Climate Change

Climate Change
11/07
ISSN 1862-4359

Langfristige Perspektiven von CDM und JI

Umwelt Bundes Amt
Für Mensch und Umwelt

UMWELTFORSCHUNGSPLAN DES
BUNDESMINISTERIUMS FÜR UMWELT,
NATURSCHUTZ UND REAKTORSICHERHEIT

Forschungsbericht 204 41 192
UBA-FB 001029

Climate Change
11
07
ISSN
1862-4359

Langfristige Perspektiven von CDM und JI

von

Martin Cames
Niels Anger
Christoph Böhringer
Ralph O. Harthan
Lambert Schneider

mit Beiträgen von

Stefan Sonneberger
Margarethe Scheffler
Sabine Gores
Katherina Grashof
Vanessa Cook

Öko-Institut, Berlin

Im Auftrag des Umweltbundesamtes

Diese Publikation ist ausschließlich als Download unter
http://www.umweltbundesamt.de
verfügbar.

Die in der Studie geäußerten Ansichten
und Meinungen müssen nicht mit denen des
Herausgebers übereinstimmen.

Herausgeber: Umweltbundesamt
Postfach 14 06
06813 Dessau
Tel.: 0340/2103-0
Telefax: 0340/2103 2285
Internet: http://www.umweltbundesamt.de

Redaktion: Fachgebiet I 2.2
Benjamin Lünenbürger

Dessau, Juli 2007

Berichtskennblatt

1. Berichtsnummer	**2.**	**3.**

4. Titel des Berichts
Langfristige Perspektiven von CDM und JI

5. Autor(en), Name(n), Vorname(n)
Cames, Martin
Anger, Niels
Böhringer, Christoph
Harthan, Ralph O.
Schneider, Lambert

6. Durchführende Institution (Name, Anschrift)
Öko-Institut
Novalisstr. 10
D-10115 Berlin

7. Fördernde Institution (Name, Anschrift)
Umweltbundesamt
Wörlitzer Platz 1
D-06844 Dessau

8. Abschlussdatum
Oktober 2006

9. Veröffentlichungsdatum
Oktober 2006

10. UFOPLAN-Nr.
204 41 192

11. Seitenzahl
308

12. Literaturangaben
102

13. Tabellen und Diagramme
70

14. Abbildungen
50

15. Zusätzliche Angaben

16. Kurzfassung
Diese Studie untersucht, ob Deutschland die flexiblen Mechanismen unter dem Kyoto-Protokoll nutzen sollte oder weiterhin seine Treibhausgasreduktionsziele durch inländische Politiken und Maßnahmen erreichen sollte. Das künftige Potenzial der projektbezogenen Kyoto-Mechanismen (CDM und JI) wird untersucht und die Auswirkungen von deren Nutzung auf die deutsche und globale Wirtschaft werden mit einem Integrated-Assessment-Modell abgeschätzt. In einer Delphi-Befragung werden die Erwartungen internationaler Experten in Hinblick auf die künftigen Perspektiven der projektbezogenen Kyoto-Mechanismen ermittelt. Abschließend werden Möglichkeiten zur Förderung der Nutzung der flexiblen Mechanismen in Deutschland analysiert, mit der Schlussfolgerung, dass die Bundesregierung einen 25 bis 50 Millionen Kyoto-Einheiten umfassenden Fonds für projektbezogene Mechanismen einrichten sollte, um die Unsicherheiten bei der Erfüllung des Kyoto-Ziels infolge unerwarteter Temperaturschwankungen oder einer Änderung der Konjunkturentwicklung abzudecken.

17. Schlagwörter
Flexible Mechanismen, projektbezogene Mechanismen, CDM, JI, Clean Development Mechanism, Joint Implementation, Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung, Gemeinsame Umsetzung, Emissionshandel, Kyoto-Protokoll, Treibhausgase, Vermeidungskosten, Transaktionskosten, Risiken, integrated assessment, allgemeines Gleichgewichtsmodell, Delphi-Befragung, Deutschland, Europa, China, Indien, Brasilien

18. Preis	**19.**	**20.**

Inhaltsverzeichnis

1 Hintergrund und Einleitung ... 15

2 Das zukünftige Potenzial von CDM und JI – Literaturauswertung und Berechnung eigener Projektionen ... 17

2.1 Das Potenzial von CDM und JI bis 2012 ... 18

2.1.1 Literaturauswertung ... 19

2.1.2 Aktuelle Informationen über öffentliche Ausschreibungsprogramme zum Ankauf von CERs und ERUs durch Annex B-Staaten ... 23

2.1.3 Das Angebot an CERs und ERUs ... 24

2.1.4 Schlussfolgerungen ... 25

2.2 Das CDM-Potenzial nach 2012: CO_2-Projekte ... 26

2.2.1 Globale Schätzungen anhand des PACE-IAM ... 27

2.2.2 Vermeidungsszenarien für China ... 28

2.2.3 Vermeidungsszenarien für Indien ... 30

2.2.4 Schlussfolgerung ... 32

2.3 Das CDM- und JI-Potenzial nach 2012: Nicht-CO_2-Projekte ... 33

2.3.1 Erfassung von Deponiegasen ... 33

2.3.2 Vermeidung von Lachgas in der Adipinsäureproduktion ... 36

2.3.3 Reduktion von HFKW-23-Emissionen in der Herstellung von HFCKW-22 ... 38

2.4 Schlussfolgerungen ... 43

3 Beitrag der flexiblen Kyoto-Mechanismen zur Erreichung globaler Stabilisierungsziele – eine Integrated Assessment Analyse ... 45

3.1 Überblick ... 45

3.2 Ökonomische Herangehensweise: Kosteneffektivitäts- versus Kosten-Nutzen-Betrachtung ... 45

3.3 Das Simulationsmodell PACE-IAM ... 47

3.3.1 Integrated Assessment ... 47

3.3.2 Das Klima-Teilmodul ... 49

3.3.3 Das ökonomische Teilmodul ... 49

3.4 Modell-Parametrisierung ... 53

3.5 Szenarien zur Stabilisierung der CO_2 Konzentrationen bis 2100 ... 56

3.5.1 Überblick über die simulierten Szenarien ... 56

3.5.2 Schritt 1: Optimaler CO2 -Emissionspfad auf globalem Niveau ... 58

3.5.3 Schritt 2: Zuteilungen von CO_2 -Emissionen auf regionalem Niveau ... 58

3.5.4 Schritt 3: CO_2-Reduktionsanforderungen auf regionaler Ebene ... 62

3.5.5 Instrumentenwahl: Teilnahme im Emissionshandel oder CDM ... 63

3.6 Simulationsergebnisse ... 64

3.6.1 Auswirkungen des Emissionsmarktes auf die Stabilisierungsszenarien ... 66

3.6.2 Makroökonomische Auswirkungen der Stabilisierungsszenarien ... 69

3.7 Schlussfolgerungen 74

4 Langfristige Perspektiven der Nutzung von CDM und JI – Ergebnisse der Delphi-Befragung 76

4.1 Teilnehmer und Antworten 77

4.2 Ergebnisse 80

4.2.1 Hemmnisse für die Umsetzung von CDM- und JI-Projekten 80
4.2.2 Maßnahmen zur Überwindung von Hemmnissen 82
4.2.3 Attraktivität von Projekttypen 85
4.2.4 Transaktionskosten 86
4.2.5 Kosten für Monitoring und Verifizierung 88
4.2.6 Treiber von Transaktionskosten 90
4.2.7 Erforderliche Projektgröße 91
4.2.8 Gesamtrisiko von Projekttypen 92
4.2.9 Merkmale von Projekttypen 94
4.2.10 Vermeidungskosten 96
4.2.11 Relativer Marktpreis von lCERs und tCERs 97
4.2.12 Künftige Entwicklung von CDM und JI 99
4.2.13 Entwicklung des Klimaschutzregimes 103
4.2.14 Globale Marktgröße von JI und CDM 104
4.2.15 Erweiterung des Klimaregimes 106
4.2.16 Einführung von Emissionshandelssystemen für Unternehmen 108
4.2.17 Verteilung des globalen CDM- und JI-Markts nach Projekttypen 109

4.3 Schlussfolgerungen 110

5 Rahmenbedingungen und Instrumente zur Förderung von CDM und JI in Deutschland 114

5.1 Überblick zu bestehenden Internationalen Programmen 117

5.2 Hemmnisse für die Nutzung der projektbezogenen Mechanismen durch private Akteure 121

5.2.1 Transaktionskosten 121
5.2.2 Risiken von CDM-Projekten 131
5.2.3 Schlussfolgerungen 134

5.3 Vor- und Nachteile des staatlichen Erwerbs von CERs und ERUs 135

5.3.1 Ökonomische Aspekte 136
5.3.2 Ökologische Aspekte 139
5.3.3 Rechtliche Aspekte der Entscheidungen unter dem Kyoto-Protokoll 140
5.3.4 Strategische Aspekte 142
5.3.5 Schlussfolgerungen 145

5.4 Instrumente zur Förderung der Nutzung von CERs und ERUs in Deutschland 146

5.4.1 Fonds 147
5.4.2 Versicherung 148

5.4.3 Information ... 150
5.4.4 Staatlicher Erwerb ... 151
5.5 Schlussfolgerungen und Empfehlungen ... 154

6 Zusammenfassung ... 158

7 Literaturverzeichnis ... 166

8 Anhang ... 175

8.1 Ergebnisse der Delphi-Umfrage ... 175
8.1.1 Erste Runde ... 177
8.1.2 Zweite Runde ... 213
8.2 Fragebogen ... 253
8.2.1 Erste Runde ... 253
8.2.2 Zweite Runde ... 275

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Verteilung von CDM und JI nach Projekttypen ... 18
Abbildung 2: Validierung von CDM-Projekten im Zeitablauf ... 25
Abbildung 3: Weltweiter Nettoexport von CDM-Krediten (CERs) ... 28
Abbildung 4: Vermeidungspotenziale und Vermeidungskosten für CO_2-Emissionen in China, aus ausgewählten Studien ... 29
Abbildung 5: Geschätzte Emissionen aus der Adipinsäureproduktion in Entwicklungsländern und der Ukraine im Jahr 2005 (ohne Vermeidungstechnologien) ... 37
Abbildung 6: Langfristige Vermeidungspotenzial für CO_2 und Nicht-CO_2-Gase ... 44
Abbildung 7: Schematische Struktur des Integrated Assessment Modells des Klimawandels ... 48
Abbildung 8: Struktur des intraperiodischen Teilmoduls ... 51
Abbildung 9: Dynamische Einstellungen des Modells ... 53
Abbildung 10: Optimale CO_2-Emissionspfade auf globalem Niveau ... 58
Abbildung 11: CO_2-Emissionspfade um das 450 ppm CO_2-Stabilisierungsziel zu erreichen ... 61
Abbildung 12: CO_2-Emissionspfade um das 400 ppm CO_2-Stabilisierungsziel zu erreichen ... 62
Abbildung 13: Stabilisierungsszenarien: CO_2-Konzentrationspfade ... 65
Abbildung 14: Globaler Anstieg der mittleren Temperatur gegenüber dem vor-industriellen Niveau ... 66
Abbildung 15: Deutschland – Netto-Exporte der Kohlenstoff-Zertifikate ... 67
Abbildung 16: Entwicklungsländer– Netto-Export der Kohlenstoff-Zertifikate ... 68
Abbildung 17: Deutschland – Vermiedener Verlust des BIP und des makroökonomischen Konsums durch den Einsatz der flexiblen Mechanismen ... 70

Abbildung 18: Entwicklungsländer- Vermiedener Verlust des BIP durch den Einsatz flexibler Mechanismen durch Deutschland, 450 ppm Stabilisierung 71
Abbildung 19: Entwicklungsländer- Vermiedener Verlust des BIP durch den Einsatz flexibler Mechanismen durch Deutschland, 400 ppm Stabilisierung 72
Abbildung 20: Deutschland und andere Regionen der Welt – Erzielte vermiedene Wohlfahrtsverluste durch den Einsatz der flexiblen Mechanismen gegenüber BaU 73
Abbildung 21: Berufliche Herkunft der Teilnehmer 77
Abbildung 22: Erfahrungshintergrund der Teilnehmer 78
Abbildung 23: Herkunft der Teilnehmer 79
Abbildung 24: Anzahl der Antworten je Frage 79
Abbildung 25: Die wichtigsten Hemmnisse für die Umsetzung von CDM- und JI-Projekten 81
Abbildung 26: Bedeutung der Maßnahmen zur Überwindung der Hemmnisse für die projektbezogenen Mechanismen 84
Abbildung 27: Attraktivität von Projekttypen 85
Abbildung 28: Erwartungen der typischen Transaktionskosten für die Entwicklung von CDM- und JI-Projekten im Jahr 2010 87
Abbildung 29: Typische Jahreskosten für das Monitoring und die Verifizierung von CDM- oder JI-Projekten im Jahr 2010 89
Abbildung 30: Die wichtigsten Treiber von Transaktionskosten im Jahr 2010 90
Abbildung 31: Erforderliche Projektgrößen für die wirtschaftliche Realisierung von CDM- bzw. JI-Projekten 92
Abbildung 32: Gesamtrisiko bezogen auf die Erzeugung von CERs bzw. ERUs 93
Abbildung 33: Merkmale von Projekttypen 95
Abbildung 34: Erwartete Vermeidungskosten im Jahr 2010 nach Projekttyp 97
Abbildung 35: Relativer Marktpreis von lCERs und tCERs im Jahr 2010, Verteilung der Antworten 98
Abbildung 36: Nachfrage nach Emissionszertifikaten 100
Abbildung 37: Angebot an CERs und ERUs 101
Abbildung 38: Forstprojekte im CDM 101
Abbildung 39: Zusätzlichkeit 102
Abbildung 40: Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung 102
Abbildung 41: Entwicklung des Klimaschutzregimes 104
Abbildung 42: Globale Marktgröße von JI und CDM (aggregierte gewichtete Werte) 105
Abbildung 43: Globale Marktgröße von CDM und JI (Verteilung der Antworten bei allen Teilnehmern) 106
Abbildung 44: Erweiterung des Klimaregimes 107
Abbildung 45: Einführung von Emissionshandelssystemen für Unternehmen 109
Abbildung 46: Verteilung des globalen CDM- und JI-Markts nach Projekttypen 110
Abbildung 47: Inländische Poltiken und Maßnahmen zur Nutzung der Kyoto-Mechanismen 114

Abbildung 48: Der Einfluss der Transaktionskosten auf den Emissionsmarkt 122
Abbildung 49: Auswirkungen der Nutzung von Kyoto-Einheiten auf die Verhandlungen der zukünftigen Ziele von Industrieländern 144
Abbildung 50: Auswirkungen der Nutzung von Kyoto-Einheiten auf die Verhandlungen der zukünftigen Ziele von Entwicklungsländern 145

