b>	Unternehmen, die bestimmte Menge an NO <sub>x</sub> und SO <sub>2</sub> emittieren	Modifiziertes Grandfathering auf Basis von max. Emissionen + anlagenspezifischem Emissionsfaktor, Emissionsrechte mit überlappenden Lizenzlaufzeiten, Allokation bis 2010 in 1994 vorgenommen. Neuemittenten müssen Emissionsrechte kaufen	NO <sub>x</sub> - und SO <sub>2</sub> -Handel ab 1994, örtliche Handelbarkeit eingeschränkt, sonst freier Handel; weder Banking noch Borrowing erlaubt	Lizenztransfers müssen dem Distrikt gemeldet werden, unterschiedliche Messvorschriften und Häufigkeit der Meldepflicht für Quellen, Sanktionierung bis zu 500 US\$/Tag
<b>UK ETG</b>	Prinzipiell alle Unternehmen, insb. diejenigen, die der Climate Change Levy unterliegen	Einfaches Grandfathering auf Basis vergangener Durchschnittsemissionen. Da Emissionshandel freiwillig ist, zusätzliche Anreizmechanismen. Emissionsrechte für CO <sub>2</sub> oder alle THG; Grandfathering für Neuemittenten	CO <sub>2</sub> -Äquivalente Handel ab April 2001; alle Akteure, freier Handel; Banking bis 2007; kein Borrowing	Überwachung durch zwei Institutionen (Emissions Trading Authority und Registry); keine Sanktionen da freiwillig; Nichtzuteilung von Anreizgeldern bei Nichterfüllung
<b>Dänemark</b>	Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft	Grandfathering auf Basis von früherer Durchschnittsemissionen, Bevorzugung von KWK, Grandfathering für Neuemittenten	CO <sub>2</sub> -Handel ab Jan. 2001, bilateral ohne staatl. Eingriff; Banking begrenzt, kein Borrowing	Kontinuierliche Überwachung des Brennstoffverbrauchs in Elektrizitätswerken, Gesamtemissionen werden jährlich der Dänischen Energieagentur gemeldet, Sanktion 6 US\$/t CO <sub>2</sub>
<b>BP Amoco</b>	Geschäftseinheiten der BP Amoco Gruppe	Grandfathering auf Basis eines Basisjahres, Grandfathering für Neuemittenten	CO <sub>2</sub> - und CH <sub>4</sub> -Handel, ab Jan. 2000, interner Unternehmenshandel; Banking begrenzt, kein Borrowing	Datenaudit, Verifikation, Monitoring und Kontrolle durch externe Consultants.
<b>Grünbuch</b>	Energieintensive Industrien und Unternehmen der Elektrizitätswirtschaft	Keine Festlegung, Auktionsierung wird jedoch als technisch überlegen erachtet	CO <sub>2</sub> -Handel ab 2005 geplant, Zulassung von Banking wird empfohlen	Rückgriff auf und Weiterentwicklung von bestehenden Richtlinien, Entwicklung eines generellen Überwachungs- und Kontrollkriterienkatalogs, finanzielle Sanktionen angedacht

Quelle: Zusammenstellung des DIW

Die aufgeführten Emissionshandelsansätze unterscheiden sich insbesondere in der Art der anvisierten Schadstoffe, der regionalen und sektoralen Einbindung von Akteuren und damit in der Anzahl der nachweispflichtigen Akteure, der umweltpolitischen Zielsetzung und dem Implementierungsstatus. Aufgrund dieser Unterschiede lassen sich nur schwer allgemeine Schlussfolgerungen ziehen. Dennoch bieten die Ansätze wertvolle Erfahrungen für die Ausgestaltung eines nationalen, EU-weiten oder globalen CO<sub>2</sub>-

Emissionshandelssystemen. Die beiden US-amerikanischen Modelle beziehen sich auf regionale Schadstoffe. Sie sind bereits implementiert und bieten erste wichtige Hinweise auf die Effizienz von Preisbildungs- und Handelsstrukturen. Die anderen aufgeführten Programme, die der Reduzierung eines oder mehrerer globaler Treibhausgase gewidmet sind, sind bisher noch in frühen Einführungs- bzw. Entwicklungsstufen und erlauben noch keine eindeutige Bewertung. Es lässt sich jedoch festhalten, dass der Emissionshandel ein durchaus attraktives Instrumentarium zu sein scheint, dessen Umsetzung auf verschiedene Weisen möglich ist. Eine schnelle Harmonisierung dieser Umsetzungsweisen (zumindest in Europa) könnte vorteilhaft sein und wird durch die Erstellung des Grünbuchs gefördert. Bemerkenswert ist, dass in allen bisherigen Emissionshandelssystemen ein Grandfathering bzw. ein modifiziertes Grandfathering für die Anfangsverteilung der Emissionsrechte gewählt wurde.

## 3.2 Projektbasierte Instrumente

Im Bereich der projektbasierten Instrumente liegen bisher diverse praktische Erfahrungen im Rahmen von internationalen Programmen und nationalen oder privatwirtschaftlichen Initiativen vor, die jedoch meist den Charakter von Pilotprojekten haben. Im Einzelnen sind dies die Pilotphase der "Activities Implemented Jointly" (AIJ) im Rahmen der UNFCCC, der "Prototype Carbon Fund" (PCF) der Weltbank sowie der "Emission Reduction Unit Procurement Tender" (Eru-PT) der niederländischen Regierung. Neben diesen internationalen oder nationalen Ansätzen gibt es auch erste privatwirtschaftliche Initiativen wie z.B. die von HEW und TransAlta, in denen die Umsetzung projektbasierter Instrumente erprobt wird. Darüber hinaus bieten die von der Weltbank koordinierten National-Studien (National Country Studies, NSS) über das jeweilige nationale Angebotsportfolio für JI- bzw. CDM-Projekte interessante Anhaltspunkte für die Einschätzung der projektbasierten Instrumente.

### 3.2.1 Pilotphase der Activities Implemented Jointly

Die Grundlage für die "gemeinsame Umsetzung" von Klimaschutzprojekten wurde bereits in Artikel 4 (2) der KRK gelegt. Auf der COP 1 in Berlin beschlossen die Vertragsstaaten dann unter der Bezeichnung "Activities Implemented Jointly" (AIJ) die Einführung einer Pilotphase für gemeinsame Projekte der Vertragsstaaten. Diese Pilotphase sollte ursprünglich von 1995 bis 2000 dauern, wurde jedoch auf der COP 5 auf unbestimmte Zeit verlängert.

Die AIJ werden wegen der ähnlichen Bezeichnung oft mit dem auf der COP 3 in Kioto eingeführten Instrument der Joint Implementation verwechselt. Es bestehen jedoch drei erhebliche Unterschiede (Schwarze 2000b):

- Emissionsreduktionen aus AIJ-Projekten dürfen nicht auf die Verpflichtungen der Annex I-Länder angerechnet werden (es handelt sich also wirklich um eine Pilotphase);<sup>25</sup>

---

<sup>25</sup> In diesem Zusammenhang wurde u.a. von Michaelowa (1998) die Frage gestellt, ob AIJ-Projekte ohne echte Anreize für Investoren überhaupt attraktiv sein können. Solche Anreize können z.B.

- AIJ-Projekte können sowohl in Kooperationen zwischen Annex I-Ländern wie auch zwischen Annex I- und Nicht-Annex I-Ländern durchgeführt werden (demgegenüber sind JI-Projekte auf Kooperationen von Annex I-Ländern untereinander beschränkt);
- Für AIJ-Projekte besteht nur eine relativ einfache Verpflichtung zur Meldung an das Klimasekretariat in Bonn durch die nationalen Behörden, während bei JI-Projekten eine umfassendere Berichtspflicht existiert.

Aufgrund des Kreises der beteiligten Länder kann AIJ also als Pilotphase sowohl für JI wie auch für CDM interpretiert werden.

Die Meldungen von AIJ-Projekten an das Klimasekretariat erfolgen auf der Basis eines einheitlichen Berichtsformulars. Das Sekretariat veröffentlicht diese Berichte im Internet.<sup>26</sup> Zum letzten verfügbaren Stand (18. Juli 2001) sind dort Berichte zu 153 Aktivitäten dokumentiert.<sup>27</sup> Alle nachfolgenden Auswertungen basieren ausschließlich auf den in diesen Berichten enthaltenen Angaben, die von den jeweiligen Gastländern eingereicht wurden und oft nicht von unabhängigen Dritten überprüft wurden.

Über die Lebensdauer der hier dokumentierten AIJ-Aktivitäten hinweg werden insgesamt knapp 360 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent vermieden. Die Projektlebensdauer beträgt durchschnittlich 16,3 Jahre, mit einer Spannweite von 1 bis 60 Jahren.

Die Abbildung 2 zeigt einen Überblick über diese Aktivitäten, aufgegliedert nach Projekttypen.<sup>28</sup> Demnach wurden fast die Hälfte der Aktivitäten im Bereich der Energieeffizienz durchgeführt, gut ein Drittel im Bereich erneuerbare Energien. Im Bereich Landnutzung und Forstwirtschaft fanden zwar nur 12 % der Aktivitäten statt, doch fast die Hälfte der über die Lebensdauer der Aktivitäten reduzierten Treibhausgasemissionen (umgerechnet in CO<sub>2</sub>-Äquivalente) stammen aus diesem Bereich. Ein weiterer Schwerpunkt der Treibhausgasreduktionen liegt im Bereich der Verringerung von Gasleckagen. Diese beiden Projekttypen zusammen repräsentieren drei Viertel der berichteten Treibhausgasreduktionen, jedoch nicht einmal ein Fünftel der Anzahl der Aktivitäten. Der wesentliche Grund für diese Diskrepanz ist die deutlich unterschiedliche Lebensdauer dieser Projekte: Während Effizienzprojekte und solche mit erneuerbaren Energien i.d.R. mit durchschnittlichen Laufzeiten von 12 bzw. 15 Jahren angesetzt werden, werden die Emissionsreduktionen von Projekten in den Bereichen Landnutzung und Forstwirtschaft über durchschnittlich 39 Jahre kumuliert.

---

durch Gutschriften bei CO<sub>2</sub>-Steuern o.ä. im Investorland gesetzt werden oder durch Verfahren des "early crediting" (Kapitel 4.2.2.2).

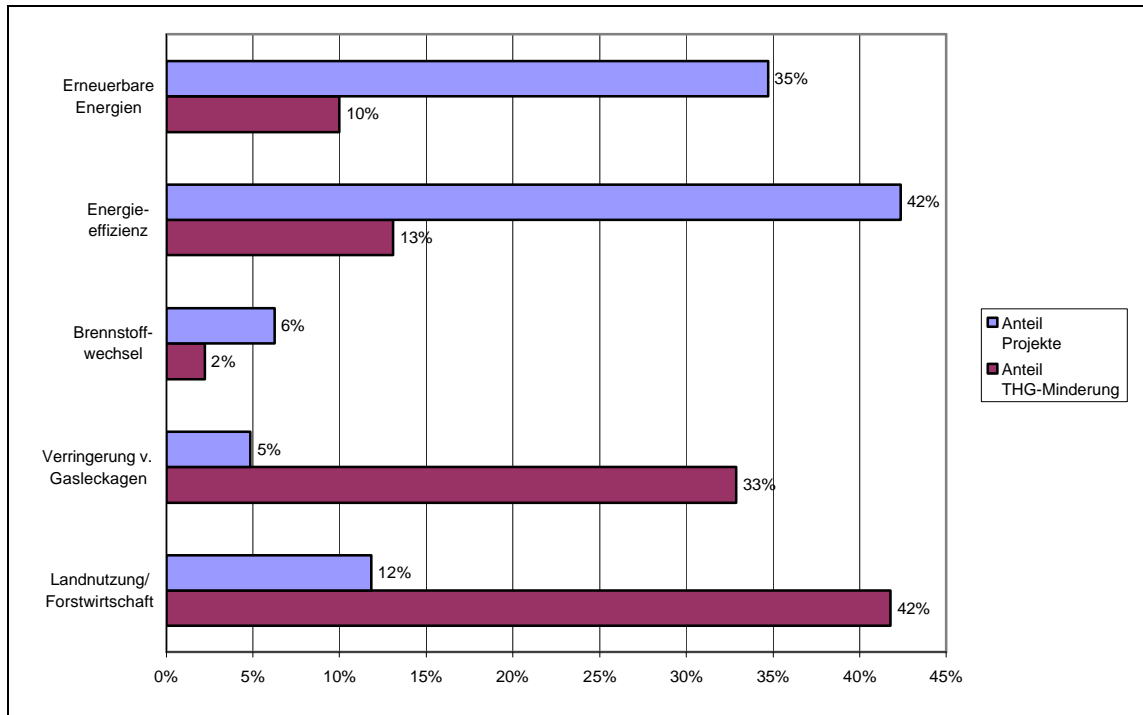
<sup>26</sup> <http://www.unfccc.int/program/aij/aijproj.html>

<sup>27</sup> Ein Teil dieser Berichte umfasst jedoch mehrere Projekte im engeren Sinne (Schwarze 2000a), sodass über insgesamt ca. 190 Projekte Berichte vorliegen.

<sup>28</sup> Die eigene Darstellung hier orientiert sich an derjenigen aus (Schwarze 2000a und Schwarze 2000b), basiert jedoch auf einer aktuelleren Datenbasis.



Abbildung 2: Übersicht über die Aktivitäten aus der AIJ-Pilotphase

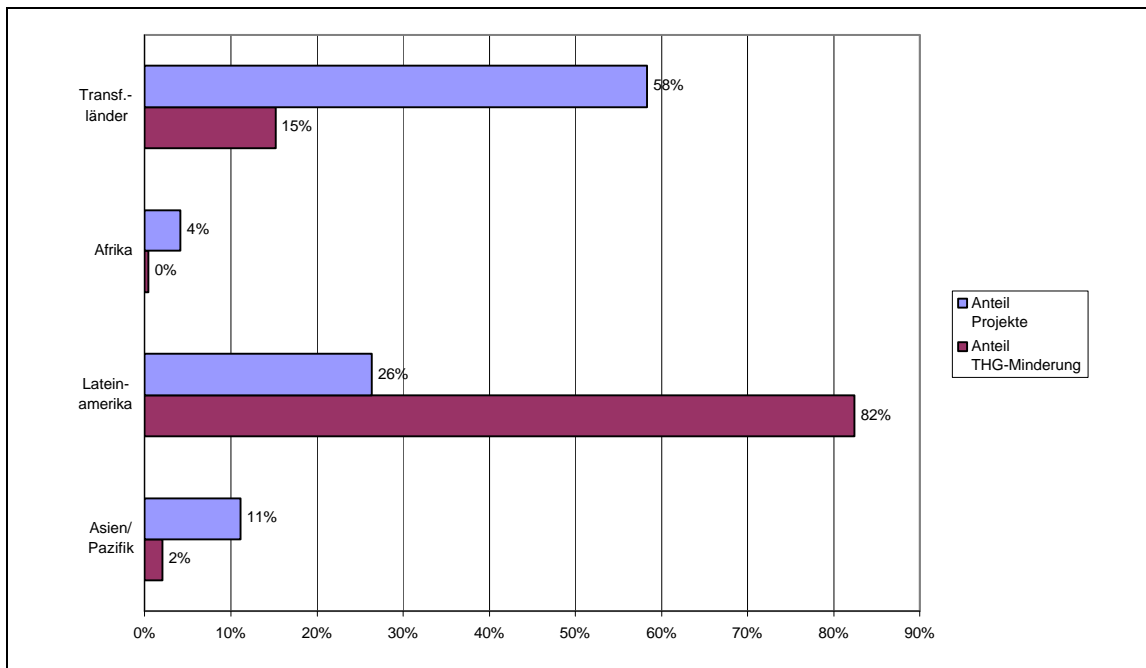


Quellen: UNFCCC 2000, Berechnungen des Öko-Instituts

In Abbildung 3 ist eine Übersicht über die Regionen der Welt dargestellt, in denen die Gastländer der AIJ-Pilotprojekte liegen. Deutlich mehr als die Hälfte der Aktivitäten wurden in Ländern mit Transformationsökonomien durchgeführt, also in den Ländern Mittel- und Osteuropas, in der Russischen Föderation und anderen Staaten der ehemaligen Sowjetunion. In diesen Ländern entsteht jedoch nur ein Siebtel der berichteten Treibhausgasreduktion. Über vier Fünftel der Treibhausgasreduktion entsteht in lateinamerikanischen Ländern, übrige Regionen der Welt spielen kaum eine Rolle.



Abbildung 3: Gastländer der Aktivitäten aus der AIJ-Pilotphase

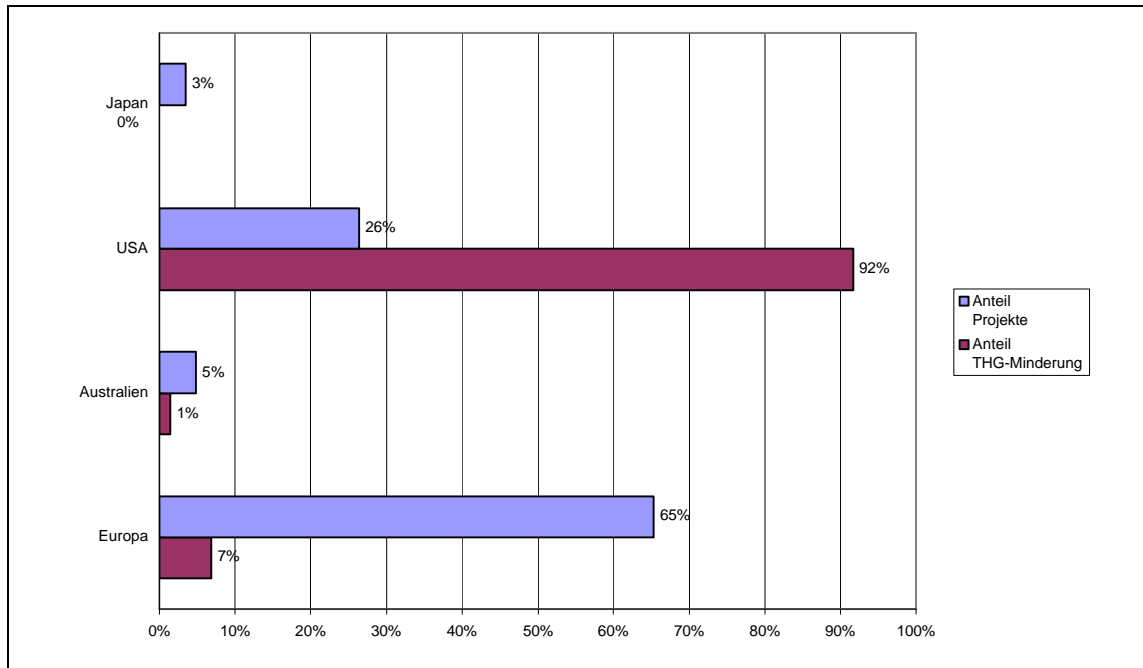


Quellen: UNFCCC 2000, Berechnungen des Öko-Instituts

Aus der in Abbildung 4 dargestellten Verteilung nach den Investorländern zeigt sich, dass die Aktivitäten der USA alle anderen Investoren hinsichtlich der berichteten Treibhausgasreduktion dominieren. Zwar sind zwei Drittel der Aktivitäten von europäischen Investoren durchgeführt worden, doch diese tragen nur zu weniger als 10 % zur Treibhausgasreduktion bei. Eine Erklärung hierfür bietet Schwarze (2000b): Über die Hälfte der europäischen AIJ-Aktivitäten wurden von Schweden durchgeführt. Die schwedischen Investoren präferieren jedoch kleine, schnell durchzuführende Projekte in den baltischen Ländern. Dies könnte eine Erklärung dafür sein, dass die schwedischen Projekte nur deutlich weniger als 1 % zu den insgesamt durch europäische AIJ-Aktivitäten erreichten Treibhausgasreduktion beitragen.

Allerdings muss hier beachtet werden, dass sich die berichteten Emissionsreduktionen, in der Regel auf Schätzungen der Emissionsminderungswirkungen im Rahmen von feasibility-Studien vor Projektbeginn, beziehen. D.h. die berichteten Reduktionen bedeuten nicht, dass die Implementierung der aufgeführten Projekte auch tatsächlich begonnen wurde. Den meisten der von den USA berichteten Projekten fehlt weiterhin eine Finanzierung, sodass diese Projekte eher als theoretisches Angebot der "US Initiative on Joint Implementation" zu sehen sind. Bei einer Evaluierung im Jahre 1999 ist von 108 berichteten AIJ-Projekten lediglich bei 20 Projekten tatsächlich mit der Umsetzung begonnen worden (Beuermann et al. 2000).

Abbildung 4: Investorländer der Aktivitäten aus der AII-Pilotphase

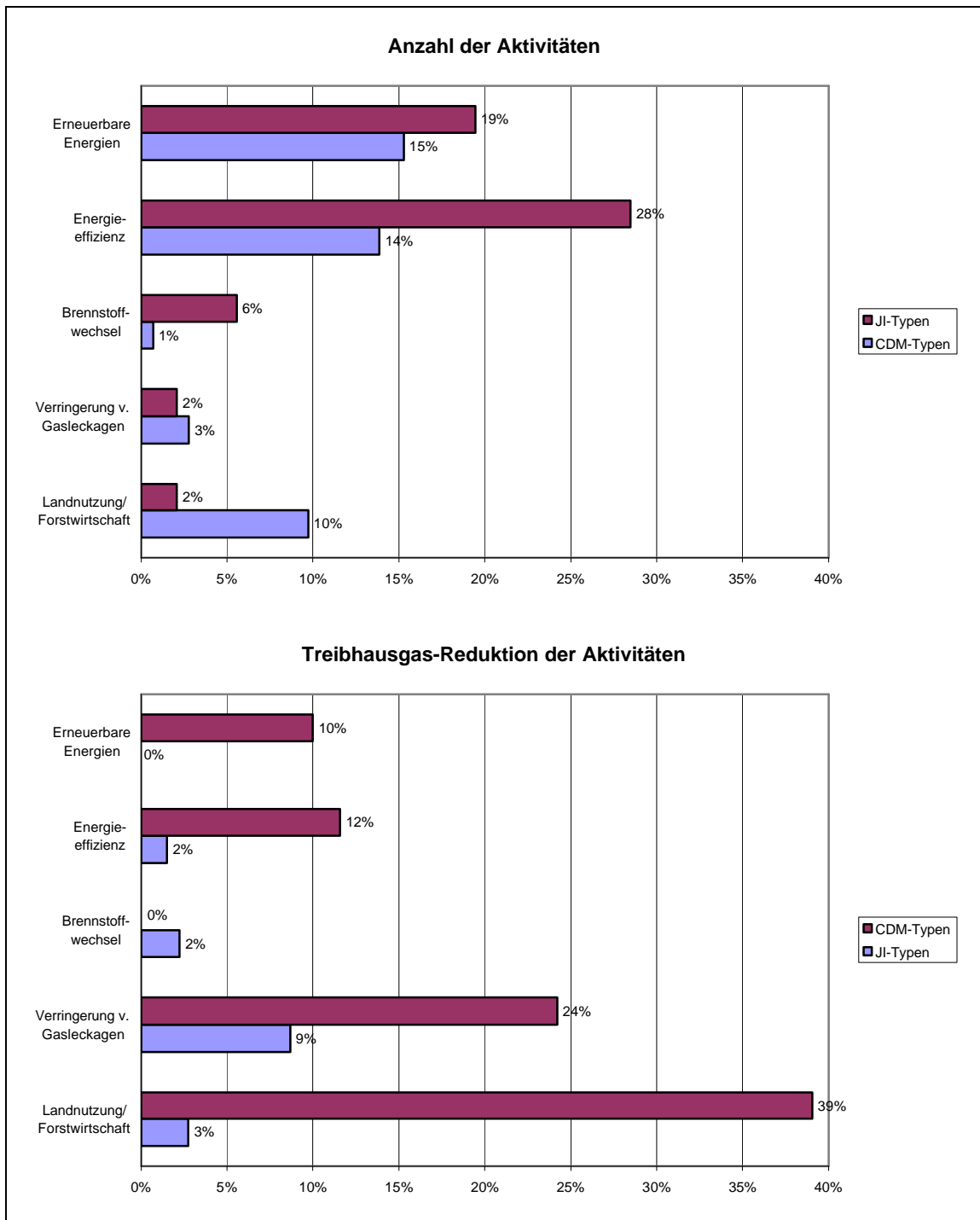


Quellen: UNFCCC 2000, Berechnungen des Öko-Instituts

In Abbildung 5 sind die AII-Aktivitäten so nach den Gastländern aufgliedert, dass zum einen JI-ähnliche Aktivitäten (Gastländer aus Annex I) und CDM-ähnliche Aktivitäten (Gastländer nicht aus Annex I) unterschieden werden. Hier ist zu erkennen, dass von der Anzahl der Aktivitäten her in beiden Gruppen Projekte zur Erhöhung der Energieeffizienz und zur Nutzung der erneuerbaren Energien überwiegen. Nach der berichteten Treibhausgasreduzierung jedoch überwiegen die CDM-ähnlichen Aktivitäten im Bereich Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft eindeutig gegenüber allen anderen Bereichen.<sup>29</sup>

<sup>29</sup> Die ist vor allem darauf zurückzuführen, dass die Laufzeit dieser Projekte mit durchschnittlich fast 40 Jahren beinahe doppelt so hoch ist wie die durchschnittliche Laufzeit aller Projekte (Schwarze 2000a, S. 260). Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass Projekte im Bereich Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft besonders umstritten sind (Abschnitt 4.3.1).

Abbildung 5: Unterteilung der Aktivitäten aus der AIJ-Pilotphase in JI-Typen und CDM-Typen



Quellen: UNFCCC 2000, Berechnungen des Öko-Instituts

Eine Auswertung der zum Stand Juni 2000 vorliegenden Berichte aus der AIJ-Pilotphase an das Klimasekretariat umfasst insgesamt 157 Projekte (Schwarze 2000b).<sup>30</sup> An diesen Projekten sind 30 Empfängerländer und 11 Geberländer beteiligt. Über die Lebensdauer dieser Projekte würden ca. 260 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent vermieden, wenn sie wie geplant umgesetzt werden. Diese Auswertung kommt über das Vorstehende hinaus noch zu folgenden Ergebnissen:

- Insgesamt ist eine Konzentration auf regionale Kooperationen zwischen Investor- und Gastländern zu verzeichnen. So planen die Länder der EU über 90 % ihrer AIJ-Projekte in den mittel- und osteuropäischen Transformationsländern umzusetzen. Dagegen liegen zwei Drittel der Projekte mit US-Beteiligung in Lateinamerika.
- Hierzu korrespondieren Präferenzen in der Auswahl der Projekttypen: Während in den Transformationsländern überwiegend technische Projekte zur Verbesserung der Energieeffizienz vorbereitet und zum Teil durchgeführt wurden, lag der Schwerpunkt in Lateinamerika bei den Landnutzungs- und Forstprojekten sowie bei der Verringerung von Gasleckagen.
- Die Kosten der Projekte werden in den Berichten an das Klimasekretariat als Bruttokosten ausgewiesen, d.h. ein wirtschaftlicher Nutzen der Projekte, z.B. durch reduzierte Kosten für fossile Brennstoffe, wird nicht gegengerechnet. Auf dieser Basis stellen sich für die verschiedenen Projekttypen stark unterschiedliche spezifische Bruttokosten pro reduzierter Tonne CO<sub>2</sub>-Äquivalente dar (zwischen 0,1 und 15,6 US-\$ pro Tonne CO<sub>2</sub>-Äquivalent). Es zeigt sich jedoch, dass die von den berichteten Treibhausgasreduktionen her weitaus überwiegenden Typen der Landnutzungs- und Forstprojekte sowie der Verringerung von Gasleckagen selbst in einer Bruttobetrachtung vernachlässigbare CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten aufweisen. Hieraus folgt, dass der größte Teil der insgesamt berichteten Treibhausgasreduktion durch AIJ-Projekte aus sogenannten "no regret"-Maßnahmen stammen, die ohnehin wirtschaftlich rentabel sind.

Letzteres kann insofern nicht verwundern, da die Treibhausgasreduktion der AIJ-Projekte nicht auf Reduktionsverpflichtungen der Geberländer angerechnet werden kann und es insofern den jeweiligen nationalen Förderpolitiken überlassen ist, finanzielle Anreize für Investitionen in Gastländern zu schaffen.<sup>31</sup> Zugleich handelt es sich bei einer Vielzahl der berichteten Projekte um Planungen, die in der Realität noch nicht umgesetzt wurden und die lediglich Kostenschätzungen enthalten, die zum Teil optimistisch angesetzt sind, da für diese Projekte noch Investoren gesucht werden. Dies bedeutet, dass das Ergebnis eines Übergewichts von "no-regret"-Maßnahmen nicht ohne weiteres auf eine "echte" Projektphase von JI oder CDM übertragen werden kann.

Damit diese Erfahrungen der AIJ-Projekte auch für Außenstehende nachvollziehbar sind, sollen regelmäßig Fortschrittsberichte an das Klimasekretariat in Bonn übermittelt werden. Für diese Berichte wurde ein gemeinsames Berichtsformat entwickelt, damit die

---

<sup>30</sup> Die empirische Grundlage der hier zitierten Veröffentlichung umfasst also etwa 82 % der bis zum Stand September 2000 vorliegenden Projektberichte, die die Grundlage der vorstehenden Auswertungen bilden.

<sup>31</sup> Vgl. aber die Diskussion zu "early JI crediting" weiter unten.

Vergleichbarkeit der Projekte gewährleistet ist. Diese Berichte enthalten neben einer kurzen Projektbeschreibung unter anderem Angaben zu den Projektpartnern, zur Anerkennung durch die beteiligten Regierungen sowie eine Überprüfung, inwieweit die Projekte mit der ökonomischen Entwicklung und den sozio-ökonomischen und ökologischen Zielen des Gastlandes im Einklang stehen. Darüber hinaus enthalten diese Berichte Angaben, die für eine Bewertung der Projekte notwendig sind, wie z. B.

- Baseline- und Projektemissionen,
- Methode zur Berechnung der Baseline- und Projektemissionen,
- Treibhausgasminderung
- Laufzeit
- Angaben zu den Investitionskosten,
- Treibhausgasminderungskosten etc.

Es liegt deshalb nahe, eine Bewertung der projektorientierten flexiblen Instrumente (JI und CDM) auf Grundlage der praktischen Erfahrungen der inzwischen immerhin mehr als 150 offiziell registrierten AIJ-Projekte vorzunehmen. Dabei muss jedoch berücksichtigt werden, dass ein Teil der bei der UNFCCC registrierten Projekte nicht über den Planungsstand hinaus reicht oder möglicherweise inzwischen von den beteiligten Parteien gar nicht mehr weiter verfolgt wird.

Deshalb haben wir je 10 AIJ-Projekte zwischen Annex I-Staaten (JI) und zwischen Annex I- und Nicht-Annex I-Staaten (CDM) ausgewählt und auf der Grundlage der vorliegenden Berichte (UNFCCC 2001) einer näheren Prüfung unterzogen. Um die Projekte, die nur geplant sind oder nicht weiterverfolgt werden, auszuschließen, wurden vor allem solche Projekte ausgewählt, die einerseits mehrere Berichte und andererseits vor allem aktuelle Projektberichte bereitgestellt haben. Darüber hinaus wurde bei der Auswahl berücksichtigt, dass verschiedene Gastländer und investierende Länder (Investoren) vertreten sind und auch die verschiedenen Projektkategorien angemessen berücksichtigt werden.

In Tabelle 3 sind die ausgewählten AIJ-Projekte sowie einige der ökonomisch relevanten Daten zusammenfassend dargestellt.<sup>32</sup>

---

<sup>32</sup> Eine ausführlichere Darstellung der ausgewählten Projekte befindet sich im Anhang (Abschnitte 10.1 und 10.2).

Tabelle 3: Kostenrelevante Angaben ausgewählter AIJ-Projekte

Titel	Gastland	Investor	Laufzeit	THG-Minderung	Investitionsvolumen	Vermeidungskosten
<b>JI</b>						
Errichtung des GuD-Kraftwerks "Kuban" (Novokubansk-Distrikt der Krasnodarsk-Region) und eines Fernwärmesystems in der Krasnodarsk-Region	Russian Federation	Germany	4	2.700.000	1.600,00	
Schweizer Energieeffizienz Projekt (Bucina a.s., Zvolen)	Slovakia	Switzerland	8	148.300	2,71	-5,70 bis -22,60
Kombiniertes Projekt für Brennstoffwechsel und Erneuerung des Verteilung in Kuressaare,	Estonia	Sweden	10	118.758		
Rehabilitierung der Wälder in den Nationalparks Krkonose und Sumava	Czech Republic	Netherlands	15	9.834.120		5,20 bis 10,29
Wiederaufforstung in Vologda	Russian Federation	USA	60	858.000	1,33	
Umstellung von Kohle auf Gas	Poland	Norway	17	2.532.442		30,10
Evaluierung des Dalkia-Vivendi-Vorschlags: Brennstoffwechsel und Kraft-Wärme-Kopplung im Dorog Eroumu Kft Kraftwerk	Hungary	France	15	71.420	5,40	
Kraft-Wärme-Kopplung im SKODA-Werk Mlada Boleslav	Czech Republic	Germany	20	5.440.000	92,34	Projekt ist wirtschaftlich, deshalb keine
RUSAGAS: Projekt zur Beseitigung von Gasleckagen	Russian Federation	USA	28	30.955.750	0,17	
Kesselumstellungsprojekt in Varena	Lithuania	Sweden	10	194.840		
<b>CDM</b>						
Erhöhte Kohlenstoffbindung in Anpflanzungen in Vietnam durch die Nutzung genetisch verbesserten Pflanzenmaterials und Quantifizierung der Kohlenstoffbindung von	Vietnam	Australia	30	646.590		1,00 bis 2,00
Burkina Faso Nachhaltiges Energiemanagement	Burkina Faso	Norway	6	1.450.000	2,40	1997 - 2003 (6 Jahre): 1,66
ILUMEX Projekt für hocheffiziente Beleuchtung	Mexico	Norway	5	85.801	23,00	17,88
Modellprojekt für Energieeinsparung bei Elektrohöfen für Metalllegierungen	China	Japan	10	290.500	24,77	9,60 - 22,64 (abweichende Angaben)
Rio Bravo Kohlenstoffbindungspilotprojekt	Belize	USA	42	6.023.992	5,60	0,93 (eigene Berechnung)
Wiederaufforstung und Waldschutz	Costa Rica	Norway	25	230.842	3,40 *2	USD/t CO <sub>2</sub> -Äquivalent
Deponiegasmanagement im Großraum Buenos Aires, Argentinien	Argentina	USA	20	81.121.240		1,00 bis 2,00 (Schätzung)
Modellprojekt zur Nutzung von Abwärme aus der Müllverbrennung in Harbin	China	Japan	10	418.740	15,40	30,14 bis 45,59
Kleinwasserkraftwerk am Manyuchi-Damm in Zimbabwe	Zimbabwe	France, Canada,	25	126.578	2,00	15,80
Windfarmprojekt Tierras Morenas	Costa Rica	USA	14	57.203	31,50	

Quelle: UNFCCC 2001, Zusammenstellung des Öko-Instituts

Die Übersicht zeigt deutlich, dass die AIJ-Projekte insgesamt sehr heterogen sind. Dies gilt sowohl im Hinblick auf die Laufzeiten als auch auf die geschätzten Treibhausgasminderungen, insbesondere aber auch im Hinblick auf die Kostenangaben. Die Investitionsvolumina reichen von 1,6 Mrd. US\$ bis zu 170.000 US\$. Eine ähnliche Streuung ist bei den Minderungskosten festzustellen. Hier reichen die Angaben von -22,60 US\$/t CO<sub>2</sub><sup>33</sup> bis zu 45,59 US\$/t CO<sub>2</sub>. Vielfach fehlen entsprechende Angaben völlig oder können in

<sup>33</sup> Das Projekt ist demnach in sich wirtschaftlich und benötigt keine zusätzliche Förderung durch die Veräußerung von Emissionsminderungseinheiten (ERU).

der Vielzahl der Kostenangaben nicht eindeutig identifiziert werden, da die Bezeichnungen der verschiedenen Kostenarten nicht einheitlich ist. Bei verschiedenen Projekten wurden bestimmte Kostenangaben von den beteiligten privaten Unternehmen aus als vertraulich deklariert und nicht publiziert. Darüber hinaus gibt es nur in wenigen Berichten methodische Hinweise zu den Angaben von Projekt- und Minderungskosten.

Insgesamt muss deshalb davon ausgegangen werden, dass vor allem die Kostenangaben in den Sachstandsberichten der AIJ-Projekte in keiner Weise vergleichbar sind. Hier zeigt sich, dass ein gemeinsames Berichtsformat alleine nicht hinreichend ist, um die Vergleichbarkeit der Angaben sicherzustellen. Notwendig wären – ähnlich wie bei den Treibhausgasinventaren – neben einem einheitlichen Berichtsformat auch detaillierte Anleitungen (Guidelines), in denen die Vorgehensweise und die anwendbaren Methoden einheitlich festgelegt werden.

Dem Anspruch, Erfahrungen im Umgang mit projektbasierten Instrumenten vor der ersten Verpflichtungsperiode zu sammeln, wird die AIJ-Phase im Hinblick auf Kostenangaben und damit auf die Wettbewerbsfähigkeit von projektbasierten Instrumenten gegenüber dem Emissionshandel und nationalen Politiken und Maßnahmen nicht gerecht. Dies ist allerdings nicht alleine auf das nicht hinreichend standardisierte Berichtsverfahren sondern vor allem auch auf die Tatsache zurückzuführen, dass während der AIJ-Phase in den Projekten keine Minderungskredite generiert werden können. Denn ohne diese Minderungskredite fehlt den Projektpartnern letztlich die Notwendigkeit Kostenangaben exakt zu bestimmen (Zhang 2000, S. 28; Fichtner/Goebelt/Renz 2001, S. 821). Darüber hinaus besteht ein Interesse der beteiligten Unternehmen, derartige Angaben nicht zu veröffentlichen, da sie erwarten, den durch die AIJ-Projekte erworbenen Informationsvorsprung später gewinnbringend ausnutzen zu können. Letztlich können also aus der AIJ-Pilotphase keine verlässlichen Informationen über das Projektvolumen, absolute und spezifische Minderungskosten oder die Wettbewerbsfähigkeit von projektbasierten flexiblen Instrumenten gezogen werden.

### 3.2.2 Prototype Carbon Fund

Der Prototype Carbon Fund (PCF) ist ein von der Weltbank ins Leben gerufener Fonds, durch den Treibhausgasminderungsaktivitäten im Rahmen der projektbasierten Instrumente des Kioto-Protokolls angeregt und finanziert werden. Der Grundgedanke ist dabei, dass der aus staatlichen und privaten Mitteln gespeiste Fonds JI- und CDM-Projekte durchführt und die aus diesen Projekten entstehenden ERUs bzw. CERs den in den Fonds Einzahlenden anteilig zu ihren Einzahlungen zuweist (PCF 2001).

Die Weltbank verbindet mit dem PCF im wesentlichen drei Ziele:

- Der Fonds soll zeigen, dass projektbasierte Instrumente *zusätzliche öffentliche und private Mittel* für die Nutzung umweltfreundlicher Technologien und Verringerung der Schadstoffbelastung in den Gastländern mobilisieren können und hierdurch ein substantieller Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung geleistet werden kann.
- Der Fonds will seinen Mitgliedern *qualitativ hochwertige und preislich wettbewerbsfähige Emissionsminderungseinheiten* anbieten; die hohe Qualität soll dadurch gewährleistet werden, dass Projekte durchgeführt werden, die den Anforderungen der



flexiblen Mechanismen entsprechen und deshalb mit hoher Sicherheit zertifiziert werden können.

- Der PCF möchte den Nutzen der durchgeführten Projekte gerecht zwischen Gast- und Geberländern aufteilen und hofft, dass hierdurch frühzeitig das für die Entwicklung des Marktes von Emissionsminderungseinheiten notwendige *Vertrauen zwischen Käufern und Verkäufern* geschaffen wird.
- Darüber hinaus sollen durch das frühzeitige Engagement bei der Nutzung der projektbasierten flexiblen Instrumente Erfahrungen gesammelt werden, die konstruktiv als *Beitrag zur weiteren Ausgestaltung der flexiblen Instrumente* eingebracht werden sollen (WB 2001).

Die hohe Qualität der Maßnahmen soll durch eine breite regionale und technologische Streuung der Projekte und die Beteiligung von Interessensgruppen in einem Beratungsprozess sichergestellt werden. So sollen beispielsweise maximal 10% der Fondsmittel für Projekte zur Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft verwendet und in keinem der Gastländer mehr als 20% der verfügbaren Mittel investiert werden. Darüber hinaus wird durch Bündelung und Streuung der Projekte erreicht, dass sowohl die Transaktionskosten als auch die mit den Projekten verbundenen Risiken gesenkt werden können.<sup>34</sup>

Der PCF sieht sich als Pionier, der zur Entwicklung von Standards für Baselinestudien und Prozessen der Verifikation und Zertifizierung von Emissionsreduktionen und damit zum Aufbau von Know-how über die Realisierung von JI- und CDM-Projekten beiträgt. Zudem wird durch die Unterstützung der Gastländer bei der Konzeptionierung und Durchführung der Projekte auch ein Beitrag zum Wissenstransfer geleistet.

Etwa jeweils die Hälfte der Investitionen des PCF soll in Länder mit Transformationsökonomien in Mittel- und Osteuropa und in Entwicklungsländer fließen. Der Schwerpunkt der Projekte soll in den Bereichen Energieeffizienz und erneuerbare Energien liegen. Der Fonds hat seine Arbeit Anfang des Jahres 2000 aufgenommen und soll bis zum Ende der Verpflichtungsperiode des Kioto-Protokolls im Jahr 2012 arbeiten.

Zu den Einzählern in den PCF gehören bisher sechs Regierungsorganisationen (aus Kanada, Finnland, Japan, den Niederlanden, Norwegen und Schweden) sowie 17 bedeutende Wirtschaftsunternehmen aus den Bereichen Energiewirtschaft, Handel und Banken. Deutsche Teilnehmer sind die Deutsche Bank und RWE. Regierungen zahlen generell 10 Mio. US\$, private Unternehmen 5 Mio. US\$ in den Fonds ein. In der ersten Ausschreibung konnten auf diese Weise 135 Mio. US\$ akquiriert werden, die in etwa 15 bis 20

---

<sup>34</sup> Die Bündelung der Projekte senkt zunächst die Transaktionskosten, da bei den ersten Projekten Know-how über Projektvorbereitung, Durchführung und Begleitung aufgebaut wird, das bei weiteren Projekten kostenmindernd eingesetzt werden kann (learning by doing). Darüber hinaus dürften bei der Bündelung – insbesondere wenn gleichartige Projekte durchgeführt werden – auch Skaleneffekte (economies of scale) wirksam werden. Die Streuung der Projekte führt zwar grundsätzlich wieder zu einer Erhöhung der Transaktionskosten und wirkt insofern der Bündelung entgegen. Gleichzeitig jedoch senkt die regionale und technologische Streuung der Projekte die Risiken und schafft auf diese Weise eine angemessene Balance zwischen vergleichsweise niedrigen Transaktionskosten und relativ niedrigem Risiko.

Projekte investiert werden sollen. Für die zweite Ausschreibungsphase wurden bereits 45 Mio. US\$ zugesichert (PCF 2000a).

Vereinbarungen über gemeinsame Projekte sind bisher mit Regierungen von 18 Entwicklungsländern und fünf mittel- und osteuropäischen Staaten abgeschlossen worden oder in Vorbereitung. Bis zum Sommer 2000 waren insgesamt etwa 25 Projekte beim PCF beantragt worden. Fünf dieser Projekte mit einem Volumen von etwas 30 bis 35 Mio. US\$ sind bereits bewilligt worden:

- Lettland: Management einer Mülldeponie in der Region Liepaja,
- Costa Rica: Förderung erneuerbarer Energiequellen,
- Tschechien: Kooperation mit der Tschechischen Energieagentur bei Maßnahmen zur Verbesserung der Energieeffizienz,
- Uganda: kleine Wasserkraftanlage in der Region West Nile,
- Guyana: Biomasse basierte Kraft-Wärme-Kopplung in der Region Skeldon.

Darüber hinaus werden für 10 weitere Projekte im Umfang von 60 bis 65 Mio. US\$ konkrete Konzepte entwickelt und 12 Projektideen im Hinblick auf ihre Eignung für den PCF überprüft. Der PCF will bis zum Jahr 2003 insgesamt ca. 20 Projekte umsetzen.

Die angestrebte Größe der Projekte liegt bei 5 bis 10 MW und einem Gesamtinvestitionsvolumen von 10 bis 15 Mio. US\$. Es wird erwartet, dass aus diesen Projekten Emissionsminderungseinheiten im Umfang von 2 bis 3 Mio. US\$ erzielt werden können. Die Kosten für die Administration und Abwicklung eines Projekts beim PCF belaufen sich dabei auf etwa 200.000 bis 400.000 US\$. Als Zielgröße für die Vermeidungskosten strebt der PCF einen Wert von 10 US\$/t Kohlenstoff (2,7 US\$/t CO<sub>2</sub>) an. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass der PCF keine Vorfinanzierung leistet und Zahlungen erst erfolgen, wenn die CERs bzw. ERUs übertragen wurden. Darüber hinaus müssen auch die Kosten für die Projektentwicklung vom Gastland getragen werden.

Bis zum März 2001 lagen ca. 30 Projektskizzen vor, die ein Investitionsvolumen von ca. 300 Mio. US\$ umfassen. Der größte Anteil der Projekte dient zur Nutzung erneuerbarer Energien. Das am weitesten fortgeschrittene und schon bewilligte Projekt betrifft das Management von festen Haushaltsabfällen in Liepaja in Lettland. Für dieses Projekt wurden im Dezember 2000 ein Kreditvertrag der Weltbank sowie ein Emissions Reduction Purchase Agreement (ERPA) des PCF unterzeichnet. Für drei weitere Projekte in Jamaika, Marokko und Uganda sind die Vorbereitungen ebenfalls weit fortgeschritten.

Das erklärte Ziel des PCF ist es, im Durchschnitt seines Projekt-Portfolios Emissionsgutschriften zu einem Preis von bis zu 5,5 US\$/t CO<sub>2</sub>-Äquivalent zu kontrahieren. Zugleich sollen jedoch die Projekte eine "hohe Qualität" in dem Sinne aufweisen, dass sie so weit wie möglich mit den derzeit im Rahmen des Kioto-Protokolls diskutierten Kriterien der "additionality" übereinstimmen (PCF 2000b, S. 4, PCF 2000c, S. 10).

Nach dem Emissions Reduction Purchase Agreement für das Projekt in Liepaja (PCF 2000d) rechnen die Vertragsparteien mit einer kumulierten Emissionsreduktion im Zeitraum bis 2012 von 535.000 t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten. Die Regierung von Litauen garantiert dem PCF die Übertragung von Emissionsgutschriften im Umfang von mindestens

388.000 t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten. Falls die tatsächliche Emissionsreduktion des Projektes höher als dieser Mindestwert liegt, so muss Litauen von der Differenz nur 50 % an den PCF übertragen.<sup>35</sup> Für diese Regelung zahlt der PCF einen Pauschalpreis von 2,48 Mio. US\$.<sup>36</sup> Falls die erwartete Emissionsreduktion des Projektes realisiert wird ergibt sich aus diesen Regelungen für den PCF ein Preis von 4,6 US\$/t CO<sub>2</sub>-Äquivalent. Sollte dagegen nur die Mindestmenge an Emissionsgutschriften übertragen werden, resultiert ein Preis von 6,4 US\$/ t CO<sub>2</sub>-Äquivalent.

Im Rahmen einer im August 2001 fertiggestellten Studie des Forschungsprogramms "PCFplus" wurde die bisherige Entwicklung des globalen Marktes für Treibhausgase untersucht (Natsource 2001). Demnach sind bisher ca. 60 Transaktionen von Emissionsgutschriften mit einem Gesamtvolumen von ca. 55 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten bekannt geworden.<sup>37</sup> Angesichts der noch nicht abgeschlossenen Ausgestaltung der Regelungen für die flexiblen Mechanismen des Kioto-Protokolls wurden bei diesen Geschäften i.d.R. Emissionsreduktionen gehandelt, die von einem unabhängigen Zertifizierer nach von diesem verantworteten Regeln überprüft werden. Die realisierten Preise sind dabei stark davon abhängig, inwieweit mit einer Anerkennung der jeweiligen Emissionsreduktionen als Gutschriften im Rahmen nationaler oder internationaler Treibhausgasregimes zu rechnen ist. Hierbei spielt vor allem die Frage der Zusätzlichkeit (additionality) der Projekte eine Rolle. Die beobachteten Preise liegen im Bereich von 0,6 bis 3,0 US\$/t CO<sub>2</sub>-Äquivalent. Demgegenüber liegen die ersten Angebote für Emissionsrechte im Rahmen der z.B. in Dänemark und Großbritannien geplanten nationalen Handelssysteme mit 3,8 bis 8,5 US\$/t CO<sub>2</sub>-Äquivalent deutlich höher.

Die ersten Erfahrungen des PCF zeigen, dass privates Investitionskapital vor allem dann bereitgestellt wird, wenn der Projektzyklus kurz, überschaubar, transparent und klar definiert ist. Darüber hinaus hat sich gezeigt, dass kleinere Projekte mit erneuerbaren Energiequellen höhere spezifische Kosten aufweisen, einen vergleichsweise geringeren Minderungsbeitrag leisten und zudem vielfach höhere Risiken beinhalten. Da jedoch in kleineren Entwicklungsländern und Inselstaaten die überwiegende Mehrheit der Projektoptionen in die Kategorie solcher kleineren Projekte fällt, sollte die Bündelung dieser Projekte zur Senkung der Transaktionskosten angeregt und vereinfachte Methoden und schnellere Prozeduren für die Anerkennung kleinerer CDM-Projekte entwickelt werden.

### 3.2.3 Emission Reduction Unit Procurement Tender (Eru-PT)

Die niederländische Regierung hat eine Initiative gestartet, JI-Projekte bereits jetzt im Rahmen von Ausschreibungen zu identifizieren und unter Vertrag zu nehmen. Die Ausschreibungen richten sich vorwiegend an Projekte zur Erhöhung der Energieeffizienz, zum Einsatz erneuerbarer Energien, zur Abfallbehandlung und Waldbewirtschaftung in den Ländern Mittel- und Osteuropas, sind jedoch grundsätzlich offen für Projekte aus

<sup>35</sup> Dieser Anteil gilt bis zu einem beobachteten Marktpreis von Emissionsgutschriften von bis zu 6,8 US\$/t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten. Bei höheren Marktpreisen reduziert sich der Anteil des PCF.

<sup>36</sup> Diese Summe enthält interne Verwaltungskosten des PCF in Höhe von 226.000 US\$.

<sup>37</sup> Unternehmensinterne Handelssysteme wie diejenigen bei BP und Shell wurden hier nicht berücksichtigt.

allen Annex B-Ländern.<sup>38</sup> Die Ausschreibungen werden von Senter Internationaal, einer Tochter einer staatlichen niederländischen Regierungsagentur durchgeführt.<sup>39</sup>

Die Niederlande haben sich im Rahmen der Vereinbarung zum Burden Sharing innerhalb der EU dazu verpflichtet, ihre Treibhausgas-Emissionen in der Verpflichtungsperiode des Kioto-Protokolls um 6 % gegenüber den Emissionen des Jahres 1990 zu reduzieren. Von dieser Reduktionsverpflichtung soll mindestens die Hälfte durch inländische Politiken und Maßnahmen erreicht, der Rest u.a. durch JI-Projekte realisiert werden. Durch das Eru-PT-Programm sollen ERUs im Umfang von mindestens 3 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent beschafft werden. Dies entspricht ca. 0,6 % der gesamten Minderungsverpflichtung der Niederlande in der Verpflichtungsperiode gegenüber dem Emissionsstand von 1990.

Das Eru-PT-Programm wird nach den Regeln der EU für beschränkte Ausschreibungen durchgeführt. Die erste Ausschreibungsrunde umfasste ein Volumen von 22,7 Mio. EUR (44,4 Mio. DM) und sollte noch im März 2001 abgeschlossen werden. Interessensbekundungen konnten von Mitte Mai bis Mitte Juli 2000 eingereicht werden. Die Abgabefrist für konkrete Projektvorschläge war Mitte Februar 2001. Ziel der niederländischen Regierung war, dass mindestens fünf verschiedene Anbieter einen Vorschlag einreichen. Die Größe eines ERU wurde auf 1 t CO<sub>2</sub>-Äquivalent und das Mindestvolumen für einzelne Projekte bzw. als Paket angebotene Projektbündel wurde auf 500.000 ERUs festgelegt. Senter Internationaal rechnet mit Preisen zwischen 4,54 und 9,08 EUR pro ERU.<sup>40</sup> Die niederländische Regierung hat angekündigt, in Abhängigkeit vom Ausgang der COP 6bis noch im Jahr 2001 eine weitere Ausschreibung zu starten.

Die Ausschreibungen des Eru-PT-Programms erfolgen somit zu einem Zeitpunkt, in dem die Regeln für JI-Projekte im Rahmen des Kioto-Protokolls noch nicht endgültig festgelegt sind. Das Programm kann insofern als Pilotaktion verstanden werden, die evtl. auch Maßstäbe für die noch ausstehenden Vereinbarungen für die Leitlinien zur Durchführung von JI-Projekten im Rahmen des Kioto-Protokolls setzen könnte.<sup>41</sup>

Selbstverständlich können ERUs nur für den Zeitraum der Verpflichtungsperiode 2008 bis 2012 übertragen werden. Dementsprechend kommen nur Projekte für die Eru-PT-Ausschreibungen in Frage, die eine ausreichend lange Lebensdauer haben (Abbildung 6).

---

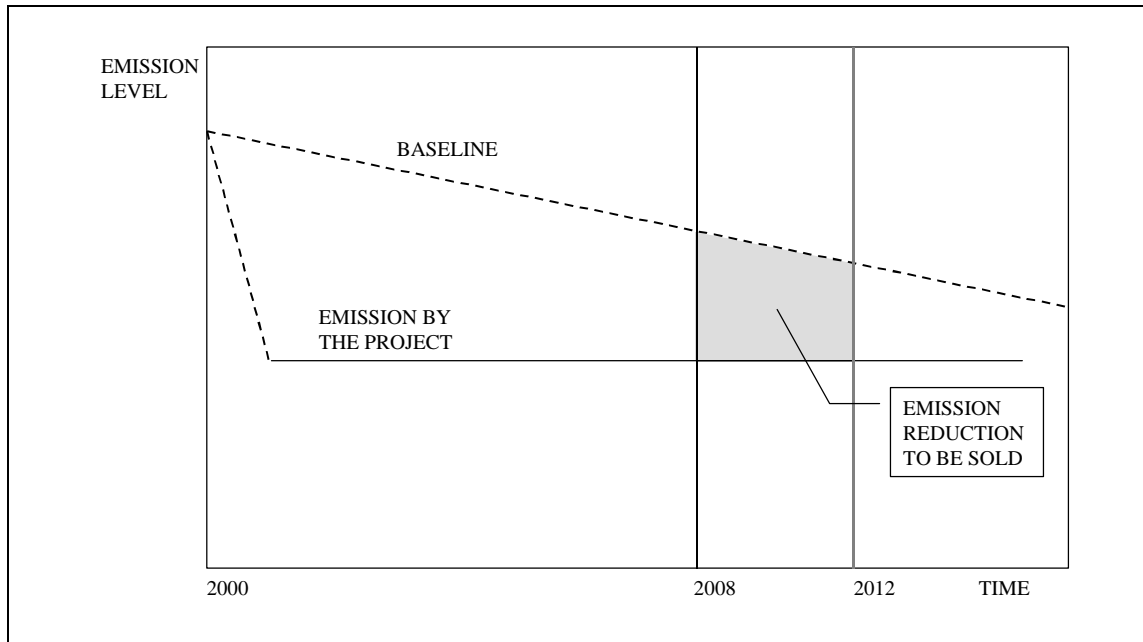
<sup>38</sup> Bisher hat die niederländische Regierung Memoranda of Understanding zu Eru-PT mit den Regierungen von Bulgarien, Rumänien und der Slowakei abgeschlossen.

<sup>39</sup> Informationen zu Eru-PT im Internet unter <http://www.senter.nl/erupt/>.

<sup>40</sup> Dies entspricht DM 8,90 bis DM 17,80 pro vermiedener Tonne CO<sub>2</sub>-Äquivalent.

<sup>41</sup> Für den Fall, dass die Parteien des Kioto-Protokolls bis zur Verpflichtungsperiode weitergehende Kriterien für die Anerkennung von JI-Projekten festlegen, als dies für das Eru-PT-Programm erfolgte, wird die niederländische Regierung die Differenzkosten tragen (Senter 2000a).

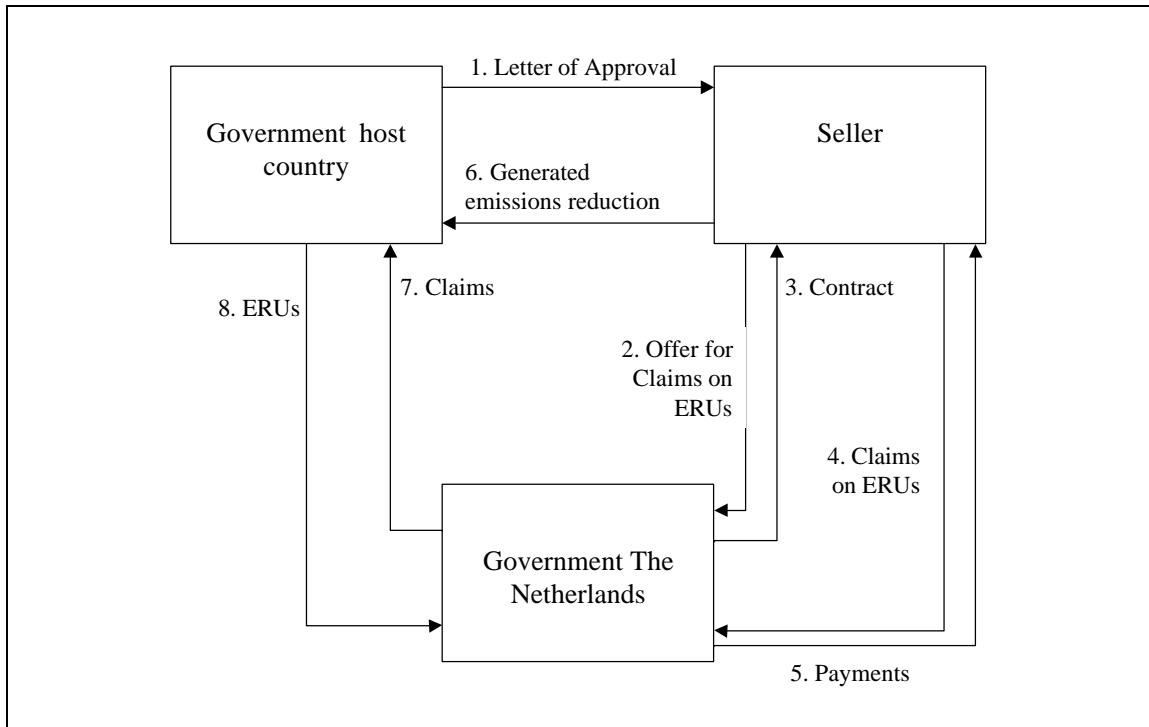
Abbildung 6: Verlauf der Emissionen eines Eru-PT-Projektes



Quellen: Senter Internationaal 2000a

Eine Übertragung von ERUs ist weiterhin ausschließlich zwischen den Regierungen der beteiligten Länder möglich. Daher muss das Projekt vor dem Vertragsabschluss zwischen der niederländischen Regierung und dem Anbieter offiziell als JI-Projekt anerkannt und die Übertragung der entsprechenden ERUs in Aussicht gestellt werden (Abbildung 7).