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Geschätzte Marktgröße des CDM im Jahr 2010, bei Teilnahme der USA am Kyoto-Protokoll, Mt CO_2e 21
Tabelle 2: Schätzungen des Bedarfs für CERs im Jahr 2010 nach dem Austritt der USA 22
Tabelle 3: CO_2-Vermeidungsszenarien für China, aus ausgewählten Studien 30
Tabelle 4: CO_2-Vermeidungsszenarien für Indien aus ausgewählten Studien 31
Tabelle 5: Vermeidungspotenzial von Methan aus Deponien 36
Tabelle 6: Vermeidungspotenziale in der Adipinsäureproduktion in Entwicklungs- und Transformationsländern 38
Tabelle 7: Schätzungen der aktuellen und zukünftigen HFCKW-22 Produktion in Entwicklungsländern 40
Tabelle 8: Jährliches Reduktionspotenzial von HFKW-23 in bestehenden (Anwendung von AM0001) und neuen Anlagen in Entwicklungsländern 42
Tabelle 9: Schätzungen des potenziellen Nettogewinns für Projektteilnehmer bei der Zerstörung von HFKW-23 unter dem CDM 42
Tabelle 10: Modellregionen 55
Tabelle 11: Hauptcharakteristika des WEC-IIASA-Szenario A1 56
Tabelle 12: Zusammenfassung der Szenarien 57
Tabelle 13: Verwendete Parameter für den vereinfachten Stufenansatz 60
Tabelle 14: Anforderungen zur CO_2-Emissionsreduktion gegenüber BaU für Stabilisierung bei 450 ppm 63
Tabelle 15: CO_2 Anforderungen zur CO_2-Emissionsreduktion gegenüber BaU für Stabilisierung bei 400 ppm 63
Tabelle 16: Regionale Teilnahme am Emissionshandel oder CDM bei einer Stabilisierung auf 450 ppm 64
Tabelle 17: Regionale Teilnahme am Emissionshandel oder CDM bei einer Stabilisierung auf 400 ppm 64
Tabelle 18: Öffentliche und private Fonds für den Erwerb von CERs und ERUs 118
Tabelle 19: Definitionen der Komponenten von projektbezogenen Transaktionskosten 123
Tabelle 20: Korrelation von Projekttypen und Projektgrößen 124
Tabelle 21: Projektgröße der CDM-Projekte und damit verbundene Transaktionskosten 125
Tabelle 22: Arten der Transaktionskosten welche unter den verschiedenen Mechanismen auftreten 126
Tabelle 23: Schätzungen der absoluten Transaktionskosten der potenziellen großen CDM-Projekte nach Kostkomponenten 127

Tabelle 24: Abhängigkeit der spezifischen Transaktionskosten der CDM Projekte von der Gesamtemissionsreduktion 128
Tabelle 25: Anteil der Transaktionskosten quantifiziert in den Gesamttransaktionskosten ausgewählter CDM-Projekte in Indien..... 129
Tabelle 26: Anteile der Kostenkomponenten an den spezifischen Transaktionskosten, quantifiziert für CDM-Projekte in Indien 130
Tabelle 27: Risiken für die verschiedenen flexiblen Mechanismen 132
Tabelle 28: Durchnittliche Risikoprämie nach Kredit 133
Tabelle 29: Schätzung der Länderrisikoprämie für Eigenkapital 134
Tabelle 30: Background, experience and origin of experts (Question 1) 175
Tabelle 31: Number of answers to each question..... 176
Tabelle 32: What are the most important barriers to the implementation of CDM projects? (Question 2) 177
Tabelle 33: Which measures do you consider most important to overcome the barriers to the project-based mechanism? (Question 3) 178
Tabelle 34: Which CDM or JI project types are particularly attractive from …? (Question 4)..... 184
Tabelle 35: What do you expect will be the typical transaction costs for the development of CDM and JI projects by 2010? (Question 5)..... 185
Tabelle 36: What do you expect will be the typical annual costs for the monitoring and verification of CDM or JI projects by 2010? (Question 6)..... 186
Tabelle 37: What will be the three most important drivers for transaction costs by 2010? (Question 7) 188
Tabelle 38: What project size is necessary to make a CDM or JI projects feasible (taking into account transaction costs)? (Question 8) 190
Tabelle 39: What is the overall risk associated with the generation of CERs or ERUs? (Question 9)..... 191
Tabelle 40: Characteristics of project types: Project size (Question 10) 193
Tabelle 41: Characteristics of project types: Determination of the baseline (Question 10) 195
Tabelle 42: Characteristics of project types: Demonstration of additionality (Question 10) 197
Tabelle 43: Characteristics of project types: Sustainability benefits (Question 10)..... 199
Tabelle 44: What will be the typical mitigation costs in 2010? (Question 11) 201
Tabelle 45: What will be the market price of temporary and long-term CERs relative to CERs from other project types in 2010? (Question 12) 205
Tabelle 46: Future development of CDM and JI (Do you agree with the following statements?) (Question 13)..... 206
Tabelle 47: Evolution of the climate mitigation regime (By when do you expect the following to happen?) (Question 14)..... 207
Tabelle 48: What will be the global annual market size of project-based mechanisms (JI and CDM) in 2010, 2020 and 2050? (Question 15) 210
Tabelle 49: What will be the geographic distribution of CDM and JI projects in 2020 and 2050? (Question 16)..... 211

Tabelle 50: Share of the global CDM and JI market by mitigation options (What will be the distribution of CDM and JI projects across mitigation options in 2020 and 2050?) (Question 17) 212
Tabelle 51: What are the most important barriers to the implementation of CDM projects? (Question 2) 213
Tabelle 52: Which measures do you consider most important to overcome the barriers to the project-based mechanism? (Question 3) 214
Tabelle 53: Which CDM or JI project types are particularly attractive from …? (Question 4) 221
Tabelle 54: What do you expect will be the typical transaction costs for the development of CDM and JI projects by 2010? (Question 5) 222
Tabelle 55: What do you expect will be the typical annual costs for the monitoring and verification of CDM or JI projects by 2010? (Question 6) 223
Tabelle 56: What will be the three most important drivers for transaction costs by 2010? (Question 7) 225
Tabelle 57: What project size is necessary to make a CDM or JI projects feasible (taking into account transaction costs)? (Question 8) 227
Tabelle 58: What is the overall risk associated with the generation of CERs or ERUs? (Question 9) 228
Tabelle 59: Characteristics of project types: Project size (Question 10) 230
Tabelle 60: Characteristics of project types: Determination of the baseline (Question 10) 232
Tabelle 61: Characteristics of project types: Demonstration of additionality (Question 10) 234
Tabelle 62: Characteristics of project types: Sustainability benefits (Question 10) 236
Tabelle 63: What will be the typical mitigation costs in 2010? (Question 11) 238
Tabelle 64: What will be the market price of temporary and long-term CERs relative to CERs from other project types in 2010? (Question 12) 242
Tabelle 65: Future development of CDM and JI (Do you agree with the following statements?) (Question 13) 243
Tabelle 66: Evolution of the climate mitigation regime (By when do you expect the following to happen?) (Question 14) 244
Tabelle 67: What will be the global annual market size of project-based mechanisms (JI and CDM) in 2010, 2020 and 2050? (Question 15) 247
Tabelle 68: Expansion of the climate regime (By when do you expect that the country or region has adopted absolute or relative greenhouse gas emission targets?) (Question 16) 248
Tabelle 69: Introduction of emissions trading schemes for companies (By when do you expect that the country or region has established trading scheme for companies?) (Question 16) 250
Tabelle 70: Share of the global CDM and JI market by mitigation options (What will be the distribution of CDM and JI projects across mitigation options in 2020 and 2050?) (Question 17) 252

Abkürzungen

AAU	Assigned Amount Units
ADB	Asian Development Bank
AGE	Arbeitsgruppe Emissionshandel
BaU	Business as Usual
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BSP	Bruttosozialprodukt
CCS	Carbon Capture and Storage
CDM	Clean Development Mechanism
CER	Certified Emission Reduction
CES	Constant Elasticity of Substitution
CHP	Combined Heat and Power
CO_2	Kohlendioxid
CO_2e	Kohlendioxid-Äquivalent
COP	Conference of the Parties
CP	Commitment Period
DNA	Designated National Authority
DOC	Degradable Organic Carbon
EIA	Energy and Information Administration
EPA	Environmental Protection Agency
ERPA	Emission Reduction Purchase Agreement
ERU	Emission Reduction Unit
EruPT	Emissions Reduction Procurement Tender
ETS	Emissions Trading Scheme
EU	Europäische Union
GEF	Global Environmental Facility
GHG	Greenhouse Gas
GIS	Green Investment Scheme
GWP	Global Warming Potential
HEV	Hicksian Equivalent Variation
HFCKW	Fluorchlorkohlenwasserstoffe
HFKW	Fluorkohlenwasserstoffe

IAM	Integrated Assessment Model
ICAM	Integrated Climate Assessment Model
IEA	International Energy Agency
IET	International Emissions trading
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
JI	Joint Implementation
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
lCER	Long-term Certified Emission Reduction
ITCs	Implementation Transaction Costs
ITL	International Transaction Log
LULUCF	Land Use, Land Use Change and Forestry
MAC	Marginal Abatement Cost
MERGE	Model for Evaluating Regional & Global Effects of GHG Reduction Polices
MRV	Monitoring, Reporting and Verification
MTACs	Market Transaction Costs
Mt CO_2e	Megatons of carbon dioxide equivalents
NAP	Nationaler Allokationsplan
NGO	Non-Governmental Organisation
NIES	Japanese Centre for Environmental Research
PDD	Project Design Document
PET	Pelangi's Emissions Trading
PFC	Perfluorocarbon
PITCs	Pre-Implementation Transaction Costs
ppm	parts per million
ProMechG	Projekt-Mechanismen-Gesetz
PTFE	Polytetrafluoroethylene
PV	Photovoltaik
RAND	Research and Development Project
RICE	Regional Integrated Model of Climate & Economy
SF_6	Schwefelhexafluorid
SRES	Special Report on Emissions Scenarios
TAA	Trexler and Associates, Inc.

TACs	Transaction Costs
TAR	Third Assessment Report
tCER	Temporary Certified Emission Reduction
THG	Treibhausgas
UBA	Umweltbundesamt, Germany's Federal Environmental Agency
UNDP	United Nations Development Program
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
USA	Vereinigte Staaten von Amerika
US	Vereinigte Staaten

1 Hintergrund und Einleitung

Die internationale Gemeinschaft hat anerkannt, dass der Klimawandel eine der größten globalen Herausforderungen darstellt, indem sie die Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen vereinbarte und das Kyoto-Protokoll annahm. Durch das Inkrafttreten des Protokolls Anfang 2005 wurden Verpflichtungen zur Minderung bzw. Begrenzung von Emissionen völkerrechtlich verbindlich. Ferner sind bereits Gespräche geführt worden, wie ein zukünftiges Klimaregime verhandelt werden könnte. Die Debatte über Emissionsziele in der zweiten Verpflichtungsperiode gewinnt zunehmend an Bedeutung.

Vor diesem Hintergrund ist eine Diskussion über zukünftige Maßnahmen zur Abschwächung des Klimawandels als Teil der Emissionsverpflichtungen Deutschlands notwendig. So muss entschieden werden, ob Emissionsziele allein durch inländische Maßnahmen oder mit Hilfe der so genannten flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls – internationaler Emissionshandel (International Emissions Trading, IET), gemeinsame Umsetzung (Joint Implementation, JI) und Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung (Clean Development Mechanism, CDM) – erreicht werden sollen und wenn ja, in welchem Umfang. Mit diesen Mechanismen können Verpflichtungen durch den Erwerb von Emissionszertifikaten (beim Emissionshandel) bzw. durch Projekte zur Abschwächung des Klimawandels in Industrieländern (JI) oder Entwicklungsländern (CDM) teilweise erfüllt werden. Auf diese Weise lassen sich Kostenvorteile erschließen, die durch die Nutzung ausschließlich inländischer Maßnahmen nicht erschlossen würden.

Auf internationaler sowie europäischer Ebene hat Deutschland stets sowohl für strenge Verpflichtungen als auch für ein Klimasystem mit ökologischer Integrität plädiert. Die EU diskutiert gegenwärtig über die Einführung eines Emissionsreduktionsziels von bis zu 30% bis 2020 gegenüber 1990 (CEU 2005, S. 15f). Die Bundesregierung hat eine Treibhausgasreduktion von mehr als 30% vereinbart, sofern die EU eine Reduktion ihrer Treibhausgasemissionen von 30% beschließt (CDU/CSU/SPD 2005, S. 54). Naturwissenschaftler plädieren für eine Reduktion von 80% bis 2050 (Enquete-Kommission 2002, S. 74f). Innerhalb des europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS) nutzen deutsche Unternehmen flexible Mechanismen bereits heute oder beabsichtigen dies. Daher sollte die Rolle flexibler Mechanismen im Hinblick auf ehrgeizige künftige Klimaziele sowie unter strategischen Aspekten diskutiert werden.

Dieses Forschungsvorhaben soll zur Diskussion über die Rolle von CDM und JI innerhalb der deutschen Verpflichtungen zum Klimaschutz beitragen. Darüber hinaus kann das Aufzeigen kostengünstiger Reduktionspotentiale die Wahrscheinlichkeit eines ehrgeizigen Klimaregimes sowie die Annahme verbindlicher Ziele durch Transformationsstaaten und Entwicklungsländer erhöhen. Diese Aspekte könnten zur Herausbildung eines weltweiten Bündnisses zur Bekämpfung des Klimawandels beitragen und die USA wieder in den Prozess eingliedern.

Um diese Fragen anzugehen, untersucht das Forschungsvorhaben die zukünftigen Perspektiven der projektbezogenen Mechanismen (CDM und JI) durch eine Literaturauswertung sowie die Durchführung eigener Projektionen (Kapitel 2). Die Analyse umfasst sowohl das mittelfristige Potenzial bis zum Ende der ersten Verpflichtungsperiode, als

auch das langfristige Potenzial darüber hinaus. Untersucht werden Projekte zur Verminderung der Emissionen von CO_2 sowie anderer Treibhausgase. Projektkategorien werden nach ökonomischen sowie ökologischen Kriterien diskutiert.

Nach dieser Analyse werden Modelsimulationen durchgeführt, um eine potenzielle Kostenreduktion durch die Nutzung flexibler Mechanismen zu ermitteln (Kapitel 3). Die Szenarien umfassen mehrere Emissionspfade, die zu unterschiedlichen Treibhausgasstabilisierungsniveaus (die vorwiegend darauf abzielen, den globalen Temperaturanstieg auf maximal 2° C zu begrenzen) sowie zu einer unterschiedlichen regionalen Verteilung von Emissionsreduktionen führen. Anschließend wird der durch flexible Mechanismen geleistete Beitrag zur Zielerreichung bewertet. Verschiedene ökonomische sowie Umweltindikatoren werden verwendet, um die gewonnenen Ergebnisse auszuwerten, und die klimatischen Auswirkungen der Stabilisierungsszenarien werden bestimmt.

Kapitel 4 stellt die Ergebnisse einer unter internationalen Experten zu flexiblen Mechanismen durchgeführten Delphi-Befragung dar. Die Fragen beziehen sich unter anderem auf Hemmnisse für CDM- und JI-Projekte, Kosten, Risiken sowie Vorhersagen über das zukünftige Klimaregime und die Rolle von CDM und JI.

In Kapitel 5 werden die Rahmenbedingungen und Instrumente analysiert, die zur Förderung von CDM und JI in Deutschland eingesetzt werden können. Dabei werden Instrumente zur Beseitigung der Hemmnisse für die Nutzung von CDM und JI durch die Privatwirtschaft bewertet. Ferner werden Regierungsprogramme diskutiert; im Laufe der Diskussion wird vornehmlich die Frage untersucht, ob die Bundesregierung mittelfristig Zertifikate von CDM- und JI-Projekten erwerben sollte, und wenn ja, in welchem Umfang. Schließlich werden die Haupterkenntnisse zusammengefasst, um politische Empfehlungen für die zukünftige Nutzung von projektbezogenen flexiblen Kyoto-Mechanismen in Deutschland abzuleiten.