Abbildung 7: Abläufe und Beteiligte eines Eru-PT-Projektes



Quellen: Senter Internationaal 2000a

Folgende Schritte sind im Projektablauf erforderlich (hier wird der erfolgreiche Abschluss der Phase der Interessensbekundungen vorausgesetzt):

1. Die Regierung des Gastlandes erkennt das geplante Projekt als JI-Projekt an und gestattet dem Anbieter, der niederländischen Regierung Ansprüche auf ERUs aus diesem Projekt zu verkaufen.
2. Der Anbieter offeriert der niederländischen Regierung die Ansprüche auf einen bestimmten Anteil der Emissionsreduktion des Projektes in Form von ERUs.
3. Die niederländische Regierung akzeptiert das Angebot und schließt einen Vertrag mit dem Anbieter. In diesem Vertrag erkennt auch die niederländische Regierung das Projekt als JI-Projekt an.
4. Der Anbieter realisiert das Projekt und überträgt in der Verpflichtungsphase des Kioto-Protokolls Ansprüche auf ERUs aus dem Projekt an die niederländische Regierung.
5. Im Gegenzug erhält der Anbieter die vereinbarte Vergütung.
6. Der Anbieter erzeugt die vereinbarte Treibhausgas-Minderung und übergibt der Regierung des Gastlandes als Nachweis einen zertifizierten Monitoringbericht.
7. Die niederländische Regierung präsentiert der Regierung des Gastlandes ihre Ansprüche auf die vereinbarte Anzahl ERUs aus dem Projekt.

8. Die Regierung des Gastlandes überträgt die entsprechende Menge ERUs an die niederländische Regierung.

Diese von Santer Internationaal erstellte Darstellung der Abläufe ist noch zu ergänzen um folgende Punkte:

- Noch vor dem Vertragsabschluß ist die vom Anbieter erstellte Studie zur Entwicklung der Baseline, der Emissionen durch das Projekt und der sich hieraus ergebenden Emissionsreduktion durch das Projekt von einer von der niederländischen Regierung anerkannten Stelle zu validieren.
- Die Anerkennung des Projektes als JI-Projekt durch die beiden Regierungen ist an das Klimasekretariat zu melden.
- Bereits direkt nach Vertragsabschluß kann der Anbieter erste Vorschusszahlungen erhalten. Da bei JI-Projekten häufig erhebliche Investitionen zu tätigen sind, können die Vorschusszahlungen bis zum Beginn der Verpflichtungsphase des Kioto-Protokolls bis zu 80 % der gesamten Vergütung betragen. Die restlichen Beträge werden, anteilig über die Verpflichtungsperiode verteilt, ausgezahlt.
- Der Anbieter hat für jedes Jahr der Verpflichtungsperiode einen Monitoringbericht zu erstellen. Diese Berichte sind von einer von der niederländischen Regierung anerkannten Stelle zu verifizieren.<sup>42</sup> Diese Berichte werden ebenfalls dem Klimasekretariat übermittelt.

Senter Internationaal hat differenzierte Kriterien für die Bewertung der eingehenden Interessensbekundungen und Projektvorschläge erarbeitet und veröffentlicht (Santer 2000a). Neben diversen formalen Kriterien, die vom Anbieter zu erfüllen sind, stehen dabei letztlich der Preis pro ERU und die Verlässlichkeit des Projekterfolges im Mittelpunkt.

Die niederländische Regierung hat detaillierte Leitlinien und Handreichungen für die Erstellung von Baselinestudien, deren Validierung, für Monitoring und Überprüfung der Eru-PT-Projekte herausgegeben (Ministry of Economic Affairs of the Netherlands 2000).

Die erste Ausschreibungsphase des Eru-PT-Programms konnte im Herbst letzten Jahres erfolgreich abgeschlossen werden. Insgesamt wurden 26 Projektvorschläge eingereicht. Aus diesen Vorschlägen wurden insgesamt 9 Projekte für eine Detailanalyse ausgewählt. Darüber hinaus hat die erste Ausschreibungsphase gezeigt, dass das Know-how in den Gastländern Rumänien und Bulgarien vielfach nicht hinreichend war für die Vorbereitung der erforderlichen Interessensbekundungen und Ausschreibungsunterlagen. Als Konsequenz hieraus sollen in der zweiten Ausschreibungsphase die Anstrengungen zum Know-how-Transfer intensiviert werden.

Tabelle 4 zeigt eine Übersicht der nach der Detailanalyse ausgewählten Projekte, die Menge der im Zeitraum 2008 bis 2012 zu übertragenden ERUs und deren Preise. Eine ausführlichere Darstellung der Projekte befindet sich im Anhang (Abschnitt 10.3).

---

<sup>42</sup> Für die Validierung und Verifikation sind derzeit anerkannt: Norske Veritas, KEMA, KPMG, PriceWaterhouseCoopers, SGS.



Tabelle 4: Im Rahmen von Eru-PT 2000 kontrahierte JI-Projekte

Kurzbezeichnung	Gastland	Typ	Volumen t CO <sub>2</sub>	Preis EUR/t CO <sub>2</sub>	Volumen EUR
Targoviste	Rumänien	Effizienz/ Brennstoffwechsel	1.536.140	9,08	13.948.151
Cluj-Napoca	Rumänien	Effizienz	924.500	9,08	8.394.460
Biomasse- Portfolio	Tschechien	Erneuerbare	522.320	9,00	4.700.880
Surduc-Nehoiasu	Rumänien	Erneuerbare	612.630	5,00	3.063.150
Skrobotowo	Polen	Erneuerbare	583.500	9,00	5.251.500
Summe			4.179.090		35.358.141
Durchschnitt				8,46	

Quelle: Eru-PT 2001

Der mit 74 % weitaus überwiegende Teil der Emissionsreduktionen wird demnach aus Rumänien bezogen. Knapp 40 % der kontrahierten ERUs stammen aus einem Projekt zum Ersatz eines überalterten Braunkohle-Heizkraftwerks durch eine gasgefeuerte KWK-Anlage einschließlich der Verbesserung von Heizkesseln und Fernwärmeleitungen sowie Einsparmaßnahmen bei den Wärmeverbrauchern. Etwas über 40 % der Emissionsreduktionen stammen aus Projekten zur Nutzung erneuerbarer Energien.

Vier der Projekte sollen bereits bis zum Jahr 2003 umgesetzt werden, das Wasserkraftprojekt Surduc-Nehoiasu soll 2005 in Betrieb gehen. Die technische Lebensdauer der Projekte liegt bei 15 bis 25 Jahren, die von den Niederlanden kontrahierte Emissionsreduktion bezieht sich jedoch ausschließlich auf die Verpflichtungsperiode des Kioto-Protokolls.

Der durchschnittliche Preis der kontrahierten ERUs liegt nur knapp unter der oberen Grenze der erwarteten Spannweite von 4,5 bis 9,1 EUR, die von der niederländischen Regierung vor der Ausschreibung angegeben wurde. Als Erklärung für die vergleichsweise hohen Preise werden zwei Gründe angegeben (Senter Internationaal 2001a):

- Zum einen bestehen bisher für keine der beteiligten Seiten Erfahrungen mit einem Markt für ERUs, daher haben die Anbieter offenbar einen Sicherheitszuschlag in ihre Angebote einkalkuliert. Die niederländische Regierung als Nachfrager war durchaus bereit, eine Prämie für Marktpioniere zu zahlen, so lange die Kosten der ERU unterhalb der anzusetzenden Kosten für inländische Reduktionsmaßnahmen liegen. Diese wurden mit 9 EUR/t beziffert.
- Zum anderen gingen in dieser erstmaligen Ausschreibung von JI-Projekten nur wenige Gebote ein, so dass nur eine geringe Konkurrenz unter den Anbietern bestand.

Die niederländische Regierung will in den weiteren geplanten Ausschreibungsrunden für einen stärkeren Wettbewerb sorgen. Hierzu sollen mehr Anbieter zur Teilnahme bewogen werden, zugleich soll die Markttransparenz erhöht werden, indem die Anbieter über die Konditionen der Angebote ihrer Konkurrenten informiert werden.

Nach der Auswertung der Eru-PT-Ausschreibung kommt die niederländische Regierung unter anderem zu folgenden Schlussfolgerungen (Senter Internationaal 2001b):

- Die Ausschreibung wird als erfolgreich angesehen. Bereits zum jetzigen Zeitpunkt war es möglich, JI-Projekte zu kontrahieren.
- Das Risiko für den Käufer von ERUs wird als hoch, aber noch akzeptabel angesehen.
- Die Richtlinien zur Aufstellung der Baseline sollen künftig enger gefasst und die Anbieter bei ihrer Anwendung besser betreut werden, um die Angebote hinsichtlich der Definition der Baseline besser vergleichbar zu machen.
- Künftig sollen auch kleinere Projekte als die bislang geforderten 500.000 t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten akzeptiert werden.
- Künftig soll eine stärkere Zusammenarbeit mit JI-Vermittlungsstellen gesucht werden, die in manchen Gastländern aufgebaut werden. Dies könnte zu einer besseren Informationsvermittlung zwischen dem Käufer und dem Anbieter führen.
- Neben der Machbarkeit des Projektes soll der Preis der ERUs ein stärkeres Auswahlkriterium werden, um den Wettbewerbsdruck auf die Anbieter zu erhöhen.

Kurz nach dem Abschluss der COP 6bis hat die niederländische Regierung schließlich angekündigt, weitere Eru-PT-Ausschreibungsrunden gemeinsam mit der ebenfalls geplanten Ausschreibung für CDM-Projekte unter dem neuen Namen "carboncredits.nl" durchzuführen.

### 3.2.4 National Strategy Studies

Das Ziel des Programms für Nationale Strategie Studien (National Strategy Studies, NSS) ist, Gastländer der projektbasierten Instrumente des Kioto-Protokolls bei der Entwicklung eines nationalen Zugangs zu diesen Instrumenten, entsprechend ihrer eigenen Möglichkeiten und Grenzen, zu unterstützen. Das Programm wurde zunächst von der Schweiz, Australien und Deutschland unterstützt und von der Weltbank koordiniert. Inzwischen wird das Programm auch von Kanada, Finnland und Österreich mitfinanziert. Etwa 10 bis 15 % der Kosten einer NSS werden vom Gastland und die verbleibenden 80 bis 85 % von einem der genannten Annex I-Staaten getragen.

Die Studien sollen das nationale Potenzial zur Treibhausgasminderung identifizieren, die Potenziale und Vermeidungskosten einzelner Minderungsprojekte analysieren, den potenziellen Projektablauf überprüfen und die institutionellen Anforderungen hinsichtlich der Administration von CDM- bzw. JI-Projekten im Gastland herausarbeiten. Außerdem soll durch die Studie das Interesse für die projektbasierten Instrumente des Kioto-Protokolls in den Gasländern geweckt und auf diese Weise dazu beigetragen werden, dass frühzeitig eine nationale "Projektpipeline" für mögliche JI- oder CDM-Projekte entwickelt wird.

Im Juli 2001 waren insgesamt sieben National Strategy Studies abgeschlossen, drei davon in den Entwicklungsländern Argentinien, Kolumbien und Zimbabwe sowie vier in den Transformationsländern Tschechien, Slowakische Republik, Russland und Usbekis-

tan. Insgesamt siebzehn weitere Studien werden derzeit bearbeitet, vorbereitet oder diskutiert.<sup>43</sup>

In Zimbabwe wurde ein Treibhausgasreduzierungs-potenzial von rund 1,8 Mio. t CO<sub>2</sub> pro Jahr in insgesamt sieben Projekten bzw. Maßnahmen identifiziert (Tabelle 5). Einige der identifizierten Maßnahmen weisen negative CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten auf, d.h. sie sind in jedem Fall wirtschaftlich und zwar auch ohne zusätzliche Beiträge aus dem Verkauf von Emissionsminderungseinheiten. Da diese Maßnahmen nicht das Kriterium der Zusätzlichkeit erfüllen (Abschnitt 4.2), kommen sie vermutlich nicht als CDM-Projekte in Frage.

Tabelle 5: CDM-Potenzial in Zimbabwe

	CO <sub>2</sub> -	Vermeidungs-
	Minderung	kosten
	t/a	US\$/t
Auffangen von Grubengas (Methan)	808.000	-30,0
Kleine Wasserkraftanlagen	20.000	-2,0
Zusätzliche Aufforstung	774	0,4
Effiziente Industriekessel	1.052	1,3
Verbesserung der Tabakrockung	45.480	1,4
Biogasfermenter	910.000	1,5
Wasserkraftanlagen	8.200	16,0
<b>Summe</b>	<b>1.793.506</b>	

Quellen: Black-Arbelaez et al. 2000, S. 23

Für die Nationalen Strategiestudien wurde ein Weltmarktpreis für Emissionsminderungseinheiten von 19 US\$/t CO<sub>2</sub> unterstellt. Daher wurden hier nur solche Maßnahmen berücksichtigt, deren Grenzvermeidungskosten nicht höher lagen. Auch in der kolumbianischen NSS wurden einige Maßnahmen identifiziert, die negative CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten aufweisen (Tabelle 6). In beiden Ländern wurden Minderungsprojekte mit CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten zwischen 0,3 und 19 US\$/t CO<sub>2</sub> identifiziert. In Kolumbien könnten durch die Umsetzung der 11 identifizierten Maßnahmen die CO<sub>2</sub>-Emissionen immerhin um fast 23 Mio. t pro Jahr reduziert werden.

<sup>43</sup> In Bearbeitung sind die Studien für Kasachstan, Südafrika, Ägypten, Indonesien, Thailand, Papua Neuguinea, Bolivien. Die Studien für die Ukraine, Ungarn, Vietnam, die Pazifischen Inseln, Brasilien, Chile, Guatemala, Peru und El Salvador werden derzeit vorbereitet und die National Strategy Study für Rumänien wird gegenwärtig in Erwägung gezogen.

Tabelle 6: CDM-Potenzial in Kolumbien

	CO <sub>2</sub> - Minderung	Vermeidungs- kosten
	Mio. t/a	US\$/t
Stromerzeugung Sektor I	2,16	-5,6
Effiziente Industriekessel	2,08	-2,4
Gas-LKWs	0,43	-1,9
Gas-Busse	0,35	-1,9
Nutzung solarthermischer Anlagen	0,21	0,3
Auffangen von Deponiegas	3,45	0,6
Verbesserung der Feuerungen im ländlichen Raum	0,05	10,6
Aufforstung	7,56	11,2
Stromerzeugung Sektor II	1,35	14,3
Geschützte Wiederaufforstung	4,20	18,2
Zementtrocknung	1,06	19,0
<b>Summe</b>	<b>22,90</b>	

Quellen: Black-Arbelaez et al. 2000, S. 24

Die NSS von Kolumbien und Zimbabwe haben auch gezeigt, dass der Export von Emissionsminderungseinheiten eine neue Quelle für harte Devisen sein kann. Dafür wurde unterstellt, wie oben erwähnt, dass alle CERs zum Weltmarktpreis von 19 US\$/t CO<sub>2</sub> abgesetzt werden können und die Differenz zwischen CO<sub>2</sub>-Grenzvermeidungskosten und Weltmarktpreis angemessen zwischen Gast- und Geberland aufgeteilt wird. In Zimbabwe könnten auf diese Weise Devisen im Umfang von gut 35 Mio. US\$ pro Jahr, also genauso viel wie das gegenwärtige Exportvolumen, erzielt werden. Auch in Kolumbien würden die aus den CDM-Projekten erzielbaren Devisen im Umfang von 435 Mio. US\$ pro Jahr, einen nicht zu vernachlässigenden Beitrag zur Aktivierung der Zahlungsbilanz und Stabilisierung der Währung leisten.

Die argentinische NSS enthält keine konkreten Angaben zu potenziellen CDM-Projekten, den dabei erzielbaren Vermeidungskosten und dem aggregierten Reduktionspotenzial. Es gibt aber Hinweise darauf, dass Treibhausgasminderungen vor allem durch den Ausbau der Nutzung von Erdgas für die Stromerzeugung, die Erschließung von Wind- und Wasserkraftpotenzialen, die Erhöhung der Energieeffizienz im Haushalts- und im Verkehrssektor sowie – besonders günstig – im Bereich Forstwirtschaft und Landnutzungsänderung erzielt werden können. Darüber hinaus nennt die argentinische NSS weitere Vorteile einer Umsetzung dieser CDM-Projekte:

- neue ausländische Direktinvestitionen, die andernfalls nicht erfolgt wären;
- die Option, Zugang zu hochproduktiven und modernen Technologien zu erhalten;
- Verbesserung der nationalen Wettbewerbsfähigkeit;
- Eröffnung eines neuen Handelsmarktes für Emissionsminderungseinheiten;
- lokale Umweltentlastung dort wo die CDM-Projekte umgesetzt werden.

Alle NSS für Argentinien, Kolumbien und Zimbabwe betonen, dass der für den CDM vorgesehene bilaterale Ansatz dadurch ergänzt werden sollte, dass auch allein vom Gastland vorbereitete Projekte anerkannt werden. Bei einer Beschränkung allein auf den bilateralen Ansatz würden vermutlich – wie bei den ausländischen Direktinvestitionen – einige Entwicklungsländer favorisiert; die große Masse der Länder aber ignoriert.<sup>44</sup>

Folgende Schlussfolgerungen werden von Black-Arbelaez et al. (2000, S. 23) aus den bisher vorliegenden NSS im Hinblick auf CDM gezogen:

- Die Entwicklung und Finanzierung von CDM-Projekten durch Entwicklungsländer sollte ermöglicht werden, damit die Risiken und Barrieren reduziert werden können, die bei Beschränkung auf den bilateralen Ansatz zu erwarten sind. Hierdurch können Kommunen und Industrieunternehmen die Technologien und das Projektdesign wählen, das den ökonomischen und sozialen Nutzen im Land maximiert.
- Die Übertragung von durch Gastländer generierte CERs in Annex I-Staaten sollte ermöglicht werden.
- Die Transaktionskosten sollen so niedrig wie eben möglich gehalten werden; es sollte sichergestellt werden, dass CDM-Projekte nicht aufgrund zu hoher Transaktionskosten gegenüber JI-Projekten und Emissionshandel benachteiligt werden.
- Die exzessive Begrenzung der Anwendbarkeit flexibler Instrumente (ceilings) sollte vermieden werden, da sie den Weltmarktpreis für CERs senken und dadurch die Vorteile der Entwicklungsländer aus CDM-Projekten – neue Direktinvestitionen, Devisen, Technologietransfer sowie soziale und ökologische Verbesserungen – einschränken würde.
- Nachhaltige Forstwirtschaftsprojekte und Projekte zur Landnutzungsänderung sollten nicht vom CDM ausgeschlossen werden, weil diese sonst aufgrund ihrer Zulässigkeit bei JI ausschließlich zwischen Annex I-Staaten realisiert würden und dies dazu führen würde, dass den Nicht-Annex I-Staaten erhebliche Finanzmittel vorenthalten werden, die sie für ihre nachhaltige Entwicklung benötigen.

Diese Positionen einiger Entwicklungsländer werden jedoch nicht einhellig geteilt. Insbesondere die beiden zuletzt genannten Schlussfolgerungen sind in der internationalen Diskussion noch heftig umstritten. Denn weder die Frage der Begrenzung des Beitrags flexibler Mechanismen (ceilings) noch des Ausschlusses von Projekten zur Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft sind abschließend geklärt. Deshalb wird hier auf die umfassendere Diskussion dieser Fragen in den Abschnitten 4.3.1 und 4.3.2 verwiesen.

### 3.2.5 HEW – TransAlta

Im Juni 2000 schlossen die Hamburgische Electricitäts-Werke AG (HEW) und die kanadische TransAlta einen Vertrag ab, mit dem Emissionsreduktionseinheiten aus deutschen Windkraftanlagen nach Kanada verkauft wurden. Das Geschäft bezieht sich auf die Jahre

---

<sup>44</sup> Denn bei einer Beschränkung auf den bilateralen Ansatz werden die Entwicklungsländer zur Passivität gedrängt was letztlich dazu führt, dass die am wenigsten entwickelten Länder kaum zum Zuge kommen auch wenn sie attraktive Projekte identifiziert haben.

2000 bis 2007 und umfasst eine eher symbolische Menge von 3.000 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr, insgesamt also 24.000 Tonnen. Eine Verifikation der Emissionsreduktion durch einen unabhängigen Gutachter ist vorgesehen (HEW 2000, TransAlta 2000a).

Die Emissionsreduktion wird durch Windkraftanlagen erzeugt, deren Stromerzeugung die HEW über die Mindestvorschriften des Erneuerbare Energien Gesetzes hinaus vergüten. TransAlta ist ein bedeutender Stromerzeuger in Kanada, der sich zum Ziel gesetzt hat ein "Nullemissionsunternehmen" (zero emission company) zu werden und deshalb Interesse daran hat Emissionsminderungseinheiten zu erwerben. Nach eigenen Angaben hat TransAlta vor dem Geschäft mit HEW bereits Emissionsreduktionen von Anbietern innerhalb Kanadas und im Rahmen eines CDM-Projekts in Uganda erworben (TransAlta 2000b).

Da sich das Geschäft zwischen HEW und TransAlta nicht auf die Verpflichtungsperiode des Kioto-Protokolls bezieht, kommt es für eine Anrechnung im Rahmen des Kioto-Protokolls nicht in Frage. Ziel der beiden Partner war es vielmehr, erste Erfahrungen in einem transatlantischen Handel mit Emissionsreduktionen zu sammeln. TransAlta setzt die durch verschiedene Transaktionen erworbenen Emissionsreduktionen für seine Öffentlichkeitsarbeit ein.

Bei genauerer Analyse zeigt sich, dass das Geschäft zwischen HEW und TransAlta in keine der im Kioto-Protokoll festgelegten Kategorien flexibler Instrumente vollständig passt. Gegen eine Kompatibilität mit dem Emissionshandel des Kioto-Protokolls spricht, dass keiner der beiden Akteure von seiner Regierung eine bestimmte Menge von Emissionsrechten zugewiesen bekommen hat. Transferiert wurden vielmehr zertifizierte Emissionsminderungen, was zusammen mit der Tatsache, dass beide Akteure in Annex I-Ländern beheimatet sind, zu einer Analogie mit Joint Implementation führt. Doch im Gegensatz zu einem JI-Projekt werden nach den veröffentlichten Informationen im Geschäft zwischen HEW und TransAlta nicht ein fest vereinbarter Anteil der Emissionsreduktion eines konkreten Projektes übertragen, sondern eine pauschale Menge an ERUs. Ganz wesentlich ist jedoch, dass die Emissionsminderungen bilateral zwischen privaten Unternehmen transferiert werden. Demgegenüber kann bei JI-Projekten eine Übertragung von ERUs zunächst ausschließlich zwischen Staaten erfolgen sofern private Unternehmen dazu nicht ermächtigt wurden. Von Seiten der HEW und TransAlta wurde offensichtlich kein Versuch unternommen, die Emissionsreduktion von den beiden betroffenen Regierungen anerkennen zu lassen. Dies wäre auch kaum möglich gewesen, da das Kioto-Protokoll die betreffenden Staaten nur in der Verpflichtungsperiode bindet und darüber hinaus die Detailvorschriften zur Umsetzung des Artikels 6 des Kioto-Protokolls bis heute nicht abschließend festgelegt sind.

Insofern ist das Geschäft zwischen HEW und TransAlta als eine Vorstufe zur Nutzung der flexiblen Mechanismen des Kioto-Protokolls zu interpretieren, die zwischen Emissionshandel und Joint Implementation angesiedelt ist.



## 4 Ausgestaltungsoptionen und Bewertung

Der Grundgedanke der Kioto-Mechanismen ist nahezu trivial und unmittelbar einleuchtend. Sobald man jedoch Überlegungen über die konkrete Umsetzung der flexiblen Mechanismen anstellt, eröffnen sich etliche Fragen zur Ausgestaltung. Eine umfassende Bewertung dieser Instrumente kann deshalb nicht abstrakt sondern nur vor dem Hintergrund konkreter Ausgestaltungsvorschläge erfolgen.

Im folgenden Kapitel werden deshalb zunächst die für jedes der flexiblen Mechanismen besonders relevanten Ausgestaltungsvorschläge dargelegt und diskutiert. Auf der Grundlage dieser Ausgestaltungsvorschläge wird eine erste Bewertung dieser Instrumente vorgenommen, bei der quantitative Aspekte noch weitgehend außen vor gelassen werden. Die Bewertung erfolgt dabei aufgrund folgender Kriterien:

- *Ökonomische Effizienz*: Die Erhöhung der ökonomischen Effizienz von Treibhausgasminderungen ist sicherlich das primäre Motiv für die Einführung der flexiblen Mechanismen; die verschiedenen Ausgestaltungsoptionen sind deshalb daraufhin zu überprüfen, welche der Optionen effizienter ist als die anderen; als effizient gilt die Ausgestaltungsoption, die das angestrebte Minderungsziel zu den insgesamt niedrigsten Kosten bereitstellen kann.
- *Ökologische Effektivität*: Vorrangiges Ziel der flexiblen Instrumente ist es, einen Beitrag zur Verminderung der Treibhausgasemissionen zu leisten; es muss deshalb hinterfragt werden, welche der jeweiligen Ausgestaltungsoptionen besser geeignet ist und welche weniger gut geeignet ist um das angestrebte Treibhausgasminderungsziel<sup>45</sup> zu erreichen.
- *Transaktionskosten*: Das sind die Kosten, die bei Einführung, Durchführung und Administration der flexiblen Instrumente sowohl bei den beteiligten Akteuren (Informationsbeschaffung, Vertragsschließung, Messungen, Zertifizierung etc.) als auch bei den Aufsicht führenden Institutionen (Kontrolle, Durchsetzung etc.) entstehen; je geringer die Transaktionskosten ausfallen umso effizienter und günstiger ist die Ausgestaltung zu bewerten.
- *Internationale Wettbewerbswirkungen*: Die Staaten stehen international im Wettbewerb; es ist deshalb zu hinterfragen, ob durch die Nutzung flexibler Instrumente eine Verbesserung der internationalen Wettbewerbsposition erzielt werden kann oder ob durch die Nutzung der Kioto-Mechanismen auch Gefahren für die eigene Wettbewerbsposition ausgehen.
- *Marktmacht*: Je nach Ausgestaltungsoption – z. B. bei einer kleinen Anzahl von Akteuren – kann es zu einer Konzentration der Nachfrager oder Anbieter auf dem Markt für Emissionsrechte und Emissionsminderungseinheiten kommen, sodass diese

---

<sup>45</sup> Die Bundesregierung strebt bis zum Jahr 2005 eine Senkung der Treibhausgasemissionen um 25% gegenüber dem Niveau von 1990 an. Im Rahmen des Burden Sharing Agreements der EU, bei dem die Minderungslasten innerhalb der EU unterschiedlich verteilt wurden, ist die Bundesregierung verpflichtet, die Treibhausgasemissionen zwischen 2008 und 2012 um 21% gegenüber den Emissionen von 1990 zu senken.



Akteure die Möglichkeit erlangen, Preise zu setzen und dadurch den Wettbewerb partiell auszuschalten; darüber hinaus könnte bei bestimmten Ausgestaltungsoptionen neuen Unternehmen der Marktzutritt erschwert werden, wodurch ebenfalls der Wettbewerb vermindert wird.

- *Innovationsanreize*: Die Nutzung der flexiblen Instrumente soll nicht nur dazu beitragen, dass die Treibhausgasemissionen gesenkt werden, sondern auch die Entwicklung von weniger emissionsintensiven Technologien und Verfahren fördern bzw. die Verbreitung solcher Technologien und Verfahren unterstützen; je nach Ausgestaltungsoption können solche Innovationsanreize stärker oder schwächer ausgeprägt sein.
- *Kompatibilität mit internationalem Recht*: Die verschiedenen nationalen und internationalen Ausgestaltungsoptionen müssen daraufhin überprüft werden, ob sie mit nationalem oder internationalem Recht (EU-Recht, WTO etc.) kompatibel sind; eine umfassende Prüfung dieses Kriteriums sprengt den Rahmen dieser Studie; dennoch soll darauf hingewiesen werden, wenn der Verdacht besteht, dass bestimmte Ausgestaltungsoptionen gegen nationales oder internationales Recht verstoßen können.
- *Politische Durchsetzbarkeit*: Die detaillierte Ausgestaltung der flexiblen Mechanismen ist in vielen Punkten bei weitem noch nicht abgeschlossen; in vielen Fragen wird international wie national noch heftig um die einzelnen Optionen gerungen; Ausgestaltungsoptionen, die aus einer theoretischen Perspektive vorteilhaft sein mögen aber gegenwärtig keine hinreichende politische Unterstützung im nationalen oder internationalen Raum erfahren, müssen letztlich als zurzeit bedeutungslos eingestuft werden; die einzelnen Ausgestaltungsoptionen sind deshalb auch danach zu beurteilen, von welchen Akteure sie in der nationalen bzw. internationalen Debatte unterstützt werden und welche Durchsetzungschancen ihnen eingeräumt werden können.

## 4.1 Emissionshandel

Im folgenden Abschnitt sollen verschiedene Ausgestaltungsmöglichkeiten für ein Emissionshandelssystem vorgestellt und diskutiert werden. Im Besonderen ist dabei zu unterscheiden, auf welcher Ebene ein solches System eingeführt werden soll. So erweisen sich Ausgestaltungsmerkmale als sehr unterschiedlich je nachdem, ob ein nationales Handelssystem im Alleingang, ein EU-weites Handelssystem oder aber ein globales Handelssystem im Sinne des Kioto-Protokolls angestrebt wird. Des Weiteren ist bei internationalen Handelssystemen zu unterscheiden, ob der Handel nur zwischen Staaten oder unter Einbeziehung aller Wirtschaftsakteure oder Teile dieser stattfinden soll. Auf diesen verschiedenen Ebenen wird im weiteren Verlauf bei der Vorstellung und Diskussion der Modellansätze, der Bestimmung der Emissionsminderungsziele, der Anfangsausstattung mit Emissionsrechten, des Handelsmechanismus, des Monitoring, der Sanktionierung und der Haftung genauer eingegangen.

### 4.1.1 Nachweispflichtige Akteure

Nachweispflichtigen Akteure in einem Emissionshandelssystem können Staaten wie auch Unternehmen sein. Die Einbindung der Akteure kann variieren, je nachdem, ob ein natio-

nales, europäisches oder internationales System eingeführt wird. Der im Kioto-Protokoll vereinbarte internationale Emissionshandel bezieht sich zunächst auf Nationalstaaten. Die Einbeziehung der privaten Wirtschaft scheint jedoch impliziert zu sein und wird von einigen Staaten explizit gewünscht (Janssen 2000). Innerhalb der EU, die eine sogenannte Zielgemeinschaft darstellt, sind ebenfalls verschiedene Formen des Lizenzhandels denkbar. Als Ansatzpunkt für ein europäisches CO<sub>2</sub>-Emissionshandelssystem kommen sowohl ein rein zwischenstaatlicher Lizenzhandel, ein rein privatwirtschaftlicher Handel oder Mischformen in Frage. Wird ein nationales Emissionshandelssystem angestrebt, wird es sich zwangsläufig um ein Lizenzsystem auf Unternehmensebene handeln.

Bei einem zwischenstaatlichen Handel liegt die nationale Klimapolitik weiterhin in der Zuständigkeit der einzelnen Länder. Dies bedeutet, dass die Staaten frei entscheiden können, welche Maßnahmen sie national ergreifen, um den CO<sub>2</sub>-Ausstoß im eigenen Land zu vermindern. Der zwischenstaatliche Handel steht im Einklang mit dem Subsidiaritätsprinzip in der EU, nach dem umweltpolitische Maßnahmen nach Möglichkeit in der Verantwortung der Mitgliedstaaten liegen.

Da Unternehmen in vielen Fällen die Emittenten von Treibhausgasen sind und somit die Emissionsminderung auf Unternehmensebene durchgeführt werden muss, liegt ein Handel auf Unternehmensebene nahe (Bader 1999). Eine wesentliche Frage bei der Ausgestaltung eines Emissionshandelssystems auf Unternehmensebene ist, welche Sektoren in ein Handelssystem einbezogen werden sollten und auf welche Weise dies geschehen soll. In eine Bewertung, welche Sektoren für einen Handel geeignet sind, fließen verschiedene Kriterien, wie ökonomische Effizienz, ökologische Effektivität, Wettbewerbseffekte, administrative Praktikabilität und mögliche alternative Politikmaßnahmen ein. Generell ist zu erwarten, dass Transaktionskosten gering bleiben, wenn sich das Emissionshandelssystem auf eine kleine Zahl an wirtschaftlichen Sektoren und Emissionsquellen bezieht. Effizienzgewinne werden maximiert, wenn die Grenzvermeidungskosten der einzelnen Akteure stark divergieren. Um das ökologische Ziel effektiv und ökonomisch effizient zu erreichen, sollte ein möglichst großer Teil der Gesamtemissionen in das System einbezogen werden.

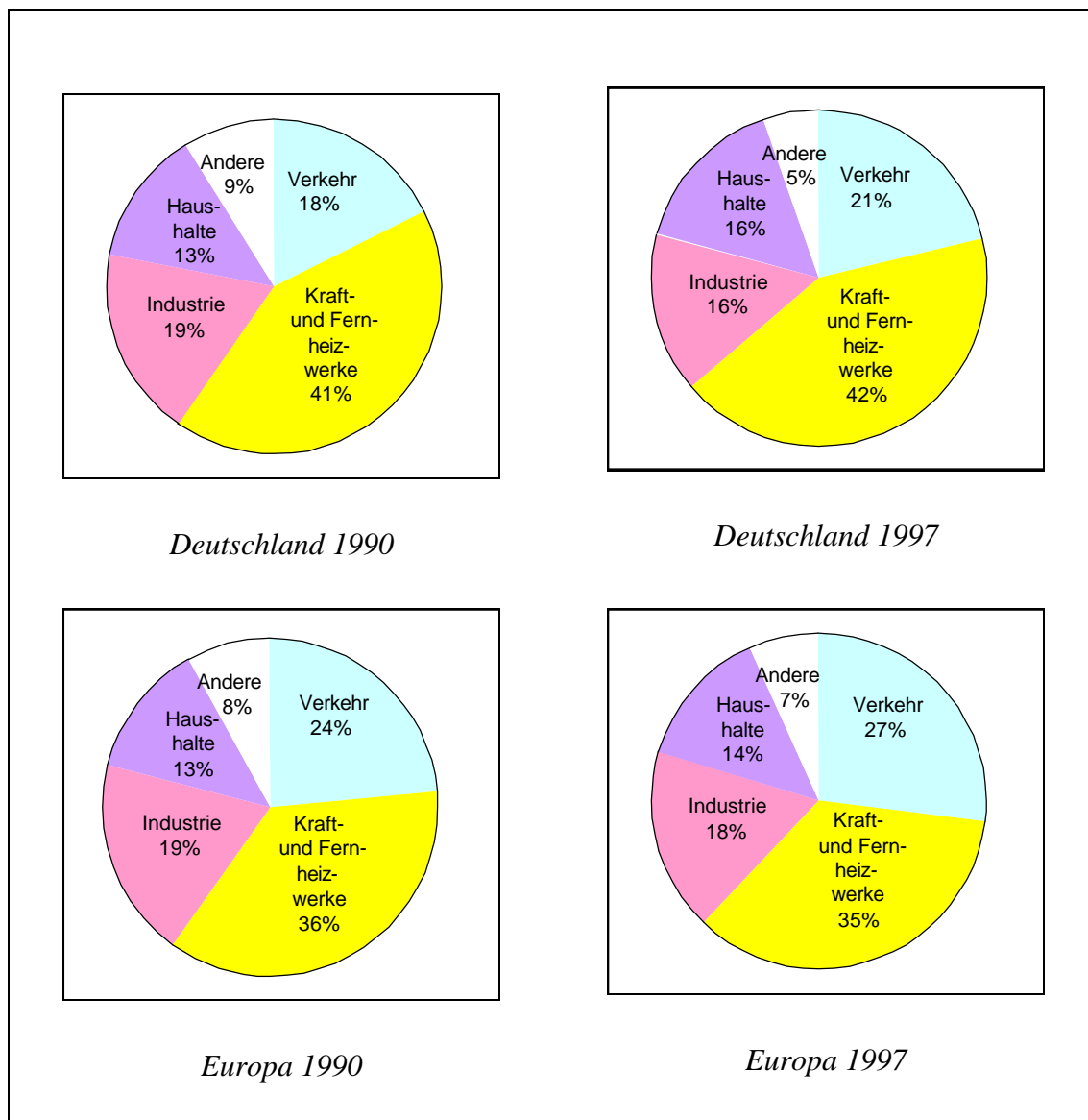
Um die Bedeutung der einzelnen Sektoren für einen Emissionshandel zu verstehen, werden die absoluten und prozentualen CO<sub>2</sub>-Emissionen der Sektoren in Deutschland sowie in Europa, bezogen auf die Jahre 1990 und 1997 in Tabelle 7 und Abbildung 8 dargestellt.

Tabelle 7: Absolute sektorale CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland und Europa

	Deutschland		Europa	
	1990	1997	1990	1997
	- in Mio. t CO <sub>2</sub> -			
Elektrizitätsversorgung	410,4	374,1	1.158,8	1.122,7
Industrie	181,8	137,4	617,4	564,5
Haushalte	128,2	136,8	419,2	435,9
Verkehr	174,3	188,9	762,3	867,8
Andere Sektoren	86,8	46,9	258,1	217,7
<b>Gesamt</b>	<b>981,4</b>	<b>884,0</b>	<b>3.215,7</b>	<b>3.208,9</b>

Quelle: IEA 2000: CO<sub>2</sub> Emissions from Fuel Combustion 1971-1997

Abbildung 8: Prozentuale sektorale CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland und Europa



Quelle: IEA 2000: CO<sub>2</sub> Emissions from Fuel Combustion 1971-1997

Die Darstellungen zeigen, dass sowohl auf europäischer als auch auf deutscher Ebene die Emissionen insgesamt zwischen 1990 und 1997 gesunken sind. Werden die einzelnen Sektoren differenziert betrachtet, so verzeichnen der Haushalts- und Verkehrssektor über diesen Zeitraum jedoch sowohl prozentual als auch absolut einen Zuwachs an Emissionen, während die Emissionen in den Sektoren Industrie und Elektrizitätsversorgung rückläufig sind. Der Verkehrs- und der Haushaltssektor zeichnen sich durch sehr inhomogene Strukturen aus. Sehr viele Kleinemittenten sind für die Emissionen verantwortlich.

Im Folgenden werden drei Konzepte mit unterschiedlichen Ansatzpunkten der Lizenzpflicht vorgestellt. Dabei wird insbesondere auf die Eignung der einzelnen Sektoren für eine Einbeziehung in das Emissionshandelssystem eingegangen.

Beim *Upstream-Ansatz* wird die Lizenzpflicht möglichst am Anfang der Wertschöpfungskette angesiedelt, d.h. auf einer der Verbrennung vorgelagerten Stufe, z.B. bei Importeuren und Produzenten fossiler Brennstoffe. In diesem Ansatz werden die Zahl der Akteure im Emissionshandel und damit auch die Transaktionskosten minimiert (Dutschke et al. 2000). Der Vorteil eines solchen Ansatzes ist, dass alle energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen durch das Handelssystem erfasst werden und die Kosten für die Verwaltung des Systems niedrig sind. Anreize zur tatsächlichen Emissionsminderung beim Emittenten in den einzelnen Sektoren werden durch steuerähnliche Preisüberwälzungsmechanismen geschaffen. Sie wirken auf die einzelnen Sektoren ähnlich wie eine Primärenergiesteuer, bei der die Höhe des Steuersatzes nicht für einzelne Sektoren differenziert angelegt wird, sondern sich aus dem überwälzten Zertifikatspreis ergibt. Ein Upstream-Modell kann nicht auf freiwilliger Basis, sondern muss wie eine Steuer für alle betroffenen Akteure gleichzeitig und verpflichtend eingeführt werden. Eine Eigenschaft dieses Ansatzes ist, dass Ausnahmeregelungen und Entlastungsmaßnahmen besonders betroffener Sektoren (z.B. Kohle) relativ schwierig zu gestalten sind, da diese nur indirekt durch Preisüberwälzungen betroffen sind.

Auf europäischer Ebene könnte bei Einführung eines Upstream-Modells mit Lizenzpflicht bei Importeuren und Produzenten fossiler Brennstoffe der europäische Mineralölverbrauch beinahe vollständig erfasst werden. Die Zahl der lizenzpflichtigen Akteure würde sich auf eine überschaubare Größe beschränken (ca. 700 Akteure). Bei Einführung eines nationaler Emissionshandelssystems für Deutschland könnte auf das bestehende System zur Erfassung des Imports und der Produktion fossiler Brennstoffe zurückgegriffen werden, das im Rahmen der Mineralölsteuererhebung etabliert wurde. Es würde damit zusätzlich zu den verschiedenen Steuerkomponenten, die derzeit in den Mineralölpreis eingehen, eine weitere lizenzabhängige Komponente eingefügt, die von den Verbrauchern wohl wie eine Mineralölsteuererhöhung wahrgenommen würde. Die Kompatibilität mit der nationalen Ökosteuern wäre deshalb bei einem solchen Ansatz noch gesondert zu prüfen.

Der *Downstream-Ansatz* sieht vor, die Lizenzpflicht beim Emittenten anzusetzen. Ein wesentliches Merkmal dieses Ansatzes ist, dass Emissionen bzw. der Verbrauch von Energieträgern dort erfasst werden, wo sie entstehen. Es wird diskutiert, ob durch die Einbeziehung der Unternehmen in den Handel im Vergleich zu Preissignalen im Upstream-Modell größere bzw. direktere (immediate and tangible) Anreize für die Unternehmen bestehen, ihre Emissionen zu reduzieren. Für die These spricht, dass unter dem Auftreten von Marktunvollkommenheiten (wie Transaktionskosten, hohe Diskontraten und unvollständige Information) Preissignale unter Umständen nicht vollständig oder nur über mehrere Stufen hinweg verzerrt weitergeleitet werden können und Emittenten damit nicht direkt auf die Preissignale reagieren. (Hargrave 1998) Der Downstream-Ansatz bietet die Möglichkeit der schrittweisen Einführung bezogen auf Länder und auf Sektoren. Des Weiteren ist es im Downstream-Modell einfacher Ausnahmeregelungen für bestimmte Sektoren zu treffen, was die politische Durchsetzbarkeit erleichtert.

Allerdings stößt die Ansetzung einer Lizenzpflicht beim Haushalts- und Verkehrssektor auf administrative Probleme. Die Erfassung kleiner und mobiler Treibhausgasquellen geht mit einer hohen finanziellen Belastung in Form von Transaktionskosten einher. Es könnte sich anbieten, diese Sektoren vom Emissionshandel auszuschließen und durch

andere umweltpolitische Instrumente, wie Steuern oder Auflagen mit Effizienzstandards zu regulieren.

In der Elektrizitätswirtschaft und der Industrie ist der fossile Brennstoffverbrauch dokumentiert. Die Emissionsmengen sind mit Hilfe von Umrechnungsfaktoren somit vergleichsweise einfach zu bestimmen (Abschnitt 4.1.5). Hingegen kann die Einbeziehung verschiedener energieintensiver Branchen aufgrund ihrer starken Zersplitterung in zahlreiche Kleinbetriebe ein Problem darstellen. Wenn in den zersplitterten Branchen nur die Großemittenten einbezogen werden sowie die gesamten energieintensiven Branchen und die Elektrizitätswirtschaft berücksichtigt werden, könnte man mit einer noch überschaubaren Zahl von Akteuren mit relativ vielen Vermeidungsoptionen ein Handelssystem aufbauen. Es wären aber dennoch deutlich mehr Akteure (europaweit 14 000 Emittenten für 45 % der Gesamtemissionen (Europäische Kommission 2000)) als im Upstream-Modell. Doch ist darauf hinzuweisen, dass eine unterschiedliche umweltpolitische Behandlung von Akteuren innerhalb derselben Branche rechtliche Probleme aufwerfen kann.<sup>46</sup>

Der Downstream-Ansatz wird auf europäischer Ebene von der EU im Grünbuch zum Emissionshandel favorisiert (Europäische Kommission 2000). Dieser Ansatz ist außerdem bei allen bisher etablierten nationalen und unternehmensinternen Emissionshandelsysteme (USA; England, Dänemark, BP) gewählt worden. Eine wichtige Eigenschaft dieses Ansatzes ist, dass ein Downstream-Modell auf freiwilliger Basis und somit schrittweise auf nationaler Ebene sowie auf europäischer Ebene eingeführt werden kann.

Ein generelles Problem jeden staatlichen Eingriffes zur Regulierung von Emissionen im Elektrizitätssektor sowie in bestimmten Branchen der energieintensiven Industrie ist, dass Wettbewerbsnachteile gegenüber anderen Staaten auftreten können.<sup>47</sup> Darüber hinaus kann es auch zu Abwanderungseffekten kommen, indem energieintensive Industriebranchen sowie die Stromproduktion ins Ausland verlagert werden. Dies könnte bedeutende soziale, politische und wirtschaftliche Folgen haben, die sich in Form von Arbeitslosigkeit, Kapitalabwanderung, Strukturveränderungen und Ähnlichem nachteilig äußern.

Ein System, das Eigenschaften des Upstream- und des Downstream-Modells kombiniert, stellt ein sogenanntes *Hybridsystem* dar. Insbesondere in Hinblick auf die wachsenden Emissionen im Haushalts- und Verkehrssektor, die in einem Downstream-Ansatz nicht ohne größere Schwierigkeiten einbezogen werden können, besteht großer Handlungsbedarf, wenn die vereinbarten Klimaziele erreicht werden sollen. Im Vergleich zu einem reinen Downstream-System können diese Sektoren im Hybridsystem berücksichtigt werden. Lizenzpflichtig wären Großemittenten und diverse Akteure auf der, der Verbrennung vorgelagerten, Stufe, die sicherstellen, dass ein weitreichender Anteil der Gesamtemissionen vom Emissionshandelssystem erfasst wird. Hybridsysteme können sehr unterschiedliche Ausgestaltungsformen annehmen. In der Regel wird durch ein Hybridsystem eine größere Abdeckung der Emissionen als im Downstream-Modell erzielt sowie eine höhere politische Durchsetzbarkeit gegenüber dem Upstream-Modell erreicht. Allerdings

---

<sup>46</sup> In diesem Fall die Beschränkung der Lizenzpflicht auf Großemittenten, während Kleinemittenten derselben Branche durch andere umweltökonomische Instrumente reguliert werden.

<sup>47</sup> Z.B. gegenüber osteuropäischen bzw. Nicht-EU-Staaten in einem europäischen Emissionshandelssystem oder zu beliebigen anderen Staaten in einem deutschen System.

müssen sich die Vorteile zumeist durch eine größere Komplexität des Emissionshandelsystems erkauft werden.

Zwei mögliche Hybridsysteme werden in Tabelle 8 exemplarisch vorgestellt. Ein hybrides Emissionshandelsmodell könnte ein Downstream-Modell im Elektrizitätssektor und der energieintensiven Industrie sowie eine Lizenzierungspflicht für Kraftfahrzeughersteller und -importeure umfassen. Auf diese Weise wäre gewährleistet, dass über ein klassisches Downstream-Modell hinaus, Emissionen aus dem Verkehrssektor in den Handel einbezogen werden. Der spezifische Kraftstoffverbrauch von neu zugelassenen Fahrzeugflotten müsste in absolute Emissionsmengen umgerechnet werden, die die Fahrzeugproduzenten und -importeure, je nach Modell entweder nur im Verkehrssektor oder intersektoral handeln können (Winkelman et al. 2000). Durch die begrenzte Emissionsmenge können Innovationen im Bereich von energieeffizienten Kraftfahrzeugen ausgelöst werden. Langfristig würden sich dadurch energieeffizientere Kraftfahrzeuge, also Fahrzeuge mit geringerem Kraftstoffverbrauch, relativ zu anderen Kraftfahrzeugen verbilligen.

Da sowohl auf nationaler wie auch auf europäischer Ebene die Kraftfahrzeugherstellung auf nur wenige Produzenten beschränkt ist, wäre ein Handel relativ einfach zu organisieren. Optimaler Ausgangspunkt für dieses Modell ist die Selbstverpflichtung der European Automotive Manufacturers Association (ACEA), die vorsieht, dass bis zum Jahr 2008 die durchschnittlichen Emissionen von Kraftfahrzeugen auf 140 g CO<sub>2</sub>/km reduziert werden. Der japanische und südkoreanische Automobilverband (JAMA und KAMA) sind ähnliche Selbstverpflichtungen eingegangen (Bates et al. 2000). Internationale Wettbewerbsverzerrungen durch die Einführung einer Lizenzierungspflicht in Europa werden aufgrund der Selbstverpflichtungen in Asien in geringerem Ausmaß erwartet.

Ein weiteres Hybridsystem könnte bei der Lizenzierung der Elektrizitätswerke und Anbietern von Erdgas und Rohöl ansetzen. Auf diese Weise wären, ähnlich dem Upstream-Modell, alle Emissionen die aus fossilen Brennstoffen stammen, erfasst. Das System bietet die Möglichkeit den Elektrizitätssektor mit seinen vielfältigen Vermeidungsoptionen direkt und die Nutzung anderer Brennstoffe indirekt zu erfassen. Die zur Elektrizitätserzeugung genutzten Mengen an Erdgas und Rohöl müssten dabei allerdings von der Lizenzpflicht der Brennstoffanbieter ausgenommen werden.



Tabelle 8: Vergleich verschiedener Ausgestaltungsmodelle für Emissionshandel

	Upstream-Modell	Downstream-Modell	Hybridsystem I	Hybridsystem II
<b>Ansatzpunkt der Lizenzpflicht</b>	Fossile Brennstoffe	CO <sub>2</sub> -Emission	Industrie, Elektrizitätssektor: CO <sub>2</sub> -Emissionen; Verkehr: Technologie zur Verbrennung fossiler Brennstoffe	Industrie, Elektrizitätssektor: CO <sub>2</sub> -Emissionen; sonstige: Brennstoffe
<b>Lizenzpflichtige</b>	Produzenten und Importeure fossiler Brennstoffe	Energieintensive Industrieunternehmen, Elektrizitäts- u. Wärmeproduktion	Großemittenten (siehe Downstream-Modell) und Kraftfahrzeughersteller	Lizenzierung der Elektrizitätswerke und Anbieter von Erdgas und Rohöl
<b>Erfassung der Emissionen</b>	Nahezu vollständige Abdeckung der Emissionen	Ein Drittel bis die Hälfte der Gesamtemissionen	Ca. zwei Drittel der Gesamtemissionen	Nahezu vollständige Abdeckung der Gesamtemissionen
<b>Vorteile</b>	Fossile Energieträger werden vollständig erfasst, Minderungsziel wird sicher eingehalten	Schrittweise Einführung in Europa möglich (Länder, weitere Sektoren), Ausnahmeregelungen leichter vorzunehmen	Wie bei Downstream, zusätzlich Erfassung der Verkehrsemissionen, Selbstverpflichtung der europäischen Automobilindustrie bietet Ausgangspunkt für die Einführung eines Lizenzsystems	Siehe Upstream, Elektrizitätssektor wird direkt mit einbezogen, Lizenzpflicht kann da angesetzt werden, wo geringerer politischer Widerstand
<b>Anreizsystem für Emittenten</b>	Wirkt wie Energiesteuer, finanzielle Umwälzung der Kosten auf Konsumenten: Lizenzpflicht und -last getrennt, Minimierung des Konsums	Emittenten selber Handelsakteure, Anreiz zu Effizienzsteigerungen und zum Wechsel des Brennstoffs beim Emittenten, evtl. Entdeckung zusätzlicher Potenziale	Siehe Downstream, Wechsel zu einem Kraftfahrzeug mit geringerem Kraftstoffverbrauch	Brennstoffsubstitution und Effizienzpotenziale im Elektrizitätssektor, indirekte Effekte in Haushalten und Verkehr durch Preisüberwälzung wie bei Upstream

Quelle: Zusammenstellung des DIW

#### 4.1.2 Emissionsminderungsziele und Emissionsrechtsinhalte

Im Rahmen des Kioto-Protokolls wurden globale Emissionsminderungsziele für Treibhausgase formuliert. Ziele auf europäischer Ebene leiten sich aus den Reduktionsverpflichtungen der einzelnen Ländern der EU ab. Die EU ist durch das sogenannte Burden Sharing Agreement (im Rahmen der Artikel 3 und 4 des Kioto-Protokolls) eine Zielgemeinschaft, deren Länder sich gemeinsam verpflichtet haben, ihre CO<sub>2</sub>-Emissionen um 8 % gegenüber dem Jahr 1990 zu reduzieren. Auf nationaler Ebene wäre es sinnvoll, die im Kioto-Protokoll vereinbarten oder strengere nationale Reduktionsverpflichtungen als Minderungsziel für die Gesamtemissionen zu wählen. Wie das nationale Emissionsziel weiter auf die Sektoren und Unternehmen heruntergebrochen wird, ist zu diskutieren.

Denkbar wäre, dass branchen-, unternehmens-, oder anlagenspezifische Ziele festgelegt werden.

Im Kioto-Protokoll wie im Grünbuch wird ein sogenanntes "*cap and trade*"-System angestrebt, dessen wesentliches Merkmal es ist, dass es auf einem *absoluten* Minderungsziel basiert und der Handel mit Emissionsrechten stattfindet. Alternativ wäre ein "*baseline and credit*"-System denkbar, bei dem *spezifische* Emissionsminderungen, also geringere Emissionen pro produzierter Menge einfließen können. Der Handel findet im zweiten Falle mit Emissionsminderungsgutschriften statt. Ein wesentlicher Unterschied ist, dass in einem "baseline and credit"-System eine Baseline definiert werden muss, anhand derer sich die Emissionsminderungen bestimmen lassen. Die Festlegung einer solchen Baseline ist schwierig und wird vor allem im Zusammenhang mit den anderen flexiblen Instrumenten des Kioto-Protokolls diskutiert (Abschnitt 4.2.1). Absolute Emissionsminderungen können nur in einem "cap and trade"-System sicher gewährleistet werden.

Da viele Emissionsreduktionsverpflichtungen in der Praxis, beispielsweise in Selbstverpflichtungen der Industrie als spezifische Emissionen formuliert werden, liegt es nahe, einen Übergang von spezifischen Zielen zu absoluten Zielen und damit von einem "baseline and credit"- zu einem "cap and trade"-System zu schaffen, wie z. B. beim sogenannten Gateway Mechanismus im nationalen Emissionshandelssystem in Großbritannien. Langfristig sollte ein Emissionshandelssystem auf absoluten Emissionsminderungen basieren, damit das gesetzte ökologische Ziel treffsicher erreicht werden kann.

Einen Anhaltspunkt für die Maßeinheit der Emissionsrechte bieten die im Kioto-Protokoll festgelegten Reduktionsverpflichtungen der Annex B-Staaten, die sich auf alle Treibhausgase beziehen und auf der Grundlage von Treibhausgasäquivalenten berechnet sind. Jede Einheit könnte einer metrischen Tonne CO<sub>2</sub>-äquivalenter Emissionen entsprechen. Denkbar ist ein Emissionshandel, der zunächst aus Gründen der Einfachheit nur CO<sub>2</sub>-Emissionen umfasst und dann in einem zweiten Schritt, wenn das Emissionshandelssystem etabliert ist, die restlichen Treibhausgase integriert und damit alle Treibhausgasemissionen vollständig erfasst.

Des Weiteren ist es sinnvoll, alle Lizenzen mit einer Seriennummer auszustatten. Anhand der Seriennummer sollte das Ursprungsland (im europäischen System) bzw. das Ursprungsunternehmen oder die Ursprungsanlage (im deutschen System) sowie die Gültigkeitsdauer identifiziert werden können.

Die Erfahrungen mit den US-amerikanischen Lizenzprogrammen zeigen, dass der Erfolg eines Emissionsrechtehandels nicht vom Status der Lizenzen als *Eigentumsrechte* abhängt. Es ist empfehlenswert, Lizenzen einzuführen, die nicht Eigentumsrechte im juristischen Sinne sind, damit flexibel auf neue Erkenntnisse in der Klimaforschung oder veränderte politische Gegebenheiten reagiert werden kann. Auf diese Weise ist eine nachträgliche Einschränkung der zulässigen Gesamtemissionsmenge möglich, wenn es unbedingt erforderlich ist (Bader 1999). Obwohl die Lizenzen zwar keine Eigentumsrechte im juristischen Sinne sein müssen, sollten sie aber de facto Eigentumsrechten gleichgestellt werden, damit die Unternehmen eine Investitionssicherheit haben.

Bezüglich der *Gültigkeitsdauer* der Emissionsrechte muss zwischen auf ein Jahr befristete, periodisch befristete und unbefristete Lizenzen unterschieden werden. Während die unbefristeten Lizenzen dem Unternehmen die freie Wahl lassen, wann und wie sie ihre

Lizenzen einsetzen und demnach unter Kosteneffizienzgesichtspunkten eine bessere Alternative darstellen, ist eine punktgenaue Steuerung der Gesamtemissionsmenge schwer zu erreichen. Da aber konkrete und quantitative Emissionsminderungsziele für die Periode 2008-2012 im Rahmen des Kioto-Protokolls angestrebt werden und eine Steuerung der Emissionsmenge im Vordergrund steht, bieten sich zeitlich befristete Lizenzen an. Durch kürzere Planungsperioden können Emittenten unter Umständen besser abschätzen, welche Emissionsreduktionen notwendig sind, um die jährlichen Minderungsziele einzuhalten. Empfehlenswert sind befristete Lizenzen, die wie im Folgenden dargestellt intertemporale Übertragbarkeit besitzen sollten.

Grundsätzlich kann die intertemporale *Übertragbarkeit* von Emissionsrechten dazu führen, dass sowohl Schadens- als auch Vermeidungskosten beträchtlich reduziert werden. Das sogenannte "Banking", die Übertragung von Emissionsrechten in spätere Jahre, erlaubt den Unternehmen, bei sinkender Gesamtlizenzmenge die Vermeidungskosten über den gesamten Zeitraum hinweg zu minimieren. Das "Borrowing", die Übertragung von Emissionsrechten aus späteren Jahren in die Gegenwart, kann dazu führen, dass zwar die Vermeidungskosten der Unternehmen sinken, dass aber die gesellschaftlichen Schäden mit zunehmender Schadstoffbelastung ansteigen.