2 Das zukünftige Potenzial von CDM und JI – Literaturauswertung und Berechnung eigener Projektionen

Basierend auf einer Literaturauswertung und eigenen Berechnungen enthält dieses Kapitel einen Überblick über das zukünftige Potenzial von CDM- und JI-Projekten.

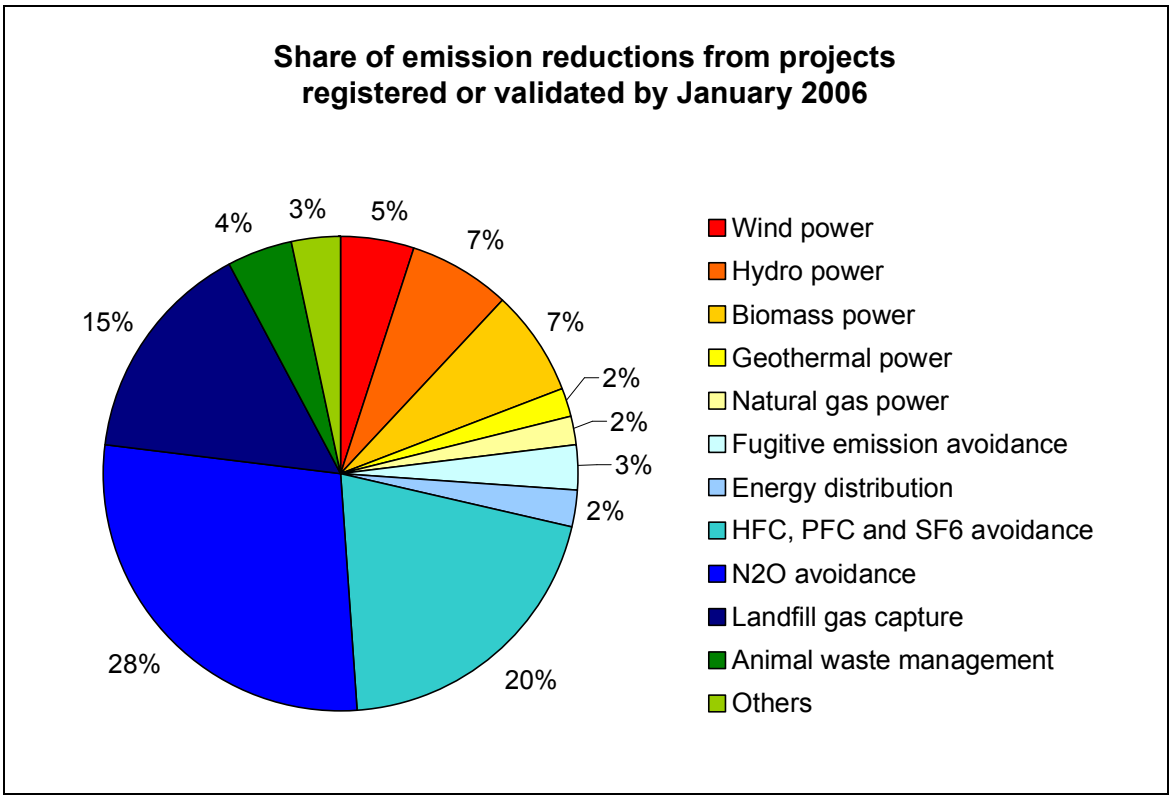
Viele der in der Literatur vorhandenen Projektionen des zukünftigen Potenzials von CDM und JI reichen nur bis zum Jahr 2012. Abschnitt 2.1 enthält eine Abschätzung der möglichen Nutzung von CDM und JI bis 2012 – dem Ende der ersten Verpflichtungsperiode – basierend auf einem Literaturüberblick und Angaben über die derzeitige Entwicklung von CDM- und JI-Projekten.

Für die Zeit nach 2012 sind kaum Projektionen für die projektbezogenen Mechanismen vorhanden. Allerdings berechnen verschiedene Studien das Vermeidungspotenzial auf der Grundlage ökonomischer Modelle. Um eine Vorstellung der Größe des CO_2-Vermeidungspotenzials zu bekommen, werden in Abschnitt 2.2 Modellergebnisse aus der Literatur für die wichtigsten Länder, China und Indien, zusammengefasst. Ferner werden mit Hilfe der Modellergebnissen aus Kapitel 3 eigene Schätzungen erstellt, inwieweit die projektbezogenen Mechanismen unter Berücksichtigung von Transaktionskosten und den methodischen Erfordernissen der Projektentwicklung genutzt werden könnten.

Das aktuelle Projektportfolio des CDM macht deutlich, dass Projekte, die Nicht-CO_2-Gase reduzieren, sehr Erfolg versprechend in Bezug auf Potenzial und Vermeidungskosten sind (Abbildung 1). Das trifft im Besonderen für die Verbrennung von Methan aus Deponien, die Verminderung von Lachgas aus Abgasen der Adipinsäureproduktion und die Oxidation von HFKW-23 aus der Produktion von HFCKW-22 zu. Da diese Maßnahmen vor allem in Bezug auf den CDM sehr bedeutend sind, in ökonomischen Modellen aber kaum berücksichtigt werden, wird das Vermeidungspotenzial dieser Maßnahmen auf der Grundlage eigener Projektionen berechnet (Abschnitt 2.3). Die Berechnungen basieren auf statistischen Erhebungen, den Baseline- und Monitoring-Methoden unter dem CDM, als auch den in den *1996 Revised IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas inventories* und der *2000 IPCC Good Practice Guidance and Uncertainty Management in National Greenhouse Gas Inventories* beschriebenen Methoden.

Zum Schluss des Kapitels wird das zukünftige Gesamtpotenzial von CDM und JI ermittelt und es werden Rückschlüsse gezogen (Abschnitt 2.4).

Abbildung 1: Verteilung von CDM und JI nach Projekttypen



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts auf Grundlage einer UNEP RISOE Datenbank

2.1 Das Potenzial von CDM und JI bis 2012

Das Potenzial von CDM und JI bis 2012 kann auf der Grundlage des Angebots und der Nachfrage von zertifizierten Reduktionseinheiten (Certified Emission Reductions, CERs) und Emissionsreduktionseinheiten (Emission Reduction Units, ERUs) abgeschätzt werden. Die meisten Studien schätzen das Potenzial über die Nachfrage: subtrahiert man die zugeteilten Mengen an Kyoto-Einheiten von dem Bedarf der Annex B-Länder ergibt sich die mögliche Marktgröße für CDM und JI. Schätzungen des potenziellen Angebots von CDM-Projekten sind dagegen sehr selten. Dies ist auf verschiedene Gründe zurückzuführen: verlässliche Daten realistischer CDM-Projektportfolios in Entwicklungsländern sind nur in den wenigsten Fällen verfügbar, außerdem ist die Berücksichtigung der Transaktionskosten und anderer Hemmnisse des CDM sehr schwierig. Zudem sind die Baseline- und Monitoring-Methoden zur Abschätzung der Emissionsreduktionen erst während der letzten zwei Jahre entwickelt worden.

Im Folgenden wird zunächst ein Überblick über Schätzungen des Marktpotenzials aus der Literatur gegeben. Diese Schätzungen basieren überwiegend auf Modellen, die die Emissionsprojektionen der Annex B-Staaten nutzen (Abschnitt 2.1.1). Anschließend werden die öffentlichen Ausschreibungen zum Ankauf von CERs und ERUs entsprechend der Informationen aus den Nationalberichten unter der Klimarahmenkonvention

und dem Kyoto-Protokoll sowie aus den Nationalen Allokationsplänen (National Allocation Plans, NAPs) unter dem europäischen Emissionshandels-System analysiert (Abschnitt 2.1.2). Auf der Angebotsseite wird das aktuelle Projektportfolio analysiert (Abschnitt 2.1.3). Basierend auf den Modellergebnissen und den laufenden Aktivitäten folgt abschließend eine Schätzung des gegenwärtigen CDM- und JI-Potenzials bis 2012 (Abschnitt 2.1.4).

2.1.1 Literaturauswertung

Schätzungen des CDM- und JI-Potenzials basieren entweder auf Modellergebnissen oder auf Projektionen, die im Rahmen der Nationalberichte an UNFCCC übermittelt werden. Der Gestalt der Modelle ist sehr unterschiedlich in Bezug auf Regionen, Sektoren und den berücksichtigten Faktoren. Einige Modelle berechnen Business-as-usual-Emissionen für 2010, ohne technologische Weiterentwicklungen und Klimapolitiken zu berücksichtigen, während andere Modelle diese Faktoren einschließen. Unterschiedliche Modellstrukturen, variierende Annahmen für die Entwicklung im Business-as-usual und die Nutzung unterschiedlicher Ausgangsdaten (BSP, Energie Intensität, etc.) führen zu signifikanten Differenzen in der Höhe der Business-as-usual-Emissionen und dem Anteil der Nutzung der flexiblen Mechanismen. Die verschiedenen Studien lassen sich daher schwer vergleichen. Der folgende Überblick stellt die verschiedenen Faktoren dar, die die potenzielle Marktgröße von CDM und JI beeinflussen.

Die Haupteinflussfaktoren sind:

- Der Handel mit Hot Air aus Russland und der Ukraine
- Die Rolle der USA
- Emissionsreduktionen der Annex B-Staaten durch Umsetzung von Politiken und Maßnahmen
- Nutzung von Senken zur Erfüllung der Verpflichtung
- Sozioökonomische Faktoren mit Einfluss auf die Business-as-usual-Emissionen der Annex B-Staaten, wie z. B. Wirtschaftswachstum, Ölpreise, technologische Innovationen etc.

Um Preise und Menge der gehandelten Kyoto-Einheiten in verschiedenen Szenarien zu berechnen, werden marginale Vermeidungskostenkurven für verschiedene Länder oder Regionen genutzt. Die meisten Modelle setzen voraus, dass der Handel uneingeschränkt funktioniert und dass der Markt zu einer ökonomisch optimalen Verteilung der Emissionsreduktionsmaßnahmen führt. Einige Szenarien setzen Handelsrestriktionen voraus.

Hot Air

Die meisten osteuropäischen Transformationsstaaten, insbesondere Russland und die Ukraine, werden 2010 weit unter ihren Reduktionsverpflichtungen liegen. Der Überschuss an Kyoto-Einheiten (so genannte Hot Air) kann mit Ländern, die zu wenige Kyoto-Einheiten haben, gehandelt werden. Der Preis dieser Einheiten wird erwartungsgemäß

sehr gering sein, da keine realen Emissionsreduktionen stattfinden müssen. Das Marktpotenzial von CDM und JI wird hauptsächlich von der Menge der gehandelten Hot Air abhängen. Zurzeit ist die Marktgröße von Hot Air unsicher, da diese vor allem von der wirtschaftlichen Entwicklung der Transformationsstaaten abhängen wird. Bei starkem Wirtschaftswachstum und der weiteren Nutzung von veralteten Technologien könnten die Emissionen 2010 die zugeteilte Emissionsmenge beinahe erreicht haben und die auf dem Markt verfügbare Hot Air wäre sehr gering. Die meisten Studien setzten allerdings ein geringes Wirtschaftswachstum verbunden mit einer Modernisierung des Energiesektors voraus, was zu einem großen Angebot an Hot Air führen wird. Das Banking von Kyoto-Einheiten für nachfolgende Verpflichtungsperioden ist eine zusätzliche Option für Transformationsländer, die Projektionen über die verfügbare Menge an Hot Air zusätzlich erschwert.

Die Teilnahme der USA

Viele der zwischen 1998 und 2001 veröffentlichten Studien setzten die Teilnahme der USA am Kyoto-Protokoll voraus. Da die Treibhausgasemissionen der USA in den 90ziger Jahren drastisch anstiegen, liegt die USA weit hinter ihrem Reduktionsziel. Eine Teilnahme der USA würde den Bedarf an Kyoto-Einheiten stark erhöhen.

Eine grundlegende Studie, die die Teilnahme der USA voraussetzt, wurde von Zhang (1999) erstellt. Zhang vergleicht verschiedene Modellergebnisse mit eigenen Berechnungen und analysiert den Einfluss von Marktbeschränkungen auf die Marktgröße von CDM und JI in vier verschiedenen Szenarien. Um die Business-as-usual-Emissionen für 2010 zu bestimmen, werden die Emissionsprojektionen aus den Nationalberichten genutzt. Im Vergleich mit anderen Studien zeigt Zhangs Studie den niedrigsten Bedarf an Kyoto-Einheiten der Annex B-Staaten.

Andere Modelle unterlegen meist höhere Emissionsprojektionen als in den Nationalberichten. Die Ergebnisse dieser Modelle sollten mit Vorsicht behandelt werden, da einige grundlegende Annahmen der Modelle unrealistisch sein könnten. In Tabelle 1 sind einige Ergebnisse von Studien, die die Teilnahme der USA voraussetzten, zusammengefasst. Da der Bedarf an Kyoto-Einheiten bei einer Teilnahme der USA sehr hoch sein würde, könnte der CDM einen Anteil von 40 % an der Emissionsreduktion erreichen.

Tabelle 1: Geschätzte Marktgröße des CDM im Jahr 2010, bei Teilnahme der USA am Kyoto-Protokoll, Mt CO_2e

Model or study	Annex B Demand	Supply hot air	Supply CDM
		- Mt CO_2e -	
EPPA - Ellerman et al. 1998	4,811	407	2,651
Haites 1998	3,667	-	971 - 2,108
G-Cubed - Mc Kibbin 1999	4,041	-	1,815
Green - van der Mensbrugghe 1998	4,759	477	1,456
SGM - Edmonds 1998	3,861	1,060	1,665
Vrolijk 1999	2,453	-	245 - 517
Zhang 1999	2,276	257 - 385	484 - 1,312
Average	3,932	-	1,897

Quelle: Zusammenfassung aus der Literatur

Ohne die Teilnahme der USA

Da die USA und Australien das Kyoto-Protokoll nicht ratifizierten, ist zu erwarten, dass der Bedarf an Kyoto-Einheiten um über 70% fällt. In diesem Fall hängt die Marktgröße von CDM und JI davon ab, ob der Handel mit Hot Air politisch akzeptiert wird und die Staaten mit dem größten Bedarf diese Möglichkeit nutzen. Die Marktgröße von CDM und JI wird in einigen neueren Studien ohne die Teilnahme der USA abgeschätzt.

Eine sehr umfassende Studie wurde von Haites (2004) verfasst. Haites fasst unterschiedliche Schätzungen des Bedarfs und des Angebotes an Kyoto-Einheiten zusammen. Diese Schätzungen basieren entweder auf Emissionsprojektionen oder auf Modellergebnissen. Emissionsprojektionen, die den Bedarf an Kyoto-Einheiten schätzen sind in den Nationalberichten enthalten und werden von der Internationalen Energieagentur (International Energy Agency, IEA) und der Energy and Information Administration (EIA) der USA zur Verfügung gestellt. Basierend auf den Informationen aus den Nationalberichten errechnet Haites (2004, S. 9) einen Nettobedarf an Kyoto-Einheiten. Die von Haites verwendeten Modellergebnisse (Haites 2004, S. 14) zeigen allerdings, dass bei einem Ausschluss der USA und bei vollem Handel mit Hot Air die Nachfrage an Kyoto-Einheiten wesentlich geringer ist als das Angebot an Hot Air. In diesem Falle würden CERs and ERUs nicht nachgefragt und es würde sich kein Markt für CDM und JI etablieren können. Nur wenn der Handel mit Hot Air beschränkt werden würde, könnte sich ein Markt für CDM und JI entwickeln, da der Einkauf von CERs und ERUs günstiger wäre als die Emissionsreduktionen im Inland durchzuführen (Haites 2004, S. 16).