Mehrere Gründe sprechen dafür, dass intertemporale Übertragbarkeit in einem CO<sub>2</sub>-Emissionshandelssystem zugelassen werden sollte. Im Gegensatz zu SO<sub>2</sub>- und NO<sub>x</sub>- besteht bei CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht die Gefahr von lokalen Emissionsbelastungsspitzen, den sogenannten "hot spots". Des Weiteren ist es sehr wichtig, den Emittenten die Möglichkeit zu geben, ihre Emissionsminderungsanstrengungen zeitlich so zu gestalten, dass dabei ihre wirtschaftliche und vermeidungstechnische Situation berücksichtigt wird. Die Maßnahmen zur CO<sub>2</sub>-Emissionsverminderung sind zum Teil mit hohen fixen Kapitalkosten verbunden und erfordern eine langfristige Planung (Bader 1999). Mit dem "Banking" und "Borrowing" können sich die Unternehmen flexibel auf ihre individuelle Situation einstellen und, ohne Lizenzen handeln zu müssen, den für sie optimalen Zeitpunkt für Minderungsmaßnahmen wählen. Während das "Banking" viele Vorteile bringt, ist das "Borrowing" mit wesentlichen Problemen behaftet. Beispielsweise bietet "Borrowing" den Emittenten zwar zusätzliche Flexibilität in den Anfangsjahren des Lizenzsystems, allerdings nur auf Kosten einer eingeschränkten Flexibilität gegen Ende der Laufzeit. Des Weiteren ist die Abschätzung schwierig, ob ein Unternehmen das gesteckte Reduktionsziel wirklich erfüllt. Auch wäre es theoretisch denkbar, dass vom Konkurs bedrohte Unternehmen Lizenzen aus Zukunftsperioden entleihen und an andere Emittenten verkaufen.

#### 4.1.3 Primärallokation von Emissionsrechten

Grundsätzlich werden zwei Erstzuteilungsmechanismen unterschieden: die kostenlose Emissionsrechtsvergabe auf Basis der bisherigen Emissionen (Grandfathering), die Versteigerung von Emissionsrechten in einer Auktionierung. Mischformen beider Optionen sind möglich (Bader 1999). Beim *einfachen Grandfathering* werden Emissionsrechte kostenlos entsprechend der Emissionen in einem fixen oder rollenden Basisjahr oder einem Durchschnitt mehrerer Jahre<sup>48</sup> verteilt. Diese Prinzip baut auf das Recht der Ver-

---

<sup>48</sup> Oder einem Höchst- oder Niedrigstwert einer Zeitperiode.

schmutzung auf. In den bestehenden Emissionshandelssystemen wurde fast ausschließlich das Prinzip des Grandfatherings angewandt. Um den Schadstoffausstoß zu senken, müssen die Emissionsrechte im Zeitablauf entweder abgewertet werden oder, im Falle von Emissionsrechten mit begrenzter zeitlicher Gültigkeit, ist jedes Jahr eine geringere Menge an Emissionsrechten auszugeben (Bader 1999).

Eine Variation des Grandfathering bildet das *modifizierte Grandfathering*, welches eine kostenlose Verteilung der Emissionsrechte entsprechend eines Richtwertes (Benchmarks) der spezifischen Emissionen und eines Outputwertes für ein bestimmtes fixes oder rollendes Basisjahr (oder eines Durchschnitts mehrerer Jahre) vorsieht. Diese Form der Anfangsverteilung wurde z.B. in den US-amerikanischen RECLAIM-Programm and SO<sub>2</sub>-ATP gewählt. Bei einem rollenden (oder gleitenden) Basisjahr werden die Emissionsrechte auf Basis eines sich verändernden Basisjahres (z.B. immer entsprechend der Emissionen des Vorjahres) vergeben.<sup>49</sup>

Die Versteigerung von Emissionsrechten in einer Auktion bietet eine alternative Möglichkeit der Primärallokation. Sie baut auf dem Verursacherprinzip auf, da der Verschmutzer ein Emissionsrecht erst erwerben muss und nicht automatisch erteilt bekommt. Bei Emissionsrechten mit zeitlich begrenzter Gültigkeit müssen in regelmäßigen Abständen Auktionen durchgeführt werden, in denen Akteure Emissionsrechte ersteigern können. In einer theoretisch idealen Versteigerung<sup>50</sup> erwerben die Verursacher eine Menge an Emissionsrechten zu einem Preis entsprechend ihrer Grenzvermeidungskosten. Die erzielte Anfangsallokation ist damit bereits ökonomisch effizient und ein weiterer Emissionshandel von nur geringer Bedeutung.

Eine Versteigerung von Emissionsrechten ist mit verschiedenen Varianten der Verwendung der Auktionseinnahmen möglich. Denkbar sind auch Mischformen des Grandfatherings und der Versteigerung. Z.B. kann ein bestimmter Anteil an Emissionsrechten kostenlos ausgegeben werden und die restlichen benötigten Rechte müssen ersteigert werden. Oder aber es kann mit einem Grandfatheringsystem begonnen werden und im Laufe der Zeit ein Anteil zu ersteigender Emissionsrechte eingeführt und eventuell erhöht werden.

Die beschriebenen Möglichkeiten zur Anfangsausstattung mit Emissionsrechten weisen unterschiedliche Verteilungswirkungen und Effizienzeigenschaften auf. Diese werden im Folgenden beschrieben.

Die Kostenbelastung von *Alt- und Neuemittenten* im Grandfathering und bei der Auktio- nierung von Emissionsrechten unterscheiden sich wesentlich. Bei der Versteigerung müs- sen bestehende und neue Unternehmen gleichermaßen Emissionsrechte in Höhe des Ge- samtumfangs ihrer Emissionen erwerben, d.h. sie müssen für ihre gesamten Emissionen

<sup>49</sup> Auf die Variante des rollenden Basisjahres werden wir im Weiteren nicht eingehen, da es signifikante Nachteile birgt, die eine Umsetzung nicht empfehlen lassen. Z.B. bietet es Unternehmen keinen Anreiz, ihre Emissionen zu vermindern, da dadurch im Folgejahr weniger Emissionsrechte zugeteilt würden. Weiterhin entsteht eine Unsicherheit darüber, wie viele Emissionsrechte ein Unternehmen in der Zukunft erhalten wird und schränkt damit den Handel und die Investitionssicherheit ein.

<sup>50</sup> Eine theoretisch ideale Versteigerung basiert auf der Annahme, dass jeder Akteur zu jedem Zeit- punkt gleiche und vollständige Informationen erhält. Es liegen keine Unsicherheiten, Marktmacht und keine Transaktionskosten vor.

einen Preis entrichten. Dies steht im Gegensatz zum Grandfathering, bei dem bestehende Unternehmen nur für die über die im Basisjahr hinausgehenden Emissionen, Rechte erwerben müssen. Das Grandfathering bietet bestehenden Unternehmen einen Bestandschutz und verspricht damit eine relativ hohe Akzeptanz. *Neue Unternehmen* können dabei benachteiligt sein, da sie keine kostenlose Zuteilung an Emissionsrechten erhalten und Emissionsrechte im Gesamtumfang ihrer Emissionen entweder von anderen Unternehmen, von einer anderen Stelle oder in einer Auktion erwerben müssen. Dies kann zu Markteintrittsbeschränkungen für Neuemittenten führen, die technologischen Fortschritt verhindern, Anpassungs- und Umstrukturierungsprozesse verlangsamen oder hemmen oder Marktmacht verstärken können. Allerdings sind Mechanismen denkbar, wie etwa die Reservierung von Emissionsrechten für Neuemittenten oder aber die Auktionierung von Rechten an Neuemittenten mit gleichzeitiger Kompensation durch die Einnahmen, die diese Eintrittsbarrieren verringern oder aufheben können.

Die tatsächliche Nettobelastung der Konsumenten und Produzenten im Versteigerungsverfahren hängt von der *Verwendung des Auktionsaufkommens* ab. Wenn die Einnahmen dazu verwendet werden, Verzerrungen, die durch bestehende Steuern hervorgerufen werden, abzuschwächen, kann es zu einer sogenannten doppelten Dividende kommen und die Gesamteffizienz der Volkswirtschaft verbessert werden.<sup>51</sup> Da beim Auktionssystem Emissionsrechte im Gesamtumfang der Emissionen erworben werden müssen, könnte im Gegensatz zum Grandfathering auf der Käuferseite ein *Liquiditätsproblem* entstehen. Dies vor allem dann, wenn Lizenzpflichtige nicht die Möglichkeit haben, die erwarteten Zertifikatskosten in ihre Preise zu internalisieren und auf Abnehmer überzuwälzen, bevor die Zertifikate erworben werden müssen. Ein Liquiditätsproblem könnte allerdings durch regelmäßige Durchführung von Auktionen vermindert werden. Auch die Bildung eines funktionierenden Sekundärmarktes mit Futures, Optionen, und anderen Derivaten könnte einem Liquiditätsproblem bzw. Preisrisiko der Käufer entgegenwirken. Allerdings zeigen die Erfahrungen im Emissionshandel, dass sich Sekundärmärkte im Anfangsstadium, wenn nur wenig Information über Handel und Preise vorhanden sind, nur langsam bilden (Abschnitt 3.1.1 und 3.1.2).

Die zusätzlichen Kosten der Unternehmen werden sich in einer Preiserhöhung für die Konsumenten widerspiegeln. Die Möglichkeit der Überwälzung hängt allerdings von den Eigenschaften des Marktes ab. Produzenten, die ohne ausländische Konkurrenz für den heimischen Markt produzieren, können ihre Kosten eher überwälzen als Unternehmen, deren Produkte in Konkurrenz mit Importprodukten stehen. Dies trifft besonders für ein Handelssystem zu, welches eine Nation im Alleingang einrichtet, bzw. für ein EU-weites System (im Verhältnis zum internationalen Markt). Da im Auktionssystem höhere Zusatzkosten entstehen als beim Grandfathering ist diese Problematik dort besonders relevant. Das Grandfathering bietet hingegen noch die Möglichkeit, betroffene Branchen durch die Ausgabe zusätzlicher Zertifikate gegebenenfalls zu unterstützen. Diese Unter-

---

<sup>51</sup> Art und Umfang der Effizienzverbesserung sind allerdings in der Ökonomie umstritten. Parry/Williams/Goulder (1997) und Parry (1997) haben festgestellt, dass ein Auktionssystem nur dann einen weniger effizienz mindernden Einfluss auf die Volkswirtschaft hat, wenn die Einnahmen zur Reduktion der Steuern auf Arbeit verwendet werden. Andere Verwendungen der Auktionseinnahmen könnten zu schwerwiegenden Effizienzverlusten als ein Grandfatheringsystem führen (Interagency Analytical Team 1997).



stützungen können allerdings wieder andere mit Subventionen verbundene Probleme aufwerfen.

Die ökonomische Theorie besagt, dass in optimalen Märkten die Versteigerung von Emissionsrechten und die kostenlose Erstaussgabe zu dem gleichen kostenminimierenden Ergebnis und damit zu einer effizienten Allokation von Emissionsrechten führen (Feess 1995). Die Erfahrungen zeigen aber, dass Marktunvollkommenheiten (aufgrund von Transaktionskosten und Marktmacht) und Innovationsanreize durchaus auftreten und den Entscheidungsspielraum von Akteuren verändern. *Transaktionskosten* treten als Such- und Informationskosten, Verhandlungs- und Entscheidungskosten der Emittenten sowie als Überwachungs- und Durchsetzungskosten der Umweltbehörde auf. Es könnte möglich sein, dass die Transaktionskosten bei einer Anfangsverteilung durch Auktionierung höher ausfallen, da neben den Kosten, die durch den Handel, das Monitoring, die Kontrolle und die Sanktionierung entstehen, noch zusätzliche Kosten für die Durchführung von Auktionen und die Verwaltung des Auktionsaufkommens entstehen. Diese Kosten sind allerdings abhängig von der Art des gewählten Auktionsschemas und der Wahl der Institution, die die Auktionen durchführt.<sup>52</sup> Gleichzeitig stehen dem niedrigere Kosten im Handel entgegen, da in einem System mit Auktionierung eine geringere Handelsaktivität zu erwarten ist.

*Marktmacht* kann auf dem Auktionsmarkt, dem Emissionsrechtmarkt und dem Outputmarkt auftreten und damit die Effizienz des Systems beeinträchtigen. In der Praxis ist eine Marktmacht bei Auktionen weder in einem nationalen oder EU-weiten, einem internationalen System zu erwarten, da eine ausreichend große Diversität an Auktionären gegeben ist und die Ausgestaltung der Auktionsregeln einer solchen Gefahr vorbeugen kann. Eine Marktmacht auf dem Emissionsrechtmarkt kann vermieden werden, wenn Unternehmen als Erstaussstattung die Menge an Emissionsrechten zugeteilt bekommen, die sie im Optimierungskalkül auch erwerben würden, d.h. wenn die Zuteilung von den Grenzvermeidungskosten abhängt. Dies wäre in einem optimal ausgestalteten Auktionsverfahren der Fall. Marktmacht auf dem Lizenzmarkt kann sich direkt auch auf den Outputmarkt auswirken. Ein hoher Lizenzpreis (durch Marktmacht auf dem Lizenzmarkt) bedeutet höhere Produktionskosten für andere Marktteilnehmer und damit eine mögliche Verdrängung von Wettbewerbern.

Die *Innovationsanreize* bei der Auktionierung können im Vergleich zum Grandfathering als größer angesehen werden, da die höhere Kostenbelastung insgesamt eine größere Anreizwirkung für die Entwicklung und Einführung neuer Vermeidungstechnologien darstellt.<sup>53</sup> In Folge dieser Innovationen müssen weniger Emissionsrechte erworben werden. Zusätzlich kann bei ausreichend verringerter Nachfrage der Preis der Emissionsrechte sinken und die Gesamtkostenbelastung für jedes einzelne Unternehmen fallen. Dagegen zeigt sich beim Grandfathering ein eher gegenläufiger Effekt. Durch neue innovative Vermeidungstechnologien sinken die Emissionen, die Nachfrage nach Emissionsrechten sinkt und ebenso der Emissionsrechtpreis. Damit verringern sich die Erlöse, die durch

<sup>52</sup> Es ist gut vorstellbar, dass eine der Überwachungs- oder Handelsinstitutionen gleichzeitig für die Auktionen zuständig ist und damit kaum zusätzliche Kosten aufwirft.

<sup>53</sup> Allerdings wird durch Auktionierung den Unternehmen auch Geld genommen, sodass notwendige Ressourcen für technologischen Fortschritt fehlen können.

den Verkauf von Emissionsrechten erzielt werden können. Zusätzlich ist der Erwerb von Emissionsrechten günstiger, weitere Innovationen werden gehemmt. Beim modifizierten Grandfathering dagegen ist das Maß des Innovationsanreizes abhängig von den schon getätigten Innovationen. Ein ineffizientes Unternehmen hat einen höheren Anreiz in Effizienzverbesserungen zu investieren als ein bereits effizientes Unternehmen.

Im globalen Kontext können nationale Alleingänge in Europa oder europäische Alleingänge in der internationalen Gemeinschaft Probleme aufwerfen. Das Grandfathering kann unter EU-Recht als staatliche Beihilfe (state aid) oder unter WTO-Recht als "actionable subsidy" angesehen werden und die fair-trade Bestimmungen verletzen, da z.B. nicht am Handel beteiligte Unternehmen (im In- oder Ausland), die gleiche Produkte herstellen, relativ benachteiligt werden. Ebenso können Ungleichheiten zwischen bestehenden Unternehmen und neueintretenden Unternehmen auftreten, wie auch zwischen Unternehmen, in Sektoren mit Emissionsbeschränkungen gegenüber solchen in Sektoren ohne Emissionsbeschränkungen, zwischen Unternehmen im Inland gegenüber Unternehmen im Ausland, was zu unzulässigen Diskriminierungen führen könnte. In diesem Zusammenhang sollte allerdings auch beachtet werden, dass Unternehmen, die im Rahmen des Emissionshandels echte Emissionsminderungsverpflichtungen eingehen eher eine Benachteiligung erfahren gegenüber Unternehmen, die keiner Verpflichtung unterliegen. In verschiedenen Zusammenhängen (Abschnitt 3.1.3 und 3.1.4) hat die Europäische Union nach einer ordentlichen (rechtlich festgelegten) Prüfung im Ergebnis befunden, dass es sich beim Grandfathering nicht um Beihilfe oder Diskriminierung handelt. Eben solches wird für die WTO erwartet, die besondere Rechtssprechungen für Aktivitäten, die Umweltaspekte betreffen, vorsieht.

Bei einem nationalen oder europäischen Alleingang besteht – insbesondere im Fall der hohen Kostenbelastung durch eine Auktionierung – die Gefahr des Abwanderungseffektes, d.h. die Gefahr der Abwanderung von Unternehmen oder der Verdrängung von belasteten Unternehmen durch ausländische Konkurrenz aufgrund der ungleich hohen Kostenbelastung im Inland. Sollte das entsprechende Ausland kein verbindliches Emissionsminderungsziel eingegangen sein, so hilft dieser Effekt zwar das nationale Ziel zu erreichen, führt global aber zu keiner zusätzlichen Emissionsminderung. Im Inland können Wachstumseinbußen und der Verlust von Arbeitsplätzen die Folge sein. Dieser Effekt kann auch dann auftreten, wenn sich alle Nationen einem Emissionshandelssystem anschließen, aber einige Länder ein Grandfathering und andere eine Auktionierung als Verfahren zur Primärallokation wählen. Denn die Aufwendungen für den Erwerb der Emissionsrechte im Falle der Auktionierung stellen einen Wettbewerbsnachteil gegenüber Mitbewerbern dar, die ihre Emissionsrechte kostenlos erhalten.

Abschließend soll kurz erörtert werden, welche Kombinationen von Sektoreinbeziehung und Anfangsverteilung als sinnvoll erachtet werden und welche weniger empfehlenswert sein könnten.

In einem *Upstream-Modell* bietet sich eine Auktionierung mit anschließender Einnahmenverwendung an. Brennstoffanbieter in einem Land müssen demnach Emissionsrechte ersteigern (entweder in einem nationalen oder internationalen Kontext) und werden ihre Kosten auf die Verbraucher von Brennstoffen, einer Primärenergiesteuer ähnlich, überwälzen. Eine kostenlose Vergabe von Emissionsrechten direkt an Brennstoffanbieter scheint hier nicht sinnvoll. Dies liegt in den daraus resultierenden möglichen "Windfall



Profits" begründet. Unternehmen erhalten verbriefte Geldwerte, denen keine direkte Gegenleistung entgegensteht. Diese Geldwerte werden als Opportunitätskosten (also als nicht realisierte Einnahmen, d.h. als Einnahmen, die die Emissionsrechte bei Verkauf erzeugen würden) in das Optimierungskalkül des Unternehmens einfließen und sich durch veränderte Produktionsentscheidungen möglicherweise in den Outputpreisen niederschlagen.

In einem europäischen oder globalen System kann ein mit Grandfathering verbundenes Upstream-Modell zu einer ungleichen Lastenverteilung führen. In vielen Fällen befindet sich die Produktionsstätte eines Brennstoffes nicht in demselben Land, in dem der Brennstoff verbraucht wird und zu CO<sub>2</sub>-Emissionen führt. Dieses Auseinanderfallen von Lizenzpflicht und Emissionsentstehung hat Auswirkungen auf die Kostenbelastung der einzelnen Staaten. Eine den Kioto-Zielen (oder für Europa dem Burden Sharing) entsprechende Kostenbelastung der Länder kann durch ein Grandfathering direkt an Brennstoffemittenten nicht erreicht werden<sup>54</sup>, sondern nur durch eine Auktionierung mit Rückverteilung der Auktionseinnahmen im Verhältnis ihrer nationalen Reduktionsverpflichtungen oder aber durch eine geeignete Mischform von Grandfathering und Auktionierung (Bader 1999).

In einem *Downstream-Modell* sind, abhängig davon, ob es sich um ein internationales, ein EU-weites oder ein rein nationales Handelssystem handelt, mehrere Zuteilungskombinationen denkbar. Um die nationalen Reduktionsverpflichtungen zu berücksichtigen ist in einem globalen sowie EU-weiten System eine zweistufige Zuteilung sinnvoll. Zunächst werden dabei die *nationalen* Zuteilungsmengen an Emissionsrechten entsprechend der in Kioto festgelegten Reduktionsziele oder in der EU entsprechend des Burden Sharing Agreements an die Länder verteilt. In einem zweiten Schritt werden diese Emissionsrechte an die *verpflichteten Unternehmen* jedes Landes vergeben. Die Anfangsverteilung innerhalb eines Landes kann in Form des Grandfathering, modifizierten Grandfathering oder durch Auktion erfolgen. Allerdings würde eine länderspezifische Auktion in dem Fall, dass die Beteiligung ausländischer Unternehmen ausgeschlossen wird, in dieser zweiten Stufe zu unterschiedlichen Ausgabepreisen in den einzelnen Ländern führen. Damit ist der Vorteil, dass bei einer optimal gestalteten Auktion die Emissionsrechte entsprechend der Grenzvermeidungskosten der Unternehmen effizient ausgegeben werden, nur innerhalb eines Landes gewährt, nicht aber länderübergreifend. Nur ein gut funktionierendes Handelssystem kann diese Preisunterschiede anschließend ausgleichen und ökonomische Effizienz herstellen. Auch würde die Durchführung von Auktionen in jedem Land einen großen Verwaltungsaufwand bedeuten. Ein Grandfathering für die Verteilung der Emissionsrechte an Unternehmen weist dieses Problem nicht auf, allerdings ist auch hier ein gut funktionierender Lizenzhandelsmarkt eine wichtige Voraussetzungen für ein ökonomisch effizientes System.<sup>55</sup> Zusätzlich weisen beide Verteilungsver-

<sup>54</sup> Brennstoffanbieter mit einer hohen Ausstattung an Emissionsrechten würden ihre Emissionsrechte solange an Unternehmen verkaufen, bis ihre Grenzkosten dem Lizenzpreis entsprechen. Dies führt zu einem gleichen Preisanstieg bei fossilen Brennstoffen in allen Ländern und einer gleichen Kostenbelastung aller Länder (Bader 1999).

<sup>55</sup> Abgesehen von diesen Aspekten unterscheidet sich der zweite Schritt (die Zuteilung der Emissionsrechte an Emittenten innerhalb eines Landes) nicht von der Diskussion der Anfangsverteilung in einem rein nationalen Handelssystem. Daher wird auf diese Diskussion hier nicht weiter eingegangen.

fahren die oben diskutierten Effizienz- und Verteilungseigenschaften mit ihren genannten Vor- und Nachteilen auf.

Alternativ zu diesen zweistufigen Verteilungsschemen für ein internationales Handelsregime ist auch eine Versteigerung länderübergreifend direkt an lizenzpflichtige Unternehmen denkbar. Dabei können die unterschiedlich hohen Reduktionsziele der Mitgliedstaaten indirekt berücksichtigt werden, indem eine Rückverteilung der Einnahmen aus den Versteigerungen entsprechend der nationalen Verpflichtungen der Länder erfolgt. Eine Versteigerung direkt an Emittenten ist in vielen Punkten ein sehr geeignetes Verfahren, da es direkt beim Emittenten ansetzt, unabhängig davon in welchem Land dieser sich befindet, da sich ein einheitlicher, die Grenzvermeidungskosten aller Länder ausgleichender Auktionspreis bildet und da es nur einer internationalen Regelung und Verwaltung für die Durchführung der Auktionierung und der Verwendung des Auktionsaufkommens bedarf. Allerdings birgt dies verwaltungs- und organisationstechnische Schwierigkeiten. Es muss sichergestellt werden, dass jedes Unternehmen, welches eine Reduktionsverpflichtung eingegangen ist, die gleichen Voraussetzungen zur Teilnahme an einer Auktion hat. Dazu gehört, dass sich die Transaktionskosten der Unternehmen nicht wesentlich unterscheiden dürfen. In einem europäischen oder globalen System könnte die Gewährleistung dieser Bedingungen Schwierigkeiten bereiten. Ähnliche Probleme treten allerdings genauso bei der Umsetzung des eigentlichen Handels von Emissionsrechten auf und spielen demnach unabhängig vom Vergabeverfahren eine bedeutende Rolle.

#### **4.1.4 Handelsmechanismus**

Voraussetzung für die Kosteneffizienz des Emissionshandelssystems ist die Existenz eines effizienten Handelsmarktes, auf dem Transaktionen durchgeführt werden. Ein effizienter Markt ist in der ökonomischen Theorie charakterisiert durch eine hinreichend große Anzahl an Marktteilnehmern, die bei vollständiger Information im vollkommenen Wettbewerb und ohne Transaktionskosten homogene Güter miteinander austauschen.

Die Homogenität der Güter ist gegeben, wenn sämtliche Lizenzen auf die gleiche Bemessungsgrundlage (CO<sub>2</sub> oder CO<sub>2</sub>-äquivalent) bezogen und frei miteinander handelbar sind. Eine ausreichend große Anzahl an Marktteilnehmern kann unabhängig von der Art des Handelssystems (upstream oder downstream, national, europäisch oder global) gewährleistet werden, wenn die Teilnahme am Handel nicht nur auf die Lizenzpflichtigen beschränkt ist, sondern allen Interessenten offen steht. Damit haben auch Privatpersonen und Umweltverbände die Möglichkeit, Emissionsrechte zu erwerben und möglicherweise stillzulegen. Diese Form des Handels ist auch in dem US-amerikanischen SO<sub>2</sub>-ATP oder RECLAIM-Programm vorgesehen. Die Erfahrung zeigt jedoch, dass die Nachfrage dieser Gruppen nach Emissionsrechten sehr gering war (Bader 1999). Die Offenheit des Marktes erlaubt es auch, Intermediären wie z.B. Brokern, Banken, Versicherungshäusern, am Marktgeschehen teilzunehmen. Durch ihre Spezialisierung auf den Handel können Intermediäre wesentlich dazu beitragen, die Transaktionskosten zu senken und damit den Markt effizienter zu gestalten.

Emissionsrechte können bilateral (direkt zwischen Unternehmen oder Staaten), durch Zwischenschaltung eines Brokers (zwischen einer Vielzahl von Unternehmen oder Staaten, wobei Angebot und Nachfrage bei einem Broker zusammenlaufen) auf periodisch stattfindenden Auktionen oder aber kontinuierlich auf einer Emissionshandelsbörse ge-

handelt werden. Die optimale Marktstruktur ist dabei auch von der Größe des Transaktionsvolumens abhängig. Bei einer geringen Anzahl an Transaktionen ist eine Lizenzbörse nicht notwendig (wie z.B. beim nationalen Emissionshandel in Dänemark, Abschnitt 3.1.3). Ist das Transaktionsvolumen jedoch sehr groß (wie es z.B. in einem Modell mit vielen Lizenzpflichtigen zu erwarten wäre), so ist die Effizienz des Systems davon abhängig, dass alle Teilnehmer über vollkommene Information über den Marktpreis verfügen. Diese Information kann mit hoher Wahrscheinlichkeit eher auf einer fest eingerichteten Emissionshandelsbörse oder aber durch Auktionen vermittelt werden. Eine wichtige Rolle können hierbei auch *Informationstechnologien* (wie das Internet) spielen, die den direkten und gleichen Zugang Aller zu Informationen über Handelsaktivitäten und Preise gewährleisten können.

#### 4.1.5 Monitoring, Kontrolle und Sanktionierung

Um die Einhaltung der Reduktionsverpflichtungen möglichst sicherzustellen, ist eine gut funktionierende Emissionskontrolle und Berichterstattung, eine Überwachung des Lizenzhandels und eventuelle Sanktionierung unerlässlich.

Die *Emissionserfassung und -kontrolle* ist eine grundlegende Voraussetzung für die Funktionsfähigkeit des Emissionshandels. Es müssen zuverlässige Daten vorliegen, die erlauben, die tatsächlichen Emissionen den zulässigen Emissionen gegenüberzustellen und die Einhaltung der Minderungsverpflichtungen zu überprüfen. In einem Upstream-Modell ist die Lizenzpflicht direkt an die Menge produzierter oder importierter Brennstoffe gebunden. Es reicht vollkommen aus, die Menge und den Kohlenstoffgehalt der in den Umlauf gebrachten fossilen Energieträger zu kennen. Importe müssen dabei zum Emissionshandel verpflichtet werden, während Exporte von der Lizenzpflicht zu befreien sind.<sup>56</sup> Des Weiteren sind diejenigen Brennstoffe zu befreien, die zum nicht-energetischen Verbrauch bestimmt sind und daher keine CO<sub>2</sub>-Emissionen verursachen.<sup>57</sup> Die Emissionsermittlung sollte mit den Methoden und Standards der Richtlinien zur Erstellung der nationalen Treibhausgasinventare unter der Klimarahmenkonvention und dem Kioto-Protokoll konsistent sein. In vielen Nationen ist der Verkauf und Konsum von Brennstoffen mit Steuern belastet und daher die Produktion und der Verbrauch weitgehend erfasst (Bader 1999). Die steuererhebende Institution (zumeist Finanz- oder Wirtschaftsministerien) könnte ohne zusätzlichen Verwaltungsaufwand auch die Überwachung des Handels mit Emissionsrechten für fossile Brennstoffe übernehmen.

In einem Downstream-Modell können die Emissionen ebenfalls indirekt über den Brennstoffeinsatz ermittelt werden. In vielen Sektoren liegen Informationen über den Einsatz der verschiedenen Brennstoffe aufgrund der je nach Brennstofftyp und Verwendungsart unterschiedlich hohen Besteuerung bereits vor. Entweder bei Erwerb einer bestimmten Menge eines fossilen Brennstoffes oder aber ex-post zu einem bestimmten Stichtag muss

---

<sup>56</sup> In einem europäischen Emissionshandelssystem sind Im- und Exporte innerhalb der EU nicht zu veranlagern. Generell müssen nur Brennstoffhandelsaktivitäten erfasst werden, die über die regionalen Grenzen des Emissionshandelssystems hinausgehen. Im europäischen System ist dies jeglicher Brennstoffhandel, der in die EU hinein oder aus der EU hinaus getätigt wird.

<sup>57</sup> CO<sub>2</sub> kann allerdings bei der Entsorgung freigesetzt werden.

folglich immer eine entsprechende Menge an Emissionsrechten vorgewiesen werden.<sup>58</sup> Die Berichterstattung könnte von unabhängigen Dritten (z.B. Beratungsfirmen) verifiziert werden. Das bestehende "EU Eco Management and Audit Scheme" (EMAS) könnte eine Grundlage für eine angemessene Berichterstattung und Kontrolle bieten.

Die *Überwachung des Lizenzhandels* bzw. der Lizenztransaktionen ist dann wichtig, wenn über Anfangsausstattungen, Emissionsrechtstransfer (einschließlich der Handelspartner und der Seriennummer des gehandelten Emissionsrechtes) im Detail Buch geführt werden soll. Informationen über Handelsaktivitäten, wie die Menge und der Preis durchgeführter Transaktionen und die Menge an Emissionsrechten können dabei anonym im Internet veröffentlicht werden. Alternativ können Emissionsscheine auch als frei handelbare Papiere betrachtet werden, die ähnlich wie Geld, unabhängig von ihrem jeweiligen Besitzer einen Wert verbriefen (in diesem Fall, das Recht, eine Tonne CO<sub>2</sub> zu emittieren). Bei Überprüfung der Pflichterfüllung werden dann nur die gehaltenen Emissionsscheine mit den tatsächlichen Emissionen abgeglichen. Die Überprüfung der Pflichterfüllung kann nationalen oder internationalen Organisationen, wie z.B. den nationalen Umweltbehörden oder der europäischen oder internationalen Energieagentur übertragen werden.

*Regeln für die Haftung und Sanktionierung* sind wichtig, um Pflichtverletzungen und Fehlverhalten abzuwenden. Die Haftung in einem internationalen System besteht in zweierlei Hinsicht. Zum einen haften die Länder als Vertragsparteien des Kioto-Protokolls, zum anderen haften die Lizenzpflichtigen eines Landes für die Erfüllung der Reduktionsverpflichtung in einem Land. Eine Sanktionierung ist in vielerlei Hinsicht denkbar. Mögliche Maßnahmen umfassen die Entziehung von Lizenzen für zukünftige Zielperioden, der Ausschluss vom Lizenzhandel, finanzielle Strafen oder die Einbehaltung zusätzlicher Lizenzen, die über das Ausmaß der Emissionsüberschreitung hinausgehen (vgl. OECD 1998). Konkrete Sanktionsmaßnahmen für die Vertragsstaaten des Kioto-Protokolls sind in der anstehenden Vertragsstaatenkonferenz festzulegen und in den Anhang des Kioto-Protokolls aufzunehmen (Artikel 18 Kioto-Protokoll).

## 4.2 Projektbasierte Instrumente

Die projektbasierten Instrumente JI und CDM weisen einerseits gewisse Gemeinsamkeiten auf, unterscheiden sich andererseits aber auch hinsichtlich in verschiedenen Aspekten. Gemeinsam ist beiden Projekten, dass die generierten Emissionskredite nur in Bezug auf eine zuvor festgelegte Baseline bestimmt werden können, die die Emissionsentwicklung im Falle der Nicht-Realisierung des Projekts beschreibt. Da die Baseline aufgrund der Tatsache, dass die Länder, in denen CDM-Projekte durchgeführt werden, keiner Minderungsverpflichtung unterliegen, für die ökologische Integrität des Kioto-Protokolls bedeutsamer ist, wird dieser zentrale Aspekt vor allem im Zusammenhang mit CDM-Projekten diskutiert. Grundsätzlich lassen sich diese Überlegungen allerdings ebenso auch auf JI-Projekte übertragen. Spezifische Gesichtspunkte, die vor allem JI- oder CDM-Projekte betreffen werden im Anschluss diskutiert.

---

<sup>58</sup> Wenn die Nachweispflicht für Emissionsrechte beim Erwerb von Brennstoffen ansetzt, müssen entsprechende Ausnahmeregelungen für nichtenergetischen Verbrauch der Brennstoffe vorgesehen werden.

### 4.2.1 Baselines

Voraussetzung für die Bestimmung der ökologischen oder investiven Zusätzlichkeit ist, dass bekannt ist, wie sich die Treibhausgasemissionen entwickeln würden, wenn das JI- oder CDM-Projekt nicht realisiert würde. Diese Annahmen über das "Was wäre wenn nicht?" wird allgemein als Baseline bezeichnet. Die Baseline beschreibt also die Emissionen, die über die Laufzeit des Projekte entstehen würden, wenn das Projekt nicht realisiert worden wäre.

"Schätzung des Unbekannten"<sup>59</sup> ist der programmatische Titel einer Publikation, die sich mit den Fragen der Baselinebestimmung auseinandersetzt. Dieser Titel beschreibt sehr treffend die gesamte Debatte um die Bestimmung der Baselines. Denn letztlich bleibt die Frage "Was wäre wenn nicht?" immer hypothetisch, da keine der aufgestellten Hypothesen im streng wissenschaftlichen Sinne falsifiziert werden kann. Dennoch ist die Festlegung einer eindeutigen Baseline notwendig, da andernfalls die Ermittlung und Zertifizierung von Emissionsminderungseinheiten nicht möglich wäre. Damit der Entscheidungskorridor für die Determinierung der Baseline nicht beliebig groß wird, müssen jedoch – gerade unter den Bedingungen der nicht Falsifizierbarkeit – verlässliche Regeln darüber aufgestellt werden, in welcher Bandbreite die Baselines für ein CDM-Projekt bestimmt werden können.

Die Debatte um die Baselines umfasst dabei sehr viele Aspekte und Detailfragestellungen, über die bisher in den internationalen Verhandlungen letztlich noch keine Einigung herbeigeführt werden konnte. Hier sollen zunächst die wesentlichen Aspekte dieser Debatte skizziert werden bevor dann abschließend der gegenwärtige Verhandlungsstand beschrieben wird.

#### 4.2.1.1 Problemdimensionen

##### 4.2.1.1.1 Spezifische oder absolute Baselines

Grundsätzlich kann die Baseline in Form der absoluten Treibhausgasemissionen oder in Form von spezifischen Emissionsfaktoren, aus denen in Verbindung mit einem Aktivitätsfaktor die absoluten Emissionen ermittelt werden können, festgelegt werden. Im Falle der absolut fixierten Baseline ermittelt sich die Menge der jährlich erzielten Emissionsminderungen als Differenz der Baselineemissionen und der tatsächlich gemessenen bzw. ermittelten Emissionen des CDM-Projektes. Die insgesamt durch ein Projekt erzielbaren Emissionsminderungen ergeben sich, wenn die jährlichen Emissionsminderungen über die projektierte Laufzeit des Projekts addiert werden.

$$ERU = \sum_{i=1}^n BE_i - PE_i \tag{1}$$

mit

*ERU*    Emissionsminderungseinheiten  
*n*        Projektlaufzeit

---

<sup>59</sup> Estimating the Unknown (OECD/IEA 2000).



*BE*      *Baselineemissionen*

*PE*      *Projektemissionen*

Im Falle einer spezifisch fixierten Baseline ermitteln sich die jährlichen Emissionsminderungseinheiten aus der Differenz zwischen dem Emissionsfaktor der Baseline mit dem tatsächlich gemessenen Emissionsfaktor der wiederum mit dem Aktivitätsniveau multipliziert wird. Im Falle der Rehabilitierung eines Stahlwerks wäre das beispielsweise der Emissionsfaktor in t CO<sub>2</sub> bzw. Treibhausgasäquivalente pro t Stahl vor der Rehabilitierung abzüglich des Emissionsfaktors nach der Rehabilitierung, multipliziert mit der Jahresproduktion gemessen in t Stahl.

$$ERU = \sum_{i=1}^n AN_i \cdot (efB_i - efP_i) \quad (2)$$

mit

*AN*      *Aktivitätsniveau*

*efB*      *Emissionsfaktor der Baseline*

*efP*      *Emissionsfaktor des Projekts*

Im Falle einer absoluten Baseline wird implizit auch eine Annahmen über die Entwicklung des Aktivitätsniveaus getroffen. Die Investoren haben dabei einen Anreiz, die Erwartungen über die Entwicklung der Produktion sehr optimistisch darzustellen. Wenn die Produktion später dann nicht so stark wächst oder sogar zurückgeht, fallen die Erlöse aus dem Verkauf der Emissionsminderungseinheiten umso höher aus.

Unter bestimmten Konstellationen – nämlich dann, wenn der spezifische Deckungsbeitrag<sup>60</sup> des Produktes geringer ist als der spezifische Erlös aus Emissionsminderungseinheiten für eine vermiedene Produktionseinheit – kann dies dazu führen, dass es ökonomisch sinnvoller ist die Produktion vollständig einzustellen, da der Erlös aus dem Verkauf der hierdurch generierten Emissionsminderungseinheiten größer ist als der durch Produktion erzielbare Deckungsbeitrag. Obgleich die dabei erzielten Emissionsminderungseinheiten real sind und tatsächlich zur Verringerung des globalen Treibhauseffektes beitragen, stellt sich dennoch die Frage, ob eine solche Situation noch mit der Idee des Clean Development Mechanism vereinbar ist. Denn die Verhinderung von Produktion kann wohl kaum als ein Beitrag zur Entwicklung gewertet werden. Allerdings dürfte die Wahrscheinlichkeit einer solchen Konstellation relativ gering sein, da die Kapitalintensität der CDM-Projekte und damit auch der spezifische Deckungsbeitrag vergleichsweise hoch, die Erlöse aus den Emissionsminderungseinheiten dagegen aber relativ gering ausfallen dürften.

Ist die Baseline jedoch nicht systematisch "inflationiert" und fällt das tatsächliche Aktivitätsniveau dann erheblich höher aus, als in der Baseline angenommen, so reduziert sich die Menge der erzielbaren Emissionsminderungseinheiten entsprechend. Wenn das Produktionswachstum größer ist als die durch das CDM-Projekt erzielte Effizienzverbesserung, kann dies sogar zu realen Emissionssteigerungen führen und die Menge der jährlich generierten Emissionsminderungseinheiten auf Null sinken. Ist die Baseline aber absolut

<sup>60</sup> Erlös minus variable Kosten je Produkteinheit.

fixiert, so werden lediglich die Emissionsminderungseinheiten zertifiziert, die auch tatsächlich realisiert worden sind.

Das Hauptargument für die Einführung des CDM sind jedoch die spezifisch geringeren Vermeidungskosten und nicht die Option einer absoluten Emissionsbeschränkung für die Entwicklungsländer, sodass absolute Baselines einerseits nicht mehr den Grundgedanken des CDM widerspiegeln und andererseits auf erhebliche politische Widerstände von Seiten der Entwicklungsländer stoßen, die absolute Emissionsbegrenzungen deshalb ablehnen, weil sie nicht dem in der Klimarahmenkonvention dokumentierten Prinzip der geteilten Verantwortlichkeiten zwischen Industrie- und Entwicklungsländern entsprechen.

Bei einer spezifischen fixierten Baseline kann auf die Fixierung von Annahmen zur Entwicklung der Produktion bzw. des Aktivitätsniveaus verzichtet werden. Spezifische Baselines sind deshalb unabhängig von konjunkturellen oder makroökonomischen Einflussfaktoren. Um das Volumen der erwarteten Emissionsminderungseinheiten bestimmen zu können, müssen jedoch auch bei spezifischen Baselines Erwartungen über die Entwicklung des Aktivitätsniveaus gebildet werden. Allerdings müssen diese Erwartungen nicht in der Baseline fixiert werden. Weicht die tatsächliche Entwicklung des Aktivitätsniveaus dann von der Erwartung ab, so verändert sich im Falle spezifischer Baselines das Volumen der generierten Emissionsminderungseinheiten nicht so stark, wie im Falle absolut fixierter Baselines. Darüber hinaus ist die Veränderung des Volumens der Emissionsminderungseinheiten gleichgerichtet; d.h. unterschreitet die tatsächliche Produktion die Erwartungen, so stehen auch weniger Emissionsminderungseinheiten zur Verfügung; werden die Produktionserwartungen jedoch übertroffen, so stehen auch höhere Erlöse aus Emissionsminderungseinheiten zur Verfügung. Produktionsausweitungen werden also durch spezifische Baselines nicht eingeschränkt. Aus Sicht der Investoren und Projektbeteiligten eines CDM-Projekts werden spezifische Baselines deshalb eindeutig favorisiert, da die Risiken falscher Erwartungen über die Entwicklung der Produktion deutlich geringer sind. Bei absoluten Baselines müssen zur Absicherung dieser Risiken entsprechende Risikoprämien eingeplant werden, wodurch das Volumen der wirtschaftlich umsetzbaren CDM-Projekte letztlich reduziert wird.

Eine stichprobenartige Auswertung der AIJ-Pilotphase zeigt, dass hier überwiegend absolute Baselines gewählt wurden. Emissionsfaktoren wurden nur in einzelnen Fällen berichtet oder als Baseline definiert.

#### 4.2.1.1.2 *Direkte und indirekte Effekte*

Spezifisch fixierte Baselines können unter bestimmten Konstellationen darüber hinaus dazu führen, dass sogenannte "leakage"-Effekte (Schwund, Verlust) entstehen. Denkbar wäre beispielsweise folgende Situation: Ein Stahlwerk in Indien wird im Rahmen eines CDM-Projekts rehabilitiert; als Baseline wird ein spezifischer Emissionsfaktor je t Stahl festgelegt. Aufgrund eines strengen Emissionshandelssystems in Deutschland wird nun die Produktion eines deutschen Stahlwerks deutlich reduziert und nach Indien verlagert. Dabei werden, bedingt durch den Produktionsrückgang, sowohl Emissionsrechte in Deutschland "frei" als auch zusätzliche Emissionsminderungseinheiten aufgrund der Produktionsausweitung in Indien generiert. Angenommen, der Emissionsfaktor im indischen



Stahlwerk ist nach der Rehabilitierung nicht niedriger als der des deutschen Stahlwerks, so wären – global betrachtet – die Treibhausgasemissionen nicht um eine einzige Tonne reduziert worden obwohl hierdurch sowohl in Deutschland als auch in Indien zusätzliche Emissionsrechte bzw. -gutschriften verfügbar gemacht wurden. Das Problem der "leakage"-Effekte entsteht in diesem Fall, weil die Gastländer, in denen CDM-Projekte durchgeführt werden, als Nicht-Annex I-Staaten keiner Minderungsverpflichtung unterliegen und deshalb hier kein Anreiz besteht, die absoluten Emissionen zu begrenzen.

Doch auch bei absoluten Baselines kann das Entstehen von "leakage"-Effekten nicht ausgeschlossen werden. Denn auch bei einer absoluten Baseline ist denkbar, dass in einem CDM-Projekt die Produktion reduziert wird und dadurch Emissionsminderungseinheiten generiert werden, während die Produktion in einer anderen Anlage außerhalb der definierten Abgrenzung des CDM-Projektes ausgeweitet wird. Auch in diesem Fall werden Emissionsminderungseinheiten generiert, ohne dass die globalen Treibhausgasemissionen real gesunken sind.

Derartige "leakage"-Effekte können also weder bei absoluten noch bei spezifischen Baselines verhindert werden. Sie werden hervorgerufen durch indirekte Effekte außerhalb der Abgrenzungen des CDM-Projekts. Ihre negativen Auswirkungen können nur begrenzt werden, indem indirekte Effekte explizit in der spezifischen oder absoluten Baseline berücksichtigt werden.

#### 4.2.1.1.3 Zeitlicher Bezugspunkt der Baselines

Baselines können aus Vergangenheitswerten ermittelt werden, sich an den gegenwärtigen Entscheidungsalternativen orientieren oder zukünftige Entwicklungen einbeziehen. Je nach Projektkategorie, Technologie und Projektumstände kann die eine oder die andere Herangehensweise angemessen sein. Wird beispielsweise eine bestehende Anlage optimiert, so scheint es naheliegend die in der Vergangenheit beobachteten Emissionswerte oder Emissionsfaktoren in die Zukunft fortzuschreiben. Zu prüfen ist allerdings auch in diesem Falle, ob die Anlage nicht früher oder später sowieso ersetzt oder zumindest überholt werden soll. Liegt der Ersatz- bzw. Überholungszeitpunkt in der Projektlaufzeit des CDM-Projektes, so sollte dies auch Eingang in die Baseline finden. Das CDM-Projekt ist dann gewissermaßen lediglich ein Vorziehen zukünftig ohnehin anstehender Maßnahmen. Über den Zeitraum, den diese Maßnahmen vorgezogen wird, können jedoch dann Emissionsminderungseinheiten generiert werden.

Handelt es sich jedoch nicht um ein Rehabilitationsprojekt sondern um ein CDM-Projekt, mit dem eine Angebotsausweitung verbunden ist, so stellt sich die Frage etwas anders. Denn für den Fall einer Angebotsausweitung ist es höchst unwahrscheinlich, dass hierfür ebenfalls die alte, möglicherweise schon etliche Jahrzehnte im Betrieb befindliche Anlage zum Einsatz kommt. Die Baseline kann sich in diesem Falle entweder allein an den Entscheidungsalternativen zum Beginn der Projektlaufzeit orientieren oder zukünftige Entwicklungen antizipieren und in die Baseline integrieren:

- **Gegenwartsorientierung:** Es wird das Emissionsvolumen oder der Emissionsfaktor der Technologie als Baseline herangezogen, die gewählt worden wäre, wenn es keinen Treibhausgaseneffekt gäbe und die Treibhausgasemissionen nicht reduziert werden müssten. Unterstellen wir beispielsweise als CDM-Projekt die Errichtung eines

Windkraftanlagenparks, so könnte je nach Region oder Gastland die Alternativoption ein Kohle- oder Gaskraftwerk, ein Wasserkraftwerk oder sogar Stromimporte sein. Stehen mehrere Alternativen zu Disposition so sind die Emissionsfaktoren der Anlage zu wählen, die Strom ohne die Berücksichtigung von Treibhausgasemissionen langfristig zu den günstigsten Gestehungskosten bereitstellt.

- **Zukunftsorientierung:** Es wird die erwartete technische Entwicklung auf der Grundlage von Szenario- oder Modellanalysen antizipiert und dabei z.B. die sogenannte Grenzresource, also die Anlage, die für die Erzeugung der jeweils letzten Einheit des zu deckenden Bedarfs eingesetzt wird, als Baseline identifiziert. Sofern die Grenzresource dabei nicht eindeutig ermittelt werden kann, können ersatzweise der Durchschnitt der in den letzten fünf Jahren neu hinzugekommenen Anlagen, der durchschnittliche Emissionsfaktor des jeweiligen Gesamtangebots oder sonstige angemessene Durchschnittswerte als Baseline gewählt werden.

Welche dieser beiden Alternativen angemessener ist, hängt zum Teil von der Projektkategorie und der konkreten Projektkonstellation ab. Grundsätzlich dürfte jedoch der zukunftsorientierte Ansatz eher mit dem Kioto-Protokoll vereinbar sein, da hierdurch realitätsnähere Annahmen über das "Was wäre wenn nicht?" getroffen werden. Allerdings ist die Bestimmung derartiger Baselines in der Regel mit größerem Aufwand verbunden, da hierfür das Gesamtsystem, in das das CDM-Projekt eingebettet ist, ebenfalls analysiert werden muss.

Unter bestimmten Konstellationen kann es auch sein, dass der zukunftsorientierte Ansatz gewissermaßen mit dem gegenwartsorientierten Ansatz zusammenfällt, nämlich dann, wenn die Basisparameter der Alternativoption weitgehend deckungsgleich mit den Parametern des CDM-Projektes sind. Weist beispielsweise die Alternativoption eine vergleichbare Laufzeit und Leistung wie das CDM-Projekt auf und unterscheiden sie sich lediglich im Hinblick auf die zum Einsatz kommende Technologie und die Emissionsniveaus, so kann davon ausgegangen werden, dass dies auch in der Zukunft so sein wird. In diesem Falle kann deshalb der Vergleich in der Gegenwart ohne weiteres auch auf die Zukunft projiziert werden. Eine szenario- oder modellbasierte Ableitung einer zukunftsorientierten Baseline erübrigt sich deshalb in diesem Falle.

In der AIJ-Pilotphase basieren etwa zwei Drittel der Baselines auf einem vergangenheits- bzw. gegenwartsorientierten Ansatz während dem verbleibenden Drittel der AIJ-Projekte zukunftsorientierte Baselines zu Grunde liegen (Schwarze 2000a, S. 263).

#### 4.2.1.1.4 *Fixe oder angepasste Baselines*

Die Baseline kann entweder zu Beginn eindeutig für die gesamte Projektlaufzeit festgelegt werden (fix) oder es werden lediglich Methoden festgelegt, nach denen die Baseline während der Projektlaufzeit jährlich oder in festgelegten Abständen neu bestimmt bzw. angepasst wird.

Weicht die tatsächliche Entwicklung von den in der fixen Baseline angenommenen Entwicklung nach oben ab, weil sich beispielsweise die Inbetriebnahme eines neuen Kraftwerksblocks im Gastland aufgrund von politischen oder finanziellen Gründen zeitlich verzögert, so erhalten die Investoren des CDM-Projekts letztlich weniger Emissionsminderungseinheiten als ihnen eigentlich zustehen. Wurden jedoch in der Baseline zu pessi-

mistische Annahmen im Hinblick auf die Emissionsentwicklung unterstellt, so erhalten die Investoren mehr Emissionsminderungseinheiten als sie tatsächlich generiert haben. Aus Investorensicht gibt es deshalb grundsätzlich einen Anreiz, sehr pessimistische Annahmen für die Entwicklung der Baselineemissionen zu unterstellen.

Bei einer dynamischen Baseline wird das absolute Volumen der Baselineemissionen erst ex-post festgelegt. Zu Projektbeginn wird lediglich vereinbart, nach welcher Methode das Volumen der Baselineemissionen jährlich bestimmt werden soll. Wird beispielsweise ein Kohlekraftwerk durch ein Biomassekraftwerk ersetzt, so wäre es denkbar, den durchschnittlichen Emissionsfaktor der nationalen Stromerzeugung als Baseline zu vereinbaren. Sinkt durch die Verbesserung des Kraftwerksparks der durchschnittliche Emissionsfaktor, so werden auch weniger Emissionsminderungseinheiten generiert. Steigt jedoch der Emissionsfaktor – z.B. aufgrund von im Laufe der Betriebsjahre sinkender Effizienz der fossilen Kraftwerke – so erhöht sich die Zahl der Emissionsminderungseinheiten, die durch das CDM-Projekt generiert werden.

Zweifellos sind dynamische Baselines eher mit dem Kioto-Protokoll vereinbar als statische Baselines, da bei dynamischen Baselines Emissionsminderungseinheiten wirklich nur dann zugeteilt werden, wenn sie auch generiert werden. Allerdings wird von Investorenseite eingewandt, dass aufgrund der geringeren Planungssicherheit bei dynamischen Baselines das Investitionsrisiko steigt. Derartige Unwägbarkeiten werden in der Regel durch entsprechende Risikoprämien kompensiert. Da es eine der elementaren Grundannahmen des Clean Development Mechanism ist, dass die in CDM-Projekten erzielbaren Vermeidungskosten substantiell niedriger sind als die Vermeidungskosten in Annex I-Staaten, kann jedoch erwartet werden, dass von diesen Projekten entsprechende Risikoprämien durchaus getragen werden können (Schwarze 2000b, S. 176f).

Eine Auswertung der AIJ-Pilotphase hat gezeigt, dass lediglich in 6% der AIJ-Projekt dynamische Baselines fixiert wurden (Schwarze 2000a, S. 263). Dies dürfte unter anderem allerdings auch darauf zurückzuführen sein, dass viele der AIJ-Projekte erheblich verzögert oder überhaupt noch nicht in der Praxis umgesetzt wurden. Auch die tatsächlich realisierten Projekte sind in der Regel noch nicht so lange implementiert, dass eine Revision der Baseline erforderlich wäre.

#### *4.2.1.1.5 Projektspezifische oder aggregierte Baselines*

Naheliegender ist zunächst, dass für jedes CDM-Projekt eine individuelle Baseline entwickelt wird. Dies dürfte jedoch mit erheblichem Aufwand verbunden sein, sodass ein großer Teil der Effizienzgewinne, die durch die Realisierung von CDM-Projekten erschlossen werden können, durch hohe Transaktionskosten kompensiert werden. Bei kleineren CDM-Projekten ist es durchaus denkbar, dass der Aufwand für die Baselinebestimmung höher liegt als die erzielbaren Effizienzgewinne. Es stellt sich deshalb die Frage, ob der Aufwand für die Erstellung von Baselines reduziert werden kann, in dem standardisierte Baselines für bestimmte Projektkategorien, Regionen oder Technologien, also sogenannte Benchmarks entwickelt werden können, die ohne weitere Überprüfung angewendet werden können sofern ein CDM-Projekt in die entsprechende Kategorie fällt.

Da nicht davon auszugehen ist, dass die relevanten CDM-Projekte die gleiche Kapazität oder Größe aufweisen, können solche aggregierten Baselines oder Benchmarks nur spe-

zifisch definiert werden. Damit sie auf verschiedene Projekte angewendet werden können, muss sichergestellt sein, dass die Output-Produkte der CDM-Projekte hinreichend homogen sind und miteinander verglichen werden können. Dies dürfte beispielsweise für die Stromerzeugung eher der Fall sein als für die Stahlerzeugung, da die unterschiedlichen Stahlqualitäten durchaus erhebliche Energieintensitäten aufweisen (OECD/IEA 2000, S. 33).

Auch die regionale Anwendbarkeit von Benchmarks ist je nach Sektor unterschiedlich. Während die Zementerzeugung weltweit nur geringe Unterschiede in der Treibhausgasintensität aufweist, ist die Varianz bei der Stromerzeugung von Land zu Land – ja in vielen Fällen sogar von Region zu Region – recht groß und kann keinesfalls vernachlässigt werden.<sup>61</sup> Globale Benchmarks sind deshalb nicht für die Stromerzeugung, wohl aber für die Zementherstellung denkbar. Fallstudien der OECD/IEA (2000, S. 33) haben jedoch gezeigt, dass es im Falle der Zementindustrie sinnvoll ist, zwischen Benchmarks für solche CDM-Projekte zu unterscheiden, bei denen ein Brennstoffwechsel erfolgt, und für solche bei denen der Prozess der Zementherstellung an sich optimiert wird.

Aufgrund der Vielzahl der technischen Möglichkeiten von CDM-Projekten ist es schwierig, konkrete Regeln für die Aggregation von Baselines zu entwickeln oder das jeweils optimale Aggregationsniveau zu bestimmen. Allgemein kann jedoch festgestellt werden: je heterogener die Inputs, Outputs und die Prozesse der betrachteten CDM-Projekte sind, umso niedriger muss das Aggregationsniveau sein. Je höher jedoch das Aggregationsniveau gewählt wird, desto geringer sind die Transaktionskosten für die Baselinebestimmung und desto höher ist die Wahrscheinlichkeit einer Abweichung vom Emissionsniveau, das realisiert worden wäre, wenn das CDM-Projekt nicht umgesetzt worden wäre.

Ausgehend von der bisherigen Darstellung kann der Eindruck entstanden sein, projektspezifische und aggregierte Baselines würden sich gegenseitig ausschließen. Dies ist jedoch keineswegs so, denn denkbar ist z. B., dass in einer projektspezifischen Baseline für ein CDM-Projekt zur Rehabilitierung einer Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlage der durchschnittliche Emissionsfaktor der gesamten Stromerzeugung des Gastlandes als aggregierte Baseline für die Stromerzeugung aus diesem Projekt aufgenommen wird. Andererseits können auch Baselines, die weitgehend auf aggregierten Werte aufbauen, projektspezifische Elemente enthalten. In der Praxis werden wohl eher derartige Mischformen anzutreffen sein, als rein projektspezifische oder rein aggregierte Baselines. Zudem dürfte die Entwicklung aggregierter Baselines zunächst vielfach noch an der Datenverfügbarkeit

---

<sup>61</sup> Eine einfache aggregierte Baseline für CDM-Projekte, in denen Strom erzeugt wird, kann aus dem durchschnittlichen Emissionsfaktor des relevanten Stromsystems abgeleitet werden. Dabei wird implizit unterstellt, dass das CDM-Projekt die Stromerzeugung aller anderen Erzeugungstechnologien anteilmäßig zurückdrängt. Tatsächlich wird in der Regel jedoch nur die sogenannte Grenzressource verdrängt, also die Ressource die eingesetzt wird um die letzte kWh zu erzeugen. Bei einer hohen Auslastung des Systems wird dies jedoch eine andere Ressource sein als bei einer mittleren Auslastung des Stromsystems. Meyers et al. (2000) haben basierend auf den geordneten Jahresdauerlinien eines Stromsystems und den Grenzkosten der einzelnen Ressourcen den 'Marginal Avoided GHG-Power'-Ansatz entwickelt, bei dem die einzelnen Grenzressourcen anteilig in einen Emissionsfaktor für das gesamte System einfließen. Bemerkenswert daran ist, dass dabei eine angemessene Balance zwischen geringen Datenanforderungen, Transparenz und Genauigkeit erzielt werden kann.

scheitern. Es scheint daher angemessen, zunächst vor allem mit projektspezifischen Baselines zu beginnen und nach und nach die dabei gesammelten Erfahrungen im Sinne eines "Learning by doing" in die Entwicklung aggregierter Baselines einfließen zu lassen.

Doch die Wahl zwischen projektspezifischen und aggregierten Baselines ist nicht allein eine technische Frage. Viele Entwicklungsländer sehen in der Festlegung nationaler Baselines eine implizite Fixierung von nationalen oder sektorspezifischen Reduktionszielen und sperren sich deshalb gegen die Aggregation, weil sie fürchten, dass ihr wirtschaftliches Wachstum dadurch eingeschränkt werden könnte. Da die Benchmarks praktisch jedoch nur als spezifische Werte definiert werden können, scheint diese Sorge unbegründet, denn die Produktionsmenge wird durch die Fixierung von Emissionsintensitäten (Benchmarks) letztlich nicht beschränkt (Schwarz 2000b, S. 179).

Eine wesentlich größere Hürde für die Nutzung aggregierter Baselines oder Baseline-Komponenten stellt allerdings die bereits angesprochene schlechte Datenverfügbarkeit in den meisten Sektoren vieler Entwicklungsländer dar. Etliche afrikanische Staaten verfügen beispielsweise nicht über eine nationale Energiebilanz. In vielen Ländern fehlen darüber hinaus entsprechende Produktionsstatistiken. Auch vor diesem Hintergrund ist eine Vorgehensweise vernünftig, bei der mit projektspezifischen Baselines begonnen wird, um später möglicherweise die Erfahrungen aus den Projekten zu aggregieren.

#### *4.2.1.1.6 Vor- und Nachteile der einzelnen Ausprägungen*

In Tabelle 9 sind die Vor- und Nachteile der jeweiligen Ausprägung der zuvor diskutierten Problemdimensionen der Baselinebestimmung noch einmal übersichtlich zusammengestellt.

Tabelle 9: *Problemdimensionen der Baselinebestimmung*

	Vorteile	Nachteile
<b>Minderungsziel</b>		
Spezifisch	<ul style="list-style-type: none"> <li>unabhängig von Entwicklung der Produktion</li> <li>aus Sicht der Investoren geringere Risiken</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>evtl. absolut steigende THG-Emissionen</li> </ul>
Absolut	<ul style="list-style-type: none"> <li>"reale" Emissionsminderungseinheiten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Begrenzung der Produktion</li> <li>Anreiz zur Übertreibung der Produktionsentwicklung</li> </ul>
<b>Abgrenzung</b>		
Nur direkte Effekte	<ul style="list-style-type: none"> <li>Baselineermittlung einfacher</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>evtl. Auftreten von "leakage"-Effekten</li> </ul>
Direkte & indirekte Effekte	<ul style="list-style-type: none"> <li>"reale" Emissionsminderungseinheiten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Baselinebestimmung aufwändiger, d.h. höhere Transaktionskosten</li> <li>schwierige Projektabgrenzung</li> </ul>
<b>Zeitlicher Bezug</b>		
Gegenwartsorientierung	<ul style="list-style-type: none"> <li>Baselineermittlung einfacher</li> <li>wenn Basisparameter des CDM-Projekt ähnlich, durchaus angemessen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>tendenziell höhere Baselines</li> </ul>
Zukunftsorientierung	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kompatibel mit dem Kioto-Protokoll</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Baselinebestimmung aufwändiger, d.h. höhere Transaktionskosten</li> </ul>
<b>Baselineanpassung</b>		
Fix	<ul style="list-style-type: none"> <li>aus Sicht der Investoren geringere Risiken</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>evtl. "irreale" Emissionsminderungseinheiten</li> </ul>
Revidiert	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kompatibel mit dem Kioto-Protokoll</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Zusätzliche Kosten durch Risikoprämie</li> </ul>
<b>Aggregationsniveau</b>		
Projektspezifisch	<ul style="list-style-type: none"> <li>notwendig, wenn keine Benchmarks vorhanden sind</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Baselinebestimmung aufwändiger, d.h. höhere Transaktionskosten</li> </ul>
Aggregiert	<ul style="list-style-type: none"> <li>Berücksichtigung indirekte Effekte möglich</li> <li>Baseline gut überprüfbar</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bestimmung des angemessenen Aggregationsniveaus unklar</li> </ul>

Quelle: *Schwarze 2000b, Zusammenstellung des Öko-Instituts*

Der Bewertung der einzelnen Ausprägungen in Tabelle 9 liegen folgenden Kriterien für die Bestimmung von Baselines zugrunde:

- *Ökologische und ökonomische Treffsicherheit:* Die Baselines sollten so gut wie möglich die Situation ohne die Realisierung des CDM-Projekte beschreiben; Ausprägung-



gen, bei denen deutliche Abweichungen hingenommen werden, sind im Hinblick auf die Erreichung des im Kioto-Protokoll vereinbarten Ziels problematisch.

- *Anreizstrukturen*: Manche Ausprägungen der Problemdimensionen setzen Anreize für die Investoren, z. B. zu hohe Angaben zu machen, wenn sie sich dadurch mehr Emissionsminderungseinheiten erhalten können; dies lässt sich zwar nie ganz vermeiden aber gerade deshalb sollten die Anreizstrukturen so gestaltet sein, dass derartige Optionen so gering wie möglich gehalten werden.
- *Transaktionskosten*: Die Baselinebestimmung ist – das dürfte bereits hinreichend deutlich geworden sein – ein zeit- und kostenaufwändiger Prozess; deshalb sind solche Ausprägungen von Vorteil, die eine zügige und eindeutige Baselinebestimmung ermöglichen.

Die Übersicht in Tabelle 9 zeigt deutlich, dass jede der diskutierten Ausprägungen Vor- und Nachteile hat und die Entscheidung über eine angemessene Baseline keineswegs trivial ist.<sup>62</sup>

Aufgrund der bisherigen Darstellung mag allerdings der Eindruck entstanden sein, es bestehe Wahlfreiheit hinsichtlich der jeweiligen Ausprägung. Dies trifft jedoch allenfalls bedingt zu. Sofern beispielsweise für eine konkrete Anlage notwendige Daten nicht verfügbar sind, muss zwangsläufig auf aggregierte Werte zurückgegriffen werden. Wenn für andere Parameter wiederum keine aggregierten Daten zur Verfügung stehen, müssen die konkreten Werte der bestehenden Anlage verwendet werden. Außerdem sind die Entscheidungsalternativen auch untereinander nicht unabhängig. Denn wenn beispielsweise eine gegenwartsorientierte Baseline gewählt wurde, ist die spätere Revision und Anpassung der Baseline meist nicht notwendig.

Darüber hinaus ist zu berücksichtigen, dass der Aufwand für die Erstellung in angemessenem Verhältnis zu den CERs stehen muss, die bei einem CDM-Projekt generiert werden können. Dieser Aspekt ist insbesondere für kleinere CDM-Projekte von Bedeutung, da hier der Aufwand für die Baselinebestimmung schnell den Wert der erzielbaren CERs übersteigen kann. Für kleinere CDM-Projekte sollten deshalb vereinfachte Regeln auf der Grundlage aggregierter und standardisierter Werte angewendet werden. Dementsprechend sollten größere CDM-Projekte allerdings auch detaillierter nachweisen, dass die Zertifizierung der Emissionsminderungseinheiten gerechtfertigt ist. Für größere CDM-Projekte sollten die Anforderungen an die Baselinebestimmung demzufolge auch höher angesetzt werden.

#### 4.2.1.2 *Verhandlungsstand*

Die Bestimmung der Baseline ist zweifelsohne eine der schwierigsten und konflikträchtesten Fragen der Klimaverhandlungen. Die Positionen reichen hier von einer weitgehende Laisser-faire Haltung, der zu Folge bei der Zulassung von CDM-Projekten ledig-

---

<sup>62</sup> Dies gilt umso mehr, wenn berücksichtigt wird, dass noch eine Reihe weiterer Fragen zu klären sind. Hier seien nur einige davon stichwortartig erwähnt: Laufzeit der Baselines, Projektabgrenzung, Bestimmung der Bezugsgröße, Ersatz/Erweiterung/Neubau, Projektkategorien, Datenverfügbarkeit etc. Eine ausführliche Darstellung und Diskussion dieser Fragen kann an dieser Stelle nicht geleistet werden. Hierzu wird auf die Analyse der OECD/IEA (2000) verwiesen.



lich drei Baselines vorgelegt werden müssen, von denen dann eine nach Ermessen der Projektbeteiligten ausgewählt werden kann, bis hin zu der Forderung nach detaillierten projektkategorieabhängigen Guidelines und einer Überprüfung und Zulassung durch die Administration des CDM (Executive Board, Artikel 12 (4) des Kioto-Protokolls).

Im Bonn Agreement wurde festgelegt, dass für kleiner CDM-Projekte vereinfachte Regeln angewendet werden, da sie gefördert werden sollen und auch kleinen Ländern der Zugang zu CDM-Projekten ermöglicht wird. Bei Projekten, die bestimmte Leistungsgrenzen nicht überschreiten, können standardisierte Baselines verwendet werden, die auf einem angemessenen Durchschnittswert aus Annex I-Staaten basieren. Dies gilt sowohl für Projekte im Bereich konventioneller Energienutzung oder -erzeugung wie auch für Erneuerbare Energien (Abschnitt 4.4).

Darüber hinaus sieht die aktuelle Definition vor, dass für die Baseline der niedrigste oder angemessenste Ansatz zu wählen ist (Betz 2001). Im Einzelnen bedeutet das,

- dass historische Emissionen lediglich für den Ersatz bestehender Emissionsquellen verwendet werden dürfen,
- dass ansonsten die Emissionen einer ökonomisch attraktiven Alternative unter der Berücksichtigung von Hindernissen (Kapitalverfügbarkeit, Wechselkursrisiken etc.) angesetzt werden sollte sowie
- dass für Projekte in den Bereichen Schwerindustrie und Strom- und Wärmeerzeugung Durchschnittswerte der letzten zwei bis fünf Jahre von Bestanlagen (Top 20%) in Annex I-Staaten bzw. den Gastländern angesetzt werden sollen.

Gegenwärtig wird mit der AIJ-Pilotphase in gewisser Weise zunächst ein inkrementeller Ansatz verfolgt. Dabei werden die Erfahrungen, die in den AIJ-Projekten bzw. Projektvorschlägen gemacht werden, im Sinne eines "learning by doing"-Ansatzes genutzt um die Methoden der Baselinebestimmung weiterzuentwickeln. Weitgehende Anerkennung genießt auch die Forderung, dass die verwendeten Methoden nachvollziehbar sein müssen und dass bei der Darstellung der Baselines eine gewisse Konformität notwendig ist, damit die Baselines vergleichbar sind. Deshalb wurden in Den Haag und Bonn Bedingungen (terms of reference) für die Entwicklung von Guidelines durch das IPCC verhandelt.

## 4.2.2 Joint Implementation

### 4.2.2.1 Sicherstellung der Zusätzlichkeit

Auf der Grundlage der bisherigen Erfahrungen aus der Pilotphase der AIJ liegen umfassende Auswertungen und Empfehlungen zur Sicherstellung der Zusätzlichkeit (additionality) der JI-Projekte gegenüber der Ohnehin-Entwicklung im Gastland vor.

Dabei ist die Frage, ob die Emissionsreduktion von JI-Projekten richtig eingeschätzt wird, für die Höhe der Gesamtemissionen der Annex I-Staaten unerheblich. Denn auf der Basis der Vereinbarung zwischen den beiden beteiligten Ländern wird lediglich eine be-

<sup>63</sup> FCCC/CP/2000/CRP.S/Add.1, 24 November 2000, S. 41f.

<sup>64</sup> Eine ausführliche Darstellung der Debatte um die Zusätzlichkeit erfolgt in Abschnitt 4.3.1.

stimmte Menge von ERUs an das Investorland übertragen. Die Menge der insgesamt von Annex I-Staaten emittierten Treibhausgase bleibt hiervon unberührt. Das Risiko, ob ein Projekt die berechnete Emissionsreduktion wirklich erbringt oder ob der erwartete Wert unter- oder überschritten wird, trägt alleine das Gastland. Daher ist die Frage der Sicherstellung der Zusätzlichkeit des Projektes eher zwischen dem Gastland und der Institution zu klären, die das Projekt im Lande durchführt.

Für die Vertragsparteien der Klimarahmenkonvention sind die Fragen der Zusätzlichkeit des Projektes bei CDM-Projekten sehr viel dringender, da hier das Gastland keiner Reduktionsverpflichtung unterliegt. Nicht zu vernachlässigen ist jedoch, dass z.B. einige osteuropäische Staaten für detaillierte Baseline-Richtlinien plädieren, um eine Übervorteilung durch die investierenden Staaten zu vermeiden. Andererseits fordern einige Entwicklungsländer, dass für JI und CDM vergleichbare Vorschriften angewendet werden, damit CDM hinsichtlich der Anforderungen an die Projekte und der Transaktionskosten keine Wettbewerbsnachteile gegenüber JI erfährt.

#### 4.2.2.2 *Vorschläge für "early JI crediting"*

Im Gegensatz zu CDM-Projekten können JI-Projekte vor dem Beginn der Verpflichtungsperiode des Kioto-Protokolls keine ERUs erzeugen. Insbesondere die Pilotprojekte der AIJ können auch in den Jahren 2008 bis 2012 keine Reduktionszertifikate für die Investoren erzeugen.

Insofern kommen zunächst nur zwei Gründe in Betracht, warum Investoren dennoch schon jetzt in JI-Projekten aktiv geworden sind:

- Sammlung von Erfahrungen in einer Pilotphase, die späteren Aktivitäten in der Verpflichtungsperiode zugute kommen werden;
- Verbesserung des Unternehmensimages durch die Profilierung mit freiwilligen JI-Projekten.

Verschiedene Länder haben darüber hinaus nationale Anreize für Unternehmen gesetzt, als Investoren an der Pilotphase der AIJ teilzunehmen (Michaelowa/Dixon/Abbron 1999). Hierbei wird im wesentlichen das Ziel verfolgt, das Wissen über die flexiblen Mechanismen des Kioto-Protokolls bei den Unternehmen im eigenen Lande zu stärken.

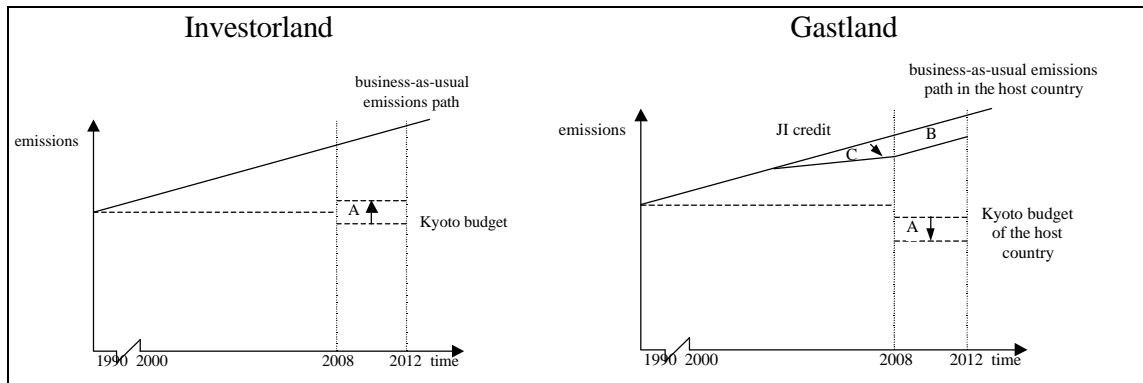
Von verschiedenen Seiten wurde vorgeschlagen, über die Regelungen des Kioto-Protokolls hinaus Mechanismen zu entwickeln, bei denen den Investoren von AIJ-Projekten für die in der AIJ-Pilotphase entwickelten Projekte Gutschriften für die Emissionsreduktion in der Verpflichtungsperiode von 2008 bis 2012 anerkannt werden (Michaelowa/Stronzik 1999).

Die Grundüberlegung dabei ist, dass Emissionsreduktionen, die ein JI-Projekt *vor der Verpflichtungsperiode des Kioto-Protokolls* erzeugt, zu einer Erhöhung der zulässigen Emissionen des Investorlandes *innerhalb der Verpflichtungsperiode* führen. Hierzu müsste das Gastland einen Teil seiner Emissionsrechte (Parts of Assigned Amounts) an das Investorland übertragen.<sup>65</sup> Dies ist in Abbildung 9 dargestellt.

---

<sup>65</sup> Unabhängig hiervon kann "early crediting" auch für Aktivitäten innerhalb eines Annex I-Staates diskutiert werden (Stronzik/Dette/Herold 2000).

Abbildung 9: Funktionsweise des "early JI crediting"



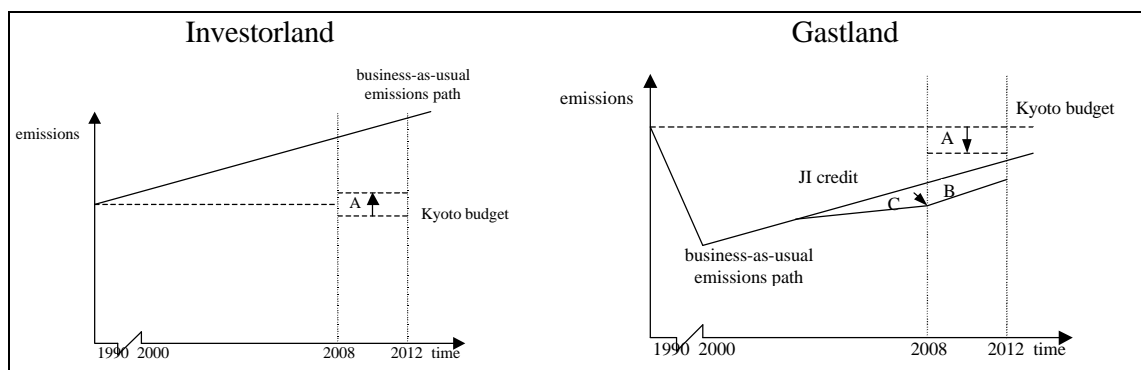
Quelle: nach Michaelowa/Stronzik 1999

Im einfachsten Falle ist die Menge der übertragenen Emissionsrechte (Fläche A) gleich groß wie die Menge der während der Verpflichtungsperiode vermiedenen Treibhausgasemissionen (Fläche B). Dieser Fall wäre ein "normales" JI-Projekt ohne "early crediting".<sup>66</sup> Wenn das Gastland einen Anreiz für die frühzeitige Investition geben möchte, so kann es mit dem Investorland eine Gutschrift A vereinbaren, die größer ist als B und die Emissionsminderungen vor der Verpflichtungsperiode berücksichtigt (Fläche C). In diesem Fall des sogenannten "early JI crediting" würde die Menge der übertragenen Emissionsrechte z.B. der Summe aus den Flächen B und C entsprechen. Dies ist allerdings für das Gastland nur sinnvoll, wenn es überzählige Emissionsrechte zur Verfügung hat, also das Kioto-Ziel (unter Einschluss des early JI-Projektes) unterschritten wird.

Aus diesem Grund wird "early JI crediting" insbesondere als Strategie zum Umgang mit der sogenannten "heißen Luft" diskutiert. Hierbei handelt es sich um Emissionsrechte von Transformationsökonomien, die aufgrund der wirtschaftlichen Umstrukturierungen seit Beginn der neunziger Jahre mit ihren Emissionen absehbar unterhalb ihrer Kiotoverpflichtungen liegen werden (Matthes/Herold 1998). Die Unterschreitung der Emissionspflichten basiert dabei nicht auf der erfolgreichen Umsetzung von Klimaschutzmaßnahmen, sondern ist vor allem auf den wirtschaftlichen Zusammenbruch und die Umstrukturierung der Volkswirtschaft zurückzuführen.

<sup>66</sup> An dieser Stelle wird zur Vereinfachung vernachlässigt, dass bei JI-Projekten in der Regel eine Aufteilung der insgesamt erzielten Emissionsreduktion zwischen Investor- und Gastland erfolgt, die mehr oder weniger mit einer anteiligen Finanzierung des Projektes durch beide Parteien korrespondieren kann.

Abbildung 10: "Early JI crediting" in einem Gastland mit "heißer Luft"



Quelle: nach Michaelowa/Stronzik 1999

Abbildung 10 verdeutlicht, dass diese Vorgehensweise auch in Staaten mit "heißer Luft" praktiziert werden kann. In diesem Falle würde das Volumen der "heißen Luft" durch das "early JI crediting" sogar reduziert, weil die durch den wirtschaftlichen Niedergang in der Verpflichtungsperiode frei gewordenen Emissionsrechte gegen "echte" Emissionsminderungen vor der Verpflichtungsperiode eingetauscht würden.

Auch wenn die ursprünglichen Motive dieses Ansatzes nachvollziehbar sind, so muss doch angezweifelt werden, ob die Transformationsstaaten interessiert sind, das Konzept des "early JI crediting" anzuwenden. Denn – sofern sich die "heiße Luft" tatsächlich gegen Devisen veräußern lässt – wäre dies gegenüber dem "Technologietransfer" im Rahmen des "early JI crediting" insofern vorteilhaft, als diese Mittel frei disponierbar sind. Darüber hinaus muss auch die Kompatibilität dieses Konzeptes mit dem Kioto-Protokoll stark angezweifelt werden. Denn dieses erlaubt erstens nicht die Anrechnung von Emissionsminderungen, die in AIJ-Projekten erzielt worden sind, und zweitens nicht die Anrechnung von Emissionsminderungen, die in JI-Projekte vor der ersten Verpflichtungsperiode erzielt worden sind.

### 4.2.3 Clean Development Mechanism

Der Beitrag des CDM zum internationalen Treibhausgashandel wird determiniert durch die jeweiligen Ausgestaltungsoptionen. Akzeptiert man den Umfang der Verhandlungstexte als Indikator für den Verhandlungsfortschritt und den Entwicklungsstand eines Instrumentes, so ist CDM zweifellos das umstrittendste und am wenigsten weit entwickelte Instrument der drei flexiblen Mechanismen. Denn die Verhandlungstexte zum CDM sind erheblich umfangreicher und enthalten zu den strittigen Fragen immer noch etliche Klammern mit alternativen Optionen, zu denen noch keine Einigung gefunden werden konnte. Dies ist insofern nicht verwunderlich, als die Anzahl der Akteure beim CDM (Annex I- und Nicht-Annex I-Staaten) größer ist als bei den anderen flexiblen Mechanismen und zudem die Interessen noch weiter divergieren als innerhalb der Annex I-Staaten.

Unterschiedliche Positionen vertreten beispielsweise die Industrieländer und die Entwicklungsländer im Hinblick auf die Frage, ob das CDM eher als ein bilaterales oder als ein multilaterales Instrument betrachtet werden soll (Abschnitt 4.2.3.2). Die Debatte um die

Auslegung der sogenannten *Zusätzlichkeit* (Abschnitt 4.2.3.1) steht in unmittelbarem Zusammenhang mit der Frage wie Baselines für CDM-Projekte bestimmt werden sollen. Ferner wird die Debatte um die Zulässigkeit verschiedener Projektkategorien (Abschnitt 4.2.3.3) bei den Klimaverhandlungen konträr diskutiert. Allerdings laufen auch hier die Konfliktlinien zum Teil quer durch die verschiedenen Ländergruppen, wohingegen das Problem der sogenannten "Low hanging fruits" (Abschnitt 4.2.3.4) insbesondere von den Entwicklungsländern adressiert wird.

#### **4.2.3.1 *Zusätzlichkeit***

Emissionsminderungen können gemäß Artikel 12 (5) des Kioto-Protokolls nur dann zertifiziert werden, wenn sie einen realen und langfristigen Beitrag zur Treibhausgasminde- rung leisten und wenn diese Minderungen zusätzlich zu den Treibhausgasminderungen erzielt werden, die auch ohne diese Maßnahme erreicht worden wären.

Diese Bedingungen für die Zertifizierung von Treibhausgasminderungen werden kurz als das *Additionality-* oder *Zusätzlichkeitskriterium* bezeichnet. Dieses Kriterium wird dabei in der Regel in drei Dimensionen interpretiert.

##### *4.2.3.1.1 Emissionsminderung*

Die zu zertifizierenden Emissionsminderungen eines CDM-Projektes müssen zusätzlich zu den Emissionsminderungen erfolgen, die erzielt worden wären, wenn das Projekt nicht realisiert worden wäre (*environmental additionality*). Dabei ist zu berücksichtigen, dass auch die Nicht-Annex I-Staaten, die die Klimarahmenkonvention unterzeichnet haben, gemäß Artikel 4 (1b) dazu verpflichtet sind, nationale Maßnahmen und Programme zur Verminderung des Treibhauseffektes im Rahmen ihrer Möglichkeiten durchzuführen. CDM-Projekte sollen also einen Treibhausgasminderungsbeitrag leisten, der über die nationalen Maßnahmen hinaus geht. Da die finanziellen Möglichkeiten der Nicht-Annex I-Staaten meist sehr begrenzt sind, ist der Beitrag nationaler Maßnahmen und Programme in der Regel kaum von Bedeutung (Schwarze 2000b, S. 166).

Gleichwohl muss das Kriterium der *Zusätzlichkeit* erfüllt sein. Ob ein CDM-Projekt das Kriterium der *environmental additionality* erfüllt, wird daran gemessen, ob die tatsächlichen oder prognostizierten Treibhausgasemissionen des Projektes unter den Emissionen bleiben, die zu erwarten wären, wenn das Projekt nicht realisiert worden wäre (*Baseline*). Die Formulierung im Konjunktiv lässt bereits erahnen, dass hier erheblicher Interpretationsspielraum besteht. Die zertifizierbaren Emissionsminderungen eines CDM-Projektes ergeben sich dann als Differenz zwischen den prognostizierten bzw. realisierten Projekt-emissionen und der *Baseline*.

##### *4.2.3.1.2 Investition*

Erfüllt ein CDM-Projekt das Kriterium der *environmental additionality* so ist dies nicht unbedingt hinreichend. Denn es sollte auch nachgewiesen werden, dass das Projekt nur durch die Erlöse aus den zertifizierten Emissionsminderungseinheiten letztlich zustande kommt und ohne diese Erlöse nicht realisiert worden wäre. Dieses Kriterium soll hier in

Anlehnung an Meyers (1999, S. 3f) als investive Zusätzlichkeit (behavioral additionality) bezeichnet werden.<sup>67</sup>

Hierdurch soll verhindert werden, dass Projekte die auch ohne die Erlöse aus den Emissionsminderungseinheiten wirtschaftlich sind, als CDM-Projekte anerkannt werden und auf diese Weise zusätzliche Profite aus dem Treibhausgashandel erzielen.<sup>68</sup>

Ob das Kriterium der behavioral additionality erfüllt ist, kann durch verschiedene Ansätze überprüft werden (Herold et al. 2000, S. 47f). Ist z.B. die interne Kapitalverzinsung des CDM-Projekts niedriger als die geforderte Verzinsung, so wäre das Kriterium der investiven Zusätzlichkeit erfüllt. Problematisch an diesem Ansatz ist jedoch, dass die geforderte interne Verzinsung von den projektinternen Risiken abhängt und darüber hinaus nur dem investierenden Unternehmen tatsächlich bekannt ist. Wenn hier zu hohe Angaben gemacht werden, so kann dies letztlich nicht falsifiziert werden.

Denkbar ist jedoch auch der Vergleich der Barwerte des CDM-Projekts und des Baseline-Projekts: ist der Barwert des CDM-Projekts kleiner als der des Baseline-Projekts, so ist das Kriterium der investiven Zusätzlichkeit erfüllt. Doch auch dieser Ansatz ist nicht unproblematisch, denn meist liegen die notwendigen Informationen für die Bestimmung des Barwerts des Baseline-Projekts nicht oder nicht in hinreichender Detaillierung vor. Außerdem liegen auch dem Barwertansatz unternehmensinterne Annahmen zu Grunde, die für Außenstehende allenfalls auf Plausibilität überprüft aber letztlich nicht verifiziert werden können.

Die Überprüfung der investiven Zusätzlichkeit ist also durchaus mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden und ist zudem noch abhängig davon, welche Art der Baseline zur Bestimmung der environmental additionality gewählt wurde. Die methodischen Probleme bei der Festlegung und Überprüfung der investiven Zusätzlichkeit führten dazu, dass dieses Kriterium in den Verhandlungen von der Umbrella-Gruppe abgelehnt wird und auch unter den EU-Mitgliedstaaten umstritten ist.

#### 4.2.3.1.3 *Entwicklungshilfe*

Die finanziellen Mittel zur Finanzierung der CDM-Projekte sollen außerdem zusätzlich zur offiziellen Entwicklungshilfe sein. Dieses Kriterium ist dann von Bedeutung, wenn die Mittel für das CDM-Projekt von staatlichen Stellen in den Annex I-Ländern bereitgestellt werden, denn von Seiten der Entwicklungsländer wird durchaus befürchtet, dass die offizielle Entwicklungshilfe der Annex I-Länder in CDM-Projekte umgeleitet werden

---

<sup>67</sup> Vielfach wird dieses Kriterium auch als finanzielle Zusätzlichkeit bezeichnet. Durch diese Bezeichnung kommt jedoch nicht hinreichend zum Ausdruck, dass hierbei vor allem das Entscheidungskalkül der Investoren von CDM-Projekten hinterfragt wird. Darüber hinaus besteht die Gefahr der begrifflichen Verwirrung, da auch die dritte Dimension der Zusätzlichkeit (Kapitel 4.2.3.1.3) vielfach als finanzielle Zusätzlichkeit bezeichnet wird.

<sup>68</sup> An sich ist dieses Kriterium durch die environmental additionality bereits abgedeckt, da in sich profitable Projekte bereits in der Baseline enthalten sein sollten, sodass durch sie keine zusätzlichen Emissionsminderungen erzielt werden können. Dies gilt jedoch nur, wenn der Vergleich mit einer projektspezifischen Baseline gezogen wird. Bei aggregierten Baselines für Sektoren, Regionen oder Technologiegruppen müsste deshalb der Nachweis der behavioral additionality projektspezifisch erbracht werden.



könnte, weil hierdurch Emissionsminderungseinheiten erzielt werden können (Meyers 1999, S. 5). Im Kontext der UNFCCC (1997, Ziffer 35ff) wird dieses Kriterium auch als *financial additionality* bezeichnet.

Für private Investitionen in CDM-Projekte ist dieses Kriterium nicht relevant, da private Investitionen in jedem Fall zusätzlich zur offiziellen, staatlichen Entwicklungshilfe fließen. Eine Überprüfung dieses Kriteriums ist schwierig, da hierzu das staatliche Budget für Entwicklungshilfe überprüft werden müsste. Ist es nicht gesunken oder sind zusätzliche staatliche Mittel für CDM-Projekte hinzugekommen, so dürfte das Kriterium als erfüllt gelten. Problematisch ist der Nachweis dieses Kriteriums jedoch, wenn das Entwicklungshilfebudget aus anderen Gründen sinkt. Die Überprüfung der Einhaltung des Kriteriums ist also durchaus mit erheblichen Schwierigkeiten behaftet und dürfte nicht für jedes CDM-Projekt eindeutig möglich sein.

#### 4.2.3.2 *Bilateraler versus multilateraler Ansatz*

Die Debatte um den bilateralen bzw. multilateralen Ansatz des CDM ist gewissermaßen schon bei der Entstehung des Mechanismus in Kioto angelegt worden. Brasilien brachte den Vorschlag für einen *Clean Development Fund* ein. Grundgedanke dieses Konzeptes war, dass Strafzahlungen der Annex I-Staaten, die fällig werden, wenn sie ihre Verpflichtungen nicht einhalten, in diesen Fonds fließen. Aus diesem Fonds sollte dann Technologietransfer an Nicht-Annex I-Staaten finanziert werden, um diese Länder für die Folgeschäden der Nichteinhaltung der Verpflichtung durch die Annex I-Staaten zu kompensieren. Demgegenüber drang die USA darauf, dass die Entwicklungsländer sobald als möglich in die bindenden Reduktions- bzw. Begrenzungsverpflichtungen einbezogen werden und dass auf allen Ebenen des Protokolls Marktmechanismen zum Einsatz kommen sollten. Als Kompromiss wurde dann der *Clean Development Mechanism* entwickelt, der einen Transfer von Emissionsgutschriften zwischen Nicht-Annex I- und Annex I-Staaten ermöglicht, die im Rahmen von Treibhausgasminderungsprojekten generiert werden (Schwarze 2000b, S. 150).

Während Brasilien – mit Unterstützungen der meisten Entwicklungsländer – von Beginn an also den *multilateralen Ansatz* beim CDM unterstützte, favorisierte die USA – mit Unterstützung der meisten OECD-Staaten – den *bilateralen Ansatz* des CDM.

Beim multilateralen Ansatz zahlen die Annex I-Ländern in einen Fonds ein und erhalten als Gegenleistung Emissionsminderungseinheiten. Dieser Fonds wird dann durch den CDM als Institution verwaltet. Dies hätte zur Folge, dass dieser Institution auch die Aufgabe der Projektauswahl zufallen würde. Die Initiative der Projektentwicklung läge bei den Entwicklungsländern. Sie erhoffen sich von diesem Ansatz, dass sie hierbei besser eigene Prioritäten setzen können und die nationale Souveränität gewahrt bleibt. Darüber hinaus könnte durch den multilateralen Ansatz eher gewährleistet werden, dass nicht nur einige wenige Länder von CDM-Projekten profitieren sondern auch kleinere Länder entsprechende Projekte zugeteilt bekommen und dass die Förderung einer nachhaltigen Entwicklung nicht gegenüber dem Ziel der Treibhausgasminderung vernachlässigt wird.

Die Industrieländer befürchten, dass beim multilateralen Ansatz eine aufwändige Verwaltung und Administration entstehen könnte, die letztlich hohe Transaktionskosten verursachen würde. Sie favorisieren deshalb den bilateralen Ansatz, bei dem die Initiative der



Projektentwicklung vor allem bei den privaten Investoren liegen. Neben einer effizienten Steuerung des CDM durch die Koordinierungsfunktion des Marktes ist der bilaterale Ansatz für Investoren auch deshalb attraktiv, weil sie mit der Durchführung von CDM-Projekten vielfach auch andere strategische Ziele wie z. B. die Erschließung von Absatzmärkten verfolgen.

Da das Kioto-Protokoll bezüglich dieser Ansätze keine Festlegung trifft, zieht sich die Auseinandersetzung um die beiden Ansätze bis heute durch den Verhandlungsverlauf. Parallel zu den eher am bilateralen Ansatz orientierten Projekten der AIJ-Pilotphase (Abschnitt 3.2.1) wird auch der multilaterale Ansatz weiter verfolgt. Dies wird am Prototype Carbon Fund deutlich (Abschnitt 3.2.2), an dem sowohl private Investoren als auch Regierungen der Annex I-Staaten beteiligt sind und der nach dem Prinzip des multilateralen Ansatzes CDM-Projekte in Nicht-Annex I-Staaten aus den Einlagen der Mitglieder finanziert.

#### **4.2.3.3 Zulässigkeit von Projekten**

Technisch betrachtet gibt es zahlreiche Optionen zur Treibhausgasminderung. Doch viele Projekte, von denen behauptet wird, dass sie zur Treibhausgasminderung beitragen, haben keinen messbaren Effekt, einige möglicherweise sogar negative Effekte. Darüber hinaus könnten einige Projekte zwar zur Treibhausgasminderung beitragen, aber nicht kompatibel mit dem Ziel der nachhaltigen Entwicklung sein (z. B. große Wasserkraft- oder Atomkraftwerke) oder gegen sonstige ökologische und soziale Ziele verstoßen.

Um dies zu vermeiden müssen Kriterien zur Zulässigkeit von Projekten (project eligibility) gefunden werden, durch die ausgeschlossen werden kann, dass solche Projekte Emissionsminderungseinheiten erhalten, die real keine Treibhausgasminderungen bewirken oder dem Ziel einer nachhaltigen Entwicklung widersprechen. Derartige Kriterien können z. B. bei der technischen Kategorie oder der Größe (Leistung, Umsatz etc.) von Treibhausgasminderungsprojekten ansetzen.

---

<sup>69</sup> Dieser Ansatz entspricht interessanterweise wieder sehr stark der ursprünglichen Motivation des brasilianischen Vorschlags.

Tabelle 11: Projektkategorien in der AIJ-Pilotphase

<p><b>Energieangebot</b></p> <p><b>Stromerzeugung</b>  Erneuerbare Energien  Kraftwerke mit niedriger Kohlenstoffintensität (Brennstoffwechsel)  Rehabilitierung von Kraftwerken  Verbesserung von Stromübertragung und -verteilung</p> <p><b>Fossile Brennstoffe</b>  Verbesserung von Gasleitungsnetzen  Reduktion von Abfackelung  Auffangen/Nutzen von Grubengas</p> <p><b>Fernwärme</b>  Effizienzverbesserung/Brennstoffwechsel</p> <p><b>Energienachfrage</b></p> <p><b>Stoffe/Produkte</b>  Reduktion energieintensiver Produkte</p> <p><b>Anlagen und Geräte</b>  Nachfrageseitige Maßnahmen bei Haushaltsgeräten  Effizienzverbesserung bei Kesseln  Verbesserung der Fahrzeugeffizienz  Brennstoffwechsel zu Erneuerbaren Energien  Brennstoffwechsel zu Ergas</p> <p><b>Infrastruktur und sonstiges</b>  Isolierung der Gebäudehülle  Wechsel der Verkehrsträger (Modal split)  Siedlungsstruktur</p> <p><b>Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft</b>  Aufforstung, Wiederbeforstung  Waldschutzmaßnahmen  Landwirtschaft</p>
---

Quelle: Lazarus et al. 1999, S. 20

Basierend auf den bis 1998 angemeldeten Projekten in der AIJ-Pilotphase haben Lazarus et al. (1999, S. 20) eine Kategorisierung von Projekten zur Treibhausgasminderung entwickelt (Tabelle 11). Über diese Kategorien hinaus können grundsätzlich natürlich auch in den anderen Kategorien, die im Rahmen der Treibhausgasberichterstattung gemäß den IPCC Guidelines erfasst werden, Minderungsprojekte realisiert werden. Denkbar wären also auch Projekte in den Kategorien Industrieprozesse, Lösungsmittel, Abfallbeseitigung und Bunkertreibstoffe. Diese Kategorien differenzieren sich zum Teil wiederum in etliche Sub-Kategorien. Die Kategorie "Erneuerbare Energiequellen" beispielsweise differenziert sich in Wasserkraftnutzung, Windkraftnutzung, Biomassenutzung, Solarenergienutzung, Nutzung geothermischer Energie etc. Einzelne Minderungsprojekte können natürlich auch in mehrere der genannten Kategorien gleichzeitig fallen. So würde beispielsweise die Umstellung und Rehabilitierung eines kohlebasierten Fernwärmenetzes auf Biomasse sowohl unter die Kategorie, Energieeffizienz als auch Erneuerbare Energiequellen und Brennstoffwechsel fallen.

Die Differenzierung in Projektkategorien ist insofern von Bedeutung, als hier im Hinblick auf die oben genannten Kriterien besonders problematische Projektkategorien identifiziert und Regeln zum Umgang damit entwickelt werden könnten.

Besonders umstritten sind vor allem CDM-Projekte der Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (Abschnitt 4.3.1) sowie die Nutzung von Atomenergie, aber auch von der Zulässigkeit von großen Wasserkraftprojekten oder Kohletechnologien. In der Vergangenheit wurden von den verschiedenen Vertragsparteien zwei verschiedene Ansätze zum Umgang mit den mit diesen Projektkategorien verbundenen Projekten verfolgt. Der eine Ansatz bestand darin, die problematischen Projektkategorien im Sinne einer Negativliste grundsätzlich auszuschließen. Der andere Ansatz benennt im Sinne einer Positivliste vor allem die Projektkategorien, die insgesamt unstrittig sind und schließt dadurch die problematischen Projektkategorien gewissermaßen indirekt aus.

Der Ansatz einer Positivliste wird auch von Deutschland und der EU unterstützt. Der von der EU unterbreitete Vorschlag betont, dass die Vertragsstaaten Technologien in der Weise nutzen sollen, dass negative ökologische und soziale Effekte minimiert werden und schlägt vor, dass eine Positivliste mit ökologisch verträglichen Technologien entsprechend folgender Projektkategorien beschlossen wird:

- Erneuerbare Energien: Solarenergie, Windenergie, Nachhaltige Biomasse, geothermische Wärme und Stromerzeugung, kleine Wasserkraftanlagen, Wellen- und Gezeitenkraftwerke, Umgebungswärme, Abwärmenutzung von Biomasse einschließlich Deponiegas;
- Energieeffizienz: fortschrittliche Technologien der Kraft-Wärme-Kopplung und gasbefeuerter Kraftwerke; signifikante Verbesserungen bestehender Energieerzeugung; Nutzung fortschrittlicher Technologien und/oder signifikante Verbesserungen bei Industrieprozessen, Gebäuden, Übertragungsleitungen, Transport und Verteilung; effizientere und weniger verschmutzende Verkehrsmittel im öffentlichen Verkehr (Personen und Güter) und Verbesserung oder Ersatz bestehender Fahrzeuge;
- Management der Energienachfrage (Demand side management): Senkung des Energieverbrauchs in den Sektoren Haushalt, Handel, Gewerbe, Dienstleistungen, Transport und Verkehr.<sup>70</sup>

Diese Position der EU wurde von Ungarn unterstützt. Japan, Kanada, die USA, Australien und Saudi-Arabien lehnten Positivlisten vollständig ab. Die G 77 und China vertraten die Position, die CDM-Gastländer allein über die Zulässigkeit von Projekten entscheiden zu lassen. Im Laufe der Verhandlungen zeigte sich aber, dass die Mehrheit der Vertragsstaaten gegen Positivlisten war (ENB 2000, Vol. 12 No. 163, S. 12).

Im Bonn Agreement konnte allerdings eine Einigung im Hinblick auf den Ausschluss der Nutzung von Atomenergie im Rahmen von JI- und CDM-Projekten erzielt werden. Darüber hinaus wurden vereinfachte Regeln für die Anerkennung von kleineren Projekten (small-scale projects) sowie die begrenzte Zulassung von Aufforstungs- und Wiederaufforstungsprojekten im CDM verabschiedet (Abschnitt 4.4).

#### 4.2.3.4 "Low hanging fruits"

Von Entwicklungsländern wird vielfach die Befürchtung geäußert, dass die Annex I-Staaten beim CDM vor allem die besonders preisgünstigen Optionen zur Emissionsmin-

---

<sup>70</sup> FCCC/SB/2000/CRP.14/Add.1 (Volume 2) Page 2f.

derung realisieren würden. Wenn die Entwicklungsländer dann beispielsweise in der zweiten Verpflichtungsperiode selbst Reduktions- oder Begrenzungspflichten unterworfen sind, stehen ihnen diese günstigen Optionen nicht mehr zur Verfügung. Bildlich gesprochen "picken die Annex I-Staaten die Rosinen aus dem CO<sub>2</sub>-Minderungskuchen" bzw. pflücken die besonders niedrig hängenden Früchte und lassen die höher hängenden Früchte zurück. Im anglo-amerikanischen Sprachraum wird dieses Problem deshalb auch als "low hanging fruits"-Debatte bezeichnet.

Zunächst ist dieses Argument nicht ganz von der Hand zu weisen. In der Tat haben die Industrieländer ein Interesse daran, möglichst günstige Optionen zur Treibhausgasminde- rung zu realisieren. Denn dieses Interesse war ja schließlich die primäre Motivation für die Einführung der flexiblen Mechanismen. Sie werden deshalb besonders günstige Opti- onen zur Treibhausgasminde- rung vorziehen und weniger günstigere Optionen zunächst zurückstellen.

Allerdings sind die Entwicklungsländer diesem Prozess nicht völlig ausgeliefert, denn schließlich könnten die Entwicklungsländer ihre Zustimmung zu diesen besonders güns- tigen Projekten verweigern um sie später selbst zu realisieren. Projekte, bei denen ledig- lich die Betriebsweise und das Management einer Anlage geändert wird, ohne dass hierzu Investitionen notwendig wären, Projekte mit einem Refinanzierungszeitraum von weni- ger als zwei Jahren sowie Projekte mit besonders niedrigen oder sogar negativen Treib- hausgasvermeidungskosten (no regret) könnten aus dem Optionsportfolio der nationalen CDM-Projekte ausgeschlossen werden. Alternativ hierzu wäre auch denkbar, dass die Entwicklungsländer bei "low-hanging-fruit"-Projekten einen (größeren) Anteil der gene- rierten Emissionsgutschriften einfordern, um diese in späteren Verpflichtungsperioden einsetzen zu können.

Dabei ist jedoch zu bedenken, dass die einzelnen Entwicklungsländer nicht isoliert han- deln, sondern untereinander im Wettbewerb stehen. Wenn einige Länder low-hanging- fruits-Projekte ausschließen, andere Länder dagegen nicht, so werden die zuerst genann- ten Länder nur einen vergleichsweise geringen Anteil des weltweiten CDM-Volumens akquirieren können. Sofern diesbezüglich keine allgemein akzeptieren Regeln geschaffen werden, könnte der Wettbewerb zwischen den Entwicklungsländern dazu führen, das sich derartige Regeln individuell nur begrenzt durchsetzen lassen, da sie eine Schmäle- rung der durch CDM erzielbaren Finanzierungsmittel zur Folge hätten. Grundsätzlich obliegt es jedoch der Souveränität der einzelnen Länder sich für die eine oder andere Strategie zu entscheiden.

Darüber hinaus deutet einiges darauf hin, dass das "low-hanging-fruits"-Problem an Be- deutung abnimmt, wenn sich ein globaler Markt für Emissionsrechte und Emissionsmin- derungseinheiten herausgebildet hat und der Weltmarktpreis für diese Rechte sich deut- lich oberhalb der Kosten von "low-hangig-fruits"-Projekten einpendelt. Da die Entwick- lungsländer die Emissionsgutschriften nicht zu den Kosten sondern zum Weltmarktpreis veräußern, können sie die Differenz zwischen dem Weltmarktpreis und den konkreten Vermeidungskosten des Projekt als zusätzlichen Ertrag verbuchen. Dieser Ertrag kann entweder unmittelbar zur Finanzierung von Entwicklungsprojekten eingesetzt werden oder für die Finanzierung zukünftiger Reduktions- oder Begrenzungsverpflichtungen reserviert werden. Wie sich jedoch der Weltmarktpreis für Emissionsrecht und Minde- rungsgutschriften entwickeln wird, hängt nicht zuletzt davon ab, welche Regeln im Hin-

blick auf CDM-Projekte mit besonders günstigen Treibhausgasvermeidungskosten z. B. im Bereich Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (Abschnitt 4.3.1) zukünftig festgelegt werden.

Auch aus einem anderen Grund kann die Relevanz des "low-hanging-fruits"-Problems in Frage gestellt werden. Denn durch die Realisierung von CDM-Projekten wird der Entwicklungsfortschritt dieser Länder im Hinblick auf Treibhausgasvermeidung beschleunigt. Sie können gewissermaßen einen langwierigen Lernprozess überspringen (leapfrogging) und werden hierdurch in die Lage versetzt, dann, wenn sie selbst quantitativen Verpflichtungen unterliegen, eigenständig zahlreiche kostengünstige Projekte zur Treibhausgasminderung zu entwickeln. Der mit der Realisierung von CDM-Projekten verbundene technologische Fortschritt könnte also letztlich neue "low-hanging-fruits" "wachsen" lassen, die möglicherweise sogar noch niedriger hängen als die gegenwärtigen.

Alles in allem zeigt also die Debatte, dass das Problem der "low-hanging-fruits" nicht überbewertet werden sollte. Andererseits deuten aber etliche Argumente darauf hin, dass die damit verbundenen Befürchtungen unbegründet sind. Eine abschließende Bewertung ist allerdings erst möglich, wenn wesentliche Rahmenbedingungen, wie z. B. die eingeschränkte oder uneingeschränkte Berücksichtigung von Projekten zu Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft abschließend geklärt sind und demzufolge hinreichend klare Erwartungen über das Volumen und die zu erwartenden Preise für Emissionsrechte und Emissionsgutschriften entwickelt werden können.

### 4.3 Übergreifende Aspekte

Die Rolle und die Bedeutung der flexiblen Mechanismen hängt nicht allein ab von der Ausgestaltung der einzelnen Instrumente. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf das potenzielle Volumen des Weltmarktes für Emissionsrechte und Emissionsgutschriften. Vor allem die Ausgestaltung zweier Aspekte, die gegenwärtig in den Klimaverhandlungen beide noch heftig umstritten sind, dürfte erheblichen Einfluss auf das zu erwartende Marktvolumen für die flexiblen Mechanismen haben.

Dies ist zum einen die Frage in welcher Weise Aktivitäten im Bereich Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft berücksichtigt werden (Abschnitt 4.3.1). Denn das Marktvolumen wird angebotsseitig davon beeinflusst, in welcher Weise Senken in CDM-Projekten anerkannt werden. Nachfrageseitig wird das Marktvolumen dadurch bestimmt, inwieweit in den Annex I-Staaten die Anrechnung von Aufforstung, Wiederaufforstung und Entwaldung sowie von zusätzlichen Aktivitäten im Bereich Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft ermöglicht wird. Andererseits vertreten verschiedene Vertragsstaaten die Position, dass der Beitrag der flexiblen Mechanismen zur Pflichterfüllung begrenzt werden müsse, da die flexiblen Mechanismen laut Kioto-Protokoll nur ergänzend zu Minderungsmaßnahmen im Inland eingesetzt werden dürfen (Abschnitt 4.3.2). Es ist unmittelbar einleuchtend, dass derartige Begrenzungen das Volumen des Weltmarkts für Emissionsrechte und Emissionsgutschriften entscheidend beeinflussen.

### 4.3.1 Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft (Senken)

#### 4.3.1.1 Senken im CDM

Artikel 12 des Kioto-Protokolls, der den Clean Development Mechanisms regelt, schließt Projektaktivitäten ein, aus denen sich zertifizierte Emissionsreduktionen ergeben. Einige Vertragsstaaten sehen in dieser Sprachregelung Projekte zur Schaffung oder Erhaltung von Treibhausgasenken eingeschlossen, andere schließen dieses aus.

Wichtige Argumente für den Ausschluss von Senkenprojekten aus dem CDM:

1. *Dauerhaftigkeit:* Ersatz von Emissionsreduktion in Industrieländern durch Aufforstung in Entwicklungsländern ist nicht dauerhaft wirksam, da CO<sub>2</sub>-Bindung nur vorübergehend ist und C-Bindung durch Bäume jederzeit durch natürliche oder anthropogene Einflüsse rückgängig gemacht werden kann (Feuer, Krankheiten, Schädlinge, Rodung, Klimawandel etc.). Technische Innovation zur Vermeidung von CO<sub>2</sub>-Emissionen führen dagegen dauerhaft zu geringeren CO<sub>2</sub>-Emissionen in die Atmosphäre. Die Reversibilität unterscheidet Senkenprojekte grundsätzlich von anderen CDM-Projektkategorien. CDM-Projekte haben eine definierte Laufzeit. Nach Ende dieser Laufzeit ist der Weiterbestand der Senkenwirkung nicht gewährleistet.
2. *Unsicherheiten:* Es bestehen große methodische und technische Unsicherheiten bei der Messung und Beobachtung der CO<sub>2</sub>-Einbindung durch Senkenprojekte (vor allem auch der Kohlenstoffveränderungen in Böden) und bei der Bestimmung der Zusätzlichkeit der Projekte (z.B. Unterscheidung zwischen menschlichem und natürlichem Einfluss, es könnte zu CDM-Gutschriften für Wälder kommen, die bereits unter Schutz stehen, oder für Waldbaupraktiken, die sowieso durchgeführt würden oder für Waldbranchen in den Aufwuchszyklen bei Wanderfeldbau). Die Datenlage in Entwicklungsländern ist im Waldbereich zum Teil extrem schlecht, teilweise stammen die "neuesten" Daten über die Waldflächen aus den 70er- oder 80er-Jahren. In vielen Entwicklungsländern gibt es keine Waldinventare, keine funktionierende Forstverwaltung und keine klare nationale Waldpolitik. Vor diesem Hintergrund an mangelnden Daten und Institutionen ist ein dauerhafter Erfolg von Senkenprojekten im CDM nicht gewährleistet. Die Unsicherheiten betreffen aber auch die Kostendaten von Senkenprojekten, das Fehlen von langfristigen Erfahrungen mit Senkenprojekten oder ein unzureichender Kenntnisstand hinsichtlich der Auswirkungen von Senkenprojekten auf die Biodiversität.
3. *Ausmaß und Potenzial der Senkenprojekte im CDM:* Der IPCC Sonderbericht zu Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft schätzt das Potenzial von Senkenprojekten im CDM während der ersten Verpflichtungsperiode auf 21% der Emissionen der Annex I-Staaten im Basisjahr 1990. Würden diese Projekte tatsächlich in solch hohem Umfang durchgeführt werden, so würde der Anreiz zu CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen in den Industriestaaten deutlich sinken. Vor allem Projekte zur Vermeidung von Rodungen könnten sehr kostengünstig und in großem Umfang durchgeführt werden und daher in großem Umfang nationale Treibhausgasreduktionen in den Industriestaaten ersetzen. Dies bedeutet, dass durch die Einbeziehung von Senkenprojekten in den CDM, die im Kioto-Protokoll festgelegten Reduktionsziele der Annex I-Staaten in erheblichem Maß unterlaufen werden könnten.



4. *Kostenkonkurrenz*: Viele Studien veranschlagen die Kosten für die C-Einbindung in Senkenprojekte in Entwicklungsländern wesentlich geringer als die Kosten für CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen im Energiesektor. Dies kann dazu führen, dass keine Anreize mehr für eine nachhaltige Energie- und Verkehrspolitik in Entwicklungsländern über den CDM gegeben werden.
5. *Leakage (Schwund, Verlust)*: Bei Gebieten mit hohem Nutzungsdruck auf die Wald- und Landressourcen (z. B. für landwirtschaftliche Anbauflächen, Holzexport, Brennholz, Siedlung) ist es wahrscheinlich, dass ein Walderhaltungs- oder Aufforstungsprojekt an einer Stelle lediglich den Nutzungsdruck auf ein anderes Waldgebiet verlagert, das dann an Stelle des geschützten Waldes gerodet wird. Netto ergibt sich damit kein positiver Effekt für die Atmosphäre.
6. *Nur Senken, nicht Emissionen berücksichtigt*: Aufforstungs- und Walderhaltungsaktivitäten in Entwicklungsländern würden Berücksichtigung finden, nicht jedoch Abholzungsaktivitäten der Industriestaaten in den CDM-Gastländern bzw. die Rodungsaktivitäten der Entwicklungsländer selbst. Hierdurch entstünde ein Anreiz, zuerst Wälder für den Holzexport zu roden, um dann auf diesen Flächen CDM-Aufforstungsprojekte durchzuführen.
7. *Anreize zu Walderhalt durch nationale Forstpolitik in Entwicklungsländern sinken*: Bei Walderhaltungsprojekten besteht die Gefahr, dass Entwicklungsländer generell für den Walderhalt entsprechende Kompensationszahlungen durch die Industriestaaten fordern, wenn im Rahmen von CDM damit begonnen wird. Aktivitäten zur Entwicklung einer nachhaltigen Waldbewirtschaftung und des Walderhaltes auf nationaler Ebene außerhalb des CDM werden nicht gefördert, entsprechende bisherige Anreize könnten verloren gehen.
8. *Mögliche negative Folgen für nachhaltige Entwicklung*: Bestimmte Projekttypen wie z. B. Monokulturplantagen können negative Umweltfolgen (z. B. auf den Wasserhaushalt oder die Biodiversität) haben.

#### Wichtige Argumente für den Einschluss von Senkenprojekten in den CDM

1. *Balance innerhalb des Kioto-Protokolls*: Senken sind in anderen Mechanismen des Kioto-Protokolls eingeschlossen (JI Artikel 6), daher sollten sie allgemein im Protokoll eingeschlossen sein. Die Schaffung und der Erhalt von Treibhausgasenken sind außerdem generelle Ziele der Klimarahmenkonvention.
2. *Kosteneffizienz*: Senkenprojekte bieten besonders kosteneffiziente Potenziale zur Reduktion des CO<sub>2</sub> in der Atmosphäre. Diese kosteneffizienten Potenziale sollen genutzt werden.
3. *Vergleichbare Projektkategorie*: Es gibt keine grundsätzlichen Unterschiede zwischen Senken-CDM-Projekten und anderen CDM Projekten.
4. *Fortsetzung bisheriger Entscheidungen*: Senkenprojekte waren in der AII-Pilotphase eingeschlossen und sollten auch unter dem Kioto-Protokoll eingeschlossen werden.

5. *Positive Effekte neben der Kohlenstoffeinbindung:* Senkenprojekte können viele positiven Nebeneffekte (Biodiversität, Walderhalt, nachhaltige Forstwirtschaft, ländliche Entwicklung) zusätzlich zur Kohlenstoffeinbindung haben.
6. *Finanzbedarf für Waldprojekte:* CDM trägt zu dringend notwendiger Finanzierung nachhaltiger Waldprojekte in Entwicklungsländern bei.
7. *Ausgeglichene Teilnahmeoptionen:* Senkenprojekte bieten Teilnahmeoptionen für die afrikanischen Staaten, die kaum Potenziale für Energieprojekte aufweisen.
8. *Methodische Probleme lösbar:* Die methodischen Probleme hinsichtlich Unsicherheiten, Risiken und "leakage"-Effekten sind lösbar. Viele Lösungsansätze wurden im IPCC Sonderbericht zu Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft diskutiert.
9. *Zeitlicher Spielraum:* Auch eine lediglich vorübergehende Kohlenstoffeinbindung verschafft einen größeren zeitlichen Spielraum, um die Emissionsreduktionen in anderen Sektoren zu erreichen.

Die von den einzelnen Staaten vertretenen Positionen im Hinblick auf die Nutzung von Senkenprojekten im CDM können folgendermaßen skizziert werden:

*EU:* Der EU Ministerrat hat sich deutlich gegen den Einschluss von Senkenprojekten in den CDM ausgesprochen. Bedenken werden insbesondere hinsichtlich der Höhe möglicher Gutschriften, der Risiken und der Unsicherheiten dieser Projekte vorgebracht. Der Schwerpunkt des CDM soll bei Maßnahmen zur Emissionsminderung liegen, da die Senkenprojekte keine gleich sichere Reduktionsstrategie bieten und die Projekte mit zu vielen Unsicherheiten verbunden sind. Die Positionen innerhalb der EU sind jedoch nicht einheitlich. Die Niederlande und Frankreich sind für den Einschluss von Senken im CDM, andere EU-Staaten neigen mindestens zu der Ansicht, dass die strenge Ablehnung nicht erfolgreich sein wird und deshalb über mögliche Kriterien für den Einschluss von Senken diskutiert werden muss.

*USA und übrige Umbrella-Gruppe:* Die Umbrella-Gruppe<sup>71</sup> befürwortet den Einschluss von Senkenprojekten im CDM. Senken eröffnen die "billigsten" CDM-Projektaktivitäten und müssen bereits aus Gründen des effizienten Ressourceneinsatzes eingeschlossen werden.

*G 77:* Die Positionen der Staaten der G 77 sind sehr unterschiedlich. Es gibt einige Staaten, die Senken im CDM deutlich ablehnen (AOSIS, China, Indien, Malaysia), aber auch sehr starke Befürworter von Senken im CDM (Gruppe von lateinamerikanischen Staaten). Zu den Befürwortern zählen vor allem diejenigen Staaten, in welchen bereits AII-Senkenprojekte stattfanden. Peru und Brasilien stehen Walderhaltungsprojekten im CDM stark ablehnend gegenüber. Die Positionen in der Gruppe der afrikanischen Staaten ist ebenfalls gemischt, einige befürworten Senkenprojekte im CDM (z.B. Uganda), andere lehnen diese ab (z.B. Nigeria). Einige Entwicklungsländer (z.B. Mexiko) überlegen strategisch, ob der Ausschluss von Senken nicht ratsam ist, wenn die Staaten Energieprojekte im Rahmen des CDM durchführen wollen (Kostenkonkurrenz). Eine weitere Gruppe

---

<sup>71</sup> Die sogenannte Umbrella-Gruppe umfasst die USA, Japan, Kanada, Australien und Neuseeland.

von Entwicklungsländern will den Einschluss von Senken in den CDM an strikte Kriterien binden (Mexiko, Korea, Indonesien).

*NGOs:* Ablehnung von Senken im CDM bei der Mehrzahl der Umwelt-NGOs, (WWF, Greenpeace, FoE und andere) einige US-NGOs zählen jedoch zu den Befürwortern (z. B. EDF, Nature Conservancy).