Einbezug von Senken nach Artikel 3.3 und 3.4

Die Nutzung der Artikels 3.3 und 3.4 des Kyoto-Protokolls, deren Implementierung in dem Übereinkommen von Marrakesch näher spezifiziert wurde, wird die tatsächliche Emissionsreduktion durch Annex B-Staaten weiter reduzieren.

Jotzo und Michaelowa (2002) und Blanchard et al. (2002) berücksichtigen den Emissionsabbau durch Senken in ihren Schätzungen der Marktgröße von CDM und JI. Die Studie von Jotzo und Michaelowa (2002) basiert auf dem Pelangi's Emissions Trading (PET) Modell. Die Projektionen der Business-as-usual-Emissionen stammen aus Schätzungen des US Energie Departments. Eine Grundannahme der Schätzungen ist die Limitierung des Handels mit Hot Air auf 400 Mt CO_2e pro Jahr. Die Studie schließt eine Sensitivitätsanalyse ein, die zeigt, dass der Anteil des CDM im globalen Kohlenstoffmarkt mit einem höheren Wirtschaftswachstum steigt. Setzt man ein hohes Wirtschaftswachstum voraus, kann der CDM einen Anteil von 45% an der gesamten Emissionsreduktion ausmachen, während bei geringem Wirtschaftswachstum der Anteil des CDM nur bei 17% liegt.

Ähnlich den Modellergebnissen von Haites (2004) zeigt Blanchard et al. (2002), dass das Angebot an Kyoto-Einheiten von Annex B-Staaten nach dem Austritt der USA und der zusätzlichen Möglichkeit, Emissionssenken zu nutzen, höher ist als der Bedarf.

Tabelle 2: Schätzungen des Bedarfs für CERs im Jahr 2010 nach dem Austritt der USA

Model or study	Without restriction of hot air			With restriction of hot air		
	Annex B Demand	Supply hot air	Supply CDM	Annex B Demand	Supply hot air	Supply CDM
	- Mt CO_2e -					
Jotzo & Michaelowa 2002				744 - 1,103 [3]	400 [1]	81 - 387
Blanchard et al. 2002	623[3]	1,293	0	623 [3]	0 [2]	99
Eyckmans et al. 2001 [7]	1,731	1,470	261	1,414	915	499
Grubb low 2003 [7]	807	1,123	0	807	473 [4]	55
Grütter 2001 [7]	1,100 - 1,500	700 - 1,500	0 - 500	1,000 - 1,200	250 - 300 [5]	250 - 500
Jakeman et al. 2001 [7]	2,372	1,074	0	935	500 [6]	<49
Hagem und Holtsmark 2001 [7]	900	825	75			
National Communication	869	689	180			
Average	1,229	990	109	967	458	218

[1] hot air trading is restricted to 400 Mt CO_2e/year; [2] hot air is not traded at all; [3] sinks are included; [4] only 56% of hot air will be sold; [5] sale of hot air is limited to 25%; [6] only 45% of hot air will be sold; [7] cited in Haites 2004

Quelle: Zusammenfassung aus der Literatur

Das Angebot von CERs

Schätzungen über das Angebots an CERs sind sehr schwierig, da es wenige verlässliche und vollständige Informationen über Emissionen und über Emissionsreduktionspotenziale in Entwicklungsländern gibt. Haites (2004) beruft sich auf zwei Studien, die das Angebotspotenzial des CDM abschätzen. Sijm et al. (2000) schätzt das Potenzial von CERs auf 800 Mt CO_2e pro Jahr für den Zeitraum 2008 bis 2012 (Sijm et al. 2000 in Haites 2004, S. 24). Im Vergleich zu den Schätzungen von Trexler and Associates (TAA 2003,

nach Haites 2004), welche auf der Grundlage des dritten Sachstandsberichts des IPCC erstellt wurden, ist diese Schätzung sehr hoch. Trexler and Associates erstellten Angebotskurven nach Projekttypen und Regionen und berechneten verschiedene Szenarien nach unterschiedlichen Kriterien für die Zusätzlichkeit. Diese Einteilung ist wichtig um zwischen Emissionsreduktionen, die sowieso stattfinden (Zusätzlichkeit 1), und Emissionsreduktionen, die zusätzlich stattfinden (Zusätzlichkeit 5), zu unterscheiden. Die Marktgröße des CDM ist somit z. B. unter dem Szenario 3 wesentlich größer als unter Szenario 5. Dies zeigt, dass die Kriterien für die Bewertung der Zusätzlichkeit von CDM-Projekten eine wichtige Rolle für die Höhe des CER Angebots spielen könnten.

Zusammengefasst besteht eine große Differenz zwischen den verschiedenen Schätzungen des Potenzials von CDM und JI. Durch den Austritt der USA und mit der Möglichkeit, Senken zu nutzen, verkleinert sich das Marktpotenzial von CDM und JI enorm. Den meisten Modellergebnissen zufolge gibt es kein Marktpotenzial für CDM und JI, da das Angebot durch den Überschuss an Hot Air und die Anrechnung von Senken größer ist als die Nachfrage. Die Marktgröße von CDM und JI hängt daher hauptsächlich von den Einschränkungen des Handels mit Hot Air ab.

2.1.2 Aktuelle Informationen über öffentliche Ausschreibungsprogramme zum Ankauf von CERs und ERUs durch Annex B-Staaten

Wie oben beschrieben, wird es in der ersten Verpflichtungsperiode von 2008 bis 2012 einen deutlichen Bedarf an Kyoto-Einheiten geben. Eine grundlegende Frage ist, welchen Anteil die Länder durch Hot Air decken werden und welchen Anteil durch projektbezogene Mechanismen. Die laufenden Aktivitäten der Annex B-Staaten legen nahe, dass der überwiegende Teil der Länder es vorzieht CERs oder ERUs anstatt Hot Air zu kaufen. Damit erklären sich auch die Differenzen der Modellergebnisse - welche nahe legen, dass die Hot Air ausreicht, um den Bedarf der Annex B-Staaten an Kyoto-Einheiten zu decken - und dem beträchtlichen CDM- und JI-Projektportfolio, welches zur Zeit entwickelt und umgesetzt wird.

Einem Bericht der Europäischen Umweltagentur (European Environmental Agency) (2005) zufolge werden mindestens neun EU-Mitgliedstaaten (Belgien, Dänemark, Finnland, Irland, Italien, Luxemburg, Niederlande, Österreich und Spanien) die projektbezogenen Mechanismen nutzen. Insgesamt werden diese neun Staaten in jedem Jahr der Verpflichtungsperiode etwa 106,8 Mt CO_2e erwerben.[1] Das entspricht einem Anteil von über 30% der benötigten Gesamtreduktion der EU-15 von 250 Mt CO_2e pro Jahr, bzw. 2,5% der -8% des Kyoto-Ziels der EU-15.

Das Gesamtbudget der Mitgliedstaaten für den Erwerb von Kyoto-Einheiten beläuft sich nach bisherigen Informationen auf € 2.730 Mio. Bei einer Preisschätzung von € 7,40 pro tCO_2e – welchen die Kommission als Durchschnittspreis bei ihrer Entscheidung über die

[1] Auch Schweden hat bereits einen Fonds für Pilotprojekte zum Erwerb von Kyoto-Einheiten eingerichtet, wird aber nicht berücksichtigt. Die schwedische Regierung hat noch keine endgültige Entscheidung getroffen und die Menge an Kyoto-Einheiten die – falls überhaupt – genutzt werden soll steht noch nicht fest.

Nationalen Allokationspläne von Dänemark, Niederlande und Österreich berücksichtigte – würde dieses Budget ausreichen, um jedes Jahr 74 Mt CO_2e für das Kyoto-Ziel der EU-15 beizusteuern.

Zudem können Firmen im Europäischen Emissionshandelssystem CERs und ERUs nutzen, um ihre Verpflichtungen zu erfüllen, während die Nutzung von Hot Air in diesem System nicht gestattet ist. Der Bedarf aus diesem Sektor ist sehr stark von den Reduktionszielen der Nationalen Allokationspläne für den Zeitraum 2008 bis 2012 abhängig, welche zu einem gewissen Teil von dem Bedarf der Regierung an Kyoto-Einheiten beeinflusst werden. Weniger strenge Allokationspläne erfordern zusätzliche Vermeidungsmaßnahmen in anderen Sektoren oder einen zusätzlichen staatlichen Erwerb von CERs oder ERUs.

Zurzeit liegen die Preise im ETS wesentlich über den Preisen von CERs. Es wird erwartet, dass, sobald CERs und ERUs gehandelt werden können, ein großer Anteil von CERs und ERUs auf dem ETS-Markt genutzt wird. Private Fonds zum Erwerb von CERs und ERUs, die in den letzten Jahren gegründet wurden, werden dies unterstützen. Die Größe des Marktes lässt sich schwer abschätzen, da bisher noch nicht alle Nationalen Allokationspläne für den Zeitraum 2008 bis 2012 erhältlich sind.

Die einzigen Nicht-EU-Staaten, die einen hohen Bedarf an Kyoto-Einheiten haben, sind Kanada und Japan. Japan hat bereits erklärt, 1,6% des nationalen Ziels durch die Nutzung der flexiblen Mechanismen zu erfüllen, während der Rest der Emissionsreduktion (ungefähr 12% der Business-as-usual Emissionen im Jahr 2010) durch die Nutzung der Artikel 3.3 und 3.4 und durch nationale Politiken und Maßnahmen erreicht werden soll (IGES 2005). Das bedeutet, dass Japan ca. 20 Mt CO_2e pro Jahr erwerben muss. Bisher ist noch ungeklärt, ob diese Einheiten aus CDM- oder aus JI-Projekten kommen.

Kanada will seine Emissionsreduktionen hauptsächlich durch die Nutzung von Artikel 3.3 und 3.4 als auch durch die Umsetzung nationaler Politiken und Maßnahmen erreichen. Der Nationale Klimawandelplan (National Climate Change Plan) sieht vor, nur ein „Minimum“ von 12 Mt CO_2e auf dem internationalen Markt zu erwerben (Kanada 2002). Betrachtet man allerdings die Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Kanada, ist es wahrscheinlich, dass mehr Kyoto-Einheiten auf dem internationalen Markt gekauft werden müssen. Kürzlich hat Kanada durch die Errichtung eines Grünen Investitionssystems (Green Investment Scheme – GIS) begonnen, sich an der Unterstützung der Transformationsländer zu beteiligen. Damit wächst die Möglichkeit, dass Kanada nicht nur CERs und ERUs nutzen wird, sondern auch Hot Air über das GIS kauft.

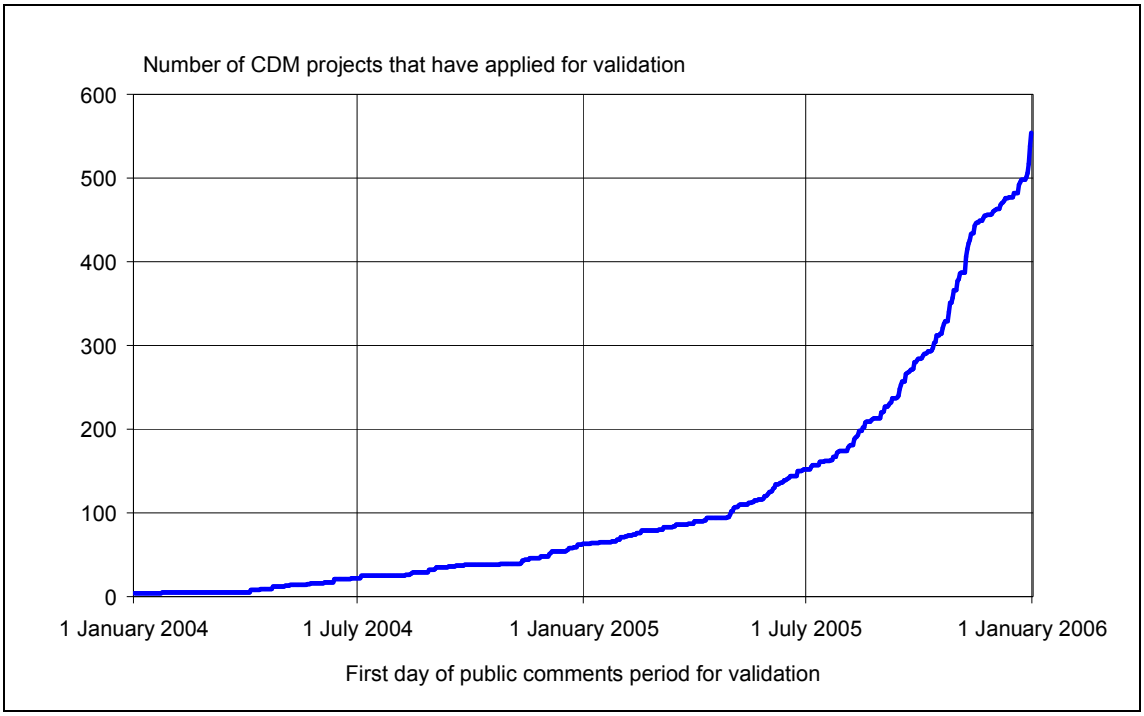
2.1.3 Das Angebot an CERs und ERUs

Bis zum 1. Juli 2006 wurden 226 CDM-Projekte mit einem Vermeidungspotenzial von mehr als 1.000 Mt CO_2e bis zum Jahr 2012 registriert.

Marktinformationen von Point Carbon (2006b) zufolge wurden bis Juli 2006 etwa 3.400 CDM- und JI-Projekte vorgeschlagen, von denen sich ca. 1.300 Projekte bereits in einem fortgeschrittenen Stadium der Entwicklung befinden, einschließlich der Ausarbeitung eines Projekt-Design-Dokuments (Project Design Document, PDD), mit einem Emissionsreduktionspotenzial von 1.500 Mt CO_2e bis 2012.

Abbildung 2 verdeutlicht, dass die Entwicklung von CDM- und JI-Projekten in den letzten zwei Jahren exponentiell gestiegen ist. Es ist daher zu erwarten, dass auch in den nächsten Jahren die Anzahl der Projekte signifikant steigen wird (Abschnitt 4.2.14). Mittelfristig ist hierfür allerdings eine Vorraussetzung, dass die Investoren Sicherheit über die Nutzung von CERs im Zeitraum nach 2012 bekommen (Abschnitt 4.2.1). Wir erwarten, dass die Anzahl der Projektregistrierungen während der nächsten zwei Jahre weiter steigen wird und danach zurückgeht.

Abbildung 2: Validierung von CDM-Projekten im Zeitablauf



Quelle: UNFCCC

2.1.4 Schlussfolgerungen

Einige Studien gehen davon aus, dass das Marktpotenzial für den CDM sehr gering oder sogar nicht vorhanden wäre, wenn es keine Beschränkungen des Handels mit Hot Air gibt. Es wird allerdings erwartet, dass nicht die gesamte Hot Air gehandelt werden wird. Die EU-Linking-Direktive sieht z. B. vor, dass nur CERs und ERUs mit EU-Emissionsrechten getauscht werden dürfen. Zudem verzichten die meisten Länder bisher auf den Aufkauf von Hot Air.