Auswirkungen von Senkenprojekten im CDM auf die flexiblen Mechanismen:

Die Schätzungen zu den Kosten der Senkenprojekte variieren zwischen wenigen Cents pro Tonne Kohlenstoff bis zu 50 US\$/t C. Der IPCC Sonderbericht zu Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft gibt die Kosten der meisten Projekte im Bereich zwischen 0,2 US\$/t C und 28 US\$/t C für tropische Breiten an. Daten aus Kolumbien, wo eine breite Palette möglicher CDM-Senkenprojekte untersucht wurden, kommen zu einem durchschnittlichen Marktpreis von 10 US\$/t C.

Wie bereits unter den Argumenten gegen den Einschluss von Senken aufgeführt wurden, könnten Senkenprojekte aufgrund ihres generell angenommenen Kostenvorteils Energieprojekte innerhalb des CDM verdrängen, wenn man davon ausgeht, dass Investoren in CDM-Projekten vor allem an kostengünstigen Emissionsreduktionen interessiert sind. Dieser Verdrängungswettbewerb unter den Projektkategorien ist durchaus im Sinne des ursprünglichen Begründungszusammenhangs für CDM- und JI-Projekte, dass diese die Kosteneffizienz der Umsetzung des Protokolls steigern. Der Kostenvorteil führt in diesem Fall jedoch auch dazu, dass die anderen Probleme (z. B. Unsicherheiten, Leakage, Risiken), die die Senkenprojekte auszeichnen, in überproportionalem Maß auftreten werden, und hierdurch die eigentliche Zielerreichung des Kioto-Protokolls gefährdet werden kann.

Das Ausmaß und das Potenzial des Senkenprojekte im CDM wird vom IPCC auf 21 % der Emissionen der Annex I-Staaten im Basisjahr 1990 geschätzt (s.o.). Diese Schätzung spiegelt jedoch das technisch-physikalische und nicht das ökonomische Potenzial dieser Projektkategorie wider. Nicht alle potenziellen Projekte sind tatsächlich zu Marktpreisen während der ersten Verpflichtungsperiode realisierbar und nicht alle Projekte werden die Bedingung der Zusätzlichkeit erfüllen.

Abschätzungen britischer Wissenschaftler<sup>73</sup> veranschlagen bei Kosten von Senkenprojekten in der Höhe von 10 US\$/t C den Beitrag zur Zielerreichung durch diese Projekte auf 1 % bis 4 % der Emissionen der Annex I Staaten in 1990.

Insbesondere durch den Einschluss von Walderhaltungsprojekten in den CDM können sehr "billige" CDM-Projekte entstehen, weil sich die Kosten bei diesen Projekten zum Teil auf die Kosten für die Beobachtung und Messung der Projekteffekte beschränken. Sollten solche Projekte erlaubt sein, könnte ihr Anteil an der Zielerreichung unter dem Kioto-Protokoll nach den britischen Abschätzungen bis zu 7 % der Emissionen der Annex I-Staaten im Basisjahr 1990 ausmachen. Würden zusätzlich neben den Waldprojek-

---

<sup>72</sup> "Elements for presidency – paper" vom 8.3.01, ein revidierter Kompromissvorschlag des Konferenzpräsidenten ist für den 6. bis 9. April angekündigt.

<sup>73</sup> Scale of sinks in the CDM – Note by the United Kingdom, updated version, September 2000 (internal EU discussion paper).

ten auch andere Landnutzungsprojekte erlaubt (z. B. im Bereich der Landwirtschaft), könnten alleine über diese Projektkategorie nach denselben Schätzungen zertifizierte Emissionsreduktionen entstehen, deren Summe ca. 5% der Emissionen der Annex I Staaten im Basisjahr 1990 entspricht.

Diese Abschätzungen machen deutlich, dass die hohen Potenziale dieser Projektkategorien, die Notwendigkeit von nationalen Klimaschutzmaßnahmen in den Industriestaaten deutlich reduzieren würde, sodass ein langfristiges Umsteuern auf ein weniger kohlenstoffintensives Wirtschaften dort wesentlich geringer forciert werden müsste. Vor diesem Hintergrund entstanden Forderungen der EU und der NGOs nach einer Obergrenze (ceiling), die einen erlaubten Anteil der Zielerfüllung über den CDM festlegt.

#### **4.3.1.2 Anrechnung von Aufforstung, Wiederaufforstung und Entwaldung**

Nach den Regelungen des Artikel 3 (3) des Kioto-Protokolls kann die Kohlenstoffspeicherung durch unmittelbar vom Menschen verursachte Landnutzungsänderungen und forstwirtschaftliche Maßnahmen, die auf Aufforstung, Wiederaufforstung und Entwaldung (afforestation, reforestation, deforestation, ARD) begrenzt sind, im ersten Verpflichtungszeitraum auf die Reduktionspflichten der Annex I-Staaten angerechnet werden. Der Artikel muss vor dem Hintergrund verstanden werden, dass er in Kioto ein Kompromiss zwischen den Staaten darstellte, die keinerlei Anrechnung von Senken wollten und den Staaten, die Senken in wesentlich größerem Umfang anrechnen wollten.

Die weitere Ausgestaltung dieses Artikels wird vor allem hinsichtlich der Auswirkungen auf die Integrität und die Effektivität des Protokolls diskutiert. Dabei spielen die weitere Ausgestaltung der Definitionen von Aufforstung, Wiederaufforstung und Entwaldung eine große Rolle, als auch die Modalitäten der Anrechnung der genannten Aktivitäten. Der IPCC Spezialbericht zu Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft errechnete stark abweichende Kohlenstoffeinbindungen oder -emissionen für unterschiedliche Definitionen von Aufforstung und Wiederaufforstung und unterschiedliche Anrechnungsverfahren. Diese reichen für Aufforstungen von -760 Mt C (Quelle) jährlich bis zu 573 Mt C pro Jahr (Senke) in der Verpflichtungsperiode je nach Definition. Die Emissionen aus der Entwaldung werden auf -90 Mt C pro Jahr in der Verpflichtungsperiode geschätzt. Dies bedeutet, dass die Wahl der Definitionen von "Wald", "Aufforstung" und "Wiederaufforstung" darüber entscheiden werden, welche Landflächen und wie viele Landflächen die Vertragsstaaten in der ersten Verpflichtungsperiode anrechnen können.

Ein weiterer Streitpunkt der Vertragsstaaten bezieht sich darauf, ob und inwieweit Senkenwirkungen durch Maßnahmen der Waldbewirtschaftung (forest management) unter diesem Artikel angerechnet werden dürfen. Diese Diskussion wird sowohl unter Artikel 3 (3) als auch unter Artikel 3 (4) geführt (unter beide Artikel könnte die Waldbewirtschaftung subsummiert werden).

#### **4.3.1.3 Zusätzliche Aktivitäten im Bereich Landnutzung, Landnutzungsänderungen und Forstwirtschaft**

Gemäß Artikel 3 (4) können auch zusätzliche, aus anthropogenen Aktivitäten resultierende Kohlenstoff-Emissionen oder Einbindungen durch landwirtschaftliche Böden, Landnutzungsänderungen oder Forstwirtschaft auf die Verpflichtungen angerechnet werden, falls die erste CoPmoP dies entscheidet und die Modalitäten, Regeln und Richtlinien

hierfür festlegt. Diese Entscheidung soll sich auf die zweite Verpflichtungsperiode beziehen, Vertragsstaaten können jedoch diese Entscheidung über zusätzliche Aktivitäten bereits in der ersten Verpflichtungsperiode auf Aktivitäten anwenden, die seit 1990 stattgefunden haben.

Als zusätzliche Aktivitäten werden z. B. veränderte Bodenbearbeitungsmethoden (reduzierte oder keine Bodenbearbeitung), Erosionskontrolle, verbesserte Waldbewirtschaftung, verbesserte Weidewirtschaft, Umwandlung von landwirtschaftlicher Fläche in Weiden oder die Wiederherstellung degradierter Flächen diskutiert, die in die Kategorien Waldbewirtschaftung (forest management), landwirtschaftliche Bewirtschaftung (cropland management) und Weideland-Bewirtschaftung (grazing land management) und Regeneration (revegetation) zusammengefasst werden. Diese zusätzlichen Aktivitäten können nach verschiedenen Schätzungen in erheblichem Maß dazu beitragen, die Verpflichtungen des Kioto-Protokolls zu erfüllen. Nach Angaben des Sonderberichts des IPCC können im Verpflichtungszeitraum die Beiträge aus zusätzlichen Aktivitäten ca. 288 Mt C pro Jahr an Senkenwirkung ausmachen, die in der Verpflichtungsperiode zum assigned amount hinzugerechnet würden (die gesamte Reduktionsverpflichtung aller Annex I Staaten kann auf 186 Mt C geschätzt werden). Damit kann das Potenzial der Anrechnung zusätzlicher Senken die gesamten Reduktionsverpflichtungen der Industriestaaten im Protokoll deutlich übersteigen, sodass keine zusätzlichen Klimaschutzmaßnahmen in anderen Bereichen notwendig wären. Das Problem ergibt sich vor allem aus der Anrechnung der zusätzlichen Aktivitäten im ersten Verpflichtungszeitraum, da diese Wirkungen bei der Aushandlung der Verpflichtungen in Kioto nicht einbezogen wurden.

Weiterhin ist die Erfassung von Senken mit erheblichen methodischen Problemen verbunden. Grobe und in den Einzelheiten schwach definierte Regeln könnten dazu führen, dass deutlich höhere Frachten gutgeschrieben werden als dies der Realität entspricht. Je nach Anrechnungsmodus und Definition können auch erhebliche, nicht vom Menschen verursachten Effekte (indirekte Wachstumseffekte durch CO<sub>2</sub>-„Düngung“ und Stickstoffeinträge) im System eingerechnet werden und deren Senkenwirkung für die Annex I-Staaten einberechnet werden.

Es besteht die Gefahr, dass die im Kioto-Protokoll festgeschriebenen Ziele konterkariert werden und es bei wichtigen Industriestaaten zu einem Nettoanstieg der Treibhausgasemissionen kommt. Allerdings erlaubt das Kioto-Protokoll die Anrechnung dieser zusätzlichen Aktivitäten, falls sich die Vertragsstaaten auf solche einigen.

Die Auswirkung der Einbeziehung zusätzlicher Senkenaktivitäten während der ersten Verpflichtungsperiode hängt stark von der letztendlichen Einigung auf die Höhe der gesamten anrechenbaren Menge für die einzelnen Staaten ab. Im oben beschriebenen Extremfall ohne eine Begrenzung der anrechenbaren Mengen könnten eine Reihe wichtiger Industriestaaten (z. B. USA, Kanada) ihre Reduktionspflichten praktisch ausschließlich über die Anrechnung von Senken erfüllen. In einem Emissionshandelsmarkt würden damit die Käufer fehlen, da die überwiegende Zahl der Staaten eine Übererfüllung der Reduktionspflichten erreichen würde.



### 4.3.2 Nutzungsobergrenzen für die flexiblen Mechanismen

Die Frage, in welchem Umfang die flexiblen Mechanismen zur Einhaltung der Minderungs- oder Begrenzungsverpflichtungen eingesetzt werden können, ist weitgehend ungeklärt. Das Kioto-Protokoll enthält hierzu sehr allgemeine Formulierungen über deren Auslegung zurzeit heftig debattiert wird. Im Zusammenhang mit JI ist es gemäß Artikel 6 (1.b) erforderlich, dass der Erwerb von Emissionsminderungseinheiten (ERUs) ergänzend zu Minderungsmaßnahmen im Inland sein soll. Auch im Zusammenhang mit Emissionshandel ist es gemäß Artikel 17 erforderlich, dass jede Art von Emissionshandel nur ergänzend zu inländischen Maßnahmen sein soll, die zum Ziel haben die quantifizierten Begrenzungs- und Minderungsverpflichtungen zu erfüllen.

Ausgehend von den Formulierungen des Kioto-Protokolls stellt sich die Frage: Was genau soll ergänzend (*supplemental*) bedeuten? Folglich wird diese Debatte auch unter dem Stichwort *supplementarity* geführt. Während von der EU gefordert wird, dass dieses "ergänzend" weiter quantifiziert werden müsse, stellen sich andere Vertragsstaaten auf den Standpunkt, dass es den Vertragsstaaten überlassen bleiben kann, wie sie "ergänzend" auslegen.

Diese Debatte ist für die Rolle und Bedeutung der flexiblen Instrumente von enormer Bedeutung. Denn grundsätzlich gilt, je höher die quantitativen Anforderungen an den Beitrag inländischer Minderungsanstrengungen gesetzt werden, umso kleiner wird der globale Beitrag flexibler Instrumente und damit auch der Weltmarkt für Emissionsrechte und -gutschriften sein.

Gemäß der ökonomischen Theorie dürfte eine Begrenzung des Beitrags flexibler Instrumente – zumindest aus einer kurzfristigen Perspektive – mit geringeren Effizienzgewinnen durch den globalen Treibhausgashandel verbunden sein, da sich die Grenzvermeidungskosten der einzelnen Staaten lediglich annähern aber nicht angleichen können. Für eine Begrenzung des Beitrags der flexiblen Instrumente spricht dagegen, dass in Staaten mit vermeintlich hohen Grenzvermeidungskosten bei unbeschränkten flexiblen Instrumenten im Inland nur wenige Maßnahmen zur Treibhausgasreduzierung ergriffen werden. Hierdurch wird verhindert, dass das für die Zukunft notwendige "Minderungs-Know-how" entwickelt werden kann. Außerdem dürfte der Anreiz für Unternehmen und Haushalte ihre Verhaltensweisen klimaverträglicher auszurichten dann niedriger ausfallen, wenn die Minderungsverpflichtungen nicht im Inland sondern vor allem durch den Erwerb von Emissionsrechten und -gutschriften erfüllt wird. Langfristig dürften die globalen Minderungslasten im Falle einer unbeschränkten Nutzung der flexiblen Mechanismen also höher ausfallen, da die Anreize frühzeitig in Richtung auf eine klimaverträgliche Ökonomie umzusteuern geringer ausfallen und stattdessen weniger klimaverträgliche politische Strategien und Verhaltensweisen perpetuiert werden.

Schon unmittelbar nach Verabschiedung des Kioto-Protokolls hatte die EU gefordert, dass quantitative Obergrenzen (*ceilings*) für den Beitrag flexibler Instrumente festgelegt werden müssten. Auch bei der COP 6 in Den Haag wurde über *supplementarity* und die Einführung von *ceilings* intensiv verhandelt. Die EU hat dabei erneut auf die enorme Bedeutung inländischer Minderungsmaßnahmen hingewiesen. Indonesien vertrat die Position, dass 70% der Emissionsminderungen im Inland erzielt werden müssten, zeigt sich aber handlungsbereit hinsichtlich des Wertes. Ungarn und die Gruppe der afrikani-



schen Staaten sprachen sich ebenfalls für – Russland und Australien allerdings gegen – die Einführung quantitativer Begrenzungen der flexiblen Mechanismen aus. Gegen Ende der Verhandlungen in Den Haag hat die EU dann eingelenkt und angedeutet, dass sie nicht unbedingt auf quantitativen Obergrenzen für die flexiblen Mechanismen besteht sondern auch qualitative Obergrenzen akzeptieren könnte (ENB 2000, S. 12). Dies wurde im sogenannten Pronk-Text aufgegriffen (2000, S.7). Dort wurde als Kompromissformulierung vorgeschlagen, dass die Annex I-Staaten ihre Minderungs- und Begrenzungsverpflichtungen *vorrangig* durch Aktivitäten im Inland erfüllen sollen. Die Einhaltung dieses Prinzips sollte auf der Basis *qualitativer und quantitativer Informationen* in den Nationalberichten überprüft werden. Letztlich konnte aber auch mit diesem Ansatz in Den Haag kein Konsens gefunden werden und neben den offenen Fragen im Bereich Treibhausgasen, sind die offenen Fragen hinsichtlich der *supplementarity* der vorrangige Grund für das Nichtzustandekommen eines gemeinsamen Abschlussdokuments der COP 6.

#### 4.4 Einigungen des Bonn Agreements

Die Fortsetzung der im November 2000 in Den Haag ohne Ergebnis vertagten 6. Vertragsstaatenkonferenz der KRK fand vom 16. bis 27. Juli 2001 in Bonn statt. Das wohl wichtigste Ergebnis der COP 6bis ist das sogenannte "Bonn Agreement" (Bonn agreement on the implementation of the Buenos Aires Plan of Action), der am 25. Juli 2001 formal verabschiedet wurde.<sup>74</sup> Einige wichtige Fragen bezüglich der flexiblen Instrumente werden im Bonn Agreements abschließend geregelt, andere strittige Punkte bleiben noch offen und sollen abschließend auf der COP 7 im November 2001 behandelt werden. Die von den Vorsitzenden der Verhandlungsgruppen gegen Abschluss der COP 6bis vorgelegten Diskussionspapiere fassen den Entscheidungsbedarf zusammen und stellen verschiedene Optionen vor.<sup>75</sup> Daher ist zum derzeitigen Diskussionsstand der Verhandlungen immer noch keine vollständige Bewertung der Ausgestaltung der flexiblen Instrumente möglich.

Die wesentlichen Festlegungen im Bonn Agreement hinsichtlich der flexiblen Instrumente sind:

- Projekte zur Nutzung der Atomenergie werden von JI und CDM ausgeschlossen;
- im CDM werden Senkenprojekte in Form von forstwirtschaftlichen Maßnahmen im Umfang von bis zu 5 % der jeweiligen Emissionen des beteiligten Annex I-Staates im Basisjahr zugelassen;<sup>76</sup> damit werden zugleich landwirtschaftliche Aktivitäten von der Anerkennung im CDM ausgeschlossen;<sup>77</sup>
- erneut wurde festgelegt, dass die Nutzung der flexiblen Instrumente nur zusätzlich zu Maßnahmen im eigenen Land erfolgen soll; hierbei handelt es sich allerdings um eine

---

<sup>74</sup> FCCC/CP/2001/L.7 vom 24.07.2001

<sup>75</sup> FCCC/CP/2001/CRP.11 vom 24.07.2001

<sup>76</sup> "... total additions and subtractions from assigned amounts... shall not exceed 1 % of base year emissions of that Party, times five." (VI.8. BA)

<sup>77</sup> Diese Festlegung gilt nur für die erste Verpflichtungsperiode.

relativ vage Formulierung, nach der die verpflichteten Staaten einen "signifikanten Anteil" ihrer Reduktionsverpflichtungen im Inland erbringen und hierüber Bericht erstatten sollen – eine quantitative Begrenzung der flexiblen Instrumente, wie sie z.B. die EU gefordert hatte, wurde nicht festgelegt;

- zur Verhinderung eines Handels mit ungedeckten Emissionsrechten wurde eine sogenannte "Commitment Period Reserve" in Höhe von 90 % der Emissionsrechte des jeweiligen Landes eingeführt (VI.4.1. BA); dies bedeutet, dass Annex I-Staaten nur 10 % ihrer Assigned Amounts durch Emissionshandel veräußern dürfen – dieser Wert erhöht sich, wenn der betreffende Staat durch ein überprüftes Emissionsinventar nachweist, dass er voraussichtlich weniger als 90 % der Assigned Amounts in Anspruch nehmen muss; in diesem Fall beträgt die Commitment Period Reserve das Fünffache des entsprechenden Emissionsinventars;
- für kleinere CDM-Projekte wurde ein vereinfachtes Verfahren vorgesehen; dies betrifft Projekte zur Nutzung erneuerbarer Energien mit einer Kapazität von bis zu 15 MW, Maßnahmen zur Effizienzverbesserung mit einem Volumen von bis zu 15GWh/a sowie andere Projekte (ohne Senken oder Atomenergie) mit Emissionsreduktionen von bis zu 15.000 kg CO<sub>2</sub>-Äquivalent/a;
- der CDM-Verwaltungsrat (executive board) wird mit einer Mehrheit der Entwicklungsländer besetzt (Industrieländer: 4 Mitglieder, Entwicklungsländer: 6 Mitglieder);
- eine Nutzung der flexiblen Instrumente durch Annex I-Staaten ist nur zulässig, wenn diese ihren Verpflichtungen zur Berichterstattung über ihre Emissionsinventare nachkommen und deren Verifikation zulassen;
- zwar wurden detaillierte Regelungen zur Kontrolle der Erfüllung der Reduktionsverpflichtungen vereinbart, jedoch wurde das Kontrollsystem (noch) nicht rechtsverbindlich vereinbart;

Durch das Bonn Agreement werden also wesentliche Forderungen der EU in Bezug auf die langfristigen Strukturen der flexiblen Mechanismen und des Kioto-Protokolls insgesamt umgesetzt. Im Gegenzug musste die EU jedoch erhebliche Zugeständnisse in Bezug auf die quantitativen Auswirkungen des Kioto-Protokolls machen, insbesondere hinsichtlich Anerkennung von Senken im CDM sowie bei den zusätzlichen land- und forstwirtschaftlichen Aktivitäten im Rahmen der Artikel 3 (3) und 3 (4) des Kioto-Protokolls<sup>78</sup> und hinsichtlich der Begrenzung des Volumens der flexiblen Mechanismen (Supplementarity).

---

<sup>78</sup> Bei den zusätzlichen Aktivitäten (Additional Activities) im Rahmen der Artikel 3 (3) und 3 (4) handelt es sich um seit 1990 z.B. durch land- oder forstwirtschaftliches Management erzielte Vergrößerungen von nationalen Senken. Im Annex Z des Bonn Agreement wurde nun festgelegt, in welchem Umfang die Annex I-Staaten diese Aktivitäten bei der Erfüllung ihrer Verpflichtungen anrechnen dürfen. Die Zustimmung zum Bonn Agreement durch Russland, Japan und Kanada konnte dabei durch eine vergleichsweise großzügige Anerkennung von Additional Activities erleichtert werden.

## 5 Quantitative Analysen und Simulationen

### 5.1 Gesamtwirtschaftliche Modelle und Simulationen

Die Frage nach den gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen, die mit der Umsetzung von Klimaschutzmassnahmen verbunden sind, dominiert die Klimadiskussion wesentlich. Die Höhe und Verteilung von Kosten und Nutzen entscheiden darüber, ob und wo umweltpolitische Maßnahmen zum Klimaschutz durchgeführt werden. Während in einigen Ländern verantwortliche Politiker sich der Frage widmen, welche Klimaschutzstrategie gesamtwirtschaftlich mit den geringsten Kosten verbunden ist, lehnen andere Länder jegliche mit Kosten verbundenen Strategien ab. Die Kosten von Klimaschutzmaßnahmen werden typischerweise in modellgestützten Analysen ermittelt. Energie-ökonomische Modelle werden eingesetzt, um die Auswirkungen auf Wachstum, Beschäftigung, Produktionskosten, Preise etc. zu quantifizieren. Dabei werden in der Regel verschiedene Szenarien gebildet, in denen umweltpolitische Strategien einem Referenzszenario, d.h. einer Entwicklung ohne klimaschutzpolitische Strategie, gegenübergestellt werden. Während die Kosten in Modellen wenigstens näherungsweise bestimmt werden können, fehlen für die Bewertung des Nutzens, z.B. vermiedener Klimaschäden, zuverlässige Methoden. Hinzu kommt, dass in der Regel die Kosten bereits kurz- und mittelfristig anfallen, während der Nutzen einer Klimastabilisierung erst langfristig zu erwarten ist.

Da die modellgestützten Studien erhebliche Unterschiede in den gesamtwirtschaftlichen Auswirkungen ausweisen, was zu unterschiedlichen und widersprüchlichen politischen Handlungsempfehlungen führen kann, werden im Folgenden Abschnitt zunächst die wichtigsten Bestimmungsfaktoren dieser Kostenschätzungen erläutert. Das Verständnis dieser Determinanten und ihrer Auswirkungen auf die Modellergebnisse ist eine wichtige Voraussetzung für die richtige Interpretation von Kostengrößen, die in den darauf folgenden zwei Abschnitten vorgestellt werden. Nur mit diesem Verständnis können die Ergebnisse als eine Grundlage für eine rationale Klimapolitik dienen (Böhringer 1999, Ostertag et al. 2000).

### 5.2 Allgemeine Bemerkungen zur quantitativen Modellierung im Klimaschutz

Im wesentlichen werden zwei Modellkategorien zur Quantifizierung der Kosten des Klimaschutzes unterschieden. Die Kategorien unterscheiden sich hauptsächlich in der Wahl der Modellgrenze und des Aggregationsgrades (IPCC 2001; Böhringer 1999).

In *Energiesystemmodellen (bottom-up)* liegt der Schwerpunkt auf einer prozessorientierten, technologischen Abbildung der Energieflüsse in einer Ökonomie. Dies reicht von der Primärenergiegewinnung über die Umwandlung zum Endverbrauch von Energie oder Energiedienstleistungen. Das Ziel der Modellierung ist, die diskontierten Systemgesamtkosten im Betrachtungszeitraum zu minimieren (Böhringer 1999). Dabei wird die Energienachfrage normalerweise exogen vorgegeben, also nicht im Modell bestimmt. Wechselwirkungen von Energieangebotsseite und Energienachfrageseite können demnach nicht abgebildet werden. Der Kostenbegriff "Systemgesamtkosten" bezieht sich in der

Regel auf betriebswirtschaftliche, fixe und variable Kosten und unterscheidet sich vom Kostenbegriff der Volkswirtschaft. Dies liegt auch an der Wahl der Systemgrenzen. Kritiker der Energiesystemmodelle bemängeln, dass Effekte von Energiesystemen auf andere volkswirtschaftliche Bereiche nicht abgebildet werden können, z.B. auf Faktoreinkommensveränderungen, Strukturveränderungen, implizierte Nachfrageänderungen, Substitutionsverhalten, technologischen Fortschritt aufgrund veränderter relativer Preise etc. In der Regel sind Energiesystemmodelle länder- und sektorenspezifisch und weisen oftmals auch Möglichkeiten zur CO<sub>2</sub>-Verminderung auf, die mit absoluten Gewinnen verbunden sind (z.B. Krause 2000 und 2001). Die Einsparungen im Energieverbrauch gleichen dabei die Kosten für Neuinstallationen oder Verbesserungen von bestehenden Anlagen mehr als aus. Eine weitergehende Analyse der Faktoren (wie Marktbarrieren, Diskontierung von zukünftigen Einsparungen, Informationsdefizite, Trägheit des Systems), die dazu führen, dass die oft aufgezeigten Nettogewinne (win-win Situationen, finanzielle und emissionspezifische Gewinne) nicht realisiert werden, fehlt zumeist.

*Energiewirtschaftliche Modelle (top-down)* legen den Schwerpunkt neben der Abbildung der Energiesysteme auf die Abbildung von nichtenergetischen Produktions- und Konsumaktivitäten (Böhringer 1999). Zumeist werden eine Vielzahl von Sektoren berücksichtigt und damit die Systemgrenzen im Vergleich zu bottom-up Modellen stark erweitert. Eine prozessorientierte Abbildung von Einzeltechnologien ist allerdings nicht mehr möglich, vielmehr werden technologische Möglichkeiten und andere Veränderungen der Produktions- oder Konsumbedingungen (induziert z.B. durch umweltpolitische Maßnahmen) über Substitutionselastizitäten der sektoral aggregierten Produktions- oder Nachfragefunktionen erklärt. In energiewirtschaftlichen Modellen wird ebenso wie bei den Energiesystemmodellen eine Kostenminimierung angestrebt. Die Kosten sind allerdings volkswirtschaftliche Kosten, die über eine gesamtwirtschaftliche Wohlfahrtsfunktion oder aggregierte Kostenfunktionen gemessen werden. Den energiewirtschaftlichen Gleichgewichtsmodellen ist die Annahme eigen, dass sich die Volkswirtschaft in einem effizienten Gleichgewicht befindet, in der Wirtschaftsakteure ihre Verhaltensweisen bereits optimiert haben. Unter dieser Annahme führt eine Beschränkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen zwangsläufig zu zusätzlichen Kosten für die Ökonomie, denn in einer effizienten Ökonomie wären effizientere Technologien und andere Optionen längst ausgeschöpft worden. Auch werden externe Kosten (z.B. Folgen des Treibhauseffektes) in der Regel nicht berücksichtigt. Des Weiteren werden in energiewirtschaftlichen Modellen häufig effiziente Politikmaßnahmen untersucht, deren Ziel rein rational die Minimierung der Kosten ist. Dies steht im Widerspruch zur Realität, in der Politiker sich gegensätzlichen Bedürfnissen ausgesetzt sehen und effiziente Politikmaßnahmen oft nicht durchsetzbar sind (Wegfall von Subventionen, Ausschöpfung von doppelten Dividenden durch Verminderung verzerrender Steuern etc.). Ebenso wie bei bottom-up Ansätzen können Strukturveränderungen der Ökonomie oft nicht abgebildet werden. (Vrolijk et al. 2000) Energiewirtschaftliche Modelle zum Klimaschutz sind in der Regel multisektorale, multi-regionale Modelle, die die Entwicklung wichtiger ökonomischer und ökologischer Größen (Output, Wirtschaftswachstum, Energieverbrauch, Emissionen etc.) in Verbindung mit verschiedenen umweltpolitischen Szenarien über einen mittel- bis langfristigen Zeitraum (bis zu 100 Jahren) prognostizieren.

Eine Verknüpfung der positiven Aspekte beider Ansätze wäre wünschenswert und wird in Ansätzen bereits versucht (Matsuoka 1995; Bueeler et al. 1996; Manne et al. 1992).

Unabhängig von den Unterschieden, die durch die Klassifizierung dieser beiden Modellkategorien begründet sind, gibt es jedoch Faktoren, die für beide Ansätze gleichbedeutend die Interpretation und den Vergleich von Kostenschätzungen erschweren und auch das Paradigma von negativen Kosten in bottom-up Ansätzen und positiven volkswirtschaftlichen Kosten als Resultat von top-down Ansätzen in Frage stellen können. Diese werden hier im Folgenden erläutert.

1. *Referenzszenario*: Der Referenzentwicklung (oder Referenzszenario, im anglo-amerikanischen Sprachgebrauch: Baseline), die von einer business-as-usual Entwicklung ohne umweltpolitische Maßnahmen ausgeht, werden Klimaschutzstrategien gegenübergestellt und die Kosten der Strategie als Differenz ermittelt. Das Referenzszenario hat entscheidenden Einfluss auf die Höhe der Kosten und damit auf das Ranking der Alternativen (Böhringer 1999). Je nach Annahmen über das Referenzszenario kann eine Strategie mit Nettokosten oder Gewinnen verbunden sein. In vielen Fällen vor allem in der energiewirtschaftlichen Analyse werden in das Referenzszenario sogenannte "no cost" Optionen für den Klimaschutz bereits integriert. Dies liegt an der Annahme, dass sich alle Wirtschaftssubjekte effizient verhalten und daher "no cost" Optionen bereits enthalten sind. Damit werden die Kosten gegenüber eines solchen Referenzszenarios immer positiv und höher ausfallen, als im Vergleich zu einem Szenario, welches noch nicht realisierte und mit Nettogewinnen verbundene Klimaschutzmaßnahmen nicht beinhaltet. Des Weiteren sind in Referenzszenarien diverse Hoffnungen, Wahrnehmungen und politische Ziele über künftige Entwicklungen verankert, die nicht auf der Realität begründet sein müssen. (IPCC 2001) Viele der in der Vergangenheit durchgeführten Baseline-Projektionen von Emissionen haben sich als zu hoch erwiesen (Vrolijk et al. 2000). Besondere Unsicherheit ist mit der Entwicklung von Transformationsländern vor allem im Zusammenhang mit dem Kioto-Protokoll und der Hot Air<sup>79</sup> Problematik verknüpft. Starkes Wirtschaftswachstum, insbesondere in Russland und der Ukraine, die die größten absoluten Einbrüche erfahren haben, könnte schon in der nahen Zukunft zu Emissionen auf dem Niveau des Jahres 1990 führen. Auf der anderen Seite existieren enorme Effizienzsteigerungspotenziale in diesen Ländern, deren Realisierung trotz Wirtschaftswachstum zu geringeren Emissionen führen könnte. Auch haben Russland und die Ukraine große Flächen, die sich ideal für Senkenprojekte eignen und damit beträchtliche Emissionsminderungspotenziale bieten. Eine weitere grundsätzliche Unsicherheit beruht auf bestehende Marktunvollkommenheiten, die sich durch Modell nicht ohne weiteres abbilden lassen, wie etwa Preise, die nicht dem Wert von Gütern entsprechen. Insgesamt könnten demnach künftige Emissionen bedeutend über- oder unterschätzt werden wodurch ein Vergleich mit einer Referenzentwicklung verzerrte Schlussfolgerungen liefern würde.

---

<sup>79</sup> Als Hot air werden überschüssigen Emissionsrechte der Transformationsstaaten – insbesondere Russlands und der Ukraine – bezeichnet. Aufgrund des ökonomischen Niedergangs während des Transformationsprozesses werden die im Rahmen des Kioto-Protokolls zugeteilten Emissionsrechte von diesen Ländern nicht vollständig zur Nachweisverpflichtung benötigt und können deshalb teilweise auch ohne die Durchführung inländischer Politiken und Maßnahmen zur Treibhausgasminde- rung und damit praktisch ohne zusätzliche Kosten veräußert werden.



2. *Bestimmung der durchschnittlichen Kosten und der Grenzvermeidungskosten:* Den Grenzvermeidungskostenkurven kommt in der Szenarioanalyse eine zentrale Rolle zu. Diese Kurven zeigen das Potenzial zur Vermeidung von Emissionen gegenüber den Referenzszenarien (z.B. in Mio. t CO<sub>2</sub>) im Verhältnis zum Preis bzw. den Kosten (z.B. in EUR/Tonne CO<sub>2</sub>), die damit verbunden wären. Diese Kostenkurven resultieren direkt aus den Modellen und sind daher mit den oben genannten Interpretationsunterschieden zwischen bottom-up und top-down Analysen behaftet. Insbesondere die Systemabgrenzungen und die Systembeziehungen spielen dabei eine Rolle. Ein weiterer wichtiger Faktor ist die Einbeziehung von technologischem Fortschritt. Die Möglichkeiten neue Emissionsminderungstechnologien einzusetzen und die Geschwindigkeit mit der neue Technologien entwickelt werden und mit welchem Preis sie auf den Markt kommen, wirken sich ebenso wie die Flexibilität des Kapitalstocks wesentlich auf die Vermeidungskostenberechnungen aus (Vrolijk et al. 2000).
3. *Ökologische Wirksamkeit:* Ein Kostenvergleich von Steuerungsalternativen ist nur bei gleicher ökologischer Wirksamkeit sinnvoll. Dies ist aber nicht immer der Fall. Es bleibt für jede Studie zu prüfen, welches ökologische Ziel sie anstrebt (Böhringer 1999).
4. *Ausgestaltung der Kioto-Mechanismen:* Annahmen über die Regeln, Modalitäten, Ausgestaltungen und Umsetzung der flexiblen Mechanismen des Kioto-Protokolls wirken sich direkt auf die Beurteilung verschiedener Szenarien aus. Die wichtigsten Einflussfaktoren sind dabei die Art der Einbeziehung von Senken in JI- oder CDM-Projekten, der Sicherstellung von Zusätzlichkeit von Projekten, der Anerkennung von Hot Air, der Forderung von Mindestreduktionen im eigenen Land, der ausschließlichen Berücksichtigung von CO<sub>2</sub> oder aller sechs Treibhausgase, der Höhe von Transaktionskosten, und der Erfüllungs- und Haftungsregeln in den Modellszenarien. (Grütter 2001) Insgesamt zeigen alle Modelle, dass die Grenzvermeidungskosten mit zunehmender Flexibilität der Mechanismen (d.h. keine Mindestreduktion im Inland, volle Anrechnung von Senkenprojekten, Einbeziehung aller sechs Treibhausgase etc.) oft stärker als linear sinken (IPCC 2001; Grütter 2001). Keine der durchgeführten Studien konnte jedoch alle Dimensionen der Flexibilität berücksichtigen. Im Verlauf von COP 6bis hat sich jedoch ergeben, dass derzeit ein relativ hoher Grad an Flexibilität vorgesehen wird. Die im Folgenden dargestellten Studienergebnisse können daher wohl zumeist als Obergrenzen angesehen werden.

## 5.3 Auswertung und Modellvergleich auf globaler Ebene

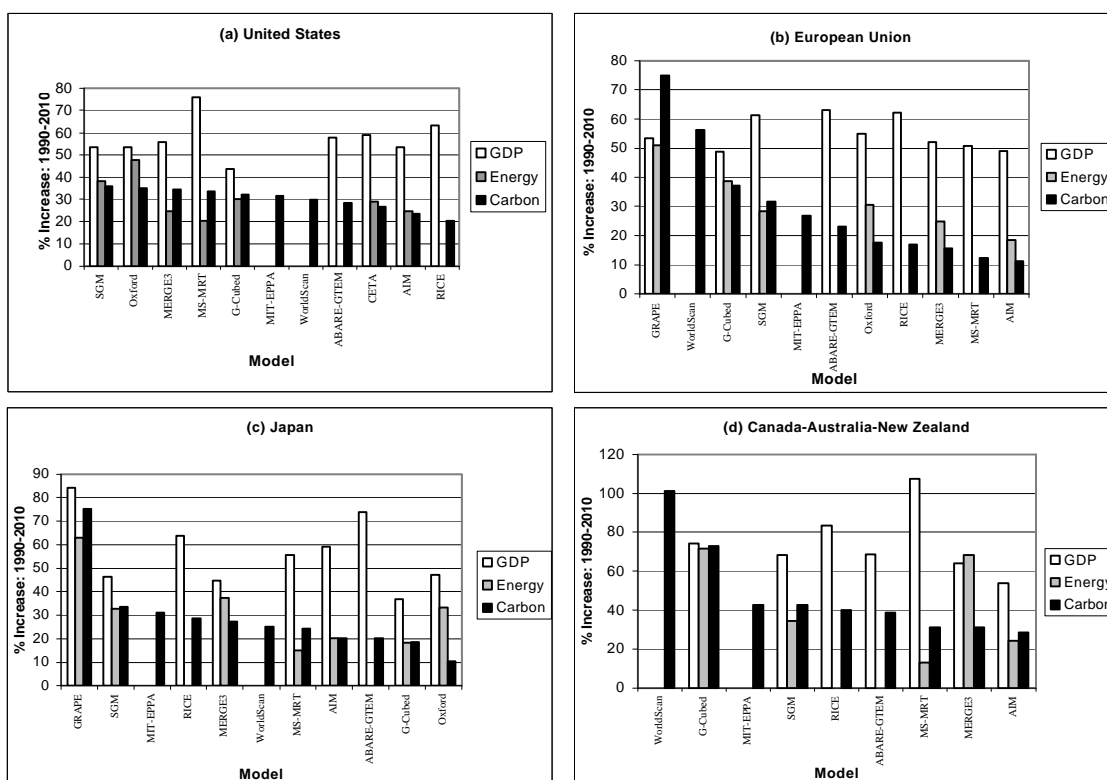
### 5.3.1 Referenzszenarien und Vermeidungskosten

Globale Modelle betrachten in der Regel verschiedene Regionen, die durch Handelsströme zu einer Weltbetrachtung verknüpft werden. Das in Stanford angesiedelte "Energy Modeling Forum" hat in seiner EMF16 Session (1998/99) eine Reihe von globalen energie-wirtschaftlichen Modellbetreibern aufgefordert, die Kosten der Kioto-Vereinbarungen mit Hilfe ihrer Modelle zu bestimmen. Dabei wurden die wesentlichen Grundannahmen vorgegeben und nur allgemeine Gleichgewichtsmodelle ähnlicher Kate-



gorien ausgewählt, um vergleichbare Ergebnisse sicherzustellen. Zur Überraschung der Modellierer und Organisatoren weisen die Modelle sehr divergente Resultate auf. Die Referenzszenarien für Wirtschaftswachstum, Energieverbrauch und Kohlenstoffemissionen im Vergleich zum Jahr 1990 sind in Abbildung 11 für vier verschiedene Regionen, (USA, EU, Japan und Kanada-Australien-Neuseeland (CANZ)) dargestellt. Deutlich ist die große Breite der Projektionen für alle Faktoren innerhalb jeder Region zu sehen. Die Vorhersagen für Emissionen im Jahr 2010 im "business-as-usual"-Fall liegen z.B. für die Europäische Union bei 11 - 38 % über den Emissionen des Jahres 1990, für Japan liegen sie zwischen 19 - 34% über den 1990er Werten. Für die USA ist die Spannweite etwas geringer. Hier wird eine Erhöhung Emissionen um 21 - 36 % gegenüber den 1990er Werten prognostiziert (Weyant 1999). Eine neuere und revidierte Studie der Energy Information Administration (EIA 1999) weist einen wesentlich geringeren Emissionsanstieg für die Europäische Union und Japan aus. Ein Niedrigszenario prognostiziert einen Anstieg von 2.5 % (5.8 % für Japan), ein Hochszenario einen Anstieg von 15,8 % (30.3 % für Japan). Die Schätzungen der EIA für die USA liegen allerdings eher über denen der EMF16 Studie (27.6 % und 38 %).

Abbildung 11: Referenzszenarien, Abweichungen von 1990, EMF Studien



Quelle: Grubb (2000), Weyant (1999).

Im Verlauf der EMF16 Studie wurden im wesentlichen die folgenden vier Politik- bzw. Flexibilitätsszenarien modelliert und mit den jeweiligen Referenzszenarien verglichen. 1) Kein Handel (no trading), d.h. die Reduktionsverpflichtungen müssen gänzlich im jeweiligen Land erfüllt werden; 2) Annex I-Trading, d.h. es wird angenommen, dass wie im

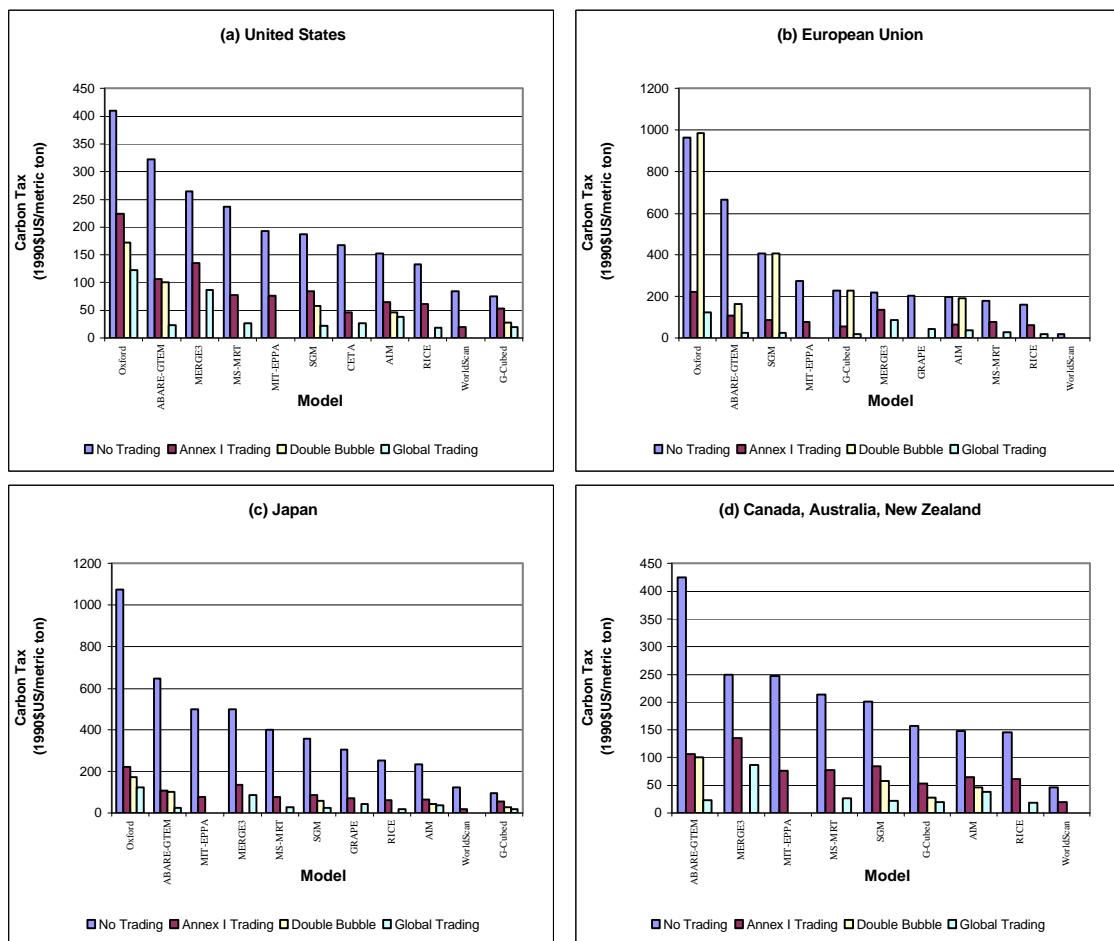
Kioto Protokoll postuliert, ein Emissionshandelssystem innerhalb der Annex I-Länder etabliert wird. Es wird keine Mindestreduktion im eigenen Land vorgegeben; 3) Double Bubble, dies bedeutet die Einführung zweier getrennter Emissionshandelssysteme: eines innerhalb der Europäischen Union und eines innerhalb der verbleibenden Annex I-Staaten; 4) Global Trading, dieses Szenario nimmt an, dass Entwicklungsländer Emissionsrechte in Höhe ihrer "business-as-usual" Emissionen erhalten, die dann frei gehandelt werden können. In dem Sinne dient es als eine vereinfachte, idealisierte Abbildung des Clean Development Mechanismus.

Die Grenzvermeidungskosten, die mit diesen Szenarien verbunden sind, sind in dargestellt. Die Kosten sind in US\$ pro Tonne vermiedener Kohlenstoffemissionen (US\$/t C) beziffert. Auch hier ist eine weite Spanne zwischen den Modellen zu erkennen. Deutlich wird jedoch für jedes Modell, dass mit zunehmender Flexibilität die Grenzvermeidungskosten sinken. Der sogenannte Double Bubble, ein zweigeteiltes Handelssystem, ist mit höheren Kosten für die Europäische Union und niedrigeren Kosten für die restlichen Regionen verbunden. Dies liegt daran, dass in einem solchen Handelssystem, die EU keinen Zugang zu kostengünstigen Verminderungsmöglichkeiten oder Hot Air hätte und daher diese kostengünstigen Emissionsrechte nicht erhandeln kann. Das Oxford Modell zeigt außergewöhnlich hohe Grenzvermeidungskosten auf und wurde aufgrund von Zweifeln an seiner wissenschaftlichen Qualität im IPCC Bericht nicht berücksichtigt. Bei den übrigen Modellen bewegen sich die Grenzvermeidungskosten in den "no trading"-Szenarien für die USA zwischen 76 US\$ und 322 US\$, für OECD Europa zwischen 20 US\$ und 665 US\$, für Japan zwischen 97 US\$ und 645 US\$ und für die restlichen OECD Länder (CANZ) zwischen 46 US\$ und 425 US\$ pro Tonne Kohlenstoff. Die Kosten sinken auf eine Spanne von 20–135 US\$ pro Tonne Kohlenstoff, wenn internationaler Emissionshandel erlaubt ist (Abbildung 12).<sup>80</sup> Zu bemerken ist, dass in all diesen Modellen "no cost"-Maßnahmen in der Regel nicht berücksichtigt werden. Ebenso finden Senken und Vermeidung von anderen Nicht-CO<sub>2</sub>-Treibhausgasen keinen Eingang. Die Studien nehmen an, dass die Einnahmen der Emissionsrechte in einer pauschalen Form in die Wirtschaft zurückfließen. Es wird keine Doppeldividende (gezielte Nutzung des Aufkommens zum Abbau steuerlicher Verzerrungen in der Ökonomie) oder Ähnliches modelliert. Das Handelsvolumen wird im Falle von Annex I-Emissionshandel für die EU auf etwa 213 Millionen Tonnen Kohlenstoff (MtC) geschätzt. Dies entspricht etwa 63 % der Gesamt-reduktionen. Dabei wurde ein Durchschnitt aller Modelle gebildet. (Baron et al. 1999). Für Japan ist ein Volumen von 83 MtC geschätzt (66 %) und für Nordamerika 221 MtC (oder 39 %). Unter Einbeziehung von CDM Projekten würde sich das Volumen der Emissionsminderungen, die im Ausland erzielt werden, anders gestalten. Es ist anzunehmen, dass es sich insbesondere für die USA deutlich erhöhen würde.

---

<sup>80</sup> Dies entspricht Grenzvermeidungskosten von 21-88 US\$ /t CO<sub>2</sub> für die USA, 5-181 US\$ /t CO<sub>2</sub> für OECD Europa, 26-176 US\$ /t CO<sub>2</sub> für Japan und 13-116 US\$ /t CO<sub>2</sub> für CANZ. Die Kosten sinken entsprechend auf eine Spanne von 5-37 US\$ /t CO<sub>2</sub>, wenn internationaler Emissionshandel erlaubt ist.

Abbildung 12: Einfluss von internationalem Emissionshandel auf Vermeidungskosten (EMF-16 Studien)



Quelle: Grubb (2000)

Die Grenzvermeidungskosten zur Erfüllung der Kioto-Ziele (in Abbildung 12 ausgedrückt als Kohlenstoffsteuer) lassen keine direkte Aussage über die Auswirkungen auf Wirtschaftswachstum und Wohlfahrt zu. Länder mit einem geringen Anteil fossiler Brennstoffe im Energiemix (geringer CO<sub>2</sub>-Gehalt des Energiesystems) verzeichnen bei gleichen Grenzvermeidungskosten weniger Einfluss auf die Wirtschaft als Länder, in denen der Anteil fossiler Brennstoffe höher ist. Auch hängen die Wohlfahrtseffekte von anderen länderspezifischen Eigenschaften und Politikmaßnahmen ab. Um einen Eindruck über die Wohlfahrtseffekte zu erhalten, werden in Tabelle 12 die Verminderungen des BIP beim Annex I-Trading und beim globalen Emissionshandel gegenüber dem "no trading"-Szenario gezeigt. Im allgemeinen liegen die Vermeidungskosten im "no trading"-Szenario bei unter 2 % des BIP der jeweiligen Regionen (es wird angenommen, dass das BIP in der Periode deutlich steigt, siehe Abbildung 12). In den meisten Fällen belaufen sich die Kosten sogar auf weniger als 1 % des BIP. Emissionshandel zwischen Annex I-Ländern senkt die Kosten für die gesamte OECD auf unter 0,5 % (IPCC 2001), für die einzelnen Regionen liegen die Kosten zwischen 0,1 % und 1,1 %. Globaler Emissionshandel

del senkt die Kosten weiter auf unter 0,5 %, mit einem OECD-Durchschnitt von unter 0,2 % (IPCC 2001).

*Tabelle 12: Energy Modeling Forum Hauptergebnisse – BIP Verlust im Jahr 2010 bei Erreichung der Kioto-Ziele*

Model	No Trading				Annex I-Trading				Global Trading			
	US	EUO	Japan	CANZ	US	EUO	Japan	CANZ	US	EUO	Japan	CANZ
	- in % des BIP -											
OXFORD	1,78	2,08	1,88		1,03	0,73	0,52		0,66	0,47	0,33	
ABARE-GTEM	1,96	0,94	0,72	1,96	0,47	0,13	0,05	0,23	0,09	0,03	0,01	0,04
MERGE3	1,06	0,99	0,80	2,02	0,51	0,47	0,19	1,14	0,20	0,20	0,01	0,67
MS-MRT	1,88	0,63	1,20	1,83	0,91	0,13	0,22	0,88	0,29	0,03	0,02	0,32
GRAPE		0,82	0,19			0,81	0,10			0,54	0,05	
RICE	0,94	0,55	0,78	0,96	0,56	0,28	0,30	0,54	0,19	0,09	0,09	0,19
CETA	1,93				0,67				0,43			
AIM	0,45	0,31	0,25	0,59	0,31	0,19	0,13	0,36	0,20	0,08	0,01	0,34
G-CUBED	0,42	1,50	0,57	1,83	0,24	0,61	0,45	0,72	0,06	0,26	0,14	0,32

*Quelle: IPCC (2001), Weyant (1999). EUO = OECD Europe, CANZ = Kanada, Australien und Neuseeland*

Im Rahmen der aktuellen Diskussion des Kioto-Protokolls (vor und nach COP 6bis) sind dieselben Modelle verwendet worden, um Informationen über die Kosten der Einhaltung der Kioto-Verpflichtungen mit und ohne Teilnahme der USA zu bestimmen. (Grubb/Hourcade/Oberthür 2001) Dabei wurde versucht, die Annahmen entlang des zuletzt vor Beginn der Konferenz in Bonn vorgelegten Vorschlags von Präsident Pronk (Pronk III) zu gestalten. Aus Tabelle 13 wird deutlich, dass eine Nichtbeteiligung der USA den CO<sub>2</sub>-Preis für die im Kioto System verbleibenden Parteien deutlich senken würde (bis zu 50 %) und damit auch die gesamtwirtschaftlichen Kosten für diese Staaten sinken. Das WorldScan Model rechnet mit einer Reduzierung der Kosten für die Europäische Union von -0,2 % im Falle der Teilnahme der USA auf -0,1 % im Falle der Nichtteilnahme der USA. Dies liegt daran, dass die USA unter anderem ein Hauptnachfrager nach CO<sub>2</sub>-Rechten im Emissionshandel wäre und damit der Preis eines Emissionsrechts deutlich steigen würde (Grubb/Hourcade/Oberthür 2001).

*Tabelle 13: Globaler Preis für Emissionsrechte und Emissionsgutschriften mit und ohne Beteiligung der USA am Verpflichtungsregime des Kioto-Protokoll.*

<b>Modell</b>	<b>mit USA</b>	<b>ohne USA</b>
	- US\$/t C -	
ABARE-GTEM	199	133
MERGE3	156	107
MS-MRT	111	55
SGM	100	74
RICE	76	54
MIT-EPPA	96	72
AIM	89	53
G-CUBED	61	54
WorldScan	94	53
WAGEM	94	53
POLES	69	33
<b>Durchschnitt</b>	<b>98</b>	<b>65</b>
Annahmen gemäß Vorschlag von Präsident Prong vor Beginn von COP 6bis (Prong III)		

*Quelle: Grubb/Hourcade/Oberthür 2001, S. 56*

### 5.3.2 Größe des Marktes für die einzelnen flexiblen Mechanismen

Im Zusammenhang mit den flexiblen Mechanismen stellt sich generell die Frage, wie groß der Markt für die einzelnen Instrumente sein wird. Dies ist nicht nur für die Vertragsparteien und die potenziellen Projektentwickler, Broker und sonstigen Akteure im zukünftigen globalen Markt für Emissionsrechte und Emissionsgutschriften von Bedeutung, sondern auch z. B. im Hinblick auf die Frage, wie viel nachhaltige Entwicklung das CDM mit sich bringen wird. Und schließlich sind die einzelnen Entwicklungs- und Transformationsländer als die potenziellen Exporteure und Nutznießer daran interessiert zu erfahren, welche Unterstützung und Mittelzuflüsse sie aus der Umsetzung von CDM- und JI-Projekten erwarten können.

Diesen Fragen wird in der Literatur von verschiedenen Autoren nachgegangen. Während Vrolijk (1999) und Austin/Feath (2000) diverse makroökonomische Modellanalysen anderer Autoren im Hinblick auf diese Frage beleuchten, vergleicht Zhang (2000) die Modellergebnisse anderer Autoren zusätzlich mit eigenen Modellrechnungen. Grubb/Hourcade/Oberthür (2001) untersuchen außerdem, welchen Einfluss die Ankündigung der US-Regierung, das Kioto-Protokoll nicht zu ratifizieren, auf die Märkte für Emissionsrechte und Emissionsgutschriften hat.

Die Ergebnisse der betrachteten Modellanalysen weichen erheblich voneinander ab, insbesondere deshalb, weil den verschiedenen Modellanalysen zum Teil sehr unterschiedliche Annahmen zu Grunde liegen. Dabei ist zu unterscheiden zwischen solchen Annahmen, die sich auf den Modellrahmen (sozio-ökonomische Daten, Disaggregationsgrad

etc.) beziehen und solchen Annahmen, die sich auf die betrachteten Szenarien und die darin unterstellten Ausgestaltungsformen des Kioto-Protokolls beziehen.

Zhang (2000, S. 27) und Grütter (2001, S. 12) weisen darauf hin, dass bereits die Annahmen über die Emissionen im Referenzfall (Business as usual, kurz BAU), also die Entwicklung der Treibhausgasemissionen ohne zusätzliche Minderungspolitiken der Vertragsstaaten einen erheblichen Einfluss auf das Marktvolumen und folglich auch auf den Emissionsrechtepreis haben (Abschnitt 5.2). Im Gegensatz zu den meisten anderen makroökonomischen Modellen, die z. B. für die EU große Differenzen zwischen den BAU-Projektionen und den Minderungszielen identifizieren, geht Zhang (2000) basierend auf einer Auswertung von 35 Nationalberichten (National Communications) davon aus, dass der Abstand zwischen den BAU-Projektionen und dem Kiotoziel in der EU vergleichsweise gering ist.<sup>81</sup>

In Tabelle 14 (S. 122) sind die Ergebnisse der verschiedenen Abschätzungen des Marktes für die flexiblen Instrumente dargestellt. In der ersten Spalte ist der Minderungsbedarf der Annex I-Staaten, also die über alle Annex I-Länder aggregierte Differenz zwischen den jeweiligen BAU-Projektionen und den im Annex B des Kioto-Protokolls festgelegten Minderungszielen. Die Ergebnisse der verschiedenen Projektionen weichen stark voneinander ab: während die untersten Schätzungen von gut 600 MtC ausgehen liegen die obersten Schätzungen mit fast 1.300 MtC mehr als doppelt so hoch. Diese hohe Streuung in einem der wesentlichen Ausgangswerte wirkt sich bedingt durch die Abweichungen in den Szenarioannahmen in einer noch größeren Streuung der Marktpotenziale für die einzelnen Instrumente bzw. Ländergruppen aus. So reichen beispielsweise die Berechnungen für den Beitrag der im jeweiligen Inland durch Politiken und Maßnahmen erzielten Treibhausgasminderungen von 160 MtC bis zu 540 MtC (Faktor 3,4). Beim Beitrag von Emissionshandel und JI (einschließlich Hot air) liegt zwischen den niedrigsten und höchsten Angaben der Faktor 8,2 (60 bis 490 MtC). Am größten ist die Streuung der Ergebnisse beim Beitrag des CDM zur Treibhausgasminderung. Hier liegt zwischen der niedrigsten und höchsten Schätzung eine Größenordnung (70 bis 730 MtC).

Hinsichtlich der Anteile der einzelnen Mechanismen streuen die Ergebnisse zum Teil etwas geringer, sind aber immer noch ganz erheblich. Demnach könnten zwischen 10 und 58% der in den Annex I-Staaten notwendigen Treibhausgasminderungen durch CDM-Projekte in den Entwicklungsländern abgedeckt werden. Der Anteil der durch inländische Klimapolitiken und Maßnahmen erzielten Treibhausgasminderung liegt dementsprechend zwischen 62 und 15%. Die Prognosen für den Marktanteil von JI und Emissionshandel liegen mit 10 bis 48% etwas niedriger.

Allerdings ist diese starke Streuung nicht nur auf die unterschiedlichen Herangehensweisen und Modelle zurückzuführen, sondern findet sich auch innerhalb einer Modellanalyse zwischen verschiedenen Szenarien. Bei Zhang (2000) beispielsweise liegt der Anteil des CDM im Szenario mit dem höchsten CDM-Anteil bei 58% und der Anteil von inländi-

---

<sup>81</sup> Dies ist darauf zurückzuführen, dass in den Nationalberichten der EU einerseits das sogenannte Burden Sharing Agreement (BSA) und andererseits die Wirkung von Maßnahmen wie die Einführung von Ökosteuern sowie die Selbstverpflichtung der des Verbands der Europäischen Automobilhersteller (ACEA) die flottendurchschnittlichen spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen pro km bis 2005 um 35% zu senken schon berücksichtigt sind (Grütter 2001, S. 12).



schen Politiken und Maßnahmen bei 33%. Im Szenario mit dem niedrigsten CDM-Anteil liegt dessen Anteil dagegen bei lediglich 21% und der Anteil inländischer Politiken und Maßnahmen bei über 60%. Der hohe Anteil wird dabei in dem Szenario erzielt, in dem Hot Air ausgeschlossen ist und die Verpflichtungen nur durch "reale" Treibhausgasmin-derungen erfüllt werden können. Der hohe Anteil der inländischen Politiken und Maß-nahmen wird in dem Szenario erreicht, in dem davon ausgegangen wird, dass die EU-Vorschläge zu Handelsbegrenzungen umgesetzt werden. Hierdurch wird nicht nur der Anteil der Hot Air sondern auch des CDM eingeschränkt.

Tabelle 14: Übersicht über Marktanteile flexibler Instrumente in verschiedenen Modellanalysen im Jahr 2010

	Minderungsbedarf der Annex I-Staaten	Politiken & Maßnahmen	Emissionshandel & JI (einschl. Hot Air)		CDM			
			insgesamt	Hot air	insgesamt	China	Indien	Bra-silien
- MtC -								
EPPA <sup>1)</sup>	1.312	378	212	111	723	437	102	2
G-Cubed <sup>2)</sup>	1.049	159	490	426	400	280		
G-Cubed <sup>3)</sup>	1.102				495			
Haites hoch <sup>3)</sup>	1.000				575			
Haites niedrig <sup>3)</sup>	1.000				265			
GREEN <sup>2)</sup>	1.201	539	265		397	228	45	4
GREEN <sup>3)</sup>	1.298				397			
SGM <sup>2)</sup>	1.053	193	357	247	503	341	37	
SGM <sup>3)</sup>	1.053				454			
US-Administration hoch <sup>4)</sup>	750				344			
US-Administration niedrig <sup>4)</sup>	750				144			
Vrolijk hoch <sup>3)</sup>	669				141			
Vrolijk niedrig <sup>3)</sup>	669				67			
Zhang hoch <sup>5)</sup>	621	204	60	60	358	216	53	
Zhang niedrig <sup>5)</sup>	621	388	101	31	132	79	21	
- v.H. -								
EPPA <sup>1)</sup>	100	29	16	8	55	33	7,8	0,2
G-Cubed <sup>2)</sup>	100	15	47	41	38	27		
G-Cubed <sup>3)</sup>	100				45			
Haites hoch <sup>3)</sup>	100				58			
Haites niedrig <sup>3)</sup>	100				27			
GREEN <sup>2)</sup>	100	45	22		33	19	3,7	0,3
GREEN <sup>3)</sup>	100				31			
SGM <sup>2)</sup>	100	18	34	23	48	32	3,5	
SGM <sup>3)</sup>	100				43			
US-Administration hoch <sup>4)</sup>	100				46			
US-Administration niedrig <sup>4)</sup>	100				19			
Vrolijk hoch <sup>3)</sup>	100				21			
Vrolijk niedrig <sup>3)</sup>	100				10			
Zhang hoch <sup>5)</sup>	100	33	10	10	58	35	8,6	
Zhang niedrig <sup>5)</sup>	100	62	16	5	21	13	3,4	
- Mrd. US\$ -								
EPPA <sup>1)</sup>	31,5	9,1	5,1	2,7	17,4	10,5	2,4	0,1
G-Cubed <sup>2)</sup>	13,6	2,1	6,4	5,5	5,2	3,6		
Haites hoch <sup>3)</sup>	37,0				21,3			
Haites niedrig <sup>3)</sup>	37,0				9,8			
GREEN <sup>2)</sup>	22,8	10,2	5,0		7,5	4,3	0,9	0,1
SGM <sup>2)</sup>	27,4	5,0	9,3	6,4	13,1			
US-Administration hoch <sup>4)</sup>	18,0				8,3			
US-Administration niedrig <sup>4)</sup>	31,5				6,0			
Zhang hoch <sup>5)</sup>	7,8	2,6	0,8	0,8	4,5	2,7	0,7	
Zhang niedrig <sup>5)</sup>	2,2	1,4	0,4	0,1	0,5	0,3	0,1	

<sup>1)</sup> Ellermann/Decaux 1998; <sup>2)</sup> zitiert nach Austin/Faeth 2000; <sup>3)</sup> zitiert nach Zhang 2000; <sup>4)</sup> zitiert nach Vrolijk 1999; <sup>5)</sup> Zhang 2000

Quelle: Zusammenstellung und Berechnungen des Öko-Instituts

Das Volumen des internationalen Treibhausgashandels variiert dabei zwischen knapp 1 und gut 20 Mrd. US\$. Auf CDM entfallen dabei allein zwischen 0,5 bis über 20 Mrd. US\$. Zum Vergleich: die bundesdeutsche Entwicklungshilfe lag in den 90er Jahren bei etwa 10 bis 12 Mrd. DM jährlich (BMZ 2001). Weltweit liegt das Volumen der Entwicklungshilfe bei jährlich etwas 50 Mrd. US\$ (Vrolijk 1999, S. 4). D.h. im Rahmen des CDM könnten jährlich Finanzmittel in Entwicklungsländer fließen, die etwa dem Vierfachen der bundesdeutschen oder etwa 40% der weltweiten Entwicklungshilfe entsprechen.

Die größten Exporteure von CERs sind China und Indien. Je nach Szenario kann China allein bis zu 35% der globalen Treibhausgasreduzierungen durch CDM-Projekte beitragen. Der Beitrag Indiens könnte im für Indien günstigsten Fall bei fast 9% liegen. China und Indien können dabei jährliche Mittelzuflüsse im Umfang von bis zu gut 10 bzw. gut 2 Mrd. US\$ erwarten (Tabelle 14). Brasiliens Beitrag ist verglichen mit China und Indien gering. Das ist vor allem auf den hohen Wasserkraftanteil bei der Stromerzeugung zurückzuführen, da aufgrund der geringeren Kohlenstoffintensität weniger günstige Minderungsoptionen als in China oder Indien zur Verfügung stehen. Der Anteil Brasiliens würde allerdings größer ausfallen, wenn Senken, die in den vor allem energieorientierten Modellanalyse nicht hinreichend berücksichtigt sind, einbezogen würden. Es kann deshalb davon ausgegangen werden, dass der Anteil Chinas bei dieser Analyse eher über- und der Anteil Brasiliens unterschätzt wird (Austin/Feath 2000, S. 15).

Dabei stellt sich durchaus die Frage, ob die geschätzten Minderungsbeiträge des CDM auch durch entsprechende Projekte erschlossen werden können. Anhaltspunkte hierzu können aus der AIJ-Pilotphase gewonnen werden. Gegenwärtig sind gut 150 AIJ-Projekte bei der UNFCCC (2001) registriert, knapp 70 davon in Entwicklungsländern. Unterstellt, dass diese AIJ-Projekte alle so umgesetzt werden, wie in den Berichten angegeben, würde dies zu einer jährlichen Treibhausgasreduzierung von 382 Mio. t CO<sub>2</sub> (104 MtC) führen. Selbst für den Fall, dass gut 720 MtC der Minderungsverpflichtung der Annex I-Staaten durch CDM erfüllt würde, wäre hier eine Versiebenfachung der bisher registrierten AIJ-Projekte notwendig. Unter Berücksichtigung der Tatsache, dass gegenwärtig noch keine Minderungskredite für die erzielten Treibhausgasreduzierungen zugeteilt werden, kann davon ausgegangen werden, dass eine Versiebenfachung der durch CDM-Projekte erzielbaren Treibhausgasreduzierungen bis zur bzw. während der ersten Verpflichtungsperiode durchaus realisiert werden kann.

Der Beitrag der Erlöse aus CER zu den Gesamtkosten eines CDM-Projekts wird in der Regel in der Größenordnung zwischen 2 bis 10% eingeschätzt (Vrolijk 1999, S. 4). Ein CDM-Marktvolumen von z. B. 10 Mrd. US\$ könnte deshalb zusätzliche Investitionen in nachhaltigere Technologien im Umfang zwischen 90 und 490 Mrd. US\$ induzieren. Austin/Feath (2000, S. 15) weisen deshalb darauf hin, dass ein kleiner auf nachhaltige Entwicklung ausgerichteter Finanzierungsbetrag ausreichend sein könnte um den Entwicklungspfad zu ändern, da er Investitionsmittel, die ohne CDM vermutlich in konventionelle Technologien geflossen wären, in tendenziell nachhaltigere Technologien umlenkt.

Grubb/Hourcade/Oberthür (2001) haben die Auswirkungen des "Ausstiegs" der USA aus dem Kioto-Protokoll in verschiedenen Modellen im Hinblick auf die Marktanteile der Entwicklungs- und Transformationsländer untersucht (Tabelle 15). Demnach sinken hierdurch die Exporte von Emissionsgutschriften aus Entwicklungsländern (CDM) im

Durchschnitt um fast ein Viertel hinsichtlich der Mengen und um mehr als ein Drittel hinsichtlich des Zuflusses zusätzlicher Investitionsmittel.

*Tabelle 15: Marktanteile und zusätzlicher Investitionsmittelzufluss der Entwicklungs- und Transformationsländer mit und ohne Beteiligung der USA*

		mit USA		ohne USA		Veränderung	
		Entwicklungs-länder	Trans-formations-länder	Entwicklungs-länder	Trans-formations-länder	Entwicklungs-länder	Trans-formations-länder
ABARE-GTEM	MtC	44,4	83,6	44,4	83,6	0%	0%
AIM	MtC	46,0	108,3	30,7	95,4	-33%	-12%
G-Cubed	MtC	126,8	133,0	108,9	124,7	-14%	-6%
MERGE3	MtC	25,0	87,0	25,0	87,0	0%	0%
MIT-EPPA	MtC	66,9	97,9	64,0	96,7	-4%	-1%
MS-MRT	MtC	64,9	100,6	44,6	90,5	-31%	-10%
POLES	MtC	92,2	98,9	36,0	80,5	-61%	-19%
RICE	MtC	91,2	91,0	62,3	83,5	-32%	-8%
SGM	MtC	88,0	88,8	86,9	88,5	-1%	0%
WAGEM	MtC	71,1	89,6	47,2	82,0	-34%	-8%
Worldscan	MtC	112,2	159,1	86,7	144,3	-23%	-9%
<b>Durchschnitt</b>	<b>MtC</b>	<b>75,3</b>	<b>103,4</b>	<b>57,9</b>	<b>96,1</b>	<b>-23%</b>	<b>-7%</b>
ABARE-GTEM	Mrd. US\$	3,3	5,5	3,3	5,5	0%	0%
AIM	Mrd. US\$	3,5	6,4	1,6	4,2	-53%	-34%
G-Cubed	Mrd. US\$	7,8	6,0	5,9	5,1	-24%	-15%
MERGE3	Mrd. US\$	1,9	5,6	1,9	5,6	0%	0%
MIT-EPPA	Mrd. US\$	5,0	6,1	4,6	5,8	-8%	-4%
MS-MRT	Mrd. US\$	4,9	6,2	2,4	4,2	-50%	-31%
POLES	Mrd. US\$	6,4	5,6	1,2	2,4	-81%	-58%
RICE	Mrd. US\$	6,8	5,8	3,4	4,0	-50%	-31%
SGM	Mrd. US\$	6,6	5,7	6,4	5,6	-2%	-1%
WAGEM	Mrd. US\$	5,3	5,7	2,5	3,9	-53%	-33%
Worldscan	Mrd. US\$	3,5	3,5	2,3	2,8	-35%	-21%
<b>Durchschnitt</b>	<b>Mrd. US\$</b>	<b>5,0</b>	<b>5,7</b>	<b>3,2</b>	<b>4,5</b>	<b>-35%</b>	<b>-21%</b>

Quelle: Grubb/Hourcade/Oberthür 2001, S. 56

In den Transformationsstaaten gehen die Exporte von Emissionsrechten beim Emissionshandel und von Emissionsgutschriften aus CDM-Projekten mengenmäßig um 7% zurück. Der Zufluss an zusätzlichen Investitionsmitteln geht dabei ebenfalls im Mittel auch um gut ein Fünftel zurück.

### 5.3.3 Einfluss von Heißer Luft (Hot Air)

Wie bereits in Abschnitt 5.3 am Beispiel möglicher Preisentwicklungen im Treibhausgas-handel dargestellt wurde, hat der von der Bush-Regierung angekündigte Ausstieg der USA aus dem Kioto-Protokoll erhebliche Konsequenzen für den Markt für Emissionsrechte oder Emissionsgutschriften. Durch den Wegfall des voraussichtlich größten Nachfragers werden sich die Marktverhältnisse drastisch ändern. So erwarten alle in Tabelle 13 zitierten Studien eine signifikante Reduktion des Preises für Emissionsrechte oder Emissionsgutschriften. Im Durchschnitt aller Studien liegt die Reduktion bei ca. einem Drittel.

Noch viel deutlicher werden die gravierenden Auswirkungen des Ausstiegs der USA, wenn man in diesem Zusammenhang die Rolle der Hot Air berücksichtigt: Nach einer Analyse verschiedener Studien und eigenen Modellrechnungen kommen Jotzo/Tanujaya (2001) zu dem Ergebnis, dass die Nachfrage nach Emissionsreduktionen mit Hilfe der flexiblen Instrumente durch den Ausstieg der USA um 37 bis 57 % zurückgehen könnte. Der so auf Werte zwischen 155 und ca. 530 MtC/a reduzierten Nachfrage steht ein Angebot an Hot Air gegenüber, das von den verschiedenen Autoren im Bereich von 30 bis ca. 430 MtC/a eingeschätzt wird. Innerhalb dieser recht großen Spannweite erscheinen auch Konstellationen denkbar, in denen die Nachfrage nach Emissionsrechten und Emissionsgutschriften vollständig aus der Hot Air befriedigt werden könnte. In diesem Falle könnten Russland, die Ukraine und wenige weitere Transformationsländer das Angebot im Treibhausgashandel monopolisieren und mit ihrer kostenlos zur Verfügung stehenden Hot Air Konkurrenzangebote aus "echten" JI- oder CDM-Projekten immer unterbieten. Es käme zur Ausprägung eines Käufermarktes, in dem die Nachfrager den Anbietern niedrige Preise diktieren können.<sup>82</sup> Durch die auf der COP 6bis beschlossene begrenzte Zulassung von Senkenprojekten in den flexiblen Mechanismen wird das Angebot auf dem Markt für Emissionsrechte und Emissionsgutschriften weiter erhöht und dieser Effekt noch verstärkt.

Derartige Entwicklungen laufen den Interessen verschiedener Akteursgruppen entgegen, so dass es durchaus zur Ergreifung von Gegenstrategien kommen könnte:

- die Entwicklungsländer könnten aus dem CDM nur sehr geringe Einnahmen realisieren;
- die Transformationsländer müssten ihre Hot Air zu sehr niedrigen Preisen veräußern;<sup>83</sup>
- das niedrige Preisniveau auf dem globalen Markt für Emissionsrechte und Emissionsgutschriften würde die Durchsetzung des supplementarity-Kriteriums, demzufolge die flexiblen Mechanismen von den Annex I-Staaten nur zusätzlich zu nationalen Politiken und Maßnahmen eingesetzt werden dürfen, erschweren; insbesondere die EU forderte dagegen eine quantitative Präzisierung der im Kioto-Protokoll geforderten supplementarity, weil die EU-Staaten nicht riskieren wollten, dass aktive Klimaschutzmaßnahmen der OECD-Staaten weitgehend obsolet und der Kioto-Prozess damit faktisch ad absurdum geführt würde; die EU konnte sich allerdings mit dieser Forderung auf der COP 6bis nicht durchsetzen.

Da insbesondere die Transformationsländer kein Interesse daran haben können, dass die Preise auf dem globalen Markt für Emissionsrechte und Emissionsgutschriften sehr niedrig sind, ist die Bildung eines Anbieterkartells, das das Angebot an Hot Air ähnlich der Praxis der OPEC auf dem Weltmarkt für Rohöl künstlich verknappt, durchaus möglich.

---

<sup>82</sup> Dies könnte es letztlich den übrigen Annex I-Staaten deutlich erleichtern, das Kioto-Protokoll zu ratifizieren, denn die Gesamtkosten dieser Länder für die Einhaltung der Reduktionsziele würden durch kostengünstige Angebote auf dem Kohlenstoffmarkt reduziert.

<sup>83</sup> In Modellrechnungen haben Jotzo/Tanujaya 2001 gezeigt, dass eine Verknappung der Hot Air letztlich auch im Interesse der Transformationsländer ist, die somit absolut höhere Erlöse erzielen könnten.

Denkbar wäre sogar, dass auch die Entwicklungsländer ein derartiges Kartell bilden, um ggf. in Zusammenarbeit mit den Transformationsländern den Preis für Emissionsrechte und Emissionsgutschriften in die Höhe zu treiben (Jotzo/Tanujaya 2001). Eine weitere Option aus Sicht der Transformationsländer wäre, einen Teil der Hot Air bis zu künftigen Verpflichtungsperioden aufzubewahren (banking), in denen voraussichtlich höhere Preise erzielt werden können.

Einen neuen Vorschlag, wie das Problem der Hot Air gelöst werden könnte, wurde unter anderem von russischer Seite unter dem Stichwort "ecological reinvestment" präsentiert. Nach diesem Vorschlag sollen die Transformationsländer ihre Erlöse aus dem Verkauf von Hot Air in Maßnahmen zur Senkung der Treibhausgasemissionen in ihren Ländern reinvestieren. In konkreter Form wurde dieser Vorschlag u.a. von Mastepanov et al. (2000) vorgetragen. Die Autoren unterscheiden in PAA vom "Typ 1", die in Transformationsländern aufgrund von konkreten Emissionsminderungsmaßnahmen frei werden. Demgegenüber werden mit "Typ 2" diejenigen PAA bezeichnet, die aufgrund der Transformationsprozesse frei geworden sind und von dem betreffenden Land auch ohne die Durchführung konkreter Minderungsmaßnahmen nicht benötigt worden wären. Während nun die PAA des "Typ 1" ohne Beschränkungen veräußert werden können, soll sich das exportierende Land verpflichten, die Erlöse aus dem Verkauf von PAA des "Typ 2" in neue Minderungsprojekte zu investieren. Mastepanov et al. schlagen sogar vor, dass diese neuen Minderungsprojekte Emissionen mindestens in dem Umfang vermeiden sollen, wie PAA des "Typ 2" veräußert wurden.

Nach Grubb/Hourcade/Oberthür (2001, S. 32) und Vrolijk (2001) hätte dieser Vorschlag bei korrekter Umsetzung u.a. folgende Vorteile:

1. es würde dem Emissionshandel die aufgrund der Hot Air-Problematik in Frage gestellte ökologische Integrität wiedergeben, da jeder Handel von PAA mit realen Emissionsminderungen verbunden wäre;
2. der Markt für Emissionsrechte und Emissionsgutschriften würde vom Volumen her eingeschränkt, da die Kapazitäten zur Entwicklung wirksamer Reinvestitionsprojekte begrenzt sind, dies würde den Preis für Emissionsrechte und Emissionsgutschriften stützen;
3. dem stark renovierungsbedürftigen Energiesektor der Transformationsländer könnte zusätzliches Kapital für Investitionen zugeführt werden.

Allerdings scheint in Bezug auf diese Vorschläge eine gewisse Skepsis angebracht. So stellt die Verifikation der zweckgemäßen Verwendung der durchaus erheblichen Mittel, die über die Reinvestitionsfonds fließen würden, unter den unübersichtlichen Rahmenbedingungen gerade Russlands und der Ukraine ein erhebliches Problem dar. Noch grundsätzlicher ist jedoch einzuwenden, dass durch dieses Verfahren die Hot Air dazu verwendet würde, neue Emissionsminderungen in den Transformationsländern zu finanzieren, die dann ihrerseits zur Freisetzung von PAA in späteren Verpflichtungsperioden führen werden. Damit würde der vorgeschlagene Ansatz des ecological reinvestment faktisch einen wesentlichen Teil der Hot Air speichern, anstatt ihn aus der Welt zu schaffen.

Die Entwicklung des Volumens und der Preise auf dem Markt für Emissionsrechte und Emissionsgutschriften hängt also neben vielen anderen Faktoren auch davon ab, ob es



den Anbietern von Emissionsrechten bzw. Emissionsgutschriften gelingt, den Markt durch strategisches Verhalten zu beeinflussen oder ob sich Vorschläge wie die Reinvestitionsverpflichtung beim Verkauf von Hot Air durchsetzen.

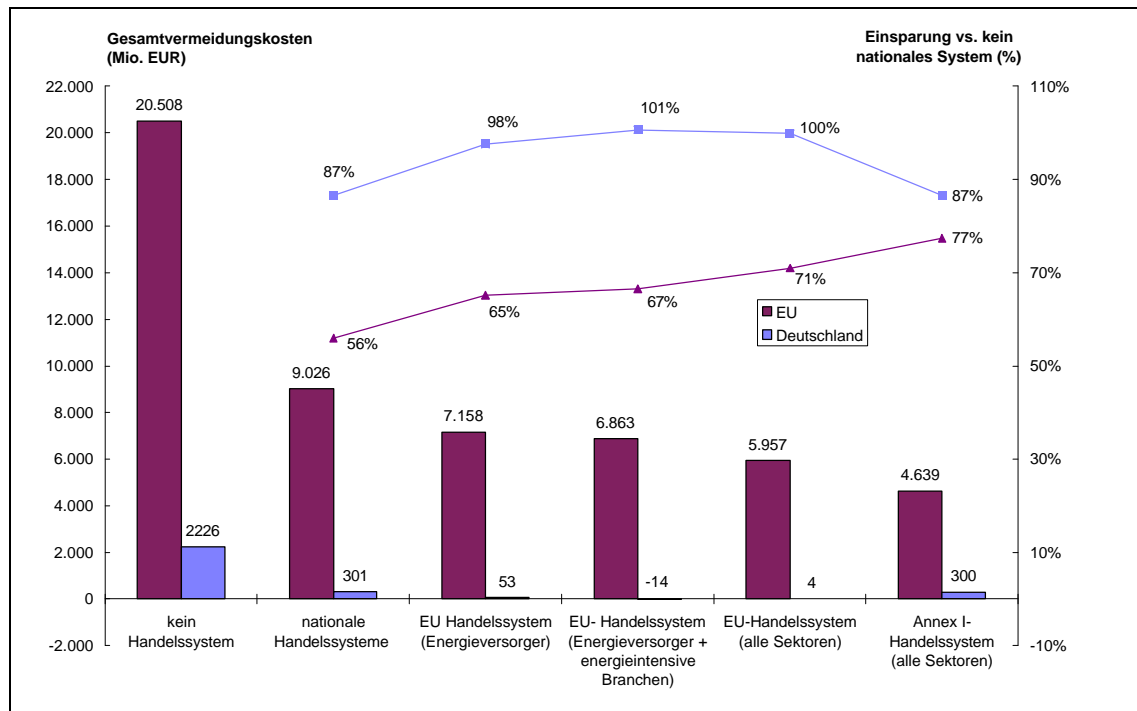
#### **5.4 Auswertung quantitativer Modellrechnungen für Deutschland und Europa**

Zum Abschluss sollen noch die Modelle und ihre Ergebnisse vorgestellt werden, die Deutschland explizit als Region aufführen. Im Rahmen der Energiesystemmodelle (bottom-up) ist hier insbesondere eine EU-weite Studie mit Hilfe des PRIMES Modell zu erwähnen. (E3M Lab 2000) Das PRIMES Modell simuliert ein partielles Marktgleichgewicht für den Energiesektor. In diesem Sinne und wie in Abschnitt 5.1.1 erläutert, kann es keine Gesamtwohlfahrtseffekte abbilden. Die Kostenziffern bezeichnen nur die Kosten oder Grenzkosten, die mit Reduktionsbemühungen im Energiesystem verbunden sind und nicht die der Gesamtwirtschaft.

Abbildung 13 zeigt die Gesamtvermeidungskosten (einschließlich der Gewinne aus dem Emissionsrechtehandel) für die Erreichung der Ziele des Kioto-Protokolls bei unterschiedlichen Ausgestaltungen des Handelssystems. Dabei werden folgende Fälle unterschieden: 1) kein nationales Handelssystem, das innerhalb der Länder für eine Kostenminimierung sorgt, 2) nationales Handelssystem innerhalb der einzelnen EU-Staaten mit allen Sektoren, 3) EU-weites System nur zwischen Energieversorgern, 4) EU-weites System unter Einbeziehung der Energieversorger und der energieintensiven Branchen, 5) EU-weites System unter Einschluss aller Sektoren und Branchen, und 6) internationales System innerhalb aller Annex B-Staaten des Kioto-Protokolls unter Einbeziehung aller Sektoren. Bei diesen Handelssystemen werden die Emissionsrechte aus den weiteren flexiblen Instrumenten des Kioto-Protokolls (JI und CDM) nicht berücksichtigt. Eine Einbeziehung würde die aufgezeigten Kosten weiter verringern.

Abbildung 13 zeigt deutlich die Verringerung der Gesamtkosten mit zunehmender Flexibilität für die EU. Die Kosten innerhalb der EU würden bei einem Annex B-Staaten Handel um 77 % auf knapp ein Viertel der ursprünglichen Kosten verringert. Für Deutschland führt ein EU-weites Handelssystem unter Einbeziehung der Energieversorger und der energieintensiven Branchen zu Nettogewinnen. Die Erreichung des Kioto-Ziels würde einen Nettogewinn von 14 Mio. EUR bringen. Es wird erwartet, dass Deutschland als Nettoverkäufer von Emissionsrechten auf dem europäischen Markt auftritt. (Metzger et al. 2001) Interessanterweise profitiert Deutschland nicht weiter von einem Annex B-Staaten Handelssystem. Dies ist durch den geringeren Marktpreis zu erklären, der sich bei einem Annex B-weiten System ergibt (Metzger et al. 2001). Allerdings sind die Gesamtvermeidungskosten gegenüber einem System ohne Handel noch immer um 86,5 % niedriger.

Abbildung 13: Gesamtkostenvergleich verschiedener Emissionshandelssysteme EU – Deutschland

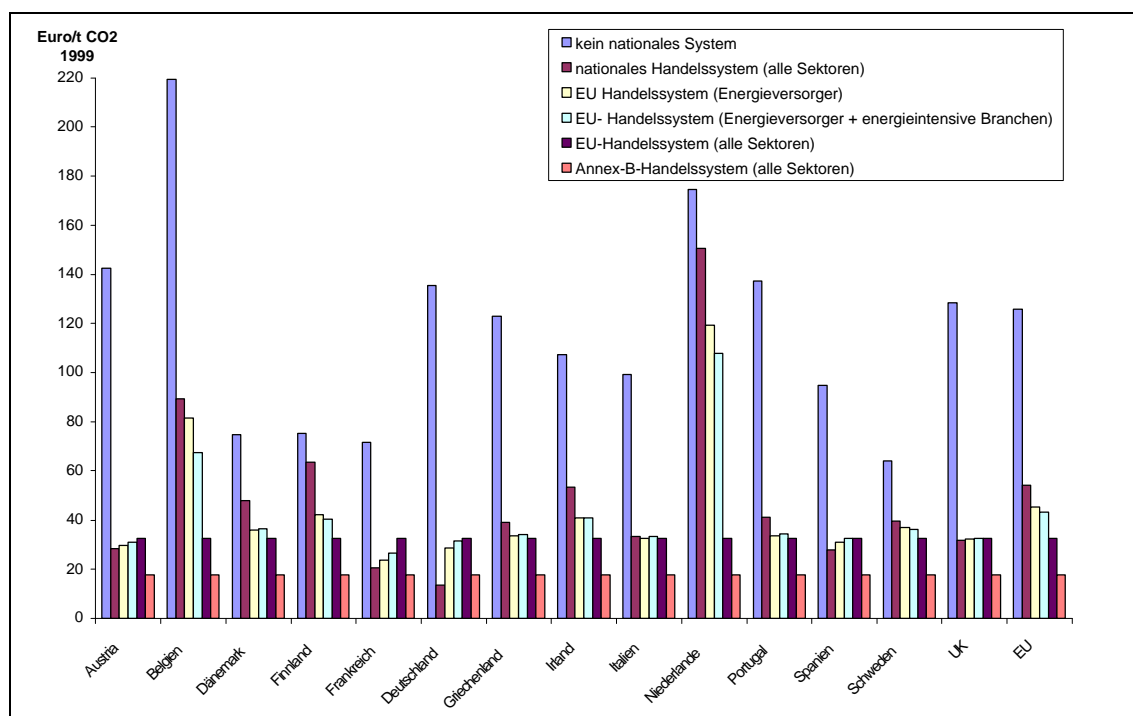


Quelle: E3M Lab (2000)

Die Grenzvermeidungskosten für alle EU-Staaten sind in Abbildung 14 dargestellt. Ohne die Einbeziehung jeglicher Flexibilität wären die Grenzvermeidungskosten am höchsten in Belgien, den Niederlanden, Österreich und Deutschland. Die Spanne reicht von 64 EUR/t CO<sub>2</sub> bis 219 EUR/t CO<sub>2</sub>, falls kein nationales Handelssystem erlaubt ist, und von 14 EUR/t CO<sub>2</sub> bis 151 EUR/t CO<sub>2</sub> im Falle einer effizienten nationalen Erreichung des Minderungszieles (z.B. durch nationalen Emissionshandel). Für ein EU-weites Handelssystem mit allen Sektoren ergibt sich ein Marktpreis für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte von 33 EUR/t CO<sub>2</sub> bei einem Handelsvolumen von 71 Mio. t CO<sub>2</sub>. Diese Menge entspricht 2,5 % aller in der EU im Jahre 2010 ausgegebenen Emissionsrechte. Deutschland würde als Nettoanbieter deutlich mehr als 50 % der gehandelten Emissionsrechte, 51 Mio. t CO<sub>2</sub>, auf den Markt bringen. Für ein Annex B-Staaten Handelssystem ergibt sich ein Preis von rd. 18 EUR/t CO<sub>2</sub>. Das Handelsvolumen der EU läge bei 150 Mio. t CO<sub>2</sub>, wobei Deutschland 7 Mio. t CO<sub>2</sub>-Rechte anbieten würde.<sup>84</sup>

<sup>84</sup> Dies entspricht in etwa 250 bis 858 US\$/Tonne Kohlenstoff (in 1999 US\$) falls kein nationales Handelssystem; 53 bis 589 US\$/t C für den Fall, dass nationaler Handel gestattet ist; 127 US\$/t C für ein EU-weites Handelssystem mit allen Sektoren und 69 US\$/t C für ein Annex-B Handelssystem. Es wurde der Durchschnittswchselkurs des Jahres 1999 angenommen (1,0663 US\$ pro Euro). Gehandelt werden entsprechend 19 Mio. t C in einem EU-weiten Handelssystem, mit einem Anteil für Deutschland von 14 Mio. t C. Auf dem Annex B Markt würden 41 Mio. t C gehandelt. Die aus Deutschland angebotenen Kohlenstoffemissionsrechte betragen 2 Mio. t C.

Abbildung 14: Grenzvermeidungskosten innerhalb der EU unter verschiedenen Handelsszenarien



Quelle: E3M Lab (2000)

Eine weitere Energiesystemstudie untersucht Minderungspotenziale für Deutschland, Russland und Indonesien im Rahmen von JI, CDM und Emissionshandel (Fichtner/Goebelt/Rentz 2001). Die Studie zielt nicht auf die konkreten Kioto Ziele ab, sondern nimmt Emissionsminderungsziele zwischen 20 und 45 % an. Unter verschiedenen Annahmen über die ökonomischen und politischen Entwicklungen in den Ländern sowie in Bezug auf anfallende Transaktionskosten, zeigt das Modell durchweg hohe Kostenminderungspotenziale durch die flexiblen Mechanismen. Die höchsten Minderungspotenziale für diese Länder könnten durch Projekte im Bereich Senken und Elektrizitätserzeugung erzielt werden.

Energiewirtschaftliche Modelle, die gleichzeitig die Kioto-Ziele und Mechanismen abbilden und auf Deutschland fokussiert sind, sind in der Literatur wenig zu finden. Böhringer (2000a) analysiert mit Hilfe eines allgemeinen Gleichgewichtsmodell eine ähnliche Fragestellung wie das E3M Lab (2000) mit seinem Energiesystemmodell (siehe oben). Böhringer kommt zu vergleichbaren Ergebnissen in bezug auf die EU-weiten Kosten der Klimaziele unter alternativen Emissionshandelsszenarien. Ein auf den Elektrizitätssektor eingeschränkter EU-weiter Emissionshandel ist im Vergleich zu einem Handel aller Sektoren mit geringeren Transaktionskosten verbunden und führt bereits zu signifikanten Effizienzgewinnen gegenüber einem System, in dem die Kioto-Ziele national erfüllt werden müssen. Dies ist allerdings nur der Fall, wenn die Emissionsrechte per Auktion versteigert werden und nicht entsprechend historischer Emissionen nach dem Prinzip des Grandfathering verteilt werden. Bei einem Grandfathering werden diese Effizienzgewinne durch implizite Subventionen des Elektrizitätssektors überkompensiert (Böhringer

2000a). Die Einkommensverteilung, die im Energiesystemmodell nicht berücksichtigt werden kann, wird in einem Emissionshandelssystem nicht zwingend positiv beeinflusst. Länder mit geringen Grenzvermeidungskosten verlieren ihren ursprünglichen Kosten- und Handelsvorteil, wenn das System für einen Handel geöffnet wird und dadurch die Grenzvermeidungskosten innerhalb der EU angeglichen werden. Dieser Verlust wird auch nicht durch den Verkauf der zusätzlichen Emissionsrechte ausgeglichen. Auf der anderen Seite bietet ein Handelssystem den Vorteil, die Differenzen der Kosten und Wohlfahrtseffekte zwischen den EU-Länder zu vermindern und wirkt daher im Sinne einer gerechten Lastenverteilung.

In einer weiteren allgemeinen Gleichgewichtsstudie untersuchen Böhringer et al. (2000b) die gesamtwirtschaftlichen Effekte einer Emissionsminderung in Deutschland (um 20 % bis zum Jahr 2005 gegenüber dem Jahr 1990) mit Hilfe einer Umweltsteuer allein und im Vergleich zu einer Kombination von Umweltsteuer und Joint Implementation Projekten mit Indien.<sup>85</sup> Sie zeigen, dass durch Einbezug von JI Projekten die benötigte CO<sub>2</sub>-Steuer und damit auch die negativen Beschäftigungseffekte dieser Steuer deutlich gemindert werden können. JI Projekte mit Indien sind am lukrativsten im Bereich Energieeffizienz in Kraftwerken und bringen somit insbesondere in diesem Sektor durch zusätzliche Investitionen positive Beschäftigungseffekte mit sich (Böhringer et al. 2000b).

Bayer und Kemfert (2000) verwenden eine andere Art eines energiewirtschaftlichen Modells, ein "overlapping generation" Modell mit einem generationsspezifischen Diskontierungsmechanismus, um die Auswirkungen der Kioto-Bemühungen auf die deutsche Wirtschaft zu beurteilen. In diesem Modellrahmen, dass die dynamische Komponente der Problematik betont, zeigen sie, dass Wirtschaftswachstum durchaus mit den Kioto-Verpflichtungen im Einklang steht. Heutige Generationen haben einen relativ größeren Anteil an der gesamtwirtschaftlichen Belastung zu tragen. Dieser wird allerdings durch höhere Wachstums- und Beschäftigungsniveaus in künftigen Generationen mehr als kompensiert.

Die Auswirkungen der Kioto-Ziele und flexiblen Mechanismen auf das Beschäftigungsniveau in Deutschland sind bisher nicht untersucht wurden. Viele Studien beschäftigen sich mit der Abbildung der bereits eingeführten ökologischen Steuerreform und ihrer Wachstums- und Beschäftigungseffekte. Eine gesamtwirtschaftliche konkrete Analyse der Kioto-Mechanismen und ihrer Auswirkungen auf den deutschen Arbeitsmarkt steht noch aus.

---

<sup>85</sup> Im Kontext des Kioto-Protokolls wären diese Projekte genauer als CDM Projekte zu bezeichnen.

## **6 Zielkonflikte und Synergien mit anderen klimapolitischen Instrumenten auf nationaler und europäischer Ebene**

Bei der Auswahl und Ausgestaltung eines wirtschafts- oder umweltpolitischen Instrumentes wie dem Emissionshandel ist grundsätzlich zu berücksichtigen, in welchem regulativen Umfeld dieses eingesetzt werden soll. Sofern bereits andere Regulierungen implementiert oder geplant sind, können Wechselwirkungen mit dem betrachteten Instrument auftreten. Dies kann sowohl primäre Eigenschaften dieses Instrumentes betreffen (z.B. die Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes), als auch dessen "Nebenwirkungen", wie Kosten der Emissionsminderung, die Effekte auf Beschäftigung oder Wachstum. Dabei können sich verschiedene Regulierungen sowohl gegenseitig unterstützen als auch beeinträchtigen. Daher ist in jedem Fall zu prüfen, ob es aus ökonomischer Sicht sinnvoll ist, bestimmte Maßnahmen zu kombinieren, und wie diese ausgestaltet werden müssten um sich optimal zu ergänzen.

Im Folgenden sollen einige grundlegende Aspekte solcher Wechselwirkungen diskutiert und konkrete klimapolitische Regulierungen betrachtet werden, mit denen im Fall von Treibhausgaszertifikaten solche Wechselwirkungen relevant sein könnten. Eine derartige Prüfung muss auch für die Vereinbarkeit mit Regelungen aus anderen Politikbereichen vorgenommen werden.<sup>86</sup> Da bei den anderen flexiblen Mechanismen, JI und CDM, außenhandelsrechtliche Fragen im Vordergrund stehen, wird die Untersuchung hier auf den Emissionshandel beschränkt.

### **6.1 Ökonomische Überlegungen zum Instrumentenmix**

In der politischen Praxis wird in der Regel ein Mix von Instrumenten eingesetzt, um ein umweltpolitisches Problem zu lösen. Von Ökonomen wird dies häufig als ineffizient betrachtet. Sie argumentieren dabei meist mit der idealtypischen Wirkungsweise eines marktorientierten Instruments. Marktorientierte Instrumente, wie der Emissionshandel oder Emissionssteuern, entfalten ihre Wirkung, indem sie den Preis der zu regulierenden umweltschädlichen Aktivitäten im Vergleich zu umweltverträglicheren Alternativen erhöhen. Dies gibt einen Anreiz z.B. CO<sub>2</sub>-Emissionen zu vermeiden, und zwar solange, wie die Kosten einer vermiedenen Einheit geringer sind als der Preis eines Emissionszertifikates (bzw. der Steuersatz) für eine emittierte Einheit. Werden alle gleichartigen Emissionen mit dem gleichen Abgabensatz belegt oder einem einheitlichen Zertifikatsregime unterworfen, so werden die Grenzkosten der Vermeidung bei allen Möglichkeiten der Emissionsreduktion angeglichen und die Erreichung des Minderungszieles zu den geringstmöglichen gesamtwirtschaftlichen Kosten herbeigeführt. Der Einsatz weiterer Instrumente, z.B. von Ordnungsrecht oder Fördermaßnahmen, ist aus dieser Sicht bestenfalls überflüssig, kann aber ebenso zu Ineffizienzen führen, wenn diese Investitionen erzwingen, deren Grenzkosten der Vermeidung höher sind als die durch das ökonomische Instrument induzierten.

---

<sup>86</sup> Ein besonders wichtiger Bereich, das internationale Recht der Welthandelsorganisation WTO, wird in einem weiteren Gutachten des Studienprogramms der Enquete-Kommission untersucht (Greiner, et al. 2001).

Diese Argumentation vernachlässigt aber, dass es auch aus Sicht der ökonomischen Theorie eine Reihe von Gründen geben kann, neben einem ökonomischen Instrumente wie dem Emissionshandel weitere Instrumente einzusetzen. Diese lassen sich grob zwei Kategorien zuordnen: Zum einen kann die Berücksichtigung weiterer wirtschaftspolitischer Ziele (z.B. Einkommensverteilung oder Beschäftigung) es sinnvoll erscheinen lassen, mehrere Instrumente einzusetzen. Zum anderen können Marktstörungen die Wirksamkeit von marktwirtschaftlichen Instrumenten beeinträchtigen und so die Nutzung weiterer Instrumente sinnvoll machen.<sup>87</sup> Diese Argumente und Situationen, in denen sie Anwendung finden, sollen im Folgenden erläutert werden.<sup>88</sup>

- Die Effizienzbetrachtungen der ökonomischen Theorie werden grundsätzlich isoliert von den Verteilungswirkungen einer Maßnahme durchgeführt. Dies wird häufig damit begründet, dass Verteilungsziele mit anderen Instrumenten verfolgt werden sollten.<sup>89</sup> Da die verfügbaren Verteilungsinstrumente jedoch ihrerseits Allokationseffekte und administrative Kosten für die Volkswirtschaft hervorrufen, ist es durchaus möglich, dass ein in isolierter Betrachtung als effizient eingestuftes Instrument bei Berücksichtigung von Verteilungseffekten zumindest in Teilbereichen mit hohen Kosten verbunden ist. Daher kann es gerechtfertigt sein, gezielt in Bereichen, in denen unerwünschte Belastungen auftreten, andere Instrumente einzusetzen.
- Die der Argumentation zugrunde liegende neoklassische Gleichgewichtstheorie analysiert Gleichgewichtszustände der Märkte. Anpassungsprozesse oder dauerhafte Ungleichgewichte, wie die Anpassung von Kapitalbeständen oder Arbeitslosigkeit, werden nicht betrachtet. Dadurch können jedoch erhebliche Kosten entstehen, die bei der Ausgestaltung der Politik berücksichtigt werden sollten. Es kann dann sinnvoll sein, ein marktwirtschaftliches Instrument durch flankierende Maßnahmen zu ergänzen.
- Die ökonomischen Effizienzbetrachtungen stellen i.d.R. auf die reinen Vermeidungskosten ab. Daneben können aber auch teilweise erhebliche Transaktionskosten entstehen, die bei der Instrumentenwahl zu berücksichtigen sind. Sofern Transaktionskosten durch flankierende Maßnahmen gesenkt werden können, kann deren Einsatz auch aus Effizienzgründen gerechtfertigt sein.
- Die obige Argumentation unterstellt, dass alle Marktteilnehmer vollkommene Information über verfügbare Produkte, Technologien und Handlungsalternativen haben. In der Realität verfügen viele Marktteilnehmer nicht über die nötigen Informationen und können diese gar nicht oder nur mit Zeit- und Kostenaufwand erwerben. Selbst wenn nur einer der an einer Transaktion beteiligten Teilnehmer nicht über die volle Information verfügt (asymmetrische Informationen), können daraus erhebliche Marktstö-

---

<sup>87</sup> Im Folgenden werden nur solche Gründe diskutiert, die für die Treibhausgasproblematik relevant erscheinen. Andere Argumente, wie z.B. die Gefahrenabwehr und Vermeidung lokaler oder zeitlicher Belastungsspitzen, werden hier nicht diskutiert.

<sup>88</sup> Diese Diskussion deckt sich in weiten Teilen mit der im Rahmen von Hemmnisanalysen durchgeführten Analyse von Marktstörungen, geht aber in einzelnen Punkten über diese hinaus. Zur Hemmnisanalyse vgl. z.B. Jochem (1999) oder Praetorius (1996).

<sup>89</sup> In der theoretischen Analyse wird i.d.R. unterstellt, dass ein ideales Verteilungsinstrument existiert, mit dem Verteilungsziele ohne volkswirtschaftliche Kosten erreicht werden können.



rungen resultieren, aufgrund derer kostengünstige Emissionsminderungspotentiale nicht ausgeschöpft werden.<sup>90</sup>

- Sobald neben der Umweltbelastung weitere externe Effekte auftreten, verlangt Effizienz den Einsatz weiterer Instrumente. So entstehen im Bereich der Forschung und Entwicklung positive Externalitäten, die eine Förderung dieser Aktivitäten grundsätzlich rechtfertigen. Eine spezielle Form positiver Externalitäten stellen Lernkurven dar, bei denen die Stückkosten mit der kumulierten Produktionsmenge sinken. In diesem Fall kann die Unterstützung der Markteinführung gerechtfertigt sein.
- Im Mietwohnungsbereich tritt ein Phänomen auf, das als Nutzer-Investor-Dilemma bezeichnet wird.<sup>91</sup> Erhöhungen der Energiekosten betreffen die Mieter einer Wohnung, Investitionen in Energiesparmaßnahmen müssten jedoch vom Vermieter vorgenommen werden. Sofern der Eigentümer die Investitionskosten nicht wie notwendig erachtet auf den Mieter überwälzen kann, wird der Anreiz geschwächt, entsprechende Investitionen vorzunehmen.

Diese Gründe können dazu führen, dass kostengünstige Emissionsminderungspotentiale beim Einsatz ökonomischer Instrumente nicht wahrgenommen werden. Andere Instrumente können die Folgen der Marktstörung teilweise korrigieren. Bei der Prüfung, ob und wie dies geschehen kann, ist allerdings mit großer Sorgfalt vorzugehen, ineffiziente Regulierungen zu vermeiden. Nicht jede wahrgenommene Marktstörung lässt sich korrigieren und rechtfertigt Staatseingriffe. So stellen z.B. Informationskosten reale Kosten für die Ökonomie dar, die bei der Effizienzanalyse zu berücksichtigen sind. In einem Teil der Fälle kann der Staat diese Kosten senken: So kann er für standardisierte Produkte (z.B. weiße Ware) eine Informationspflicht über den Energieverbrauch auferlegen und die Qualität der Information sicherstellen. In anderen Fällen können Informationshemmnisse abgebaut werden, wenn ein glaubwürdiger Akteur Informationen sammelt, auswertet und in geeigneter Form zu Verfügung stellt. Beide Beispiele rechtfertigen aus ökonomischer Sicht jedoch nur dann Staatseingriffe, wenn dadurch die Informationskosten insgesamt gesenkt werden können und die dadurch erschlossenen Vermeidungspotentiale auch unter Berücksichtigung der Informationskosten als wirtschaftlich zu bezeichnen sind.<sup>92</sup>

---

<sup>90</sup> Zur Theorie asymmetrischer Informationen vgl. z.B. Fritsch, Wein, Ewers (1999); deren Anwendung diskutiert Otte (2001) am Beispiel des Raumwärmebereichs.

<sup>91</sup> Das Nutzer-Investor-Dilemma kann auch bei der Vermietung oder Verpachtung anderer langlebiger Investitionsgüter auftreten. Eine systematische Analyse der damit verbundenen Probleme und Lösungsmöglichkeiten im Raumwärmebereich findet sich z.B. bei Otte (2001).

<sup>92</sup> Insofern dürfte ein Teil der diagnostizierten Effizienzlücke eher als "Ökonomieversagen" zu bezeichnen sein, da er auf einer unvollkommenen Berücksichtigung realer Kostenbestandteile beruht.

## 6.2 Relevante Regulierungen und Instrumente im Bereich Energie und Klimaschutz

### 6.2.1 Ordnungsrechtliche Regulierung

Der Bereich der Energieeinsparung und des Klimaschutzes ist durch einen relativ geringen Umfang von ordnungsrechtlicher Regulierung gekennzeichnet.<sup>93</sup> Hervorzuheben sind:

- Mit dem Energieverbrauchskennzeichnungsgesetz (EnVKG), das am 30.05.2001 vom Bundeskabinett verabschiedet wurde, soll eine Ermächtigungsgrundlage geschaffen werden, aufgrund derer das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi) Rechtsverordnungen erlassen kann, die Informationspflichten über den Verbrauch an Energie und anderen wichtigen Ressourcen sowie von CO<sub>2</sub>-Emissionen von Geräten und Kraftfahrzeugen begründen. Darüber hinaus wird das Ministerium ermächtigt, über Rechtsverordnungen zulässige Höchstwerte für den Energieverbrauch von Geräten festzulegen. Mit diesem Gesetz sollen entsprechende europäische Richtlinien zur Energieeinsparung umgesetzt werden.<sup>94</sup> Das bisherige EnVKG vom 1. Juli 1997 lässt gegenwärtig nur Regelungen für Haushaltsgeräte zu.
- Wichtige Regulierungen betreffen den Gebäudebereich, wo Wärmeschutzverordnung und Heizungsanlagenverordnung über Standards den Energiebedarf reduzieren. Mit der Energieeinsparverordnung (EnEV), die im Entwurf vorliegt,<sup>95</sup> sollen Wärmeschutzverordnung und Heizungsanlagenverordnung zusammengeführt und deren Regelungen verschärft werden. Insbesondere wird der Energiebedarf von Neubauten gegenüber dem gegenwärtigen Standard gesenkt. Ferner soll ein Energiebedarfsausweis für Neubauten eingeführt werden, der die Transparenz auf dem Immobilienmarkt verbessert. Grundlage ist dabei der gesamte Energiebedarf für Heizung, Lüftung und Warmwasserbereitung. Auch im Altbaubestand sollen Energiesparpotentiale durch Modernisierungsverpflichtungen und Vorgabe erhöhter Standards bei ohnehin anstehenden Modernisierungs- oder Instandsetzungsmaßnahmen (so genannte bedingte Anforderungen) verstärkt mobilisiert werden.

Das EnVKG ermächtigt das BMWi, Informationspflichten und Standards für den Energieverbrauch zu setzen. Die Verpflichtung, Informationen bereit zu stellen, zielt unmittelbar auf eine der Ursachen des Marktversagens, die zu Effizienzlücken führen. Da sie

<sup>93</sup> Dies mag darauf zurückzuführen sein, dass es sich um einen relativ jungen Politikbereich handelt, der zu einer Zeit entstanden ist, als dem Ordnungsrecht (aus unterschiedlichen Gründen) in Wirtschaft, Politik und Wissenschaft wachsende Skepsis entgegengebracht wurde.

<sup>94</sup> Die Richtlinie 1999/94/EG betrifft die Verpflichtung zur Bereitstellung von Verbraucherinformationen über den Kraftstoffverbrauch und CO<sub>2</sub>-Emissionen beim Marketing für neue Personenkraftwagen, die Richtlinie 2000/55/EG legt Energieeffizienzanforderungen (Verbrauchshöchstwerte) an Vorschaltgeräte für Leuchtstofflampen fest. Weitere Kommissionsentwürfe zur Energieverbrauchskennzeichnung bei Backöfen und Geräten zur Raumklimatisierung liegen vor bzw. sind für Heizkessel kurz vor der Fertigstellung.

<sup>95</sup> Die EnEV wurde am 7.3.2001 vom Bundeskabinett verabschiedet. Der Bundesrat stimmte der Verordnung am 13.7.2001 mit geringfügigen Änderungen zu, so dass sie vermutlich zu Beginn des Jahres 2002 in Kraft treten wird.

für den Hersteller mit geringen Kosten verbunden sein dürfte, ist die Gefahr der Ressourcenverschwendung gering. Informationspflichten dürfen die Funktion der Lenkung durch Emissionsrechte eher verbessern als behindern.

Verbrauchsstandards hingegen schränken die Entscheidungsfreiheit von Produzenten und Konsumenten ein. Aus ökonomischer Sicht führt dies zu Effizienzverbesserungen,<sup>96</sup> wenn sich die Konsumenten bei vollkommener Information und ohne Marktstörungen mehrheitlich für Geräte entschieden hätten, die diesen Standards entsprechen. Gewährleistet ist dies jedoch nicht. Da Standards die Funktion der Steuerung mit marktwirtschaftlichen Instrumenten und deren Effizienz beeinträchtigen können, sollten sie restriktiv und nur nach sorgfältiger Analyse des konkreten Falls eingesetzt werden.

Die EnEV betrifft den Gebäudebereich, in dem Studien besonders große Effizienzlücken festgestellt haben.<sup>97</sup> Die Schaffung größerer Transparenz mithilfe des Energiebedarfsausweises dürfte längerfristig die Funktionsfähigkeit des Marktes stärken. Da hier die Lenkung über ökonomische Instrumente zumindest auf mittlere Frist kaum wirkt, dürfte kein Lenkungskonflikt vorliegen. Bei der Beurteilung von Standards und Investitionspflichten ist zu berücksichtigen, dass Steigerungen der Energieeffizienz bei Neubauten und im Rahmen von Renovierungsarbeiten relativ kostengünstig sind, andernfalls jedoch mit deutlich höheren Kosten verbunden sind. Angesichts der hohen Nutzungsdauer von Gebäuden und langen Investitionszyklen spricht dies im konkreten Fall für die gewählte Regulierung.

Insgesamt stellen die vorhanden und geplanten ordnungsrechtlichen Regelungen den Sinn des Emissionshandels nicht in Frage. Es besteht weiterhin Handlungsbedarf, da die Klimaschutzziele in weiten Bereichen des Energieverbrauchs bisher nicht angemessen berücksichtigt werden.

### 6.2.2 Fördermaßnahmen

Fördermaßnahmen in Form von steuerlicher Förderung, Investitionszuschüssen, zinsbegünstigten Krediten oder Bürgschaftsprogrammen haben im Umweltschutz eine lange Tradition. Sie sind ordnungspolitisch problematisch und verstoßen gegen das weithin anerkannte Verursacherprinzip, für das sowohl die EU als auch der Bund und die Länder eintreten. Allerdings werden Abweichungen vom Verursacherprinzip international als sinnvoll angesehen,

- wenn die Erprobung und Entwicklung neuer Vermeidungstechnologien gefördert werden sollen,
- wenn außergewöhnliche Umstände wie die rasche Implementierung strenger Umweltschutzmaßnahmen sozio-ökonomische Probleme verursachen,

---

<sup>96</sup> Der Begriff "ökonomische Effizienzverbesserungen" darf nicht mit technischen Effizienzsteigerungen verwechselt werden. Er kennzeichnet Wohlfahrtssteigerungen durch ein Nutzung von Ressourcen, die besser den Präferenzen der Konsumenten entspricht. Dies könnte theoretisch auf mit einer geringeren Energieeffizienz einhergehen.

<sup>97</sup> Otte (2001) und die dort zitierte Literatur.

- wenn die Verfolgung anderer sozio-ökonomischer Ziele wie z.B. die Verringerung schwerwiegender regionaler Ungleichgewichte die Subvention von Umweltschutzmaßnahmen impliziert (OECD 1986).

In Deutschland werden CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen durch eine Vielzahl von Maßnahmen gefördert, wovon sich die meisten auf erneuerbare Energien beziehen.<sup>98</sup> Die folgende Darstellung strebt keine Vollständigkeit an, sondern soll nur die Vielfalt der unterschiedlichen Arten von Fördermaßnahmen, Zielgruppen und Gegenstand der Förderung verdeutlichen.

- Mit Mitteln der ökologischen Steuerreform wird ein Förderprogramm für "Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien" (mit einem Volumen von 200 Mio. DM im Jahr 1999, von 300 Mio. DM in den Jahren 2000 und 2001 sowie (geplanten) 200 Mio. DM in den Jahren 2002 und 2003) finanziert. Aus diesem Programm werden Investitionen in verschiedene Anlagen zur Erzeugung regenerativer Energien durch Zuschüsse oder zinsgünstige Darlehen gefördert. In Kombination mit Solarkollektoranlagen oder Wärmepumpenanlagen können auch Maßnahmen zur Energieeinsparung gefördert werden.
- Im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) sowie des geplanten neuen Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes wird eine Verpflichtung zur Abnahme und eine Mindestvergütung für Strom aus erneuerbaren Energieträgern sowie zur Zahlung eines Zuschlags für Strom aus KWK-Anlagen festgelegt. Die zusätzlichen Kosten werden zwischen den Netzbetreibern aufgeteilt und können auf den Strompreis bzw. das Netznutzungsentgelt überwältzt werden.
- Das 100.000-Dächer-Solar-Programm vergibt zinsgünstige Kredite für Photovoltaikanlagen an Privatpersonen sowie kleine und mittlere private gewerbliche Unternehmen und freiberuflich Tätige.
- Ein Programm zur Förderung von Entwicklung und Demonstration umwelt- und klimaschonender Energieformen (mit einem Fördervolumen von je 100 Mio. DM über 3 Jahre) gewährt Investitionszuschüsse oder zinsvergünstigte Kredite.
- Energieeinsparungen im Gebäudebereich werden durch zinsgünstige Kredite (z.B. CO<sub>2</sub>-Minderungsprogramm für den Altbaubereich oder Wohnraum-Modernisierungsprogramm II für die neuen Bundesländer) gefördert. Das Bundesprogramm "Vor-Ort-Beratung" in Wohngebäuden gewährt Zuschüsse für die Energiesparberatung. Für bis Ende 2002 abgeschlossene Vorhaben wird gemäß Eigenheimzulagegesetz (EigZuIG) zusätzlich zur "normalen" Eigenheimzulage eine steuerliche Förderung für umweltfreundliche Investitionen gewährt, die sogenannte "Ökozulage".
- Die EU fördert im Rahmen mehrerer Programme (ALTENER II, SAVE II, 5. Rahmenprogramm) z.B. Studien, Pilotaktionen, Erfahrungsaustausch, Energiemanagement, Hemmnisabbau oder die Entwicklung von Strukturen für Information sowie Aus- und Fortbildung.

---

<sup>98</sup> Eine Übersicht bietet BMU (2001a und 2001b) oder <http://www.bmwi.de/Homepage/Politikfelder/Energiepolitik/Service/Foerderprogramme/Foerderprogramme.jsp>.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass der Katalog von Fördermaßnahmen für unterschiedliche Maßnahmen umweltverträglicher Energieerzeugung und rationeller Energienutzung, unterschiedliche Zielgruppen und Regionen sowie von unterschiedlichen Geldgebern (EU, Bund, Länder oder Kommunen) oder Projektträgern nur schwer überschaubar ist. Teilweise können verschiedene Mittel kumuliert werden, so dass die Effizienz der Gesamtheit der Fördermaßnahmen nur mit Hilfe einer komplexen empirischen Analyse abgeschätzt werden könnte. Wechselwirkungen mit dem Emissionsrechtehandel entstehen, da diese Fördermaßnahmen zu einem Rückgang der regulierten CO<sub>2</sub>-Emissionen führen und so andere Minderungsmaßnahmen "verdrängen" bzw. überflüssig machen. Dennoch stellen die umfangreichen Fördermaßnahmen den Sinn des Emissionshandels nicht grundsätzlich in Frage. Vielmehr sollten angesichts der Lenkungswirkung und dem Anreiz zu Innovation, der von einem Zertifikatssystem ausgeht, Fördermaßnahmen unter Berücksichtigung der oben genannten Argumente für solche Maßnahmen in der Hinsicht kritisch überprüft werden, ob sie durch den Emissionshandel ganz oder teilweise überflüssig werden.