Einige osteuropäische Länder (Bulgarien, Tschechien) haben begonnen, Green Investment Schemes zu initiieren, um die Gewinne aus dem Verkauf von Hot Air für Klimaschutzmaßnahmen zu nutzen. Die Gewinne werden nicht notwendigerweise für Emissionsminderungen genutzt, sondern auch für den Aufbau von institutionellen Kapazitäten oder zur Umsetzung der Berichtspflicht unter dem Kyoto-Protokoll verwendet.

Wir rechnen damit, dass Kanada in wesentlichen Teilen und Japan zu einem gewissen Teil Hot Air erwerben werden, wahrscheinlich über Green Investment Schemes. Zusätzlich wird Hot Air voraussichtlich von einigen europäischen Staaten erworben, die zur Erreichung ihres Kyoto-Ziels ihre Emissionen deutlich reduzieren müssen und die bisher wenige Anstrengungen zum Erwerb von CERs oder ERUs unternommen haben (z. B. Italien, Spanien, Portugal). Allerdings ist es unwahrscheinlich, dass die Hot Air in der ersten Verpflichtungsperiode vollständig veräußert wird.

Basierend auf den laufenden Aktivitäten des CER- und ERU-Erwerbs und den zurzeit entwickelten Projektportfolios erwarten wir, dass bis 2012 CDM- und JI-Projekte mindestens 1.000 Mt CO_2e aufbringen werden (Abschnitt 4.2.12). Realistisch gesehen könnten bis zu 2.000 – 3.000 Mt CO_2e bis zum Jahr 2012 erwartet werden, wenn die Annex B-Staaten weiterhin ihre Verpflichtungen mit Hilfe der projektbezogenen Mechanismen erfüllen und wenn die Preise weiterhin genügend Anreize bieten neue Projekte zu entwickeln. In diesem Zusammenhang ist auch die Zukunft der Nutzung von CERs und ERUs nach 2012 von großer Bedeutung.

2.2 Das CDM-Potenzial nach 2012: CO_2-Projekte

Das Langzeitpotenzial von CDM-Projekten zur CO_2-Verringerung wird hauptsächlich mit Hilfe des PACE-IAM Modells abgeschätzt, welches im Detail in Abschnitt 3.3 beschrieben wird. Wir nehmen an, dass das JI-Potenzial (einzelne Projekte zwischen Annex B-Staaten) durch die breite Einführung des Emissionshandels und die Umsetzung von Politiken und Maßnahmen zur Realisierung des Reduktionspotenzials der Annex B-Staaten wesentlich vermindert wird.

Um einen Überblick über das Langzeitpotenzial des CDM zur CO_2-Verringerung zu geben, werden verschiedene Emissions- und Vermeidungsszenarien mit Schwerpunkt auf dem Energiesektor, als auch die Modellergebnisse zusammengefasst. Die Vermeidungsszenarien sind das Ergebnis von ökonomischen Modellen, die auf verschiedene Länder oder Regionen angewandt werden.

Die Transaktionskosten und die aktuellen Möglichkeiten der projektbezogenen Mechanismen können in ihrer Gesamtheit weder in den Ergebnissen des PACE-IAM Modells noch in den Vermeidungsszenarien der anderen Studien berücksichtigt werden. Zum Beispiel ist die Umsetzung der projektbezogenen Mechanismen in einigen Sektoren bzw. für einige Maßnahmen wie z. B. im Verkehrssektor oder bei Energieeffizienzmaßnahmen schwieriger. Deshalb kann davon ausgegangen werden, dass das eigentliche Potenzial der projektbezogenen Mechanismen wesentlich geringer ist als das Vermeidungspotenzial der Modellergebnisse. Trotzdem bieten die Modellergebnisse für das Vermeidungspotenzial und deren Kosten einen Überblick über die Größenordnung und die Sektoren.

Unsere Analyse weiterer Studien fokussiert sich auf China und Indien, da zu erwarten ist, dass diese Länder in der Langzeitperspektive das größte Vermeidungspotenzial bieten.

In den letzten Jahren wurden verschiedene Emissions- und Vermeidungsszenarien veröffentlicht. Auf Grund unterschiedlicher methodischer Ansätze, verschiedener Annahmen und der Nutzung unterschiedlicher Modelle ergibt sich eine weite Spannbreite an quanti-

tativen Ergebnissen. Einige Studien betrachten nur die Entwicklung der Business-as-usual-Emissionen, während andere Modelle Vermeidungsszenarien einbeziehen. Die UNEP finanzierte z. B. zehn Vermeidungskostenstudien, sieben davon in Entwicklungsländern. Von der Asian Development Bank (ADB 1998a, ADB 1998b), der Global Environmental Facility (GEF) und dem United Nations Development Program (UNDP) liegt für die meisten asiatischen Länder eine „Least-Cost-GHG-Abatement Strategy" vor. Um die Informationen besser zugänglich zu machen, hat das japanische Zentrum für Umweltforschung (Centre for Environmental Research – NIES) viele der vorhandenen Modelle und Studien in eine IPCC-Datenbank eingearbeitet. Die Datenbank enthält auch die Szenarien des IPCC Special Report on Emission Scenarios (SRES) als auch Informationen aus aktuelleren Szenarien (NIES/CGER 2006).

Die Datenbank enthält mehr als 250 Studien über Treibhausgasemissionsszenarien für einen Zeithorizont von 1985 bis 2100. Die Studien unterscheiden sich in Bezug auf Regionen, Sektoren und Emissionen. Zurzeit läuft ein Aufruf für neue Emissionsszenarien, da im vierten IPCC-Sachstandsbericht eine Literaturauswertung zu den Emissionsszenarien geplant ist.

Zur Analyse des CO_2-Vermeidungspotenzials in China und Indien werden neben den Modellergebnissen auch einige Länderstudien verwendet, welche detailliertere Informationen der landesspezifischen Vermeidungsoptionen beinhalten.

2.2.1 Globale Schätzungen anhand des PACE-IAM

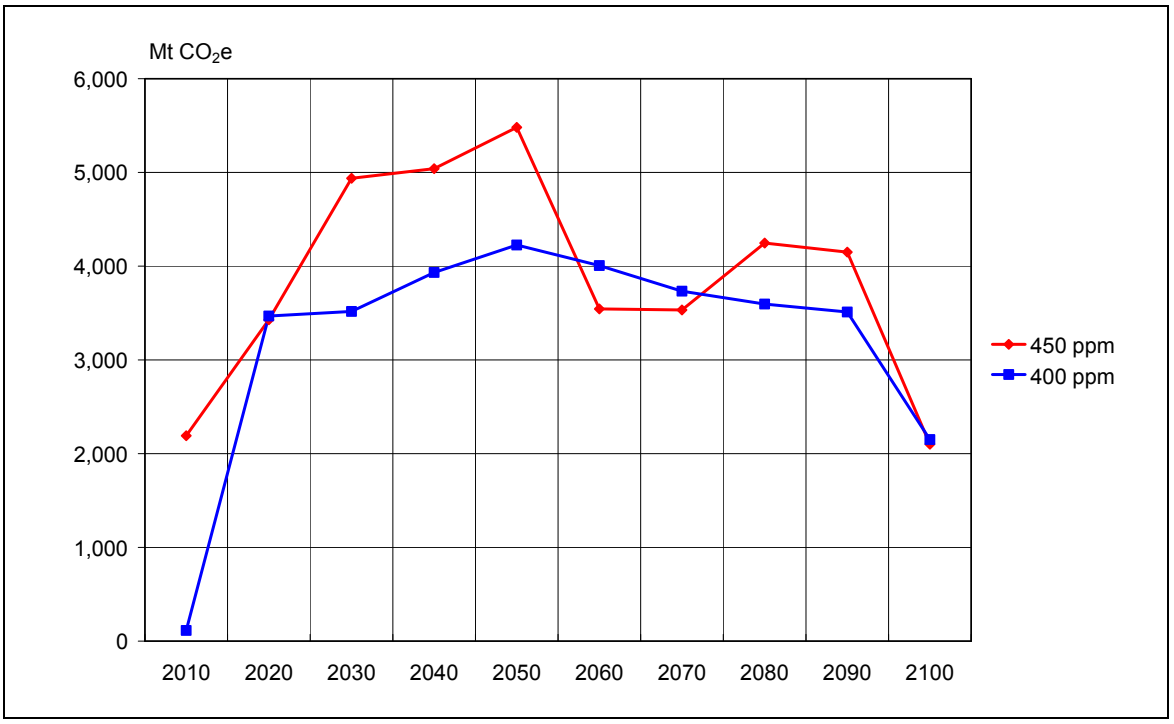
Das potenzielle Marktvolumen für den CDM wurde bis 2100 mit Hilfe das PACE-IAM Modells simuliert und wurde als die Summe der CER-Exporte aus Entwicklungsländern berechnet (Abschnitt 3.3). Abbildung 3 zeigt den gesamten Nettoexport (d. h. Export minus Import) von Emissionsrechten aus Entwicklungsländern in andere Regionen der Welt unter zwei verschiedenen Stabilisierungsszenarien (400 und 450 ppm).[2] Die Abbildung zeigt, dass das potenzielle Marktvolumen des CDM bis 2050 ansteigt und im Stabilisierungsszenario mit 450 ppm höher ist. Letzeres ist darauf zurückzuführen, dass in dem Szenario mit 400 ppm Entwicklungsländer stärkere Verpflichtungen übernehmen und dadurch weniger Emissionrechte exportieren können. Ab 2050 verringert sich das Marktvolumen in beiden Szenarien, da angenommen wird, dass die Entwicklungsländer, entsprechend eines Stufenansatzes (Multi Stage Approach, Kapitel 3) ab 2050 selbst relativ strenge Reduktionsverpflichtungen zu erfüllen haben. Insgesamt wird das potenzielle Marktvolumen auf maximal 5,5 Gt CO_2e geschätzt. Diese Gesamtsumme variiert mit unterschiedlichen Zeithorizonten und unter verschiedenen Stabilisierungsszenarien.

Das Modell berücksichtigt Transaktionskosten für CDM-Investitionen von 1 US$/tC oder 0,27 US$/t CO_2. Damit sind die Kosten nur etwas höher als die Schätzungen, die auf Grundlage der Delphi-Umfrage ermittelt wurden (Abschnitt 4.2.4).

---

[2] Diese Stabilisierungsszenarien wurden in regionale Emissionsreduktionsverpflichtungen nach einem vereinfachten Stufenansatz (Staged Approach, Abschnitt 3.5) aufgeteilt. Diese Aufteilung soll als vereinfachte Annahme der langfristigen globalen Reduktionsverteilung gesehen werden und nicht als Vorschlag für die globale Klimapolitik nach 2012.

Abbildung 3: Weltweiter Nettoexport von CDM-Krediten (CERs)

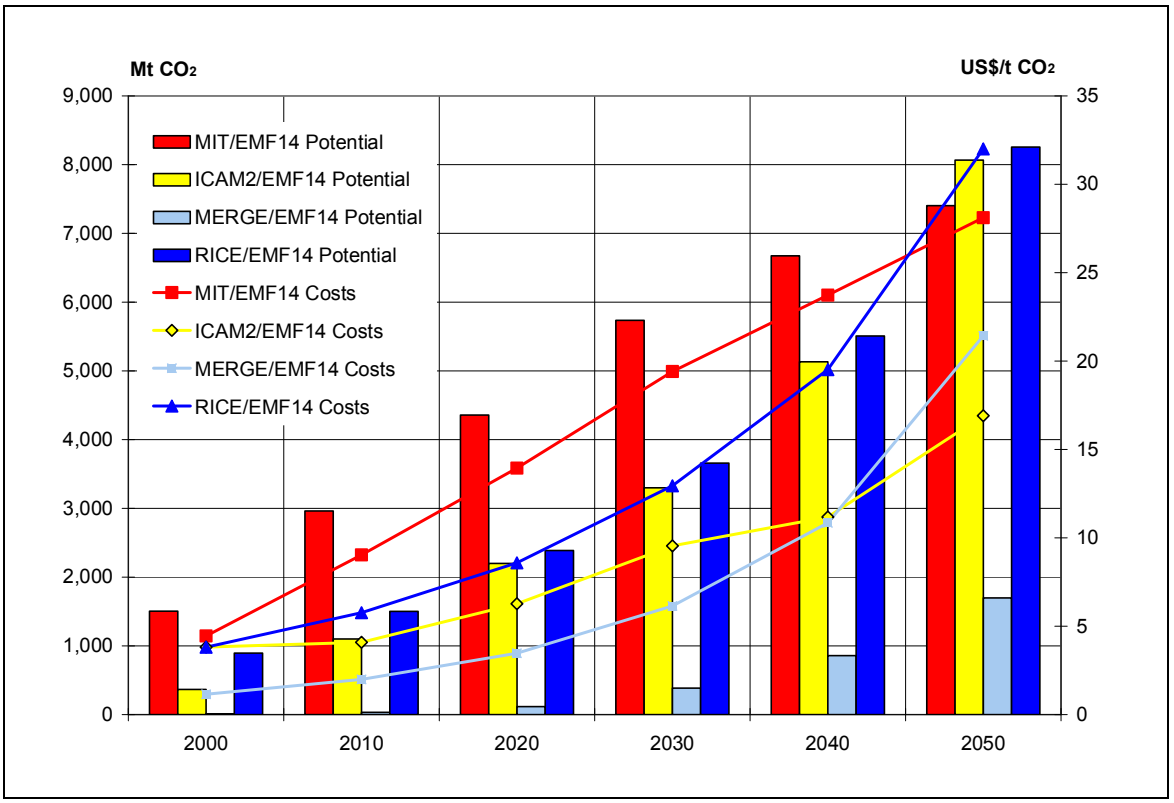


Quelle: ZEW

2.2.2 Vermeidungsszenarien für China

Die Datenbank des NIES (NIES/CGER 2006) enthält über 30 Studien zur Schätzung der CO_2-Emissionen Chinas. Nur wenige Studien betrachten ausschließlich China. Die meisten Studien modellieren globale Emissionen und schließen China als eine Region mit ein. Etwa 15 Studien enthalten Vermeidungsszenarien. Abbildung 4 gibt einen Überblick über Vermeidungspotenziale und Vermeidungskosten einiger ausgewählter Szenarien.

Abbildung 4: Vermeidungspotenziale und Vermeidungskosten für CO_2-Emissionen in China, aus ausgewählten Studien



Quelle: NIES/CGER 2006 (ICAM2/EMF14 = Integrated Climate Assessment Model 2.0; MERGE/EMF14 = Model for Evaluating Regional & Global Effects of GHG Reduction Polices; MIT/EMF14 = MIT; RICE/EMF14 = Regional Integrated Model of Climate & Economy)

Auf Grund unterschiedlicher Annahmen und der Nutzung verschiedener Modelle ergibt sich eine große Bandbreite an Ergebnissen.

Detailliertere Informationen über CO_2-Emissionen und Vermeidungsoptionen in Chinas Energiesektor werden aus drei weiteren Studien (van Vuuren et al. 2003, Hu 2001, ADB 1998b) entnommen, welche einen Zeitraum von 1990 bis 2020, 2030 und 2100 abdecken. Chinas Energieproduktion und -verbrauch werden diesen Studien zufolge im Business-as-usual-Szenario weiterhin von Kohle dominiert. Hauptquellen für die Emissionen sind dabei kohlebefeuerte Heiz- und Kraftwerke sowie der Kohleverbrauch der Industrie. Die Studien analysieren die Effekte von spezifischen Maßnahmen, verfügbaren Technologien und politischen Optionen. Die wichtigsten Maßnahmen sind Verbesserungen der Energieeffizienz, Brennstoffwechsel und die Nutzung erneuerbarer Energien. Die Einführung einer Kohlenstoffsteuer und anderer Politikoptionen werden als wirksamste Maßnahmen zur Unterstützung der Energieeinsparung und der Einführung und Entwicklung sauberer Energien identifiziert.

Tabelle 3: CO_2-Vermeidungsszenarien für China, aus ausgewählten Studien

	1990	2000	2010	2020	2030	2040	2050
				- Mt CO_2e -			
PACE-IAM model							
CDM potential in 450 ppm scenario			1,906	2,904	3,926	3,596	3,511
CDM potential in 400 ppm scenario			2,903	2,598	2,365	2,280	1,684
AIM model							
Frozen technology scenario	1,833	4,400	6,233	7,883	9,533		
Market scenario	1,833	3,740	5,500	6,930	8,360		
Policy scenario	1,833	3,520	4,620	5,940	7,260		
Mitigation potential (Policy versus market scenario)	0	220	880	990	1,100		
IMAGE/TIMER scenarios for China							
A1b-C reference scenario	2,567	4,156	5,867	7,700	9,533	11,733	13,933
with mitigation	2,567	3,361	4,156	4,950	5,745	6,539	7,333
Mitigation Potential	0	794	1,711	2,750	3,789	5,194	6,600
B2-C reference scenario	2,567	3,850	5,133	6,233	7,333	8,758	10,182
with mitigation	2,567	2,934	3,300	3,667	4,033	4,400	4,767
Mitigation Potential	0	916	1,833	2,567	3,300	4,358	5,416
ALGAS China (INET energy system model)							
Reference scenario	2,079	3,355	4,840	6,215			
Abatement 0	2,079	3,139	4,052	4,609			
Mitigation Potential 0	0	216	788	1,606			
Abatement 1	2,079	2,981	3,399	3,857			
Mitigation Potential 1	0	374	1,441	2,358			
Average Mitigation Potential		504	1,637	2,253	2,896	3,857	4,303

Quelle: Zusammenfassung des PACE-IAM Modells, Literaturstudien und Daten aus der NIES-Datenbank

Dem AIM-Modell (Hu et al. 2001) zufolge ist in China die Industrie der Hauptemittent, mit einem signifikanten Vermeidungspotenzial in der Stahlindustrie (Hu et al. 2001, S. 85). Die niedrigsten Vermeidungskosten sind im Haushaltssektor anzutreffen. Eine Emissionsreduktion von 16% gegenüber den Business-as-usual-Emissionen wäre zu einem Preis von 16 US$/t CO_2 möglich. Das Reduktionspotenzial im Industriesektor beläuft sich auf 20% bei einem Preis von 32 US$/t CO_2. Die Image/Timer-Studie (van Vuuren et al. 2003) schätzt, dass bei Einführung einer Kohlenstoffsteuer von 27 US$/t$CO_2$ die Emissionen gegenüber dem Business-as-usual bis 2010 um 25% und bis 2030 um 50% reduziert werden könnten.

2.2.3 Vermeidungsszenarien für Indien

Es gibt nur wenige Studien mit CO_2-Emissionsprojektionen für Indien. In der IPCC-Datenbank des NIES/CGER (2006) sind zehn Studien über Indiens CO_2-Emissionen enthalten. Nur drei dieser Studien haben Interventionsszenarios. Zusätzliche Informationen über die CO_2-Emissionen des Energiesektor Indiens stammen aus Länderstudien (ADB 1998a, Kapshe et al. 2002, Shukla et al. 2001). Tabelle 4 fasst die Ergebnisse der Interventionsszenarios aus der Datenbank und aus den Länderstudien zusammen.

Tabelle 4: CO_2-Vermeidungsszenarien für Indien aus ausgewählten Studien

	1990	2000	2010	2020	2030	2040	2050
				- Mt CO_2e -			
PACE-IAM model							
CDM potential in 450 ppm scenario			252	460	889	1,230	1,616
CDM potential in 400 ppm scenario			481	794	1,344	1,717	2,912
AIM model							
Reference scenario		983	1,556	2,189	2,945		
749 ppm		983	1,408	1,907	2,431		
Mitigation Potential		0	148	282	514		
649 ppm		983	1,327	1,775	2,229		
Mitigation Potential		0	229	414	716		
549 ppm		983	1,254	1,621	1,998		
Mitigation Potential		0	302	568	947		
Integrated modeling and analysis of long term energy and emission trajetory for india							
Answer Markal Model							
Reference		891	1,411	1,930	2,450	2,969	3,489
550 ppm		891	1,066	1,241	1,416	1,591	1,766
Mitigation Potential		0	345	689	1,034	1,379	1,723
650ppm		891	1,121	1,351	1,581	1,811	2,041
Mitigation Potential		0	290	579	869	1,159	1,448
ALGAS INDIA							
Markal model							
Reference	532	973	1,555	2,308			
5% Mitigation	532	964	1,452	2,154			
Mitigation Potential	0	9	103	154			
10% Mitigation	532	930	1,376	2,017			
Mitigation Potential	0	43	179	291			
15% Mitigation	532	920	1,279	1,801			
Mitigation Potential	0	53	276	507			
20% Mitigation	532	877	1,145	1,744			
Mitigation Potential	0	96	410	564			
NIES/CGER Database							
AIM/EMF16							
Reference	576	843	1,137	1,225	1,335	1,463	1,613
Annex I + India & China	576	843	1,041	1,078	1,122	1,170	1,228
Mitigation Potential	0	0	96	147	213	293	385
SGM97							
Reference	747	1,135	1,425	1,925	2,424	2,614	3,161
MID550 (full trade)	747	1,135	1,320	1,584	1,870	1,903	1,870
Mitigation Potentail	0	0	105	341	554	711	1,291
SGM99							
Reference	725	1,098	1,369	1,845	2,316	2,479	2,991
MID550 (trade)	725	1,098	1,177	1,389	1,643	1,617	1,545
Mitigation Potential	0	0	192	456	673	862	1,446
Average Mitigation Potential			227	416	705	919	1,353

Quelle: Zusammenfassung der PACE-IAM Modell Ergebnisse, Literaturstudien und Daten aus der NIES/CGER-Datenbank 2006

Die Ausgangsemissionen im Jahr 1990 sind in den Modellen überwiegend gleich. Auf Grund unterschiedlicher Grundannahmen, Modellansätze und Ansprüche des Vermeidungsszenarios variieren die Projektionen für 2050 allerdings stark. Im Gegensatz zu unserem IAM-PACE Modellansatz haben die anderen Szenarien weniger ehrgeizige Minderungsziele, die die globale Temperaturerhöhung nicht auf 2°Celcius begrenzen.

Demzufolge ist die Spannbreite des Vermeidungspotenzials sehr groß (Tabelle 4). Die Szenarien enthalten keine Informationen über Vermeidungskosten.

Die Struktur des indischen Energiesektors ähnelt dem chinesischen. Auch hier ist Kohle der wichtigste Energieträger. Große einzelne Verursacher von Treibhausgasemissionen, welche im AIM-Modell (Kapshe et al. 2002) analysiert werden, machen 65% der gesamten CO_2-Emissionen aus. Der Fokus der Vermeidungsmaßnahmen sollte daher auf diesen großen Emittenten liegen. Im Jahr 2000 wurden Indiens Emissionen im Energiesektors mit 983 Mt CO_2 abgeschätzt, wovon Kraftwerke 41%, Stahlwerke 12% und die Zementindustrie 9% ausmachten. Schätzungen zufolge werden die Emissionen bis 2030 auf 2.945 Mt CO_2 ansteigen, mit 48% der Emissionen aus Kraftwerken, 8% aus der Stahlindustrie und 7,5% aus der Zementindustrie (Kapshe et al. 2002, S. 100). Ein hohes Vermeidungspotenzial projizieren die Studien mit Stabilisierungsszenarien (AIM-Modell, Answer-Markal-Modell). Es werden Stabilisierungsszenarien von 550, 650 und 750 ppm angenommen, wobei Indien 7,5% der globalen Emissionsreduktion zugeteilt werden. Unter einem Stabilisationsszenario von 550 ppm müssten Indiens CO_2-Emissionen bis 2050 um 50% auf 3.489 Mt CO_2 reduziert werden. Der Wechsel von Kohle zu Gas wird als Hauptvermeidungsmaßnahme eine wichtige Rolle spielen. Um eine Stabilisierung bei 550ppm zu erreichen, müsste ab 2030 allerdings auch der Gasverbrauch reduziert werden. Das setzt einen erhöhten Einsatz von kohlenstofffreien Technologien, wie Erneuerbaren oder Atomkraft voraus. Nur ein sehr geringes Vermeidungspotenzial wurde im Verkehrssektor identifiziert.

Das ALGAS-Vermeidungsszenario (ADB 1998a, 1998b) bewertet verschiedene kostengünstige Vermeidungsoptionen. Kraft-Wärme-Kopplung, gefolgt von hocheffizienten Kohlekraftwerken, sind die kostengünstigsten Vermeidungsoptionen im Stromsektor. In ländlichen Gegenden zählt die Einführung von Solarkochern zu den günstigsten CO_2-Reduktionsmöglichkeiten. Andere Szenarien ziehen ähnliche Vermeidungsmöglichkeiten wie für China in Betracht, z. B. Energieeffizienzsteigerung, neue Technologien und Umsetzung von Energiepolitik.

2.2.4 Schlussfolgerung

Das langfristige CO_2-Vermeidungspotenzial in Entwicklungs- und Schwellenländern ist mit mehreren Gt CO_2 pro Jahr wesentlich höher als das bis 2012 zu erwartende CDM-Potenzial. China und Indien haben in den meisten Szenarien mit mehr als 70% des Gesamtpotenzials bei weitem das größte Vermeidungspotenzial. Die Ergebnisse der verschiedenen Studien variieren allerdings stark, abhängig von Modellansatz und Annahmen sowie den Zielen der globalen Klimapolitik.

Da die meisten Emissionen aus großen einzelnen Emissionsquellen stammen, wäre eine Reduktion im Rahmen von CDM-Projekten möglich. Allerdings könnten andere Instrumente, wie z. B. der Emissionshandel, effektiver sein um das Vermeidungspotenzial voll auszuschöpfen.

2.3 Das CDM- und JI-Potenzial nach 2012: Nicht-CO_2-Projekte

In diesem Abschnitt wird das Langzeitpotenzial von CDM und JI für folgende Emissionsminderungsmaßnahmen bis zum Jahr 2050 abgeschätzt:

- Verbrennung von Deponiegas,
- Verminderung von Lachgasemissionen aus der Adipinsäureproduktion, und
- Verminderung von HFKW-23 aus der HFCKW-22 Produktion.

Diese Maßnahmen wurden ausgewählt, da sie unter dem CDM und JI aus verschiedenen Gründen viel versprechend sind:

- Die Vermeidungskosten dieser Maßnahmen sind oft sehr gering (meistens unter € 1 pro Tonne CO_2e). Damit sind diese Optionen ökonomisch sehr interessant.
- Die Projektgröße ist auf Grund des hohen Treibhauspotenzials der entsprechenden Gase sehr groß.[3] Die Größe der CDM-Projekte ist ein entscheidendes Kriterium, besonders in Hinblick auf die Transaktionskosten, die durch den Projektzyklus entstehen.
- Der Beweis der Zusätzlichkeit ist in den meisten Fällen unkompliziert, da die Zerstörung der Gase in der Regel nicht gesetzlich verlangt wird und die Projektentwickler keine anderen ökonomischen Gewinne außer den CERs haben. In anderen Projekten wie z. B. der Energieeffizienz oder den erneuerbaren Energien haben die Projektentwickler neben den CERs zusätzliche Einnahmen, welche den Beweis der Zusätzlichkeit erschweren.
- Die methodischen Vorraussetzungen um die Baseline festzulegen und die Projektemissionen zu überwachen sind im Vergleich zu Energieeffizienz- und erneuerbaren Energie-Projekten relativ einfach, was wiederum zu relativ geringen Transaktionskosten und geringen Registrierungsrisiken führt.

2.3.1 Erfassung von Deponiegasen

Bei der Ablagerung von Abfall auf Deponien entstehen unter anaeroben Bedingungen Methanemissionen. Zur Vermeidung dieser Emissionen gibt es zwei Möglichkeiten: Das Methan kann aufgefangen und abgefackelt oder zur Energiegewinnung genutzt werden, oder das Abfallmanagement wird verbessert und, anstatt den Abfall zu deponieren, wird er recycelt, verbrannt oder kompostiert. Die Verbrennung oder Vermeidung von Deponiegas birgt ein großes Potenzial für CDM- und JI-Projekte. Bis November 2005 waren 8% der geplanten CDM-Projekte Deponiegasprojekte mit einem Anteil von 12% an den

[3] Artikel 5.3 des Kyoto-Protokolls und der Entscheidung 2/CP.3 legt fest, dass das globale Wärmepotenzial für einen Zeithorizont von 100 Jahren aus dem zweiten Sachstandsbericht des IPCC in der ersten Verpflichtungsperiode zur Berechnung genutzt werden soll. Der Wert für Methan liegt bei 21, der für Lachgas bei 310 und der für HFKW-23 bei 11.700. Für die folgenden Verpflichtungsperioden können aktuellere Werte genutzt werden, je nach den Entscheidungen der COP oder der COP/MOP.

erwarteten CERs bzw. einem Vermeidungspotenzial von 11 Mt CO_2e pro Jahr (UNEP/RISOE 2005). Dieses Vermeidungspotenzial kann sich noch vergrößern, da die globalen Emissionen beträchtlich sind: Schätzungen der globalen Methanemissionen aus Deponien reichen von 400 bis 1.500 Mt CO_2e pro Jahr (Bingemer und Crutzen 1987). Die US Environmental Protection Agency schätzt die weltweiten Methanemissionen aus Deponien für das Jahr 2000 auf 842 Mt CO_2e (EPA 2005). Bis 2050 wird eine Zunahme um 19% erwartet. Dieser Anstieg wird auf Grund des Bevölkerungswachstums und der überwiegend fehlenden Regulierungen in Entwicklungsländen stattfinden.

Nur sehr wenige Studien beschäftigen sich mit globalen Methanemissionen aus Deponien (EPA 2005, Michaelowa et al.2005). Eine Studie der US-EPA berechnet die Methanemissionen aus Deponien, analysiert Vermeidungskosten und erstellt Vermeidungsszenarien für ausgewählte Länder bis 2020. Marginale Vermeidungskostenkurven wurden für die USA, Mexiko, China, Ukraine und Südamerika entwickelt. Im Jahr 2000 lag der Kostendeckungspreis bei einer Emissionsreduktion von 60% bei 2,70 US$/t CO_2e, während im Jahr 2010 der Kostendeckungspreis für die gleiche Reduktion bei null oder auch unter null liegt und damit zu einer Option mit negativen Vermeidungskosten wird. Dies wird durch technologische Erneuerungen und verbessertem Abfallmanagement möglich. Eine Vermeidung von mehr als 60% der Emissionen ist in allen Fällen sehr kostspielig. Auch bei einem Preis von 13,60 US$/t CO_2e könnten nur 63% der Business-as-usual-Emissionen vermieden werden. Das Vermeidungspotenzial von Mexiko, China und der Ukraine wird auf 66 Mt CO_2e im Jahr 2005 und auf 78 Mt CO_2e im Jahr 2020 geschätzt.