### 6.2.3 Selbstverpflichtungen der Wirtschaft

Teile der deutschen Wirtschaft haben eine Selbstverpflichtung abgegeben, einen Beitrag zum Klimaschutz zu leisten. In der aktuellen Fassung vom 09.11.2000 sagen die beteiligten Wirtschaftsverbände zu, besondere Anstrengungen zu unternehmen, ihre spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2005 um 28% gegenüber 1990 zu verringern, sowie die spezifischen Emissionen der sechs im Kioto-Protokoll erfassten Treibhausgase bis 2012 um 35% im Vergleich zu 1990 zu reduzieren. Diese Gesamterklärung wird durch branchenspezifische Erklärungen ergänzt, in denen von diesem Ziel abweichende Einzelziele festgelegt werden.<sup>99</sup> Weiterhin wurde in Ergänzung zur Klimavereinbarung im Juni 2001 eine Vereinbarung zur Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung getroffen, in der die Wirtschaft "den Erhalt, die Modernisierung und den Zubau von Anlagen der KWK" zusagt, mit dem Ziel, "einen Minderungsbeitrag in einer Größenordnung von 10 Mio. t CO<sub>2</sub>/Jahr bis 2005 (Zwischenziel) bzw. insgesamt möglichst 23 Mio. t CO<sub>2</sub>/Jahr, jedenfalls nicht unter 20 Mio. t CO<sub>2</sub>/Jahr bis 2010 zu erreichen".<sup>100</sup> Sonstige CO<sub>2</sub>-Minderungsmaßnahmen sollen die Emissionsvolumina zusätzlich im Jahre 2005 um 10 Mio. t CO<sub>2</sub>/Jahr und bis zum Jahr 2010 um bis zu 25 Mio. t CO<sub>2</sub>/Jahr gegenüber dem Jahr 1998 senken.<sup>101</sup>

Im Gegenzug macht die Bundesregierung verschiedene Zusagen bezüglich der Ausgestaltung der künftigen Klimapolitik. Insbesondere sagt sie zu, sich dafür einzusetzen, "dass der deutschen Wirtschaft aus den Kioto-Verpflichtungen und den damit verbundenen Instrumenten (Emissionshandel, Joint Implementation, Clean Development Mechanism) sowie dem EU-Burden-Sharing im internationalen Vergleich keine Wettbewerbsnachteile entstehen. Über den Einsatz der flexiblen Instrumente wird die Bundesregie-

<sup>99</sup> Die Einzelerklärungen zur aktuellen Version der Selbstverpflichtung lagen bei Abschluss dieser Studie im August 2001 jedoch noch nicht vollständig vor.

<sup>100</sup> Vereinbarung zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der deutschen Wirtschaft zur Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen und der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung in Ergänzung zur Klimavereinbarung vom 9.11.2000, Fassung vom 25.06.2001.

<sup>101</sup> Diese Vereinbarung war bei Abschluss dieser Studie im August 2001 jedoch von den Vertragspartnern noch nicht unterzeichnet.



rung unter Beteiligung der Wirtschaft im Hinblick auf die Ergebnisse der weiteren Vertragsstaatenkonferenzen zur Klimarahmenkonvention entscheiden."<sup>102</sup> Im Rahmen der KWK-Vereinbarung verpflichtet sich die Regierung weiterhin, ein Gesetz zur Förderung ökologisch effizienter KWK einzubringen, das das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz vom 12.05.2000 ablöst. Darin sollen die Vorschläge der Wirtschaft zur gesetzlichen Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung berücksichtigt werden.<sup>103</sup>

Von der Selbstverpflichtung gehen somit keine grundsätzlichen Einschränkungen für die Nutzung der flexiblen Mechanismen aus. Fraglich ist allerdings, ob die Beibehaltung der Selbstverpflichtung bei Einführung eines Emissionshandels noch sinnvoll wäre. Sofern deren Ziele über das hinaus gingen, was eine Branche im Rahmen des Zertifikatshandels erreichen würde, würden nur kostengünstigere Minderungsmaßnahmen in anderen ökonomischen Bereichen verdrängt. Eine Flexibilisierung der Ziele der Selbstverpflichtung durch Einbezug der Möglichkeit von Emissionshandel, JI und CDM wäre zwar grundsätzlich möglich, allerdings stellt sich dann die Frage, welche Funktion die Selbstverpflichtung dann noch haben kann. Sinnvoller erscheint es zu prüfen, ob die Selbstverpflichtung als Ausgangspunkt für die Implementierung eines Emissionshandels geeignet ist. Auf der Basis der vereinbarten Ziele könnte die Anfangsausstattung einzelner Branchen festgelegt werden.<sup>104</sup> Die von Kohlhaas/Praetorius (1994) und Rennings et al. (1996) formulierte Kritik an den Selbstverpflichtungen, dass eine effiziente Umsetzung nicht gewährleistet sei, da die einzelnen Unternehmen keine individuelle Verpflichtungen eingegangen sind und kein effizienter Allokationsmechanismus existiert, könnte auf diese Art entkräftet und erste Erfahrung mit dem Emissionshandel gesammelt werden.

#### 6.2.4 Ökologische Steuerreform und Umweltabgaben

Abschließend soll untersucht werden, ob es sinnvoll sein kann, Emissionshandel einzuführen, obwohl in Deutschland mit der ökologischen Steuerreform bereits ein marktwirtschaftliches Instrument im Klimaschutz etabliert wurde. Diese Reform trat am 1.4.1999 in Kraft. Ihr Ziel ist es, den Energieverbrauch durch eine schrittweise Erhöhung der Besteuerung zu verteuern. Die zusätzlichen Steuereinnahmen werden zur Senkung der Sozialversicherungsbeiträge verwendet. Ferner wird ein Förderprogramm für erneuerbare Energien daraus finanziert.

In fünf Stufen wird eine Stromsteuer eingeführt und die Mineralölsteuer erhöht. Für das produzierende Gewerbe sowie die Land- und Forstwirtschaft gelten ermäßigte Steuersätze in Höhe von 20 % des Normalsatzes. Darüber hinaus erhalten Unternehmen des produzierenden Gewerbes auf Antrag den Teil der Steuerzahlungen zurück, der die Entlastung beim Arbeitgeberanteil zur Rentenversicherung um mehr als 20 % übersteigt.

Ein Zertifikatssystem und die ökologische Steuerreform lassen sich grundsätzlich miteinander kombinieren. Das Zusammenwirken ist von der Ausgestaltung der beiden Instru-

<sup>102</sup> Vereinbarung zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der deutschen Wirtschaft zur Klimavorsorge vom 09.11.2000, Berlin.

<sup>103</sup> Der Gesetzentwurf wurde am 15.08.2001 vom Bundeskabinett verabschiedet und soll zum 01.01.2002 in Kraft treten.

<sup>104</sup> Dabei müsste ein Übergang von spezifischen zu absoluten Mengenziele gefunden werden. Mögliche Lösungen zeigt das Modell der Emissions Trading Group in England auf (Abschnitt 3.1.4).



mente abhängig und lässt sich am besten anhand zweier stilisierter Ausgestaltungen erläutern:

- Es sei zunächst angenommen, dass Ökosteuern und Zertifikate beide die gesamten energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen belasten. Sofern die Gesamtmenge der Emissionsrechte niedriger ist als die von den Ökosteuern alleine induzierte Menge, erhalten die Zertifikate einen positiven Preis. Dieser wird genau um den Ökosteuersatz niedriger sein als in einer Situation, in der nur ein Zertifikatssystem eingesetzt wird. Die Ökosteuer hätte in diesem Fall keine Lenkungsfunktion, würde jedoch ein Steueraufkommen nach sich ziehen und den Wert der Zertifikate entsprechend mindern. Der Staat kann mit der Vergabe der Emissionsrechte ebenfalls Staatseinnahmen erzielen oder darauf verzichten.
- Als zweite Alternative sei angenommen, dass Ökosteuern einheitlich auf den privaten Energieverbrauch erhoben werden, während gewerbliche energiebedingte Emissionen durch Emissionsrechte reguliert werden. In diesem Fall würden beide Instrumente unabhängig voneinander Lenkungswirkung entfalten und innerhalb der jeweiligen Energienutzungen für einen Ausgleich der Grenzvermeidungskosten sorgen. Zwischen den beiden Gruppen würde hingegen im Regelfall kein Ausgleich stattfinden. Selbst wenn dieser in der Ausgangssituation hergestellt würde, würden ständig auftretende Veränderungen (z.B. konjunktureller Art, der Weltenergiepreise) wohl nach kurzer Zeit zu einem Abweichen des Zertifikatspreises von dem Ökosteuersatz und somit zu Ineffizienzen bei der Emissionsvermeidung führen.<sup>105</sup>

Diese Betrachtungen zeigen, dass es grundsätzlich möglich ist, die Instrumente zu kombinieren. Aus umweltpolitischen Gründen ist dies zu erwägen, da die ökologische Steuerreform in ihrer gegenwärtigen Form keine ausreichende Lenkungswirkung zur Umsetzung der Kioto-Ziele erreicht (Bach et al. 2001) und fraglich ist, ob sich die notwendige Verschärfung der Reform durchsetzen lässt. Eine Kombination der Instrumente entsprechend der ersten Variante wäre allerdings nur aus finanzpolitischen Gründen zu in Betracht zu ziehen, wenn Staatseinnahmen mit Ökosteuern statt durch einen Verkauf von Zertifikaten erzielt werden sollen.<sup>106</sup> Die zweite Variante sollte vor dem Hintergrund der tatsächlichen Ausgestaltung der ökologischen Steuerreform und der Kritik daran geprüft werden (siehe z.B. Bach/Kohlhaas 1999 oder ZEW 1999): Durch umfangreiche Sonderregelungen wird die Lenkungswirkung der Ökosteuern im Produzierenden Gewerbe stark abgeschwächt und geht für energieintensive Unternehmen, die Anspruch auf den sogenannten Nettobelastungsausgleich haben, sogar völlig verloren. In diesem Bereich könnte man die Lenkungswirkung mit Hilfe von Emissionsrechten erreichen. Dennoch könnte erwogen werden, das Produzierende Gewerbe weiterhin mit einem verminderten Steuersatz der Ökosteuer zu unterwerfen, um zur Finanzierung der Senkung des Arbeitgeberanteils an der Rentenversicherung beizutragen.

---

<sup>105</sup> Ein Ausgleich der Grenzkosten zwischen den Bereichen wäre durch den Ver- oder Kauf von Zertifikaten durch den Staat (vergleichbar einer Offenmarktpolitik) denkbar. Das entstehende System wäre zwischen einer Preis- und einer Mengenregulierung anzusiedeln.

<sup>106</sup> Dies kann damit begründet werden, dass die Staatseinnahmen bei den beiden Instrumenten unterschiedlich auf Schwankungen von Energieangebot und -nachfrage reagieren würden.

### 6.2.5 Quotenverpflichtungen

In verschiedenen Staaten werden Quotenverpflichtungen als Instrumente insbesondere zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien (REG) oder aus Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) diskutiert oder entsprechende Regelungen bereits umgesetzt.<sup>107</sup> Kern dieser Regelungen ist, dass eine Akteursgruppe (häufig sind dies die Lieferanten, Eigenerzeuger und Direktimporteure von Strom) dazu verpflichtet wird, einen bestimmten Anteil ihres Strombedarfs aus den zu fördernden Erzeugungsformen zu beziehen. Um den Nachweis der Erfüllung dieser Verpflichtung zu vereinfachen, werden häufig sog. handelbare Zertifikate eingeführt, die den Umweltnutzen einer bestimmten Strommenge aus REG bzw. KWK repräsentieren. Auch wenn die derzeit im Aufbau befindlichen Zertifikatssysteme i.d.R. noch keinen internationalen Handel mit Zertifikaten zulassen, so ist doch damit zu rechnen, dass dies künftig der Fall sein wird.

Zu einer Wechselwirkung dieser Quotenverpflichtungen mit den flexiblen Mechanismen des Kioto-Protokolls kommt es vor allem deshalb, weil die Reduktion von Treibhausgasen i.d.R. eine Hauptmotivation für die Einführung der Quotenregelungen ist. Dies wirft zwei zentrale Fragen auf:

1. Bereits im Falle rein national ausgerichteter Quotenverpflichtungen ist zu klären, ob und unter welchen Bedingungen die Treibhausgasreduktionen, die im Rahmen der Erfüllung der Quote realisiert werden, mit Hilfe der flexiblen Mechanismen des Kioto-Protokolls veräußert werden dürfen.
2. Im Falle eines internationalen Handels mit Zertifikaten, die zur Erfüllung von Quotenverpflichtungen verwendet werden können, ist zu klären, ob und wie die mit den Zertifikaten korrespondierenden Treibhausgasreduktionen ebenfalls international übertragen werden können und welche Rolle die flexiblen Mechanismen des Kioto-Protokolls hierbei spielen können.

Ein konkreter Anwendungsfall für die erste Fragestellung ergibt sich möglicherweise bereits im Rahmen der Eru-PT-Ausschreibung der niederländischen Regierung (Abschnitt 3.2.3). In einem der vertraglich vereinbarten Projekte sollen ERUs von dem Betreiber eines Windparks in Skrobotowo (Polen) erzeugt und in die Niederlande transferiert werden. Dieser Windpark soll jedoch in Polen im Rahmen einer dort bestehenden Quotenverpflichtung für REG-Strom errichtet und betrieben werden. Dies führt konkret dazu, dass mit einer höheren Vergütung für den ins Stromnetz eingespeisten Strom kalkuliert wird, als dies sonst üblich wäre (Nuon International 2001). Aus dieser Situation ergeben sich folgende Fragen:

- Inwieweit ist das Projekt überhaupt als "additional" im Sinne der Regelungen des Kioto-Protokolls und der Eru-PT-Ausschreibung für JI-Projekte anzusehen? Da die polnische Quotenregelung eine deutliche Steigerung des Anteils erneuerbarer Ener-

---

<sup>107</sup> Quotenregelungen für Strom aus erneuerbaren Energien werden derzeit z.B. in Dänemark, Großbritannien, Italien, Polen und in einzelnen Staaten der USA sowie Australiens eingeführt. Auch in Japan, China und etlichen anderen Ländern wird über eine solche Regelung diskutiert. Für Deutschland wurde eine Quotenregelung für Strom aus Kraft-Wärme-Kopplung zunächst verworfen, für Strom aus erneuerbaren Energien könnte das derzeit geltende Erneuerbare-Energien-Gesetz mittelfristig durch eine Quote abgelöst werden (Timpe et al. 2001).

gien an der Stromerzeugung bis zum Jahr 2010 vorsieht, könnte der Windpark möglicherweise auch ohne den Transfer von ERUs wirtschaftlich errichtet und betrieben werden.<sup>108</sup> In diesem Falle würde das Projekt nicht den Richtlinien des Eru-PT-Programms entsprechen und die niederländische Regierung müsste die Anerkennung als JI-Projekt widerrufen.

- Wird die polnische Regierung das Projekt als JI-Projekt anerkennen, wenn ihr bekannt ist, dass damit zugleich die Quote für Strom aus erneuerbaren Energien erfüllt werden soll?<sup>109</sup>

Sollten beide Regierungen das Projekt dennoch als JI-Projekt anerkennen, so würden die Einnahmen aus der Veräußerung von ERUs dazu führen, dass die Wettbewerbssituation der Erzeuger auf dem polnischen Markt für REG-Strom zugunsten der Anlage in Skrobotowo verzerrt wird, sofern nicht andere Erzeuger ebenfalls ERUs veräußern.

Die zweite der oben genannten Fragestellungen ergibt sich aus dem Konflikt des Territorialprinzips der KRK mit einem internationalen Zertifikatshandel: In dem Falle, dass eine Anlage zur Erzeugung von Strom aus REG oder KWK wesentlich durch Zertifikate finanziert wird, die in ein anderes Land exportiert werden, verbleibt doch der Nutzen in Form reduzierter Treibhausgasemissionen in dem Land, in dem die Stromerzeugung der betreffenden Anlage ein fossil befeuertes Kraftwerk verdrängt.<sup>110</sup> Dies wird in der Regel das Land sein, in dem auch die Anlage selbst steht. Wenn also das Land, in das die Zertifikate importiert wurden, eine Quotenverpflichtung für Strom aus REG oder KWK im wesentlichen aus Gründen der Treibhausgasreduktion eingeführt hat, dann ist damit zu rechnen, dass dieses Land auch die Emissionsreduktion beanspruchen wird.<sup>111</sup>

Dieses Problem kann im wesentlichen durch drei alternative Vorgehensweisen gelöst werden (Timpe et al. 2001):

4. Integration einer Treibhausgasminderung in die Zertifikate der Quotensysteme: Hierbei wird ein Treibhausgaswert festgelegt, der dem importierenden Land pro REG- bzw. KWK-Zertifikat gutgeschrieben wird.
5. Ausgabe von ERUs an die REG- bzw. KWK-Erzeuger. Hier wird die Stromerzeugungsanlage wie ein JI-Projekt behandelt. Im Gegensatz zu dem in der ersten Fragestellung oben behandelten Einzelfall würden jedoch allen Erzeugern ERUs ausgegeben, so dass keine Wettbewerbsverzerrung am Zertifikatsmarkt entstehen würde.

---

<sup>108</sup> Die Baselinestudie des Projektentwicklers Nuon geht nur in sehr undeutlicher Weise auf diese Frage ein (Nuon International 2001). In der Validierung des Projektes durch PricewaterhouseCoopers wird dieser Aspekt überhaupt nicht erwähnt (PricewaterhouseCoopers 2001).

<sup>109</sup> Laut der Validierung des Projektes durch PricewaterhouseCoopers liegt bisher keine Erklärung der polnischen Regierung zur Anerkennung als JI-Projekt vor.

<sup>110</sup> Aufgrund der unterschiedlichen Grenzerzeugungskosten verschiedener Kraftwerkstypen kann im allgemeinen davon ausgegangen werden, dass eine zusätzliche Stromerzeugung keine anderen regenerativen und auch keine Kernkraftwerke, sondern fossile Kraftwerke verdrängt.

<sup>111</sup> Tatsächlich ist diese Problematik einer der wesentlichen Gründe, warum die derzeit in der Einführung befindlichen Quotenverpflichtungen für REG-Strom in Dänemark, Italien und Großbritannien einen Import von Zertifikaten nicht zulassen.

6. Zuweisung von Emissionsrechten (PAA) an die REG- bzw. KWK-Erzeuger. Auch hier erfolgt eine Trennung von Strom- und Treibhausgas-Zertifikaten. Der REG- bzw. KWK-Erzeuger erhält Emissionsrechte zugewiesen und kann diese – als drittes bzw. viertes Produkt neben Strom, ggf. Wärme und dem Stromquoten-Zertifikat – am nationalen oder internationalen Markt verkaufen.

Allen drei hier vorgeschlagenen Lösungen ist gemeinsam, dass der Stromerzeugung aus REG bzw. KWK durch politische Entscheidung ein Treibhausgas-Vermeidungswert zugewiesen werden muss. Eine analytische Bestimmung des Vermeidungseffektes ist dagegen nicht möglich, da nicht ermittelt werden kann, welches Kraftwerk durch die zusätzliche Stromerzeugung verdrängt wird. Während bei den beiden letzten Alternativen lediglich nationale Festelegungen getroffen werden müssen, erfordert die erste Alternative eine international abgestimmte Vereinbarung.

Im Hinblick auf die erste Alternative ist fraglich, ob sie mit dem Kioto-Protokoll vereinbar ist. Doch selbst wenn dies der Fall wäre ist ihre Umsetzung mit erheblichen Schwierigkeiten verbunden, da eine internationale Einigung auf den "richtigen" Treibhausgaswert für REG- oder KWK-Zertifikate aufgrund der großen Unterschiede in den nationalen Kraftwerksparks mit ähnlich großen Schwierigkeiten behaftet sein dürfte wie das Kioto-Protokoll selbst.

Auch die zweite Alternative ist möglicherweise nicht mit dem Kioto-Protokoll vereinbar, weil hier evtl. ERU ausgegeben werden, ohne dass ein anderer Annex I-Staat an der Aktivität beteiligt ist. Darüber hinaus steht dieser Ansatz mit der Projektorientierung des JI im Konflikt. Möglicherweise müssten hierzu die einzelnen Anlagen bzw. Pools als individuelle Projekte definiert werden, wodurch der Administrationsaufwand und damit auch die Transaktionskosten erhöht würden.

Letztlich dürfte deshalb die letzte Alternative, also die Ausgabe von Emissionsrechten an die Erzeuger von KWK- oder REG-Zertifikaten die aus heutiger Sicht geeignetste Variante sein, um bestehende Quotenmodelle für regenerative Energien oder KWK-Strom in den nationalen und internationalen Emissionshandel zu integrieren.

### **6.3 Fazit: Sorgfältige Begründung für flankierende Maßnahmen nötig**

Die vorangegangenen Überlegungen sollten prüfen, ob bestehende Instrumente im Klimaschutz die Einführung des Emissionshandels in Frage stellen. Sie haben gezeigt, dass die Kombination verschiedener Instrumente sinnvoll sein kann. Der Emissionshandel nutzt als Anreizinstrument die Stärken des Marktes, insbesondere die Fähigkeit zu Innovation und einer effizienten Ressourcennutzung. Ökonomischen Instrumenten sollte daher in der Klimapolitik grundsätzlich der Vorzug gegeben werden. Dennoch kann es notwendig sein, diese durch flankierende Maßnahmen zu ergänzen, wenn bestimmte Fälle von Marktversagen vorliegen. In den meisten Fällen wird es zweckmäßig sein, ein abgestimmtes Paket von Maßnahmen anzuwenden, das sowohl allgemeine Formen von Marktversagen berücksichtigt als auch zielgruppenspezifische Hemmnisse (Jochem 1999). Besonders relevant sind hier Fälle asymmetrischer Informationen und deren Auswirkungen auf die Funktionsweise von Märkten sowie (positiven) externe Effekte. Schwieriger zu beurteilen ist die Verfolgung verteilungspolitischer Ziele, die in der Praxis

häufig zu ineffizienten Ausgestaltungen marktwirtschaftlicher Instrumente führen. Zwar handelt es dabei um legitime Politikziele, deren Berücksichtigung aus polit-ökonomischer Sicht für die Durchsetzbarkeit sehr wichtig sein kann. Es ist jedoch schwierig zu beurteilen, ob diese Ziele mit alternativen Instrumenten kostengünstiger erreicht werden könnten.

Marktstörungen rechtfertigen aber nicht in allen Fällen, marktwirtschaftliche Instrumente durch anderen Formen der Regulierung zu ergänzen. Grundsätzlich sollte zunächst versucht werden, die Funktionsfähigkeit der Märkte zu stärken. Ist dies nicht möglich, so wäre im Einzelfall zu zeigen, dass das jeweilige Instrument geeignet ist, die Folgen der jeweiligen Marktstörung effizient zu korrigieren. Dabei sollte das Instrument gewählt werden, das mit dem Marktmechanismus am wenigsten in Konflikt steht. Grundsätzlich sollte große Sorgfalt und Zurückhaltung bei Marktinterventionen geübt werden, da sie ebenso die Möglichkeit des Staatsversagens und damit einer Wohlfahrtsverschlechterung in sich bergen.

Insgesamt ist im Bereich der Klimapolitik gegenwärtig keine Überregulierung zu erkennen, die die Stärken des Emissionshandels in Frage stellen würde. Bestehende Instrumente im Klimaschutz könnten dadurch teilweise überflüssig werden, zum Teil aber den Emissionshandel sinnvoll ergänzen.

## 7 Vergleichende Bewertung der flexiblen Mechanismen untereinander

Das Kioto-Protokoll sieht insgesamt drei flexible Instrumente vor: Emissionshandel, Joint Implementation und Clean Development Mechanism. Jedes dieser Instrumente hat spezifische Ausprägungen, die es von den anderen Instrumenten unterscheidet. Es stellt sich deshalb die Frage, ob die einzelnen Instrumente für bestimmte Zielstellungen Vorzüge gegenüber den anderen Instrumenten aufweisen oder ob die Verwendung eines dieser Instrumente unter bestimmten Konstellationen ausgeschlossen ist.

Zum Teil gibt es auch Überlappungen der Instrumente. Janssen (2000) stellt z.B. die Frage, ob Joint Implementation weiterbestehen wird oder ob es durch Emissionshandel vollständig verdrängt wird. Konkret stellt sich auch die Frage, ob Deutschland als Vertragspartei oder als Mitglied der EU einem der Instrumente den Vorzug geben sollte und in der nationalen bzw. europäischen Klimapolitik eine prominente Rolle einräumen sollte.

Um diesen Fragen nachgehen zu können sind die spezifischen Charakteristika der einzelnen flexiblen Instrumente in Tabelle 16 als Übersicht dargestellt. Die ersten beiden Differenzierungen wurden bereits eingangs erwähnt: beim Emissionshandel wird die Treibhausgasminderung auf der Grundlage der von den Vertragsstaaten zu erstellenden Inventare ermittelt, wohingegen bei JI und CDM die Treibhausgasminderung auf der Grundlage einzelner Minderungsprojekte bestimmt wird, für die zuvor eine Baseline festgelegt wurde (Bezugsrahmen).<sup>112</sup>

In Bezug auf die Teilnehmer fallen hingegen Emissionshandel und JI in eine Gruppe. An beiden Instrumenten können – anders als beim CDM – ausschließlich Annex I-Staaten teilnehmen. Das CDM sieht jedoch explizit die Teilnahme von Nicht-Annex I-Staaten vor, wodurch einerseits sichergestellt werden sollte, dass die Entwicklungsländer frühzeitig aktiv an den Minderungsanstrengungen beteiligt werden und andererseits durch zusätzliche Transferleistungen in ihren Bemühungen um eine nachhaltige Entwicklung unterstützt werden.

---

<sup>112</sup> In der Literatur (z.B. Janssen 2000, S. 7ff) wird deshalb Emissionshandel mit dem sogenannten "Cap & Trade-Ansatz" in Verbindung gebracht, bei dem durch die Allokation von Emissionsrechten eine Emissionsbegrenzung eingeführt wird. Der Cap & Trade-Ansatz ist umfassend, da er absolute Emissionsgrenzen einführt. JI und CDM werden dagegen mit dem sogenannten "Baseline & Credit-Ansatz" in Verbindung gebracht. Hierbei können durch die Unterschreitung einer zuvor definierten Baseline Minderungsgutschriften erworben werden. Dies setzt allerdings voraus, dass es für diese Minderungsgutschriften auch eine Nachfrage gibt, z.B. durch die Anerkennung im Rahmen eines Cap & Trade-Ansatzes. Darüber hinaus sind auch Mischformen bzw. Kombinationen beider Ansätze denkbar. So integriert beispielsweise das Emissionshandelssystem in Großbritannien beide Ansätze (Abschnitt 3.1.4).



Tabelle 16: Übersicht über die unterschiedlichen Ausprägungen der flexiblen Instrumente

	Internationaler Emissionshandel	Joint Implementation	Clean Development Mechanism
Artikel im Kioto-Protokoll	17	6	12
Bezugsrahmen	Treibhausgasinventar	einzelne Minderungsprojekte	einzelne Minderungsprojekte
Einheit	Parts of Assigned Amounts (PAA)	Emission Reduction Units (ERU)	Certified Emission Reductions (CER)
Teilnehmer (Käufer & Verkäufer)	Annex I & Annex I	Annex I & Annex I	Annex I & Nicht-Annex I
Rechtlich verantwortlich (Käufer & Verkäufer)	Regierung & Regierung	Regierung & Regierung	Regierung & Regierung
Teilnahme juristischer Personen	(ja)	ja	ja
Anerkennung durch Regierung	-	notwendig	notwendig
Startjahr	2008	(2008)	2000
Austauschbarkeit (Fungibilität)	ja (VI.1.9. BA)	ja (VI.1.9. BA)	(ja) (VI.1.9. BA)
Beitrag zum Minderungsziel (Supplementarity)	"trading shall be <i>supplemental</i> to domestic actions" (Art. 17 KP)	"aquisition of ERU shall be <i>supplemental</i> to domestic actions" (Art. 6, 1. (d) KP)	"may use CER ... to contribute to compliance with <i>part</i> of their quantified emission limitation and reduction commitments" (Art. 12, 3. (b) KP)
	"use of mechanisms shall be supplemental to domestic action and domestic action shall thus constitute a <i>significant</i> element" (VI.1. 5. BA)		
Veräußerer von Emissionsrecht/ Emissionsgutschrift unterliegt Minderungsverpflichtung	ja	ja	nein
Zusätzlichkeit (Additionality)	-	(ja)	ja
Zertifizierung	-	(nein)	notwendig
Zulässigkeit von Senken	-	ja	nur Auf- und Wiederaufforstung bis zu 1% der Emissionen im Basisjahr (VII.7./8. BA)
Sanktion bei Nichterfüllung des Minderungsziels	Ausschluss vom Emissionshandel (VIII.2.(d) BA)	keine	-
Potenzielle Probleme für die ökologische Integrität	"Heiße Luft"	(keine)	Leckagen, Senken
Share of Proceeds (Abgaben)	-	nein	2% of CER (VI.10. BA)
Transaktionskosten	hohe Kosten bei der Implementierung des Handelssystems	hohe Kosten bei vielen Projekten	hohe Kosten bei vielen Projekten
Internationale Unternehmensinvestitionen notwendig	nein	(ja)	(ja)
"-" = nicht zutreffend; "( )" = umstritten; KP = Kioto-Protokoll, BA = Bonn Agreement			

Quelle: Zusammenstellung des Öko-Instituts

## 7.1 Rechtliche Verantwortlichkeit und Beteiligung juristischer Personen

Rechtlich verantwortlich für die Übertragung von Emissionsrechten oder Emissionsgutschriften im Rahmen des Kioto-Protokolls sind bei allen drei Instrumenten die Vertrags-

parteien, repräsentiert durch ihre Regierungen. Gleichzeitig sieht das Protokoll jedoch für JI und CDM explizit vor, dass die sich daraus ergebenden Rechte und Pflichten auch an juristische Personen (legal entities), also insbesondere private Unternehmen übertragen werden können. In Artikel 17 des Kioto-Protokolls findet sich eine solche explizite Ermächtigung juristischer Personen für den Emissionshandel nicht. Verschiedentlich wird deshalb die Auffassung vertreten, dass die Teilnahme privater Unternehmen auf das JI und CDM beschränkt sei und Emissionshandel lediglich zwischen Regierungen erfolgen könne (so z. B. Jepma 1998). Gegen diese Auffassung spricht jedoch einerseits, dass im internationalen Recht die explizite Ermächtigung juristischer Personen absolut unüblich ist und dass andererseits die Teilnahme juristischer Personen am Emissionshandel in verschiedenen Non-Papers der UNFCCC explizit begrüßt wird (Janssen 2000, S. 6f). Es kann deshalb davon ausgegangen werden, dass private Unternehmen auch am Emissionshandel unmittelbar teilnehmen können.

Trotz der Ermächtigung juristischer Personen zur Teilnahme am JI und CDM bleiben die Regierungen der Vertragsparteien nicht völlig unbeteiligt. Denn letztlich können die generierten Emissionsgutschriften nur zum Nachweis der Pflichterfüllung eingesetzt werden, wenn sie auch von der Regierung des Landes anerkannt werden, in dem sie erzeugt wurden.

## 7.2 Startjahr

Anders als bei Emissionshandel und JI sieht das Kioto-Protokoll vor, dass Emissionsgutschriften in CDM-Projekten bereits seit dem Jahr 2000 erzeugt werden können (Startjahr). Dies wird immer wieder als Vorteil gegenüber dem JI betrachtet, da insbesondere Projekte mit längerer Laufzeit hiervon profitieren. Von verschiedenen Autoren wird deshalb die Gleichstellung des JI durch die Einführung eines sogenannten "early JI crediting" vorgeschlagen (so z. B. Michaelowa/Stronzik 1999). In den Diskussionen im Rahmen der UNFCCC-Organe spielt diese Überlegung allerdings kaum eine Rolle. Die Erzeugung von Emissionsgutschriften aus JI-Projekten dürfte deshalb kaum vor 2008 möglich sein. Beim Emissionshandel dagegen ist bisher unumstritten, dass er während der ersten Verpflichtungsperiode möglich ist und deshalb im Jahr 2008 beginnt.

## 7.3 Austauschbarkeit (Fungibilität)

Im Hinblick auf den Handel mit Emissionsrechten und Emissionsgutschriften war lange Zeit umstritten, ob die einzelnen Einheiten gegeneinander austauschbar sein sollen. Im Bonn Agreement ist hierzu eine weitgehende Einigung erzielt worden. Demnach dürfen erworbene PAA, ERU und CER zu den AA der Annex I-Staaten addiert werden. Veräußerte PAA und ERU müssen dementsprechend von den AA subtrahiert werden. PAA und ERU sind also völlig austauschbar und können somit frei erworben und veräußert werden. CER dürfen jedoch nur addiert werden, also nur erworben und nicht weiterveräußert werden. Sie sind deshalb nicht frei austauschbar (Michaelowa 1999, S. 4). Hintergrund dieser Regelung ist, dass die Entwicklungsländer verhindern wollten, dass früh besonders kostengünstig erworbene CER gehortet und später zu wesentlich höheren Preisen veräußert werden können.

## 7.4 Zulässiger Minderungsbeitrag der verschiedenen Instrumente (Supplementarity)

Eine der Fragen, an der letztlich die COP 6 in Den Haag gescheitert ist, war die Frage der Substantiierung der im Kioto-Protokoll recht vage formulierten Regelungen zum Beitrag der einzelnen flexiblen Mechanismen bei der eigenen Pflichterfüllung der Annex I-Staaten. Es geht dabei um die Frage, welcher Anteil der Minderungsverpflichtung durch inländische Politiken und Maßnahmen erbracht werden muss und welcher Anteil unter Rückgriff auf die flexiblen Instrumente abgedeckt werden kann (Supplementarity). Vor allem die EU hatte hier quantitative Beschränkungen gefordert, mit denen die Formulierungen des Kioto-Protokolls konkretisiert werden sollten (Ceilings). Bei der COP 6bis in Bonn konnte hierzu eine Einigung erzielt werden, bei der die EU allerdings von ihrer ursprünglichen Position deutlich abrücken musste. Im Bonn Agreement findet sich nun die Formulierung, dass nationale Politiken und Maßnahmen ein "signifikantes Element" bei der Erfüllung der Minderungsverpflichtungen darstellen sollen. Letztlich ist damit für alle Instrumente zusammen eine eher schwächere Formulierung als die im Kioto-Protokoll bereits verankerten Regelungen vereinbart worden. Dieser Kompromiss musste jedoch hingenommen werden, da andernfalls die Ratifizierung des Kioto-Protokolls absolut unwahrscheinlich geworden wäre.<sup>113</sup>

## 7.5 Minderungspflicht, Zusätzlichkeit und Zertifizierung

Ein fundamentaler Unterschied zwischen JI und CDM ist, dass im Falle des JI die veräußernde Vertragspartei einer Minderungsverpflichtung unterliegt, bei CDM jedoch nicht.

Dies ist insbesondere im Zusammenhang mit der sogenannten Zusätzlichkeit (Additionality) und der Zertifizierung der in den Projekten erzielten Treibhausgasminderungen von Bedeutung. Sowohl Artikel 6 (1b) als auch Artikel 12 (5b) des Kioto-Protokolls verlangen, dass die in den Projekten generierten Emissionsminderungen zusätzlich zu denen sein müssen, die ohnehin angefallen wären (Baseline). Da jedoch nur im Falle des JI die veräußernde Vertragspartei einer Minderungsverpflichtung unterliegt, hätte eine Verletzung der Zusätzlichkeitsanforderung in beiden Instrumenten erheblich unterschiedliche Konsequenzen. Während eine Verletzung des Zusätzlichkeitskriteriums im Falle des JI lediglich dazu führt, dass der veräußernde Annex I-Staat "zu viele" Emissionsgutschriften überträgt und damit letztlich sich selbst benachteiligt, führt eine Verletzung des Zusätzlichkeitskriteriums beim CDM zu einer Senkung der global erzielten Treibhausgasminderung und gefährdet damit die ökologische Integrität und Wirksamkeit des Kioto-Protokolls insgesamt. Zugleich besteht ein Anreiz für Nicht-Annex I-Staaten, die Treibhausgasminderung in CDM-Projekten eher zu hoch zu bewerten, da sie auf diese Weise höhere Erlöse erzielen können.

Damit diese Möglichkeit ausgeschlossen wird, müssen die in CDM-Projekten erzielten Treibhausgasminderungen von unabhängigen Dritten zertifiziert werden. Insgesamt wird

---

<sup>113</sup> Hätte die EU in Den Haag ihre Position weniger hart vertreten, wäre es möglicherweise nicht zum Scheitern von COP 6 gekommen. Ironischerweise hat die EU bei COP 6bis in etwa dem Vorschlag zugestimmt hat, an dem COP 6 gescheitert war.

deshalb dem Zusätzlichkeitskriterium im Rahmen des JI deutlich weniger Bedeutung zugemessen als beim CDM. Da die Erfüllung des Zusätzlichkeitskriteriums letztlich stark von der Festlegung der Baseline abhängt, wird die Debatte um die Methoden zur Bestimmung angemessener Baselines vor allem im Zusammenhang mit CDM diskutiert, obwohl sie letztlich auch für JI-Projekte von Bedeutung ist.

## 7.6 Senken

JI und CDM unterscheiden sich ebenfalls hinsichtlich der Berücksichtigung von "Treibhausgasbeseitigungen durch Senken" (removals by sinks). Während Artikel 6 (1b) des Kioto-Protokolls diese beim JI explizit vorsieht, findet sich eine entsprechende Regelung im Artikel 12 zum CDM nicht. Die Berücksichtigung von Senken in CDM-Projekten war deshalb lange Zeit umstritten. Bei der COP 6bis in Bonn konnte jedoch auch zu diesem Punkt eine vorläufige Einigung gefunden werden. Im CDM werden zunächst nur Auf- und Wiederaufforstungen als Senken anerkannt. Außerdem dürfen die Annex I-Staaten in der ersten Verpflichtungsperiode Emissionsgutschriften aus Senkenprojekten nur bis zu maximal 5 % ihrer Emissionen im Basisjahr zur Erfüllung ihrer Minderungs- oder Stabilisierungspflichten einsetzen.<sup>114</sup> Bis zur zweiten Verpflichtungsperiode soll jedoch sowohl die Beschränkung der Senkenkategorien (Auf- und Wiederaufforstung) als auch die Mengenbeschränkung überprüft werden. Die Durchführung von Senkenprojekten ist also im JI unbegrenzt möglich, wohingegen sie im CDM durch das Bonn Agreement vorerst beschränkt wurde.

## 7.7 Sanktionen

Emissionshandel und JI unterscheiden sich zudem bezüglich der Sanktionen bei Nichterfüllung der Minderungs- oder Stabilisierungsverpflichtung. Im Bonn Agreement wurde vereinbart, dass eine Vertragspartei, die ihre Verpflichtungen nicht erfüllt a) einen Plan zur zukünftigen Pflichterfüllung vorlegen muss, b) die nicht erfüllten Verpflichtungen erhöht um den Faktor 1,3 in der nächsten Verpflichtungsperiode zusätzlich erfüllen muss und c) vom Emissionshandel ausgeschlossen wird. Eine entsprechende Regelung ist für JI nicht vorgesehen und für CDM nicht relevant, da die veräußernde Vertragspartei im Falle des CDM selbst keiner Verpflichtung unterliegt. Darüber hinaus können aber alle Vertragsparteien von der Teilnahme an den einzelnen flexiblen Instrumenten ausgeschlossen werden, wenn sie ihre Berichtspflichten (z. B. Treibhausgasinventare oder Nationalberichte) nicht hinreichend erfüllen und damit ihre Berechtigung zur Teilnahme an den flexiblen Instrumenten verlieren (VIII.3. BA).

## 7.8 Ökologische Integrität

Alle drei flexiblen Instrumente unterscheiden sich auch bezüglich ihrer ökologischen Risiken und Integrität. Die sogenannte "heiße Luft" (Hot Air) der Transformationsländer

---

<sup>114</sup> "... total additions and subtractions from assigned amounts... shall not exceed 1 % of base year emissions of that Party, times five." (VI.8. BA)

(insbesondere Russlands und der Ukraine) führt zwar nicht dazu, dass das durch das Kioto-Protokoll festgelegte Minderungsziel insgesamt unterminiert wird, wird aber dennoch vielfach als ökologisches Problem betrachtet, da die OECD-Staaten durch die "heiße Luft" ihre Verpflichtungen günstig erkaufen können, ohne in größerem Umfang treibhausgasenkende Maßnahmen im Inland durchführen zu müssen. Diese Debatte hat durch die Erklärung der USA, das Kioto-Protokoll nicht zu ratifizieren, erneut an Aktualität gewonnen, da hierdurch der Markt für Emissionsrechte und Emissionsgutschriften insgesamt kleiner wird und somit die "heiße Luft" einen größeren Anteil einnimmt (Abschnitt 5.3.3).

Die ökologische Integrität des Kioto-Protokolls wird auch vor allem durch die Einbeziehung von Senken sowie durch die Gefahr von Leckagen bei den CDM-Projekten gefährdet. Bei den Senken spielt einerseits eine Rolle, dass die erzielten Treibhausgasminderungen nicht permanent sind (permanence), sondern im Grunde nur eine Verschiebung auf der Zeitachse darstellen. Andererseits ist die Bestimmung von Kohlenstoffeinbindungsraten bei den verschiedenen Arten von Senkenprojekten bisher wissenschaftlich keineswegs abgesichert (Abschnitt 4.3.1). Darüber hinaus können in den CDM-Projekten Leckagen des Kioto-Protokolls auftreten, etwa dann, wenn die Treibhausgasemissionen zwar in dem CDM-Projekt gesenkt, dafür aber in vor- oder nachgelagerten Prozessen erhöht werden. Beim JI ist die Debatte über die Probleme der ökologischen Integrität weitaus weniger stark ausgeprägt. Ähnlich wie beim Emissionshandel könnte die ökologische Integrität bei JI allerdings auch als gefährdet betrachtet werden, da letztlich die Existenz "heißer Luft" die Transformationsländer dazu verleiten könnte, auch unrealistische in JI-Projekten generierte Emissionsgutschriften großzügig anzuerkennen.

## 7.9 Transaktionskosten

Durch den sogenannten "share of proceeds" also einem Anteil an den Erlösen aus den CDM-Projekten, sollen Länder bei Anpassungsmaßnahmen unterstützt werden, die besonders durch die Gefahren des Treibhauseffekts bedroht sind. Im Bonn Agreement wurde nun festgelegt, dass 2% der in CDM-Projekten generierten Emissionsrechte in den sogenannten Anpassungsfonds (adaptation fund) eingespeist werden. Da eine vergleichbare Regelung bei JI-Projekten nicht existiert, wird diese Regelung zum Teil als Wettbewerbsnachteil des CDM gegenüber dem JI angesehen, da sie die Attraktivität des CDM wie eine Verbrauchssteuer senkt.

Aus der Sicht von Projektentwicklern kann der share of proceeds deshalb als Transaktionskosten verstanden werden. Insofern kann die Wettbewerbsfähigkeit der Instrumente untereinander keineswegs isoliert anhand dieses Kriteriums diskutiert werden, sondern muss im Zusammenhang mit den sonstigen Transaktionskosten betrachtet werden. Denn neben dem share of proceeds sind die CDM-Projekte auch mit strengeren Zertifizierungsanforderungen an die Emissionsgutschriften konfrontiert als JI-Projekte. Insgesamt dürften daher die Transaktionskosten bei CDM-Projekten substantiell höher ausfallen als bei JI-Projekten. Dies kann aber zum Teil dadurch wieder ausgeglichen werden, dass die Kosten der Treibhausgasminderungen in Nicht-Annex I-Staaten tendenziell niedriger ausfallen dürften als in Annex I-Staaten. Über die tatsächliche Wettbewerbsfähigkeit der projektbasierten Instrumente untereinander kann also vorerst kein abschließendes Urteil

gefällt werden. Mehr Klarheit hierüber wird wohl erst die Umsetzungspraxis der Instrumente während der ersten Verpflichtungsperiode bringen.

Im Vergleich zum Emissionshandel stellt sich die Frage der Transaktionskosten der projektbasierten Instrumente jedoch anders dar. Während die (Primär-) Allokation der Emissionsrechte und der Aufbau einer umfassenden Erfüllungskontrolle vor allem vor dem Start eines nationalen Emissionshandelssystems hohe, während der Durchführung aber nur vergleichsweise geringe Transaktionskosten verursacht, ist es bei den projektbasierten Instrumenten genau umgekehrt. Der Aufbau einer nationalen Koordinierungs- und Anerkennungsstelle für JI- oder CDM-Projekte erfordert einen deutlich geringeren Aufwand als der Aufbau einer umfassenden Erfüllungskontrolle. Dafür jedoch fallen bei den projektbasierten Instrumenten hohe Transaktionskosten zu Beginn und bei der Durchführung einzelner Projekte an. Dies gilt jeweils sowohl für die Transaktionskosten, die bei den Staaten, als auch für die Transaktionskosten, die bei den beteiligten privaten Akteuren anfallen.

Janssen (2000, S. 12) weist deshalb darauf hin, dass dies auch ein Grund dafür sein kann, dass JI nicht vollständig durch Emissionshandel verdrängt wird, obwohl Emissionshandel an sich das effizientere Modell ist. So könnten beispielsweise Staaten, die mangels hinreichender finanzieller Ressourcen nicht in der Lage oder aus sonstigen Gründen nicht gewillt sind, ein nationales Emissionshandelssystem aufzubauen, ihre inländischen Unternehmen am internationalen Emissionshandel beteiligen, indem sie sie zur Teilnahme am JI motivieren.<sup>115</sup>

Darüber hinaus können in Staaten, die einigen Sektoren die direkte Teilnahme am internationalen Emissionshandel durch den Aufbau eines nationalen Emissionshandelssystems ermöglichen, mittels JI auch Unternehmen aus Sektoren, die nicht vom nationalen Emissionshandelssystem erfasst sind, am internationalen (und nationalen) Emissionshandel teilnehmen.

Ein weiteres Argument für die Koexistenz des JI parallel zum Emissionshandel kann darin gesehen werden, dass der Aufbau eines umfassenden Systems zur Erfüllungskontrolle zwar bei CO<sub>2</sub> grundsätzlich implementierbar ist, ein solches System aber bei anderen Treibhausgasen möglicherweise auf größere Schwierigkeiten stößt. So ist z. B. im Grünbuch der EU zum Emissionshandel (Abschnitt 3.1.6) und beim dänischen Emissionshandelssystem (Abschnitt 3.1.3) bisher nur der Handel mit CO<sub>2</sub> vorgesehen. Durch JI könnten deshalb auch Minderungspotenziale anderer Treibhausgase in den internationalen (und nationalen) Emissionshandel mit einbezogen werden, die bei einem ausschließlich CO<sub>2</sub> umfassenden Emissionshandelssystem ansonsten ausgeschlossen wären.

## 7.10 Grenzüberschreitende Unternehmensinvestitionen

Ein letzter Unterschied zwischen den flexiblen Instrumenten steht mit der zuvor diskutierten Debatte unmittelbar im Zusammenhang. Denn während es beim Emissionshandel

---

<sup>115</sup> Auch wenn Annex I-Staaten kein nationales Emissionshandelssystem aufbauen, können sie als Staat am internationalen Emissionshandel teilnehmen. Unternehmen dieses Staates sind jedoch vom internationalen Emissionshandel ausgeschlossen, da ihnen keine PAA zur Verfügung stehen.



eindeutig ist, dass die Übertragung von Emissionsrechten nicht an grenzüberschreitende Investitionen gebunden ist, ist diese Frage im Hinblick auf JI und CDM noch weitgehend umstritten. Grubb/Vrolijk/Brack (1999, S. 195) betonen, dass die projektbasierten Instrumente (JI und CDM) von ihrer Intention her den Einsatz von grenzüberschreitenden Unternehmensinvestitionen als Motor der Erzeugung von Emissionsgutschriften vorsehen. Emissionshandel könnte also als internationaler Handel mit Emissionsrechten aufgefasst werden, wohingegen die projektbasierten Instrumente als internationale Produktion von Emissionsgutschriften mit anschließender internationaler Übertragung von Teilen dieser Gutschriften aufzufassen wären (Janssen 2000, S. 13).

Würde sich die Auffassung von Grubb/Vrolijk/Brack durchsetzen, so wären die Ansätze des PCF (Abschnitt 3.2.2), bei dem Projekte gebündelt werden und die investierenden Unternehmen nicht mehr zwingend selbst in die durchgeführten Projekte involviert sind, oder das z. B. von Costa Rica praktizierte unilaterale Modell, bei dem verschiedene Projekte von Costa Rica selbst initiiert und durchgeführt werden und die dabei generierten Emissionsgutschriften internationalen Investoren angeboten werden, nicht mehr durch das Kioto-Protokoll gedeckt. Wird dagegen die Durchführung von JI- und CDM-Projekten nicht an das Vorliegen internationaler Unternehmensinvestitionen gebunden, so wäre grundsätzlich auch denkbar, dass JI-Projekte wie z. B. im Falle HEW – TransAlta (Abschnitt 3.2.5) zwischen OECD-Staaten oder sogar innerhalb von Annex I-Staaten durchgeführt werden. Gegenwärtig ist eher zu erwarten, dass sich die letztere, liberalere Auffassung durchsetzen wird.

## 7.11 Emissionshandel, JI und CDM im Vergleich

Die Diskussion der verschiedenen Eigenschaften der flexiblen Instrumente hat zunächst gezeigt, dass jedes der Instrumente spezifische Ausprägungen sowie spezifische Vor- und Nachteile hat. Die Frage der dauerhaften Koexistenz der verschiedenen Instrumente lässt sich vom gegenwärtigen Zeitpunkt nicht eindeutig klären. Gerade im Hinblick auf die Überschneidung zwischen JI und Emissionshandel haben die vorstehenden Überlegungen allerdings gezeigt, dass JI auch dann "überleben" kann, wenn sich – wie erwartet – in der zukünftigen Implementierungspraxis herausstellt, dass Emissionshandel das wesentlich effizientere Instrument mit langfristig geringeren Transaktionskosten ist. Selbst wenn der Emissionshandel aufgrund der geringeren Transaktionskosten letztlich gegenüber dem JI einen deutlich größeren Marktanteil erzielen dürfte, gibt es jedoch bestimmte Marktnischen, die durch Emissionshandel nicht abgedeckt werden können und daher dem JI vorbehalten bleiben (z. B. nicht erfasste Sektoren oder Treibhausgase, kein nationales Emissionshandelssystem).

Darüber hinaus dürften die Transformationsländer auch deshalb Interesse am JI haben, weil damit durchaus die Erwartung verbunden ist, dass zusätzliches Investitionskapital ins Land fließt und in Verbindung damit auch Innovation, Capacity building und technologisches Wissen (Know how) im Inland gefördert werden. Private Unternehmen können zudem ein Interesse am JI haben, da sie ein derartiges Engagement als geeigneten Anknüpfungspunkt für den Aufbau oder die Ausweitung von Produktionsaktivitäten oder anderen Kooperationen im Ausland sehen.

JI ist jedoch nicht nur der Konkurrenz durch den Emissionshandel sondern auch durch CDM ausgesetzt. Wie stark dies der Fall sein wird, hängt vor allem von den konkreten Regeln für CDM ab. Vorläufig dürfte die Konkurrenz durch die Beschränkung der Nutzung von Senken durchaus begrenzt sein. Langfristig kann jedoch durch die Ausweitung der Nutzungsmöglichkeiten von Senken im CDM die Wettbewerbsfähigkeit des JI deutlich verringert werden.

Alle drei flexiblen Instrumente haben also grundsätzlich ihre spezifischen Einsatzbereiche. Es stellt sich daher die Frage, ob aus Sicht eines potenziellen Investorenlandes, also z.B. aus deutscher oder europäischer Sicht, einem der Instrumente der Vorzug gegeben werden oder ob von der Nutzung bestimmter Instrumente eher Abstand genommen werden sollte. Für beide Optionen liefern die bisherigen Überlegungen keine eindeutigen Anhaltspunkte. Dies kann sich allerdings im Zuge der weiteren Ausgestaltung und Präzisierung der Instrumente ändern. Gegenwärtig sollte keinem der Instrumente der Vorzug gegeben werden und auch keines der Instrumente von der Nutzung ausgeschlossen werden. Stattdessen scheint es zum gegenwärtigen Zeitpunkt eher angeraten, die gesamte Bandbreite der Instrumente zu nutzen. Denn nur durch die aktive Teilnahme an der Ausgestaltung und Implementierung dieser Instrumente können die Erfahrungen gesammelt werden, die notwendig sind, um später einem der Instrumente den Vorzug zu geben oder dessen zukünftige Nutzung einzuschränken.

## 8 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

### Wichtige Entscheidungen im Klimaschutz stehen an

Nach der Verabschiedung des Bonn Agreement im Juli 2001 ist zu erwarten, dass das Kioto-Protokoll von einer hinreichenden Zahl von Vertragsstaaten ratifiziert wird. Damit würden für die teilnehmenden Vertragsstaaten nicht nur Stabilisierungs- und Minderungsziele für insgesamt sechs Treibhausgase sondern auch Möglichkeiten und Bedingungen zur Nutzung der sogenannten flexiblen Mechanismen oder Instrumente völkerrechtlich verbindlich festgelegt.

Im Hinblick auf die Frage der Nutzung dieser flexiblen Instrumente in Deutschland stellt sich damit die Frage *wie* und ggf. auch *in welchem Umfang* diese Instrumente zu nutzen sind. Denn innerhalb des bisher festgelegten Rahmens für die flexiblen Instrumente bestehen erhebliche Freiheitsgrade für die nationale Ausgestaltung und Nutzung dieser Instrumente.

In der vorstehenden Analyse wurden zunächst nationale und internationale Erfahrungen mit der Nutzung flexibler Instrumente ausgewertet und darauf aufbauend die konkrete Ausgestaltung der flexiblen Instrumente des Kioto-Protokoll diskutiert. Darüber hinaus wurden die makroökonomischen Auswirkungen der flexiblen Instrumente im Hinblick auf Vermeidungskosten und Marktstrukturen und die Wechselwirkungen mit anderen Instrumenten der deutschen Energie- und Klimapolitik untersucht sowie die einzelnen flexiblen Instrumente verglichen. Dabei hat sich gezeigt, dass die flexiblen Instrumente sowohl Risiken als auch Chancen bieten. Allerdings haben sich keine Anhaltspunkte dafür ergeben, dass die flexiblen Instrumente des Kioto-Protokoll grundsätzlich abgelehnt oder von Deutschland nicht genutzt werden sollten.

### Erfahrungen sammeln, ökologische Integrität sichern

Daher scheint aus verschiedenen Gründen angeraten, in Deutschland zügig Erfahrungen bei der Nutzung flexibler Instrumente zu sammeln. Denn die Debatte ist in verschiedenen Ländern (Großbritannien, Dänemark etc.) wesentlich weiter fortgeschritten. Deshalb besteht die Gefahr, dass deutsche Positionen in internationalen Verhandlungen um die weitere Ausgestaltung der flexiblen Instrumente nicht hinreichend Gehör finden. Da alle betrachteten Untersuchungen gezeigt haben, dass Emissionshandel zu einer Senkung der Minderungskosten führt, könnte es sich darüber hinaus als Wettbewerbsnachteil erweisen, wenn Deutschland später als andere Länder beginnt, flexible Instrumente zu nutzen.

Deshalb sollten die flexiblen Instrumente auch in Deutschland möglichst rasch aktiv erprobt werden. Ziel dieses Engagements sollte sein:

- eigene Erfahrungen mit den flexiblen Instrumenten zu sammeln, um vor diesem Hintergrund fundierte Positionen zur künftigen Ausgestaltung der Instrumente in internationalen Verhandlungen vertreten zu können,
- deutschen Unternehmen möglichst frühzeitig die Option zur Teilnahme am Handel mit Emissionsrechten und Emissionsgutschriften einzuräumen und

- in Zusammenarbeit mit anderen Staaten, insbesondere der EU, einen "good practice standard" für die Nutzung der projektbasierten Instrumente zu etablieren; dies sollte insbesondere in Bezug auf deren ökologische Integrität gelten.

Vor allem hinsichtlich des letzten Punktes ist ein verstärktes Engagement Deutschland, das bisher immer die Rolle eines klimapolitischen Vorreiters eingenommen hat, von Bedeutung. Denn die ökologische Integrität des Kioto-Protokoll kann keineswegs als gesichert betrachtet werden. Sowohl im Hinblick auf die Debatte um Baselines und die Frage der Zusätzlichkeit (Additionality) als auch auf Senken und Hot Air gibt es erhebliche Risiken für die ökologische Wirksamkeit des Protokolls, die nur durch eine aktive Teilnahmen an der weiteren Ausgestaltung und Nutzung der flexiblen Instrumente im Rahmen des UNFCCC-Prozesses eingegrenzt werden können.

### **Gestaltung des Emissionshandels**

Das Kioto-Protokoll räumt den Annex I-Ländern die Möglichkeit ein, einen Teil ihrer Verpflichtung durch den Zukauf von Emissionsrechten zu decken oder aber überschüssige Rechte an andere Länder zu verkaufen. Vertragsstaaten mit besonders hohen Vermeidungskosten für Treibhausgase werden deshalb ihre Minderungs- oder Stabilisierungsverpflichtungen nicht vollständig im eigenen Land erfüllen, sondern stattdessen Emissionsrechte von Vertragsstaaten mit relativ niedrigen Minderungskosten erwerben.

Dieser Emissionshandel (Emissions Trading) zwischen Annex I-Ländern wird durch das Kioto-Protokoll auf internationaler Ebene geregelt. Es räumt dabei einzelnen Staaten die Möglichkeit ein, Emissionshandel auch innerhalb des Landes zur Umsetzung der Klimaziele einzusetzen und privaten Unternehmen und Institutionen (legal entities) zu gestatten, am internationalen Treibhausgashandel teilzunehmen.

Die Einführung eines Emissionshandelssystem auf nationaler Ebene sowie die Teilnahme am internationalen Emissionshandel ist für Deutschland durchaus interessant. Es besteht die Möglichkeit, dass Deutschland sogar als Nettoanbieter auf dem Emissionsrechtsmarkt auftreten könnte und damit überschüssige Emissionsrechte gewinnbringend veräußern könnte. Im europäischen Raum gibt es bereits einige relevante Initiativen, die wertvolle Erfahrungen mit Emissionshandelssystemen liefern und prägend in die internationale und europäische Debatte einfließen. So ist beispielsweise die Ausgestaltung eines vorerst nationalen Emissionshandels in England weit vorangeschritten, ein Emissionshandelssystem für bestimmte Sektoren in Dänemark eingeführt und unternehmensinterner Handel bei BP bereits erprobt.

Aus den Initiativen in Deutschland haben sich bisher jedoch noch keine konkreten Vorstellungen über den nationalen oder internationalen Emissionshandel ableiten lassen, eine Positionierung bleibt noch offen. Diese wäre jedoch für die Debatte, wie sie z.B. im Zusammenhang mit dem EU Grünbuch über ein europäisches Emissionshandelssystem und darüber hinaus im internationalen Kontext geführt wird, für Deutschland sehr wünschenswert. Eine fundierte Beteiligung Deutschlands an der Diskussion sichert die Vertretung eigener Interessen, denn eine einfache Übertragung eines der bisher erprobten Systeme auf europäische Ebene wäre für Deutschland nicht unbedingt vorteilhaft. Für Deutschland spezifische politische, ökonomische und soziale Faktoren könnten eine andere Ausgestaltung eines Emissionshandelssystems erfordern. Dafür ist es wichtig, entsprechende Erfahrungen zu sammeln und auf nationaler Ebene zu einer Einigung über

strittige Punkte zu kommen, um die daraus entwickelte Position dann in internationalen Verhandlungsprozessen vertreten zu können. Diese Punkte betreffen insbesondere:

- die Einbeziehung der Sektoren und nachweispflichtige Akteure (Upstream- oder Downstream-Modell),
- die Festlegung der Emissionsminderungsziele für die erfassten Sektoren,
- den Inhalt der Emissionsrechte,
- die Anfangsverteilung der Emissionsrechte sowie
- die Mechanismen für Handel, Monitoring, Kontrolle und Sanktionierung.