Michaelowa et al. (2005) nutzt für seine Berechnungen der Methanemissionen aus Deponien Daten von 2003 aus der IEA-Treibhausgas-Datenbank. Für 2003 errechnet er ein Vermeidungspotenzial von 357 Mt CO_2e zu einem Preis von weniger als 10 US$/t CO_2e.

Auf Grund dieser geringen Anzahl von Abschätzungen zur Entwicklung von Methanemissionen aus Deponien, werden wir im Folgenden eigene Berechnungen des Vermeidungspotenzials bis 2050 darstellen. Da genaue Daten über das Abfallaufkommen, das Abfallmanagement oder die Abfallzusammensetzung von Land zu Land variieren bzw. gar nicht erhältlich sind, sind sowohl unsere Berechnungen als auch die in der Literatur verfügbaren Schätzungen mit hohen Unsicherheiten verbunden. Auf Grund von unzugänglichen Daten reduzieren wir unsere Berechnungen auf Haushaltsabfälle und schließen Industrieabfälle nicht mit ein.

2.3.1.1 Methodischer Ansatz

Grundlage der Berechnungen der Methanemissionen ist die IPCC-Methode aus Kapitel 6 der *1996 Revised IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories* (UNEP/WMO/OECD/IEA 1996) und der *2000 IPCC Good Practice Guidance* (UNEP/WMO/OECD/IEA 2000). Die Hauptparameter der Berechnungen sind:

- Bevölkerung,
- Menge des Abfallaufkommens pro Einwohner,
- Anteil des Abfalls, der deponiert wird,

- Methanerzeugungsrate der Deponien, abhängig von dem Anteil des abbaubaren organischen Kohlenstoffs und anderen Faktoren,
- Anteil des bereits genutzten Methans, und
- Größe der Deponien.

Die Schätzungen des Bevölkerungswachstums bis 2050 basieren auf UN-Projektionen (UN 2002). Für das Jahr 2003 existieren länderspezifische UN-Statistiken (UN 2005) über das Abfallaufkommen. Die Informationen über den deponierten Abfallanteil stammen aus den Revised IPCC Guidelines.[4] Die zukünftige Entwicklung des Abfallaufkommens pro Einwohner basiert auf einer Relation zwischen Abfallaufkommen und Bruttosozialprodukt von der Weltbank (1999). Die Daten über die Entwicklung des Bruttosozialprodukts bis 2010 stammen aus Weltbankstatistiken und die Schätzungen bis 2050 basieren auf IPCC-Szenarien. Für den Anteil des abbaubaren organischen Kohlenstoffs und den Methananteil des Deponiegases wurden die Werte aus den *Revised 1996 IPCC Guidelines* verwendet.

Die in Deponien erzeugten Methanemissionen sind nicht analog dem Vermeidungspotenzial. Wichtige Faktoren für die Berechnung des Vermeidungspotenzials sind Größe und Tiefe der Deponien und der Anteil des bereits verwerteten Methans. In den meisten Entwicklungsländern ist davon auszugehen, dass bisher kein Methan genutzt wird. Die geringe Menge an bereits existierenden Deponien mit Methangasnutzung wird somit in den Berechnungen nicht berücksichtigt. Außerdem ist eine Methangasgewinnung nur in kontrollierten Deponien mit einer gewissen Mindestgröße und -Tiefe und nicht in wilden Deponien möglich. In manchen Entwicklungsländern existiert ein großer Anteil an wilden oder flachen Deponien. Deshalb schätzen wir den Anteil der kontrollierten Deponien auf Basis der urbanen Bevölkerung und der Abfallmanagementpraxis.

2.3.1.2 Vermeidungspotenzial

Die Ergebnisse der Berechnungen für verschiedene Länder sind in Tabelle 5 zu finden. Das Vermeidungspotenzial von Methanemissionen aus Deponien entsprach 2005 etwa 400 Mt CO_2e in Entwicklungsländern in Asien, Afrika und Lateinamerika plus Russland und der Ukraine. Das entspricht in etwa 50% der von der EPA (2005) geschätzten globalen Methanemissionen aus Deponien.

[4] Tabelle 6-1 des Reference Volumes

Tabelle 5: Vermeidungspotenzial von Methan aus Deponien

	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	- Mt CO_2eq/a -					
Sum	**400**	**479**	**654**	**851**	**1,002**	**1,160**
China	61	74	103	138	151	164
India	43	55	84	118	132	145
Indonesia	22	26	34	43	47	51
Rest of Asia and Oceania	74	89	122	157	196	239
Brazil	20	24	35	47	57	67
Mexico	17	22	33	46	57	69
Rest of Latin America	29	34	46	61	77	96
Africa	85	105	146	190	236	284
Russia	37	38	39	40	39	38
Ukraine	12	12	11	10	9	8

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

Die höchsten Methanemissionen stammen aus China, gefolgt von Indien. Die Emissionen dieser schnell wachsenden Wirtschaften steigen rapide, demzufolge wächst langfristig auch das Vermeidungspotenzial. Trotzdem hängt auch in diesen Ländern die Nutzung der flexiblen Mechanismen überwiegend von den staatlichen Regulierungen der Abfallbeseitigung ab. Es ist nicht zu erwarten, dass die Methanemissionen aus Deponien in den Transformationsländern ansteigen werden, da das Bevölkerungswachstum rückläufig ist.

2.3.2 Vermeidung von Lachgas in der Adipinsäureproduktion

Bei der Produktion von Polymeren wie Nylon wird Adipinsäure als eine Grundchemikalie eingesetzt. Weltweit gibt es nur wenige Anlagen, die Adipinsäure produzieren. Die meisten Anlagen befinden sich in Industrieländern, insgesamt gibt es nur sechs Anlagen in Entwicklungsländern (drei in China und jeweils eine in Singapur, Südkorea und Brasilien). Zwei Anlagen gibt es in der Ukraine. Der globale Adipinsäurebedarf stieg von 2 Millionen Tonnen im Jahr 1998 auf 2,6 Millionen Tonnen im Jahr 2005 (Chemical Week 1999, 2005) und eine Wachstumsrate von 3,2 % wird für die kommenden fünf Jahre erwartet (Chemical Week 2005).

Lachgas (N_2O) ist ein Nebenprodukt in der Adipinsäureproduktion. Die Minderung von Lachgasemissionen ist durch thermische Zersetzung oder katalytische Zerstörung möglich. 1999 berichtete die Chemical Week, dass bis zum Jahr 2000 alle großen Anlagen zur Herstellung von Adipinsäure Minderungstechnologien installiert haben werden. Allerdings ist nicht davon auszugehen, dass dies auch auf alle Anlagen in Entwicklungsländern zutrifft. Durch den Einsatz von Minderungstechnologien kann Lachgas um 90 bis 98 % reduziert werden, mit Vermeidungskosten von weniger als 0,1 US$ pro t CO_2e (Michaelowa et al. 2005).

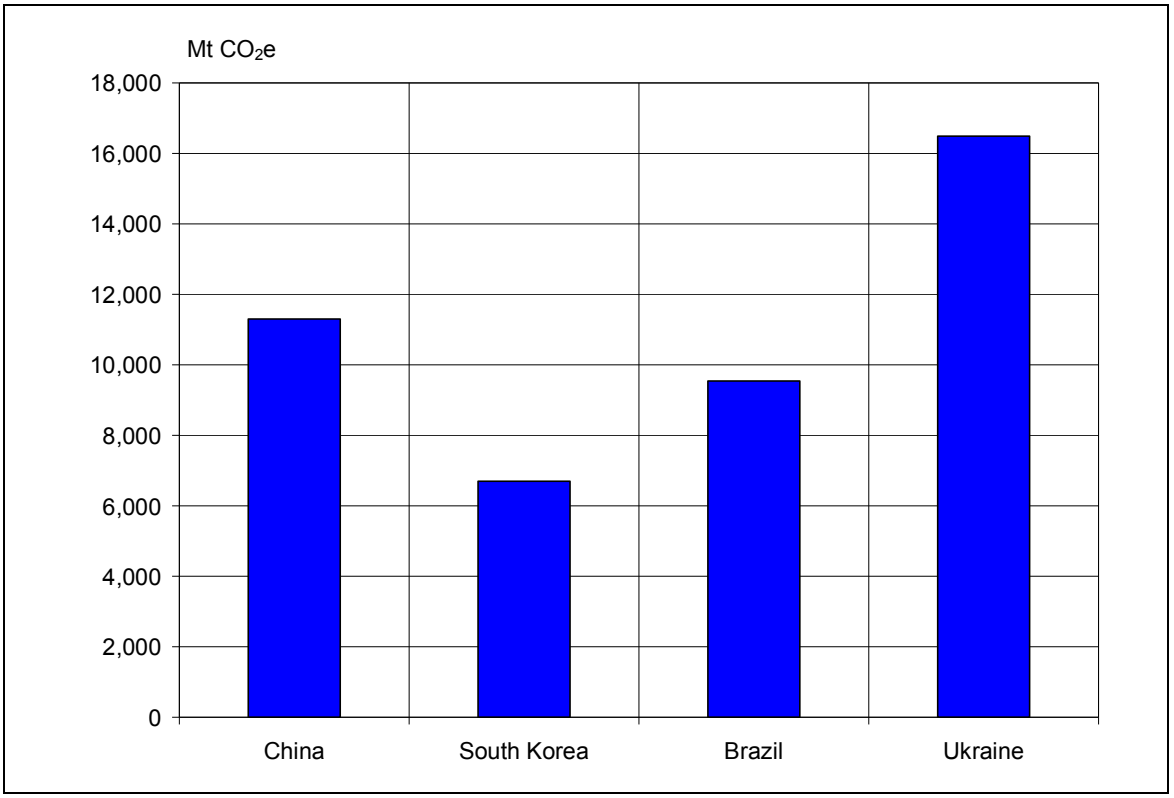
2.3.2.1 Globale N_2O-Emissionen aus der Adipinsäureproduktion

Die weltweiten N_2O-Emissionen aus der Adipinsäureproduktion werden von der US-EPA (2005) mit 50,4 Mt CO_2e für das Jahr 2000 angegeben mit einem erwarteten

Wachstum von 40% bis 2020. Michaelowa et al. (2005) schätzt das Vermeidungspotenzial in Entwicklungsländern auf 30 Mt CO_2e im Jahr 2003 und 47 Mt CO_2e im Jahr 2005, basierend auf den Produktionskapazitäten der aktuellen Anlagen.

Es ist davon auszugehen, dass die Adipinsäureproduktion während der nächsten Jahrzehnte vor allem in den Entwicklungsländern ansteigen wird. Nach Angaben aus Industriekreisen wurde in Singapur bereits eine Minderungstechnologie installiert. In Brasilien und Korea werden CDM-Projekte zur Vermeidung von Lachgasemissionen umgesetzt, die ein Emissionsreduktionspotenzials von 15 Mt CO_2e pro Jahr aufweisen. In chinesischen und ukrainischen Fabriken ist davon auszugehen, dass bisher keine Maßnahmen zur Vermeidung von Lachgasemissionen vorgenommen wurden.

Abbildung 5: Geschätzte Emissionen aus der Adipinsäureproduktion in Entwicklungsländern und der Ukraine im Jahr 2005 (ohne Vermeidungstechnologien)



Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

2.3.2.2 Business-as-usual-Emissionen und das Vermeidungspotenzial

Da Informationen über das Vermeidungspotenzial kaum vorhanden sind und industrielle Projektionen der zukünftigen Adipinsäureproduktion nicht öffentlich erhältlich, haben wir die Business-as-usual Emissionen auf der Grundlage der existierenden Anlagen kalkuliert und ein Produktionswachstum von 3,2% pro Jahr angenommen, entsprechend

den Schätzungen in der Chemical Week (2005). Emissionen aus der Adipinsäureproduktion in Singapur wurden nicht berücksichtigt, da bereits eine Minderungstechnologie installiert wurde. Ein Emissionsfaktor für die Baseline-Emissionen ist in der Baseline- und Monitoring-Methode AM0021 zur Zersetzung von Lachgas aus der Adipinsäureproduktion festgelegt worden. Danach berechnen sich die N_2O-Emissionen sich aus der Gesamtproduktion der Adipinsäure multipliziert mit einem Emissionsfaktor von 0,27 t N_2O/t Adipinsäure, wenn keine Vermeidungstechnologien vorhanden sind. Das Erwärmungspotenzial von Lachgas entspricht in der ersten Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls einem Wert von 310.

Die Business-as-usual-Emissionen der Adipinsäureproduktion in Entwicklungsländern und der Ukraine werden für das Jahr 2005 auf 44 Mt CO_2e geschätzt. Setzt man einen steigenden Bedarf von 3,2% voraus würden die Emissionen im Jahr 2050 180 Mt CO_2e betragen.

Tabelle 6: Vermeidungspotenziale in der Adipinsäureproduktion in Entwicklungs- und Transformationsländern

	2005	2010	2020	2030	2040	2050
	- Mt CO_2e -					
N_2O mitigation potential	42	49	67	92	126	173

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

In unseren Berechnungen nehmen wir eine Vermeidung von 95% der N_2O-Emissionen an. Zieht man die geringen Vermeidungskosten von 0,1 US$/t CO_2e in Betracht, könnten 2010 etwa 50 Mt CO_2e zu einem Preis von nur US$ 5 Millionen vermieden werden. Bis 2050 würde das Potenzial für CDM-Projekte auf 170 Mt CO_2e ansteigen.

2.3.3 Reduktion von HFKW-23-Emissionen in der Herstellung von HFCKW-22

HFCKW-22 ist ein gutes Kältemittel, das überwiegend in Klimaanlagen oder auch in kommerziellen und industriellen Kühlsystemen genutzt wird. Zudem wird HFCKW-22 als Zusatz in der Produktion von Polytetrafluorethylen (PTFE) verwendet.

HFCKW-22 gehört zu den Ozon zerstörenden Substanzen und ist zudem ein Treibhausgas mit einem Erwärmungspotenzial von 1.700 (IPCC 2001a). Die Produktion von HFCKW-22 wird durch das Montrealer Protokoll kontrolliert. Die Nutzung von HFCKWs als Kältemittel läuft unter dem Montrealer Protokoll schrittweise aus. Die Industrieländer (Nicht-Artikel 5.1 Länder) sind verpflichtet, ihren Verbrauch von HFCKWs in konkreten Schritten zu reduzieren (um 90% bis 2015, 99,5% 2020 und 100% im Jahr 2030 – im Vergleich zum Basisjahr 1989). Die Entwicklungsländer wurden verpflichtet ihre Produktions- und Verbrauchsmenge ab 2016 auf dem Niveau von 2015 zu stabilisieren. Bis 2040 sollen die Produktion und der Verbrauch ausgelaufen sein. Die Produktion von HFCKW-22 zur weiteren Verarbeitung (z.B. PFTE-Herstellung) ist vom Montrealer Protokoll nicht erfasst.