Das Kioto-Protokoll lässt diese Punkte offen. Es ist allerdings zu erwarten, dass vor der Ratifizierung im Jahr 2002 eine Regelung dieser Punkte zumindest auf europäischer Ebene versucht wird. Deutsche Firmen zeigen bereits Interesse an einer Mitgestaltung dieser Regelungen und einer Einführung eines Emissionshandelssystem.

Dabei kann es durchaus sinnvoll sein, den Emissionshandel mit anderen Instrumenten zu kombinieren. Marktstörungen schränken die Wirksamkeit des Emissionshandels in einigen Bereichen deutlich ein und führen zu den empirisch belegten Effizienzlücken. Geeignete Maßnahmen können daher die Wirksamkeit der ökonomischen Steuerung erhöhen oder diese Lücken gezielt schließen. Längerfristig kann Emissionshandel aber auch einen Teil bisheriger Maßnahmen überflüssig machen.

Auch die Kombination mit der ökologischen Steuerreform – die ebenfalls ein marktwirtschaftliches Anreizinstrument darstellt – kann sich als sinnvoll erweisen: Im Produzierenden Gewerbe werden mit der ökologischen Steuerreform gegenwärtig nur geringe Lenkungseffekte erzielt, da diesem Bereich Sonderregelungen eingeräumt wurden, um internationale Wettbewerbsnachteile zu vermeiden. Hier sollte die Einführung eines Downstream-Modells in Erwägung gezogen werden. Im Bereich des Verkehrs und der Privaten Haushalte ist der Emissionshandel – zumindest bei einem Downstream-Modell – allerdings mit hohen Transaktionskosten verbunden. Hier kommt deshalb wohl eher ein Upstream-Modell in Frage.

Diese Probleme könnten vermieden werden, wenn beide Ansätze jeweils in den Bereichen angewendet würden, in denen sie Vorteile aufweisen. Ein Downstream-Modell für das Produzierende Gewerbe könnte deshalb mittelfristig mit einem Upstream-Modell für die privaten Haushalte kombiniert werden. Ökosteuern würden dann überflüssig, wenn sie nicht aus Finanzierungsgründen beibehalten werden sollen.

### **Nutung projektbasierter Instrumente**

Die Analyse der projektbasierten Instrumente hat gezeigt, dass die ökologische Integrität dieser Instrumente durch die im Kioto-Prozess bisher festgelegten Regeln keineswegs gewährleistet ist. Dies gilt insbesondere im Hinblick auf die Frage der Senken als auch im Hinblick auf die Debatte um Baselines und die Frage der Zusätzlichkeit (Additionality).

Deshalb sollte Deutschland einerseits darauf drängen, dass in den weiteren Verhandlungen die ökologische Integrität der projektbasierten Instrumente besser gewährleistet wird. Darüber hinaus kann die gezielte Erprobung dieser Instrumente in Deutschland dazu beitragen, weitere Erfahrungen für die Ausgestaltung zu sammeln. Dabei sollte ein

Anforderungskatalog zugrunde gelegt werden, in dem Kriterien für die von Deutschland unterstützten Projekte festgelegt sind. Dieser Anforderungskatalog sollte u.a. folgende Aspekte umfassen:

- Erfüllung von Umwelt- und Sozialstandards (Biodiversity, Umsiedlungen, Monokulturen etc.),
- Konsistenz der Baseline, Vermeidung von Leckagen und Erfüllung der detaillierter Additionality-Kriterien,
- zulässige Projektkategorien und Projektgröße,
- Umgang mit Unsicherheit (z.B. bei Senkenprojekten),
- Validität des Monitoring- und Verifikationsprozesses.

Einer solcher Katalog könnte in den noch am Anfang stehenden Diskussionsprozess im Rahmen des IPCC über die Entwicklung von umfassenden Richtlinien für die Erstellung von Baselines eingebracht werden.

Hinsichtlich der Vorbereitung von Projekten im Rahmen von JI und CDM hat sich auch gezeigt, dass das Know how zur Entwicklung derartiger Projekte in den betroffenen Regionen oft nicht hinreichend ist. Das von der Weltbank koordinierte Programm zur Erstellung nationaler Strategiestudien für JI bzw. CDM hat sich dabei als ein erfolgversprechender Weg zur Überwindung dieses Hemmnisses erwiesen. Denn dabei werden die nationalen Emissionsminderungspotentiale ermittelt, in sogenannten Projektportfolios zusammengestellt und die institutionellen Voraussetzungen für die Durchführung von JI- oder CDM-Projekten entworfen. Gleichzeitig wird hierdurch entsprechendes Know how für die Identifikation und Vorbereitung derartiger Projekte im Land gebildet.

Die aktive Unterstützung dieses Programms durch die Gesellschaft für technische Zusammenarbeit (gtz) könnte intensiviert werden. Denn dadurch kann einerseits ein Beitrag zum Capacity Building in den Entwicklungs- und Transformationsländern geleistet werden. Andererseits sind diese Studien für ein zukünftiges Engagement in JI- und CDM-Projekten auch insofern von Bedeutung, als sie die Identifikation interessanter und ökologisch wertvoller Minderungsprojekte ermöglichen.

Ein interessantes Beispiel für die frühzeitige Umsetzung von JI-Projekten ist die niederländische Ausschreibung für Emissionsminderungseinheiten (Emission Reduction Procurement Tender, Eru-PT). Vor dem Hintergrund klar definierter Anforderungen an die Emissionsminderungsprojekte und auf der Basis europäischer Ausschreibungsregeln hatte die niederländische Regierung zur Abgabe von Angeboten aufgefordert und konnte in der ersten Runde Verträge über den Transfer von Emissionsminderungseinheiten im Umfang von ca. 4 Mio. t CO<sub>2</sub>-Äquivalent während der ersten Verpflichtungsperiode des Kioto-Protokolls abschließen. Damit haben die Niederlande demonstriert, dass es schon heute möglich ist, Emissionsgutschriften aus JI-Projekten zu kontrahieren, die beginnend mit der ersten Verpflichtungsperiode übertragen werden. Deutschland könnte auf den Erfahrungen der Niederlande aufbauen und im Rahmen einer Testphase eine ähnliche Ausschreibung starten, wobei die Ausschreibung keineswegs auf JI-Projekte beschränkt bleiben muss, sondern, ähnlich wie inzwischen in den Niederlanden, auch auf CDM-Projekte ausgeweitet werden kann.



Falls in Deutschland Reduktionsverpflichtungen bindend auf Unternehmen übertragen werden, wäre auch denkbar, Emissionsgutschriften aus JI- oder CDM-Projekten, die den zuvor entwickelten deutschen Kriterien genügen, bei der Erfüllung von Minderungsverpflichtungen anzuerkennen. Ein solches Vorgehen wäre vergleichbar mit dem in Großbritannien vorgesehenen Ansatz und setzt im Rahmen des nationalen Emissionshandelssystems Anreize zur Nutzung der projektbasierten Instrumente durch Unternehmen.

### **Erhöhung des Kenntnisstands**

Die hier angestellten Überlegungen haben gezeigt, dass eine intensive Beteiligung an der Diskussion um die Gestaltung und Nutzung der flexiblen Mechanismen in Deutschland gestärkt werden sollte. Dabei ist es wichtig, durch die Nutzung der flexiblen Instrumente Erfahrungen zu sammeln, die prägend in die Diskussion eingebracht werden können. Darüber hinaus ist der derzeitige Kenntnisstand über die Wirkungsweise und Effekte dieser Instrumente z.B. im Hinblick auf nationale Wettbewerbsfähigkeit und Beschäftigung vergleichsweise gering. Daher sollten neben den Umsetzungsüberlegungen entsprechende Untersuchungen initiiert werden, damit auch diese Aspekte im Ausgestaltungsprozess noch angemessen berücksichtigt werden können.

### **Strategien für die internationalen Verhandlungen**

In Bezug auf den weiteren Verhandlungsprozess im Rahmen der UNFCCC ergeben sich aus den vorstehenden Untersuchungen folgende Aspekte, die von Deutschland im Rahmen der zukünftigen Verhandlungen verfolgt werden sollten.

Das Common Reporting Format im Rahmen der AII-Pilotphase hat sich für einen ernsthaften Vergleich der durchgeführten Projekte als unzureichend erwiesen. Verlässliche Angaben über den Umsetzungsstand oder über Kosten lassen sich den Berichten derzeit nicht entnehmen. Ein Vergleich der Projekte ist daher nur sehr bedingt möglich. Hier wären detaillierte Guidelines für diese Berichte anzustreben, die Methoden zur Berechnung von Kosten und zur Differenzierung der Kostenarten vorgeben. Dabei sollte auf eine enge Verzahnung mit der vom IPCC zu entwickelnden Guidelines für Baselines geachtet werden.

Darüber hinaus sollte bei den Verhandlungen über die Allokation der Stabilisierungs- und Minderungsverpflichtung in den zukünftigen Verpflichtungsperioden darauf geachtet werden, dass Aspekte, die bisher gewissermaßen Anlass zu permanenten Nachverhandlungen gegeben haben, wie z.B. Hot Air oder die Anerkennung von Senken, möglichst weitgehend berücksichtigt werden. Hierdurch wird nicht nur die Glaubwürdigkeit des gesamten Kioto-Prozesses gestärkt sondern auch die Planungssicherheit für Investoren erhöht.

## 9 Literatur

- Austin, Duncan/Feath, Paul 2000: Financing Sustainable Development with the Clean Development Mechanism. World Resources Institute, Washington, D.C.
- Bach, Stefan/Bork, Christhart/Kohlhaas, Michael/Lutz, Christian/Meyer, Bernd/Praetorius, Barbara/Welsch, Heinz (unter Mitarbeit von Viola Ehrenheim und Katja Schumacher) 2001: Die ökologische Steuerreform in Deutschland – Eine modellgestützte Analyse ihrer Wirkungen auf Wirtschaft und Umwelt. Heidelberg
- Bach, Stefan/Kohlhaas, Michael 1999: Nur zaghafter Einstieg in die ökologische Steuerreform. DIW Wochenbericht Nr. 36/99
- Bader, P. 1999: Europäische Treibhauspolitik mit handelbaren Emissionsrechten. Empfehlungen für die Umsetzung der Kyoto Verpflichtung vor dem Hintergrund US-amerikanischer Lizenzierungserfahrungen. Studien zu Umweltökonomie und Umweltpolitik. Berlin
- Baron, Richard/Lanza, Alessandro 1999: Kyoto commitments: Macro and micro insights on trading and the Clean Development Mechanism, forthcoming: Integrated Environmental Assessment
- Bates J./Brand C./Davison, P./Hill, N. 2000: Economic Evaluation of Emissions Reductions in the Transport Sector of the EU. Final Report. Contribution to a Study for DG Environment, European Commission by Ecofys Energy and Environment, AEA, Technology Environment and National Technical University of Athens. December 2000
- Bayer, Stefan/Kemfert, Claudia 2000: Reaching national Kyoto-Targets in Germany by maintaining a sustainable development, Tübinger Diskussionsbeitrag Nr. 197
- Baron, Richard/Lanza, Alessandro 1999: Kyoto commitments: Macro and micro insights on trading and the Clean Development Mechanism, forthcoming: Integrated Environmental Assessment
- Betz, Regina 2001: Main Results from The Hague. Talk given at the ENER-Conference 'Kyoto Mechanisms – Integrating the Results of COP 6 into the national Framework', Jagiellonian University, Collegium Maius, Krakow, February 2000, 8 to 9
- Black-Arbelaez, Thomas/Nondek, Lubomir/Mintzer, Irving/Moorcroft, Dave/Kalas, Peter J. 2000: Contributions from the National Strategy Studies Program to COP-6 Negotiations Regarding CDM and JI. Washington D.C./Lyon
- BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) 2001a: Zinsgünstige Kredite im Rahmen des Klimaschutzprogramms: KfW-CO<sub>2</sub>-Gebäudesanierungsprogramm. Stand Februar 2001, <http://www.bmu.de/sachthemen/energie/gebaeudesani.htm>
- BMU (Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit) 2001b: Förderung erneuerbarer Energien. Stand März 2001, <http://www.bmu.de/sachthemen/erneuerbar/foerderung.htm>

- BMZ (Bundesministerium für Wirtschaftliche Zusammenarbeit und Entwicklung) 2001: Nettoauszahlungen der Bundesrepublik Deutschland an Entwicklungsländer. Bonn, [http://www.bmz.de/medien/statistiken/stat\\_02a.pdf](http://www.bmz.de/medien/statistiken/stat_02a.pdf)
- Böhringer, Christoph 1999: Die Kosten von Klimaschutz – Eine Interpretationshilfe für die mit quantitativen Wirtschaftsmodellen ermittelten Kostenschätzungen. Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht 3/99
- Böhringer, Christoph 2000a: Industry-Level Emission Trading between Power Producers in the EU, ZEW-Discussion Paper No. 99-46
- Böhringer, Christoph/Conrad, Klaus/Löschel, Andreas 2000b: Carbon Taxes and Joint Implementation – An applied general equilibrium analysis for Germany and India. Beiträge zur angewandten Wirtschaftsforschung No. 591-00, Universität Mannheim
- BP 1999: Greenhouse Gas Emissions Trading in BP Amoco. November 1999. Handout
- BP 2001: Greenhouse Gas Emissions Trading in BP Amoco. Februar 2001. Handout
- BP 2001b: Persönliche Kommunikation mit Rachel Lewis. British Petroleum. 2.3.2001
- Breuermann, Christiane/Langrock, Thomas/Ott, Hermann, E. 2000: Evaluation of (non-sink) AIJ Projects in Developing Countries (Ensadec). Prepared for gtz – Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit by Wuppertal Institut, Wuppertal
- Brockmann, Karl Ludwig/Stronzik, Marcus/Bergmann, Heidi 1999: Emissionsrechtehandel – eine neue Perspektive für die deutsche Klimapolitik nach Kioto. Schriftenreihe des Zentrums für Europäische Wirtschaftsforschung: Umwelt und Ressourcenökonomie, Physika-Verlag, Heidelberg
- Bueeler, Benno/Kypreos, Socrates 1996: Multiregional Market-Macro: Introduction of CO Certificate Trade and Solution Concepts, Society of Computational Economics. Second International Conference on Computing in Economics and Finance Geneva, Switzerland, 26-28 June 1996
- Criqui P./Kitous A. 2001: POLES model + ASPEN software simulations, IEPE, Grenoble, France, May 2001
- Dänisches Parlament: Bill 235 1999: Bill on CO<sub>2</sub> Quotas for Electricity Production, Bill no. 235. 29. April 1999. [www.ens.dk/uk/energy\\_reform/bill\\_no\\_235.htm](http://www.ens.dk/uk/energy_reform/bill_no_235.htm), 6.2.2001
- Dänisches Parlament: Notes on the Bill 235 1999: Notes on the Bill on CO<sub>2</sub> -Quotas for Electricity Production. Bill no. 235. 29. April 1999. [www.ens.dk/uk/energy\\_reform/bill\\_no\\_235.htm](http://www.ens.dk/uk/energy_reform/bill_no_235.htm) 6.2.2001
- DETR (Department of the Environment, Transport and the Regions) 2000a: Climate Change Levy and Energy Efficiency Agreements. <http://www.environment.detr.gov.uk/climatechange/>.13.2.2001
- DETR (Department of the Environment, Transport and the Regions) 2000b: Climate Change Levy Negotiated Agreements – Emissions Trading in the Climate Change

- Levy Agreements. NA(00)34. London.  
<http://www.environment.detr.gov.uk/ccl/index.htm> 13.2.2001
- DETR (Department of the Environment, Transport and the Regions) 2000c: A Greenhouse Gas Emissions Trading Scheme for the United Kingdom – Consultation Document. November 2000 London
- Dutschke, Michael/Michaelowa, Axel 1998: Der Handel mit Emissionsrechten für Treibhausgase. Empfehlungen aus ökonomischer Sicht auf der Grundlage des Kyoto-Protokolls. HWWA- Report Nr. 187. 1998
- E3M Lab 2000: The Economic Effects of EU-Wide Industry-Level Emission Trading to Reduce Greenhouse Gases – Results from PRIMES Energy Systems Model, Institute of Communication and Computer Systems of the National Technical University of Athens
- Ellerman, Denny/Decaus, Annelène 1998: Analysis of Post-Kyoto CO<sub>2</sub> Emissions Trading Using Marginal Abatement Curves. Massachusetts Institute of Technology (MIT) Joint Program on Science and Policy of Global Change, Report No. 40
- ENB (Earth Negotiations Bulletin) 2000: Summary of the sixth conference of the parties to the framework convention of climate change: 13-25 November 2000. Vol. 12 No. 163, <http://www.iisd.ca/climate/cop6/>
- Energy Administration Information (EIA) 1999: Annual Energy Outlook. Washington
- Europäische Kommission 2000: Grünbuch zum Handel mit Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union. COM(2000)87 final. Brüssel. 8. März 2000
- Fachtagung 2000: Handel mit CO<sub>2</sub>- Emissionszertifikaten bei BP, Fachtagung: Wissenschaft im Treibhaus. Klimaschutz und Wissenschaft in der Region Berlin-Brandenburg. 9.-10.Oktober 2000
- Feess, Eberhard 1995: Umweltökonomie und Umweltpolitik. Vahlen Verlag. München
- Fichtner, W./Goebelt, M./Rents, O. 2001: The efficiency of international cooperation in mitigating climate change: Analysis of joint implementation, the clean development mechanism and emission trading for the Federal Republic of Germany, the Russian Federation and Indonesia, Energy Policy 29
- Fromm, O./Hanjürgens, B. 1994: Umweltpolitik mit handelbaren Emissionszertifikaten: eine ökonomische Analyse des RECLAIM-Programms in Südkalifornien. Zeitschrift für angewandte Umweltforschung (1997) Jg. 7, H.2, S.211-223
- Gawel, Erik 1994: Umweltallokation durch Ordnungsrecht – Ein Beitrag zur ökonomischen Theorie regulativer Umweltpolitik, Tübingen
- Greiner, Sandra/Großmann, Harald/Koopmann, Georg/Matthies, Klaus/Michaelowa, Axel/ Steger, Sören 2001: Wechselwirkungen der Energie- und Klimapolitik mit WTO-/GATT-Regeln. Unveröffentlichtes Manuskript
- Grubb, M.C./Vrolijk, C./Brack, D. 1999: The Kyoto-Protocol – A Guide and Assessment. Royal Institute for International Affairs, London
- Grubb, Michael 2000: Quantifying Kyoto – a review of model results and sensitivities,

- paper presented to RIIA workshop 'Quantifying Kyoto', Royal Institute of International Affairs, August 2000
- Grubb, Michael/Hourcade, Jean-Charles/Oberthür, Sebastian 2001: Keeping Kyoto – A Study of Approaches to Maintaining the Kyoto Protocol on Climate Change. Climate Strategies, International Network for Climate Policy Analysis
- Grütter, J. 2001: World Market For GHG Emission Reductions, report prepared for the World Bank's National AII/JI/CDM Strategy Studies Program, March 2001
- Hansjürgens, B. 1998: Wie erfolgreich ist das neue Schwefeldioxid-Zertifikatesystem in den U.S.A.? – Erste Erfahrungen und Lehren für die Zukunft. Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht (1998) H.1, S.1-32
- Hargrave, T. 1998: US Carbon Emissions Trading: Description of an Upstream Approach. Center for Clean Air Policy. March 1998
- Herold, Anke/Fritsche, Uwe/Cames, Martin/Poetzsch, Sabine 2000: Wood Waste Power Plants in Zimbabwe as options for CDM – Part I: Options for baselines and methodological issues related to CDM. Prepared for gtz – Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit by Öko-Institut, Eschborn
- HEW (Hamburgische Electricitäts-Werke AG) 2000: Presseerklärung der HEW vom 16. Juni 2000: HEW und TransAlta schließen Pilothandel mit Kohlendioxid-Emissionen ab. Hamburg
- IEA (International Energy Agency) 2000: CO<sub>2</sub> Emissions from Fuel Combustion 1971-1997. International Energy Association
- Interagency Analytical Team 1997: Economic Effects of Global Climate Change Policies, White House Climate Change Task Force. Washington DC
- IPCC (Intergovernmental Panel of Climate Change) 2001: Technical Summary – Climate Change 2001: Mitigation, IPCC, Working Group III, March 2001
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change) 1996: Revised IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories. Reference Manual. Genf
- Janssen, Josef 2000: Will Joint Implementation Survive International Emissions Trading? Distinguishing the Kyoto Mechanisms. Nota di Lavoro 60.2000. Fondazione Eni Enrico Mattei. Mailand
- Jepma, C.J. 1998: Editor's Note – Kyoto Protocol and Compatibility. In: Joint Implementation Quarterly, Vol. 4, No. 1
- Jepma, Catrinus J. 2001: Editor's note, In: Joint Implementation Quarterly, Vol. 7, No. 2, July 2001
- Jochem, Eberhard 1999: Energy Efficiency – the Focus for Transition from an Energy Supply to an Energy Service Policy. Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung Jg. 68, H. 4, S.579-599
- Jotzo Frank/Tanujaya Olivia 2001: Hot Air vs CDM – Limiting supply to make Kyoto work without the United States, Pelangi working paper, Policy Research for Sustainable Development, Indonesia (<http://www.pelangi.or.id>), July 2001

- Kohlhaas, Michael/Praetorius, Barbara 1994: Selbstverpflichtungen der Industrie zur CO<sub>2</sub>-Reduktion. Unter Mitarbeit von R. Eckhoff und T. Hoeren, Sonderhefte des DIW Nr. 152, Berlin
- Köhne, Anja 2000: German NGO Comments: EU-Green Paper on Greenhouse Gas Emissions Trading within the EU. Forum Umwelt & Entwicklung. Deutscher Naturschutzring EU-Koordination
- Koschel, H./Brockmann, K.L./Schmidt, T.F.N./Stronzik, M./Bergmann, H. 1998: Handelbare SO<sub>2</sub>-Zertifikate für Europa – Konzeption und Wirkungsanalyse eines Modellvorschlags. Schriftenreihe des Zentrums für Europäische Wirtschaftsforschung
- Krause, Florentin 2000: Cutting Carbon Emissions While Making Money – Climate Saving Energy Strategies for the European Union, International Project for Sustainable Energy Paths (IPSEP), El Cerrito California ([www.ipsep.org](http://www.ipsep.org))
- Krause, Florentin 2001: Cutting Carbon Emissions at a Profit: Opportunities for the U.S., International Project for Sustainable Energy Paths (IPSEP), El Cerrito California ([www.ipsep.org](http://www.ipsep.org))
- Kühn, I. 2000: Aktivitäten zum Emissionshandel in der EU. Folienvorlage. Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung. Mannheim.  
<http://recert.energyprojects.net/links/presentations/Germany/1kuehn.pdf>  
 13.2.2001
- Lazarus, Michael/Kartha, Sivan/Ruth, Michael/Bernow, Steve/Dunmire, Carolyn 1999: Evaluation of Benchmarking as an Approach for Establishing Clean Development Mechanism Baselines. Tellus Institute/Stockholm Environmental Institute/Stratus Consulting, prepared for U.S. EPA, Boston
- Manne, Alan/Wene, C.-O. 1992: MARKAL-MACRO – A linked model for energy economy analysis, BNL-47161, Department of Applied Science, Brookhaven National Laboratories, N.Y.
- Mastepanov A./Pluzhnikov O./Berdin V./Gavrilov V. 2001: Post-Kyoto Energy Strategy of the Russian Federation, Outlooks and Prerequisites of the Kyoto Mechanisms Implementation in the Country, Climate Policy, Elsevier, Vol. 1, No. 1
- Matsuoka, Yuzuru/Kainuma, Mikiko/Morita, Tsuneyuki 1995. Scenario Analysis of Global Warming Using the Asian Pacific Integrated Model (AIM). Energy Policy 23(4/5):357-371
- Matthes, Felix Chr./Herold, Anke 1998: 'Heiße Luft' im Kyoto Protokoll? Zur Diskussion um die Probleme eines internationalen Handelsregimes für Treibhausgasemissionen. Öko-Institut, Freiburg/Darmstadt/Berlin
- Meyers, S./Marnay, C./Schumacher, K./Sathaye, J. 2000: Estimating Carbon Emissions Avoided by Electricity Generation and Efficiency Projects: A Standardized Method (MAGPWR). LBNL-46063, Ernest Orlando Lawrence Berkeley National Laboratory, Berkeley
- Meyers, Stephen 1999: Additionality of Emissions Reductions From Clean Development



## Mechanism Projects: Issues and Options for Project-Level Assessment

- Michaelowa, Axel 1998: AIJ cannot function without incentives. In: Riemer, Pierce/Smith, Andrea/Thambimuthu, Kelly (Eds.): Greenhouse Gas Mitigation – Technologies for Activities Implemented Jointly, Amsterdam
- Michaelowa, Axel 1999: Project-based instruments: economic consequences of the Kyoto and the Buenos Aires framework and options for future developments. Paper for the conference "Flexible Mechanisms for an Efficient Climate Policy", Stuttgart, Germany, July 28, 1999
- Michaelowa, Axel/Stronzik, Marcus 1999: Early Crediting of emissions reduction – a panacea or Pandora's box? Second EFIEA Policy Workshop "Integration Climate Policies in the European Environment. Costs and Opportunities", March 1999, Milan
- Michaelowa/Dixon/Abron 1999: The AIJ Project Development Community. In: Dixon (ed.): The UNFCCC AIJ pilot: Experiences and lessons learned. Kluwer, Dordrecht
- Ministry of Economic Affairs of the Netherlands 2000: Operational Guidelines for Eru-PT projects. (ohne Ort)
- Morozovea, Svetlana/Stuart, Marc 2001: The Size of the Carbon Market Study. In: UN (United Nations) 2001: Greenhouse Gas Market Perspectives – Trade and Investment Implications of the Climate Change Regime – Recent Research on Institutional and Economic Aspects of Carbon Trading. New York/Geneva
- Natsource 2001: Review and Analysis of the Emerging International Greenhouse Gas Market, August 2001
- Nuon International 2001: Baseline study Skrobotowo. 14 February 2001
- OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development) 1986: OECD and the Environment, Paris
- OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development) 1998: Responding to Non-Compliance under the Climate Change Regime. Paris
- OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development) 1998: Economic Modeling of Climate Change. OECD workshop report, OECD, Paris, October 1998
- OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development)/IEA (International Energy Agency) 1999: Experience with emission baselines under the AIJ pilot phase. Paris
- OECD (Organisation for Economic Co-operation and Development)/IEA (International Energy Agency) 2000: Emission Baselines – Estimating the Unknown. Paris
- Ostertag, Katrin/Jochem, Eberhard/Schleich, Joachim/Walz, Rainer/Kohlhaas, Michael/Diekmann, Jochen/Ziesing, Hans-Joachim 2000: Energiesparen – Klimaschutz, der sich rechnet. Ökonomische Argumente in der Klimapolitik. Physica-Verlag, Heidelberg
- Otte, Christoph 2001: Prinzipale und Agenten auf dem Weg zu höherer Energieeffizienz

- im Raumwärmebereich? Wirtschaftswissenschaftliche Diskussionsbeiträge V-222-01, Universität Oldenburg
- Parry I.H. 1997: Revenue Recycling and the Costs of Reducing Carbon Emissions. Climate Issues Brief No. 2. Resources For the Future. Washington DC
- Parry, I.H./Williams, R.C./Goulder L.H. 1997: When Can Carbon Abatement Policies Increase Welfare? The Fundamental Role of Distorted Factor markets. Discussion Paper 97-18. Resources For the Future. Washington DC
- PCF (Prototype Carbon Fund) 2000: Learning from the Implementation of the Prototype Carbon Fund. Presentation held at the Meeting of the Subsidiary Bodies on September 11, 2000 in Lyon, France;  
[http://www.prototypecarbonfund.org/docs/lyon\\_public\\_presentation.ppt](http://www.prototypecarbonfund.org/docs/lyon_public_presentation.ppt),  
 29.01.2001
- PCF (Prototype Carbon Fund) 2000b: PCF Implementation Note No. 5: Price Formation in PCF Emissions Reductions Purchases. Draft, 2000
- PCF (Prototype Carbon Fund) 2000c: Business Plan and Budget July 1, 2000 – June 30, 2001. Paris, June 2000
- PCF (Prototype Carbon Fund) 2000d: Prototype Carbon Fund Emission Reductions Purchase Agreement Liepaja Solid Waste Management Project. Draft, July 2000
- PCF (Prototype Carbon Fund) 2001: About the Prototype Carbon Fund.  
<http://www.prototypecarbonfund.org/router.cfm?show=about.cfm&Item=3>,  
 29.01.2001
- Pedersen, S. L. 2000: Danish CO<sub>2</sub> Emissions Trading System. Danish Energy Agency. Review of European Community & International Environmental Law (2000) Vol. 9 No. 3
- Praetorius, Barbara 1996: Nachfrageseitiges Marktversagen auf dem Energiemarkt: Empirische Evidenz, theoretische Aspekte, politische Folgerungen. Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung Jg. 65, H. 2, S.143-155
- Prager, M.A./Klier, T.H./Mattoon R.H. 1996: A mixed Bag: Assessment of Market Performance and Firm Trading Behaviour in the NO<sub>x</sub>-RECLAIM Program. FRB Chicago Working Paper. August 1996
- PricewaterhouseCoopers 2001: Validation of Skrobotowo project.  
<http://www.senter.nl/erupt>
- Pronk, Jan 2000: Note by the President of COP6 – 23 November 2000. UNFCCC, Decision 1/CP.6, DHG.00-189
- Rennings, Klaus/Brockmann, Karl Ludwig/Koschel, Henrike/Bergmann Heidi/Kühn, Isabel 1996: Nachhaltigkeit, Ordnungspolitik und freiwillige Selbstverpflichtung, ZEW Schriftenreihe Umwelt- und Ressourcenökonomie, Heidelberg
- Schwarz, Hans-Günter 2001: Das US-amerikanische SO<sub>2</sub>-Zertifikatmodell Regelwerk und bisherige Erfahrungen. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 51. Jg. (2001), Heft 3, Seite 136-141

- Schwarze, Reimund 1997: SO<sub>2</sub> im Sonderangebot? Zur Entwicklung des US Marktes für Schwefeldioxid-Lizenzen und den Perspektiven von Zertifikatsmodellen in der Luftreinhaltungspolitik. Zeitschrift für angewandte Umweltforschung (1997) Jg. 10, H. 2, S.170-186
- Schwarze, Reimund 2000a: Activities implemented jointly: another look at the facts. In: Ecological Economics, Vol. 32, p. 225-267
- Schwarze, Reimund 2000b: Internationale Klimapolitik. Metropolis-Verlag, Marburg
- Schwarze, Reimund 2000c: Internationale Klimapolitik. Ökologie und Wirtschaftsforschung Bd. 39
- Senter Internationaal 2000a: Eru-PT – Emission Reduction Procurement Tender. <http://www.senter.nl/senterinformatieblad/erupt.pdf>, 30.05.2000
- Senter Internationaal 2000b: Eru-PT – Terms of Reference. <http://www.senter.nl/erupt/tor.htm>, 30.05.2000
- Senter Internationaal 2000c: Coming up next year: ERUPT-CDM. <http://www.senter.nl/erupt/enquete/enquetevragen.asp>, 18.12.2000
- Senter Internationaal 2001a: Carbon prices in ERUPT 2000 high but not too high. <http://www.senter.nl/erupt>
- Senter Internationaal 2001b: Recommendations from ERUPT 2000 assessment are input for Carboncredits.nl. <http://www.senter.nl/erupt>
- Stewart, R./Wiener, J./Sands, P. 1996: Legal Issues Presented by a Pilot International Greenhouse Gas Trading System. United Nations Conference on Trade and Development (UNCTAD). New York
- Stronzik, Marcus/Dette, Birgit/Herold, Anke 2000: 'Early Crediting' als klimapolitisches Instrument. Mannheim/Darmstadt/Berlin
- Timpe, Christof/Bergmann, Heidi/Cames, Martin/Klann, Uwe/Langniß, Ole/Nitsch, Joachim/Voß, Jan-Peter 2001: Umsetzungsaspekte eines Quotenmodells für Strom aus erneuerbaren Energien. Freiburg/Stuttgart/Heidelberg 2001
- TransAlta 2000a: Press release from June 2000: TransAlta completes world's first trans-Atlantic emissions reduction trade. (ohne Ort)
- TransAlta 2000b: Beyond Kyoto. TransAlta's Blueprint for Sustainable Thermal Power Generation (ohne Ort)
- UNCTAD 2001: Commercial Trades and Initiatives. <http://www.unctad.org/en/subsites/etrade/etinit.htm> 16.1.2001
- UNCTAD 2001: Domestic Trading Initiatives: Denmark. <http://www.unctad.org/en/subsites/etrade/dominit.htm> 16.1.2001
- UNFCCC 1997: FCCC/SBSTA/1997/INF.3 – Subsidiary Body for Scientific and Technological Advice, Seventh session, Bonn, 20-29 October 1997, Item 8 of the provisional agenda, <http://www.unfccc.int/resource/docs/1997/inf03.htm>
- UNFCCC 2001: AIJ under the pilot phase, UNFCCC, List of reported projects.

- <http://www.unfccc.int/program/aij/aijproj.html>, 16.01.2001
- Vrolijk, Christiaan 1999: The potential Size of the CDM. In: Global Greenhouse Emissions Trader, Issue 6, February 1999
- Vrolijk, Christiaan 2001: The Bonn Agreement – The world decides to leave the US on the sideline. London, August 2001
- Vrolijk, Christiaan/Grubb, Michael 2000: Quantifying Kyoto – How will COP-6 decisions affect the market? Report of a workshop organized by the Royal Institute of International Affairs, UK, August 2000
- WB (The World Bank Group) 2001: Briefing Note on the Prototype Carbon Fund (PCF). <http://wbln0018.worldbank.org/essd/kb.nsf/ab34a7716339450985256666007c9ca9/f3d78bf43a623b9f852567620057dfeb?OpenDocument>, 29.01.2001
- Weathervane 2001: Denmark: CO<sub>2</sub> Cap and Trade Scheme for the Electricity Sector. <http://www.weathervane.rff.org/pop/pop8/denmark.htm> 16.1.2001
- Weyant, John (Hg.) 1999: The Cost of the Kyoto Protocol: A Multi-model Evaluation, Energy Journal Special Issue, International Association for Energy Economics
- Winkelman, S./Hargrave T./Vanderlan C. 2000: Transportation and domestic greenhouse gas emissions trading. Center for Clean Air Policy. April 2000
- Ybema, Remko 2001: How to integrate CDM and JI in national policies: The Dutch ERUPT-programme. Talk given at the ENER-Conference 'Kyoto Mechanisms – Integrating the Results of COP 6 into the national Framework', Jagiellonian University, Collegium Maius, Krakow, February 2000, 8 to 9
- ZEW (Zentrum für europäische Wirtschaftsforschung) 1999: Stellungnahme für den Finanzausschuss des Deutschen Bundestages anlässlich der Anhörung zum Entwurf eines Gesetzes zur Fortführung der ökologischen Steuerreform. Mannheim
- Zhang, ZhongXiang 2000: Estimating the Size of the Potential Market for the Kyoto Flexibility Mechanisms. Faculty of Law and Faculty of Economics, University of Groningen, The Netherlands

## 10 Anhang

### 10.1 AIJ-Projekte in Annex I-Staaten (JI)

Name	Errichtung des GuD-Kraftwerks "Kuban" (Novokubansk-Distrikt der Krasnodarsk-Region) und eines Fernwärmesystems in der Krasnodarsk-Region  (Construction of the Steam-Gas Electrical Power Station "Kuban" (Novokubansky District of Krasnodarsky region, Russian Federation) and Local Heating Systems in Krasnodarsky Region)
Gastland	Russland
Investor	Deutschland
Typ	Energieeffizienz
Beschreibung	Das bestehende Fernwärmesystem wird rehabilitiert; dabei werden die mit Heizkesseln bestückten Heizhäuser ersetzt durch Wärmetauscher. Die Wärmetauscher werden wiederum durch das neue errichtete in Kraft-Wärme-Kopplung betriebene GuD-Kraftwerk mit einer Leistung von 900 MW versorgt.
Laufzeit	4 Jahre
Treibhausgasminderung	2.700.000 t CO <sub>2</sub> -Äquivalente
Investitionskosten	1,6 Milliarden US\$
Sonstige Kostenkategorien	
Spezifische Minderungskosten	

Name	Schweizer Energieeffizienz Projekt (Bucina a.s., Zvolen) (Swiss Energy Efficiency Project (Bucina a.s., Zvolen))
Gastland	Slowakei
Investor	Schweiz
Typ	Energieeffizienz
Beschreibung	Verbesserung der Energieeffizienz des im Privateigentum befindlichen Sägewerk Bucina a.s. in Zvolen; dabei wird ein in Kraft-Wärme-Kopplung betriebenes Gasturbinenkraftwerk errichtet, dessen Wärme für die Holz Trocknung eingesetzt wird; außerdem wird das bestehende Energiemanagementsystem für Wärme, Licht und Holzbearbeitung verbessert und erweitert.
Laufzeit	8 Jahre
Treibhausgasminderung	148.300 t CO <sub>2</sub> -Äquivalente
Investitionskosten	2,71 Millionen US\$
Sonstige Kostenkategorien	
Spezifische Minderungskosten	-5,70 bis -22,60 US\$/t CO <sub>2</sub> -Äquivalent

Name	Kombiniertes Projekt für Brennstoffwechsel und Erneuerung des Verteilung in Kuressaare, Estland (Combined fuel conversion and distribution renovation project in Kuressaare, Estonia)
Gastland	Estland
Investor	Schweden
Typ	Energieeffizienz
Beschreibung	Da Heizhaus der Stadt Kuressaare wird mit einem holzbefeuerten Warmwasserkessel mit einer Leistung von 5 MW ausgerüstet; zudem werden zwei bestehende Kessel überholt sowie teilweise das Fernwärmenetz instandgesetzt.
Laufzeit	10 Jahre
Treibhausgasminderung	118.758 t CO <sub>2</sub> -Äquivalente
Investitionskosten	Diverse, allerdings nicht zuordenbare und abgrenzbare Kostenan-gaben
Sonstige Kostenkategorien	
Spezifische Minderungskosten	

Name	Rehabilitierung der Wälder in den Nationalparks Krkonose und Sumava (Forest rehabilitation in Krkonose and Sumava National Parks)
Gastland	Tschechien
Investor	Niederlande
Typ	Waldschutz (Forest preservation)
Beschreibung	Die Nationalparks Krkonose und Sumava liegen beide im Riesen-gebirge nahe der polnischen und deutschen Grenze; durch saure Niederschläge und ältere Monokulturen mit nicht an den Standort angepassten Baumarten sind die Wälder der Nationalparks weit-flächlich abgestorben oder erkrankt; im Rahmen des Projektes wer-den 9.000 bzw. 5.000 ha vor allem mit Fichte, Buche und Holun-derbeere wieder aufgeforstet.
Laufzeit	15 Jahre
Treibhausgasminderung	9.834.120 t CO <sub>2</sub> -Äquivalente
Investitionskosten	
Sonstige Kostenkategorien	
Spezifische Minderungskosten	5,20 bis 10,29 US\$/t CO <sub>2</sub> -Äquivalent



Name	Wiederaufforstung in Vologda (Reforestation in Vologda)
Gastland	Russland
Investor	USA
Typ	Wiederaufforstung (Reforestation)
Beschreibung	Im Rahmen des Projekts werden 2.000 ha Land, das zuletzt von landwirtschaftlichen Kollektivbetrieben zur Heuerzeugung genutzt wurde, wieder mit den ursprünglichen Fichte-Kiefern-Bewuchs aufgeforstet werden; hierfür ist zunächst eine Bepflanzungsdichte von 15% vorgesehen; nach der Regeneration des Bodens soll die Bepflanzung sukzessive erhöht werden; darüber hinaus sollen die Flächen.
Laufzeit	60 Jahre
Treibhausgasminderung	858.000 t CO <sub>2</sub> -Äquivalente
Investitionskosten	1,33 Millionen US\$
Sonstige Kostenkategorien	
Spezifische Minderungskosten	

Name	Umstellung von Kohle auf Gas (Coal to Gas Conversion)
Gastland	Polen
Investor	Norwegen
Typ	Brennstoffwechsel
Beschreibung	Das Projekt umfasst die Umstellung von 30 kleineren und mittleren Kessen im Bereich von Wohn- und Verwaltungsgebäuden von Kohle auf Gas; dabei kommen sowohl konventionelle Gaskessel als auch Brennwertkessel und Blockheizkraftwerke zum Einsatz; außerdem werden einige hundert Gebäude isoliert und mit zusätzlicher Energieeffizienztechnologie ausgestattet; zusätzlich hierzu wird ein Ausbildungsprogramm durchgeführt und eine landesweite Marketingkampagne zu diesem Projekt durchgeführt.
Laufzeit	17 Jahre
Treibhausgasminderung	2.532.442 t CO <sub>2</sub> -Äquivalente
Investitionskosten	
Sonstige Kostenkategorien	
Spezifische Minderungskosten	30,10 US\$/t CO <sub>2</sub> -Äquivalent

Name	Evaluierung des Dalkia-Vivendi-Vorschlags: Brennstoffwechsel und Kraft-Wärme-Kopplung im Dorog Eroumu Kft Kraftwerk (Evaluation of the Dalkia-Vivendi proposal: Fuel Switching and Cogeneration in the Dorog Eroumu Kft Power Plant)
Gastland	Ungarn
Investor	Frankreich
Typ	Brennstoffwechsel
Beschreibung	Prometheus, die mitteleuropäische Niederlassung von Dalkia-Vivendi betreibt in Dorog und Esztergom ein Fernwärmenetzwerk, das durch ein Kohlekraftwerk in Dorog versorgt wird; im Rahmen des Projekts erfolgt eine Umstellung von Kohle auf Gas sowie eine Steigerung der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung.
Laufzeit	15 Jahre
Treibhausgasminderung	71.420 t CO <sub>2</sub> -Äquivalente
Investitionskosten	6 Millionen EUR
Sonstige Kostenkategorien	
Spezifische Minderungskosten	

Name	Kraft-Wärme-Kopplung im SKODA-Werk Mlada Boleslav (Cogeneration station SKODA plant Mlada Boleslav)
Gastland	Tschechien
Investor	Deutschland
Typ	Brennstoffwechsel
Beschreibung	Austausch von zwei braunkohlebefeuerten Dampfturbinen mit je 6 MW <sub>el</sub> Leistung im Kraftwerk des SKODA-Automobilwerks in Mlada Boleslav gegen zwei steinkohlebefeuerte Turbinen mit je 44,3 MW <sub>el</sub> und Wirbelschichtfeuerung.
Laufzeit	20 Jahre
Treibhausgasminderung	5.440.000 t CO <sub>2</sub> -Äquivalente
Investitionskosten	92,34 Millionen US\$
Sonstige Kostenkategorien	
Spezifische Minderungskosten	Projekt ist wirtschaftlich, deshalb keine Minderungskosten

Name	RUSAGAS: Projekt zur Beseitigung von Gasleckagen (RUSAGAS: Fugitive Gas Capture Project)
Gastland	Russland
Investor	USA
Typ	Beseitigung von Gasleckagen (Fugitive gas capture)
Beschreibung	Das Projekt reduziert die Methanemissionen im Transport- und Verteilnetz für Erdgas; dazu werden in den Kompressorstationen Pallasovskaya und Storozhovka jeweils etwa 70 bis 80 von 120 größtenteils leckhaften Ventilen mit einer Technologie zur Abdichtung von Hochdruckdichtungen abgedichtet.
Laufzeit	28 Jahre
Treibhausgasminderung	30.955.750 t CO <sub>2</sub> -Äquivalente
Investitionskosten	0,166 Millionen US\$
Sonstige Kostenkategorien	
Spezifische Minderungskosten	

Name	Kesselumstellungsprojekt in Varena (Varena Boiler Conversion Project)
Gastland	Litauen
Investor	Schweden
Typ	Erneuerbare Energiequellen
Beschreibung	
Laufzeit	10 Jahre
Treibhausgasminderung	194.840 t CO <sub>2</sub> -Äquivalente
Investitionskosten	Diverse, allerdings nicht zuordenbare und abgrenzbare Kostenan- gaben
Sonstige Kostenkategorien	
Spezifische Minderungskosten	

## 10.2 AIJ-Projekte in Nicht-Annex I-Staaten (CDM)

Name	Erhöhte Kohlenstoffbindung in Anpflanzungen in Vietnam durch die Nutzung genetisch verbesserten Pflanzenmaterials und Quantifizierung der Kohlenstoffbindung von Anpflanzungen durch Modellierung  (Increasing carbon sequestration in planted forests in Viet Nam through the use of genetically improved planting stock, and modelling to quantify carbon sequestration of planted forests)
Gastland	Vietnam
Investor	Australien
Typ	Aufforstung
Beschreibung	Bei der ersten Komponente werden insgesamt 10 ha Bauschule geschaffen für genetisch verbesserte Setzlinge. Mit diesen Setzlingen können innerhalb von 5 Jahren 8.250 ha bepflanzt werden, mit einer um 15% höheren Rate für die Holzbildung.  Bei der zweiten Komponente des Projekte werden Daten über das Wachstum dieser Pflanzarten erhoben, mit denen das 3-PG-Modell zur Bestimmung von Wachstums- und Kohlenstoffbindungs-raten kalibriert werden soll.
Laufzeit	30 Jahre
Treibhausgasminderung	645.590 t CO <sub>2</sub> -Äquivalente
Investitionskosten	
Sonstige Kostenkategorien	Projektkosten: US\$ 241.955
Spezifische Minderungskosten	1 bis 2 US\$ pro t CO <sub>2</sub> -Äquivalent

Name	Burkina Faso Nachhaltiges Energiemanagement (Burkina Faso Sustainable Energy Management)
Gastland	Burkina Faso
Investor	Norwegen
Typ	Energieeffizienz (Demand Side Management)
Beschreibung	Das Projekt besteht aus mehreren Elementen: I) Management von 300.000 ha Kommunalwald, II) Förderung effizienter Holzkohleherstellung, III) Installation von Solarsystemen für Beleuchtung und Wasserpumpen, IV) Einführung von Kerosinkochern anstelle von Brennholz
Laufzeit	6 Jahre
Treibhausgasminderung	1.450.000 t CO <sub>2</sub> -Äquivalente
Investitionskosten	2,4 Millionen US\$
Sonstige Kostenkategorien	
Spezifische Minderungskosten	1997 - 2003 (6 Jahre): 1,66 US\$/t CO <sub>2</sub> -Äquivalent 1997 - 2027 (30 Jahre): 0,10 US\$/t CO <sub>2</sub> -Äquivalent

Name	ILUMEX Projekt für hocheffiziente Beleuchtung (ILUMEX High Efficiency Lighting Project)
Gastland	Mexiko
Investor	Norwegen
Typ	Energieeffizienz
Beschreibung	Insgesamt werden in dem Projekt 1,7 Millionen normalen Lampen durch Energiesparlampen mit 75% geringerem Energiebedarf und einer Brenndauer von 10.000 Stunden ersetzt. 200.000 Energiesparlampen werden dabei im Rahmen des AII-Projektes in den Städten Moterrey und Guadalajara durch Norwegen finanziert.
Laufzeit	4,5 Jahre
Treibhausgasminderung	85.801 t CO <sub>2</sub> -Äquivalente
Investitionskosten	23 Millionen US\$
Sonstige Kostenkategorien	
Spezifische Minderungskosten	17,88 US\$/t CO <sub>2</sub> -Äquivalent

Name	Modellprojekt für Energieeinsparung bei Elektrohochöfen für Metalllegierungen (The Model Project for Energy Conservation in Electric Furnace used for Ferro-Alloy Refining)
Gastland	China
Investor	Japan
Typ	Energieeffizienz
Beschreibung	An den bestehenden Hochofen in Liaoyang werden installiert: 1) Hochofenummantelung, 2) Gasrückgewinnung für Kohlenmonoxid (CO), 3) Palletierungssystem
Laufzeit	10 Jahre
Treibhausgasminderung	290.500 t CO <sub>2</sub> -Äquivalente
Investitionskosten	24,77 Millionen US\$
Sonstige Kostenkategorien	
Spezifische Minderungskosten	9,60 - 22,64 US\$/t CO <sub>2</sub> -Äquivalent (abweichende Angaben)

Name	Rio Bravo Kohlenstoffeinbindungspilotprojekt (Rio Bravo Carbon Sequestration Pilot Project)
Gastland	Belize
Investor	USA
Typ	Waldschutz (Forrest preservation)
Beschreibung	Das Projekt hat zwei Elemente: 1) Erwerb von 5.602 ha bedrohter Waldfläche um es vor der Umwandlung in Ackerfläche zu schützen (entspricht etwas der Größe des Berliner Bezirks Tempelhof-Schöneberg), 2) Etablierung einer nachhaltigen Waldbewirtschaftung auf einer Fläche von 49.985 ha (entspricht etwas mehr als der Hälfte der Fläche des Landes Berlin)
Laufzeit	42 Jahre
Treibhausgasminderung	6.023.992 t CO <sub>2</sub> -Äquivalente
Investitionskosten	5,6 Millionen US\$
Sonstige Kostenkategorien	
Spezifische Minderungskosten	0,93 US\$/t CO <sub>2</sub> -Äquivalent (eigene Berechnung)



Name	Wiederaufforstung und Waldschutz (Reforestation and Forest Conservation)
Gastland	Costa Rica
Investor	Norwegen
Typ	Wiederaufforstung (Forrest reforestation)
Beschreibung	
Laufzeit	25 Jahre
Treibhausgasminderung	846.421 t CO <sub>2</sub> -Äquivalente <sup>116</sup>
Investitionskosten	3,4 Millionen US\$
Sonstige Kostenkategorien	2,0 Million US\$ AIJ-Investitionskosten
Spezifische Minderungskosten	2,72 US\$/t CO <sub>2</sub> -Äquivalent

Name	Deponiegasmanagement im Großraum Buenos Aires, Argentinien (Landfill Gas Management in Greater Buenos Aires, Argentina)
Gastland	Argentinien
Investor	USA
Typ	Beseitigung von Gasleckagen (Fugitive gas capture)
Beschreibung	Das Projekt umfasst die Entwicklung von Systemen zum Auffangen und Verbrennen von Deponiegas. Dazu werden Brunnen, Rohre, Gebläse und Fackeln installiert. Hierdurch können etwa 70% des Deponiegases aufgefangen werden die durch 5 Millionen t Müll jährlich erzeugt werden. Dies würde zu einer jährlichen THG-Minderung von 4 Millionen t CO <sub>2</sub> -Äquivalenten führen. Würde das Gas z.B. zur Stromerzeugung eingesetzt und würde dabei fossile Brennstoffe verdrängen, so wäre der THG-Minderungsbeitrag noch größer.
Laufzeit	20 Jahre
Treibhausgasminderung	81.121.240 t CO <sub>2</sub> -Äquivalente
Investitionskosten	
Sonstige Kostenkategorien	
Spezifische Minderungskosten	Schätzung: 1 - 2 US\$/t CO <sub>2</sub> -Äquivalent

<sup>116</sup> Unter <http://www.unfccc.int/program/aij/aijproj.html> ist fälschlicherweise eine Angabe von 230.842 t CO<sub>2</sub>-Äquivalenten angegeben. Dies entspricht jedoch der projektierten Treibhausgasminderung des AIJ-Projektes in Tonnen Kohlenstoff (230.842 t C = 846.421 t CO<sub>2</sub>-Äquivalente).

Name	Modellprojekt zur Nutzung von Abwärme aus der Müllverbrennung in Harbin (The Model Project for Utilization of Waste Heat from Incineration of Refuse in Harbin)
Gastland	China
Investor	Japan
Typ	Abfallbeseitigung/Beseitigung von Gasleckagen
Beschreibung	Installation einer Müllverbrennungsanlage in Harbin. Hierdurch sollen die CH <sub>4</sub> -Emissionen der Mülldeponierung vermieden werden; darüber hinaus soll die Abwärme in der Textilindustrie in Harbin (Färben und Drucken) genutzt werden.
Laufzeit	10 Jahre
Treibhausgasminderung	418.740 t CO <sub>2</sub> -Äquivalente
Investitionskosten	15,4 Millionen US\$
Sonstige Kostenkategorien	
Spezifische Minderungskosten	30,14 - 45,59 US\$/t CO <sub>2</sub> -Äquivalent

Name	Kleinwasserkraftwerk am Manyuchi-Damm in Zimbabwe (Mini hydro power plant at the Manyuchi dam in Zimbabwe)
Gastland	Zimbabwe
Investor	Frankreich, Kanada, Deutschland
Typ	Erneuerbare Energiequellen
Beschreibung	Der Manyuchi-Damm bewässert eine 2.000 ha große Zuckerrohrplantage etwas 40 km flussabwärts. Durch das Projekt wird an dem Damm ein Kleinwasserkraftwerk mit 0,7 MW installiert, das in der nationale Stromnetz einspeist. Darüber hinaus sollen ein Verteilnetz in der näheren Umgebung gebaut werden, durch das die umliegenden Dörfer versorgt werden können.
Laufzeit	25 Jahre
Treibhausgasminderung	125.578 t CO <sub>2</sub> -Äquivalente
Investitionskosten	2 Millionen US\$
Sonstige Kostenkategorien	
Spezifische Minderungskosten	15,80 US\$/t CO <sub>2</sub> -Äquivalent

Name	Windfarmprojekt Tierras Morenas (Tierras Morenas Wind Farm Project)
Gastland	Costa Rica
Investor	USA
Typ	Erneuerbare Energiequellen
Beschreibung	Nahe der Stadt Tierras Morenas in der Provinz Guanacaste wird ein Windpark mit 33 Nordtank NTK 600/43 Windturbinen errichtet. Mit der Gesamtleistung von 20 MW können jährlich etwa 76 GWh in das nationale Stromnetz eingespeist werden. Das AIJ-Projekt umfasst die Windturbinen, die Übertragungsanlagen, Kontrollanlagen, Transformatoren sowie die Einbindung ins Stromnetz.
Laufzeit	14 Jahre
Treibhausgasminderung	57.203 t CO <sub>2</sub> -Äquivalente
Investitionskosten	31,5 Millionen US\$
Sonstige Kostenkategorien	
Spezifische Minderungskosten	

### 10.3 Projekte aus der Eru-PT-Ausschreibung der niederländischen Regierung

Name	Municipal Cogeneration Targoviste (ERU0003)
Gastland	Rumänien
Investor	N.V. Nuon Warmte (Tochtergesellschaft der N.V. Nuon)
Typ	Energieeffizienz / Brennstoffwechsel
Beschreibung	Optimierung der Fernwärme-Versorgung für Targoviste (> 100.000 Einwohner): Neubau eines gasgefeuerten Heizkraftwerks (26,4 MW <sub>el</sub> ), Rekonstruktion der bestehenden Gas-Heizkessel und der Transport- und Verteilungen für Fernwärme, DSM-Maßnahmen zur Reduktion des Wärmebedarfs. Aufgrund der Maßnahme kann ein überaltertes, mit Braunkohle geheiztes Heizkraftwerk endgültig stillgelegt werden.
Max. Zeitspanne für EruPT-Credits	25 Jahre (ab 2003)
Treibhausgasminderung (2008-12)	1.536.140 t CO <sub>2</sub> -Äquivalente
Investitionskosten	k.A.
Sonstige Kostenkategorien	k.A.
ERU-Preis	9,08 EUR/t CO <sub>2</sub> -Äquivalent

Name	Municipal Cogeneration Cluj-Napoca (ERU0007)
Gastland	Rumänien
Investor	N.V. Nuon Warmte (Tochtergesellschaft der N.V. Nuon)
Typ	Energieeffizienz
Beschreibung	Optimierung der Fernwärme-Versorgung eines Teils von Cluj-Napoca (insgesamt > 200.000 Einwohner): Neubau eines gasgefeuerten Heizkraftwerks (26,4 MW <sub>el</sub> ), Rekonstruktion der bestehenden Gas-Heizkessel und der Transport- und Verteilleitungen für Fernwärme, DSM-Maßnahmen zur Reduktion des Wärmebedarfs.
Max. Zeitspanne für EruPT-Credits	25 Jahre (ab 2003)
Treibhausgasminderung (2008-12)	924.590 t CO <sub>2</sub> -Äquivalente
Investitionskosten	k.A.
Sonstige Kostenkategorien	k.A.
ERU-Preis	9,08 EUR/t CO <sub>2</sub> -Äquivalent

Name	A biomass energy portfolio (ERU0011)
Gastland	Tschechische Republik
Investor	BTG Biomass Technology Group BV
Typ	Erneuerbare Energiequellen
Beschreibung	Das Projekt umfasst die Installation von insgesamt 28 Biomasse-Anlagen in der Region um Prag mit Leistungen zwischen 0,6 und 24 MW <sub>th</sub> , davon 21 ausschließlich zur Wärmeerzeugung und 7 in KWK. Die Projekte befinden sich in unterschiedlichem Entwicklungsstadium, sollen aber alle bis Ende 2002 realisiert sein.
Max. Zeitspanne für EruPT-Credits	10 Jahre (ab 2003)
Treibhausgasminderung (2008-12)	garantiert: 522.320 t CO <sub>2</sub> -Äquivalente bis zu 1.200.000 t CO <sub>2</sub> -Äquivalente möglich
Investitionskosten	k.A.
Sonstige Kostenkategorien	k.A.
ERU-Preis	9,00 EUR/t CO <sub>2</sub> -Äquivalent

Name	Surduc – Nehoiasu Hydro Power Plant (ERU0020)
Gastland	Rumänien
Investor	United Power Co. (ein Joint Venture der rumänischen SC Hidroelectrica SA und der US-amerikanischen Harza Engineering Company LP)
Typ	Erneuerbare Energiequellen
Beschreibung	Fertigstellung eines unvollendeten Wasserkraft-Projekts mit einer Leistung von 55 MW <sub>el</sub> .
Max. Zeitspanne für EruPT-Credits	15 Jahre (ab 2005)
Treibhausgasminderung (2008-12)	612.630 t CO <sub>2</sub> -Äquivalente
Investitionskosten	55.700.000 US\$ (zu 70 – 80 % aus einem Kredit der EBRD finanziert)
Sonstige Kostenkategorien	6.600.000 US\$ (Finanzierungskosten)
ERU-Preis	5,00 EUR/t CO <sub>2</sub> -Äquivalent

Name	Skrobotowo Windpark (ERU0021)
Gastland	Polen
Investor	Nuon International Projects BV
Typ	Erneuerbare Energiequellen
Beschreibung	Errichtung eines Windparks mit einer Leistung von 60 MW <sub>el</sub> in Karnice nahe der Ostseeküste. Vorgesehen sind 30 Windkraftanlagen mit einer Leistung von je 2 MW <sub>el</sub> .
Max. Zeitspanne für EruPT-Credits	10 Jahre (ab 2003)
Treibhausgasminderung (2008-12)	583.500 t CO <sub>2</sub> -Äquivalente
Investitionskosten	k.A.
Sonstige Kostenkategorien	k.A.
ERU-Preis	9,00 EUR/t CO <sub>2</sub> -Äquivalent