HFKW-23 ist ein ungewolltes Nebenprodukt aus der HFCKW-22 Produktion. Die Entstehung von HFKW-23 kann durch verschiedene Maßnahmen vermieden werden. Die thermische Oxidation des Abgasstroms zählt zu den effektivsten Maßnahmen. HFKW-23 zählt nicht zu den Ozon zerstörenden Substanzen, ist aber ein Treibhausgas, das unter das Kyoto-Protokoll fällt. Das Erwärmungspotenzial wird für die erste Verpflichtungsperiode 2008 bis 2012 mit 11.700 angegeben.

Die Kosten für die Zerstörung von HFKW-23 aus der HFCKW-22 Produktion sind sehr gering. Schneider et al. (2005) nutzen für ihre Berechnungen Vermeidungskosten von 0,2-1 €/t CO_2e, auf Basis von verschiedenen Werten aus der Literatur.

In den Anlagen der meisten Industrieländer wird HFKW-23 bereits oxidiert. Es gibt nur wenige Anlagen ohne thermische Oxidierung von HFKW-23 und es ist zu erwarten, dass bis 2010 alle Annex B-Staaten, die das Kyoto-Protokoll ratifiziert haben, Vermeidungstechnologien in den Anlagen installieren werden. In Entwicklungsländern findet in den Anlagen bisher allerdings keine Oxidation von HFKW-23 statt.

HFCKW-22 wird zurzeit in den folgenden Entwicklungsländern produziert: China, Indien, Süd Korea, Mexiko, Venezuela und Argentinien. China ist bei weitem der wichtigste Produzent. Bis Juli 2005 wurden hier bereits drei CDM-Projekte zur Zerstörung von HFKW-23 aus der HFCKW-22 Produktion validiert und zwei davon bereits registriert. Die drei Projekte haben zusammen ein jährliches Reduktionspotenzial von etwa 9 Mt CO_2e. China hat bereits angedeutet, die Entstehung von HFKW-23 in allen chinesischen Anlagen über CDM-Projekte zu vermeiden. Da eine Emissionsvermeidung unter dem CDM ökonomisch äußerst attraktiv ist und Anlagenbetreiber, die den CDM nicht nutzen, Nachteile haben, ist zu erwarten, dass alle Anlagen in Entwicklungsländern den CDM nutzen werden, um die Entstehung von HFKW-23 zu vermeiden.

Das globale Potenzial zur Vermeidung von HFKW-23 unter dem CDM kann auf Grundlage von Projektionen zur HFCKW-22 Produktion und dem HFKW-23/HFCKW-22 Verhältnis der Anlage geschätzt werden. Zur Schätzung dieses Potenzials unterscheiden wir zwischen dem Produktionslevel der bestehenden Anlagen und der Expansion der HFCKW-22 Produktion durch die Erweiterung oder den Neubau von Anlagen. Zurzeit ist nur eine genehmigte Baseline- und Monitoring-Methode (AM0001) vorhanden, die die Nutzung des CDM auf das historische Produktionsniveau begrenzt.

Eine Entscheidung der Vertragsstaatenkonferenz unter dem Kyoto-Protokoll, wie negative Anreize des CDM aus der Reduktion von HFKW-23 in neuen HFCKW-22 Anlagen oder bei Produktionserweiterungen zu vermeiden sind, steht noch aus. Der Hintergrund ist, dass Anlagenbetreiber auf Grund des hohen Erwärmungspotenzials von HFKW-23 hohe Gewinne aus dem Verkauf von CERs erzielen. Die Gewinne aus dem Verkauf von CERs könnten sogar größer sein als die Produktionskosten von HFCKW-22. Dadurch könnten die Produktion und der Verbrauch von HFCKW-22 durch den CDM sogar ansteigen. Damit würde der CDM eine zusätzliche Produktion von HFCKW-22 fördern. Das würde negative Auswirkungen für das Klima als auch für den Schutz der Ozonschicht haben. Ob und welchen Umfang die Ausgabe von CERs für die Zerstörung von HFKW-23 aus neuen Anlagen zur Herstellung von HFCKW-22 haben können, ist bis jetzt ungeklärt und muss durch die Vertragsstaatenkonferenz des Kyoto-Protokolls und den Exekutivrat des CDM in Zukunft geklärt werden.

2.3.3.1 Bestehende Anlagen

Um das Reduktionspotenzial in bestehenden Anlagen zu bestimmen, wird das aktuelle Produktionsniveau von HFCKW-22 in den Entwicklungsländern abgeschätzt und zur Berechnung der Emissionsminderungen der methodische Ansatz in der Baseline- und Monitoring-Methode AM0001 angewandt.

AM0001 schreibt vor, dass das Produktionslevel von HFCKW-22, das zur Berechnung der Emissionsminderungen angelegt werden kann, auf das Maximum des historischen jährlichen Produktionsniveaus der Anlage (in Tonnen HFCKW-22) während der letzten drei Jahre zwischen Anfang 2000 und Ende 2004, einschließlich der FCKW-Produktion in Anlagen, die HFCKWs und FCKWs herstellen, begrenzt ist. Deshalb müssen für die Berechnung des Produktionspotenzials der bestehenden Anlagen neben der HFCKW-22-Produktion auch die relevanten Mengen an FCKW-Produktion berücksichtigt werden.

Unsere Berechnungen des aktuellen und zukünftigen HFCKW-Produktionsniveaus (Tabelle 7) basieren auf den Projektionen des IPCC/TEAP Special Report on Ozone and Climate (IPCC/TEAP 2005), Angaben der Mitgliedstaaten des Montreal-Protokolls in Übereinstimmung mit Kapitel 7 des Montrealer Protokolls (UNEP 2001/2002/2003/2004) und Interviews mit Experten. Wir erwarten, dass die Produktion bis 2015 kontinuierlich ansteigen wird. Weiterhin ist zu erwarten, dass die Nutzung von HFCKW-22 als Kältemittel erst zwischen 2030 und 2040 ausklingen wird, da bisher keine weiteren konkreten Auslaufpläne unter dem Montrealer Protokoll beschlossen wurden. Das wird bis 2040 zu einer signifikanten Verringerung führen, danach folgt auf Grund der steigenden Produktion für die weitere chemische Verarbeitung aber erneut ein Anstieg.

Tabelle 7: Schätzungen der aktuellen und zukünftigen HFCKW-22 Produktion in Entwicklungsländern

	2000	2004	2010	2015	2020	2030	2040	2050
			- metric kilotons -					
Total HCFC-22 production (incl. for feedstock use)	**136**	**301**	**440**	**574**	**602**	**540**	**370**	**505**
China	112	262	-	-	-	-	-	-
India	15	27	-	-	-	-	-	-
Other developing countries	9	12	-	-	-	-	-	-
Production for feedstock use	63	120	145	170	198	271	370	505

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

In den letzten Jahren ist die HFCKW-22-Produktion in Entwicklungsländern rapide gestiegen. Mit über 80% ist China der größte Produzent. 2004 wurden etwa 300 kt HFCKW-22 in Entwicklungsländern produziert. Nach unseren Schätzungen müssen zusätzliche 40 kt HFCKW-22-Äquivalente aus der FCKW-Herstellung hinzugerechnet werden. Damit könnten durch CDM-Projekte in den bestehenden Anlagen unter der Baseline- und Monitoring-Methode AM0001 die HFKW-23-Emissionen aus der Produktion von etwa 340 kt HFCKW-22 zerstört werden.

Die Menge des pro Tonne HFCKW-22 erzeugten HFKW-23 ist abhängig vom Produktionsprozess. Nach der Baseline- und Monitoring-Methode AM0001 ist der maximale

Quotient für HFKW-23/HFCKW-22 3%. Sind keine anderen Daten verfügbar sollte ein Wert von 1,5% verwendet werden. Alle drei Projekte die oben erwähnt wurden, verwenden einen Wert von etwa 2,9% HFKW-23 pro HFCKW-22. Verwendet man diesen Wert, ergibt sich ein jährliches Emissionsreduktionspotenzial von 102 Mt CO_2e für alle bestehenden Anlagen zur Herstellung von HFCKW-22.

Wird weiter davon ausgegangen, dass von 2006 bis 2009 die meisten Anlagen mit Vermeidungstechnologien ausgestattet werden, erwarten wir ein kumuliertes Emissionsreduktionspotenzial von annähernd 600 Mt CO_2e bis zum Ende der ersten Verpflichtungsperiode (31. Dezember 2012). Bei einem Anrechnungszeitraum von 21 Jahren wird das gesamte Emissionsreduktionspotenzial der bestehenden Anlagen auf etwa 2.100 Mt CO_2e geschätzt.

2.3.3.2 Neue Anlagen

Inwieweit neue HFCKW-22 Anlagen in Entwicklungsländern gebaut werden, hängt vor allem von den politischen Strategien der Regierungen hinsichtlich der Nutzung von HFCKWs und ihrer Alternativen ab, aber auch von den technischen Innovationen zur Nutzung von Ersatzstoffen. Demzufolge sind die Projektionen für die Produktion von HFCKW-22 sehr unsicher. Regierungen der produzierenden Länder könnten z. B. gesetzliche Rahmenbedingungen schaffen, die eine Erweiterung der HFCKW-22 Produktion bis 2015 fördern, oder sie könnten Anreize schaffen, um die HFCKW-Produktion noch vor dem Zeitplan des Montreal-Protokolls zu stoppen. In einigen HFCKW-22 produzierenden Entwicklungsländern laufen bereits bilaterale Entwicklungskooperationsprojekte, welche den Ausstieg aus HFCKWs unterstützen sollen.

Da es bisher keine eindeutigen politischen Signale zur weiteren Nutzung von HFCKWs in den wichtigsten produzierenden Ländern gibt, basieren unsere Projektionen bis 2015 auf den Angaben von IPCC/TEAP (2005). Nach 2015 nehmen wir an, dass die Nutzung von HFCKW-22 zur weiteren chemischen Verarbeitung mit gleich bleibender Rate ansteigt, während die Herstellung von HFCKW-22 für Kälteanwendungen bis 2025 auf dem Niveau von 2015 konstant bleibt und danach bis 2040 abfällt. Die Gesamtproduktion, d. h. die Nutzung zur chemischen Weiterverarbeitung und als Kältemittel, wird in Tabelle 7 dargestellt. Es wird erwartet, dass die Gesamtproduktion bis 2015 ansteigt und zwischen 2020 und 2030 ihre Spitze erreicht, bevor die Produktion von HFCKW-22 gemäß dem Montrealer Protokoll ausläuft. Wie zuvor erwähnt, könnten die langfristige Herstellung und der Rückgang der Produktion sehr unterschiedlich ausfallen, je nach den entsprechenden politischen Rahmenbedingungen.

Obwohl bis jetzt noch nicht klar ist, ob und in welchem Umfang die Oxidation von HFKW-23 in neuen Anlagen unter dem CDM möglich sein wird, berechnen wir die Potenziale der neuen Anlagen mit dem gleichen methodischen Ansatz wie für bestehende Anlagen, basierend auf AM0001. Die Berechnungen ergeben für 2015 ein jährliches Reduktionspotenzial von ungefähr 93 Mt CO_2e und für 2030 etwa 183 Mt CO_2e. Das Gesamtreduktionspotenzial für bestehende und neue Anlagen ist in Tabelle 8 zusammengefasst.

Tabelle 8: Jährliches Reduktionspotenzial von HFKW-23 in bestehenden (Anwendung von AM0001) und neuen Anlagen in Entwicklungsländern

	2010	2015	2020	2030	2040	2050
	- Mt CO_2e/a -					
Total HFC-23 mitigation potential	**149**	**195**	**204**	**183**	**125**	**171**
Existing plants (using AM0001)	102	102	102	0	0	0
New plants	47	93	102	183	125	171

Quelle: Berechnungen des Öko-Instituts

2.3.3.3 Gewinne und ökonomische Anreize der Zerstörung von HFKW-23 unter dem CDM

Tabelle 8 zeigt ein beträchtliches Vermeidungspotenzial von HFKW-23-Emissionen aus der HFCKW-22-Produktion in Entwicklungsländern, welches sich bis 2050 auf 100 bis 200 Mt CO_2e jährlich beläuft. Da die Vermeidungskosten sehr gering sind, ergibt sich ein beträchtlicher Nettogewinn, wenn dieses Potenzial durch den CDM genutzt wird. Die Gewinne würden unter den Projektteilnehmern aufgeteilt werden. Tabelle 9 zeigt die potenziellen Nettogewinne der Vermeidung von HFKW-23 in bestehenden und neuen Anlagen, ausgehend von Vermeidungskosten von 0,5 € pro Tonne CO_2e und einem Preis zwischen 5 und 25 € pro CER.[5]

Tabelle 9: Schätzungen des potenziellen Nettogewinns für Projektteilnehmer bei der Zerstörung von HFKW-23 unter dem CDM

	Up to …		
	2012	2020	2050
	- Billion € -		
Total cumulative windfall profits at 5 €/CER	**4**	**11**	**34**
Existing plants (using AM0001)	3	6	10
New plants	1	5	24
Total cumulative windfall profits at 25 €/CER	**21**	**60**	**183**
Existing plants (using AM0001)	14	34	52
New plants	7	25	130

Quelle: Berechnungen des Ökoinstituts

Die Tabelle verdeutlicht, dass die potenziellen Gewinne aus der HFKW-23-Vermeidung unter dem CDM enorm wären. Sie belaufen sich bis 2012 mindestens auf mehrere Milli-

[5] Marktinformationen von Point Carbon zufolge, wurden CERs für längere Zeit zu einem Preis von € 5 gehandelt. Im Juli 2005 entsprach der Preis für Emissionszertifikate im EU-Emissionshandel € 20-25. Sollten CERs direkt mit Firmen aus dem EU-Emissionshandel gehandelt werden, könnte dieser Preis erzielt werden.

arden € und könnten langfristig potenziell mehr als 100 Mrd. € ergeben. Diese hohen Gewinne könnten enorme Anreize für Firmen und Regierungen in Entwicklungsländern sein, die HFKW-22 Produktion bis 2015 zu fördern und den Abbau der Produktion nach dem Montreal-Protokoll und dessen Zusätzen solange wie möglich herauszuzögern. Dies ist vor allem deshalb sehr problematisch, da ein Zeitpunkt in der Zukunft – 2015 – die Basis für das zukünftige Produktionsniveau von 2016-2040 bildet. Allerdings ist es sowohl aus einer globalen ökologischen als auch ökonomischen Perspektive kosteneffizienter, so früh wie möglich aus der Herstellung von HFCKW-22 auszusteigen, in jedem Fall beträchtlich früher als 2040.

2.4 Schlussfolgerungen

Das zukünftige Marktpotenzial des CDM hängt von einer Reihe von Faktoren ab. In erster Linie sind die Höhe der Minderungsziele und die weitere Ausgestaltung des CDM in einem zukünftigen Klimaregime ausschlaggebend. Basierend auf der Analyse der potenziellen und aktuellen Marktentwicklungen rechnen wir mit der Erzeugung von 2.000 bis 3.000 Mio. CERs bis 2012, entsprechend eines Umfangs von 200 bis 500 Mt CO_2e im Jahr 2010. Dieser Umfang ist erheblich kleiner als das theoretische Potenzial von mehreren Gt CO_2e, aber immer noch beträchtlich im Vergleich zu den Kyoto-Verpflichtungen und unter Berücksichtigung der Transaktionskosten und des späten Starts des CDM.

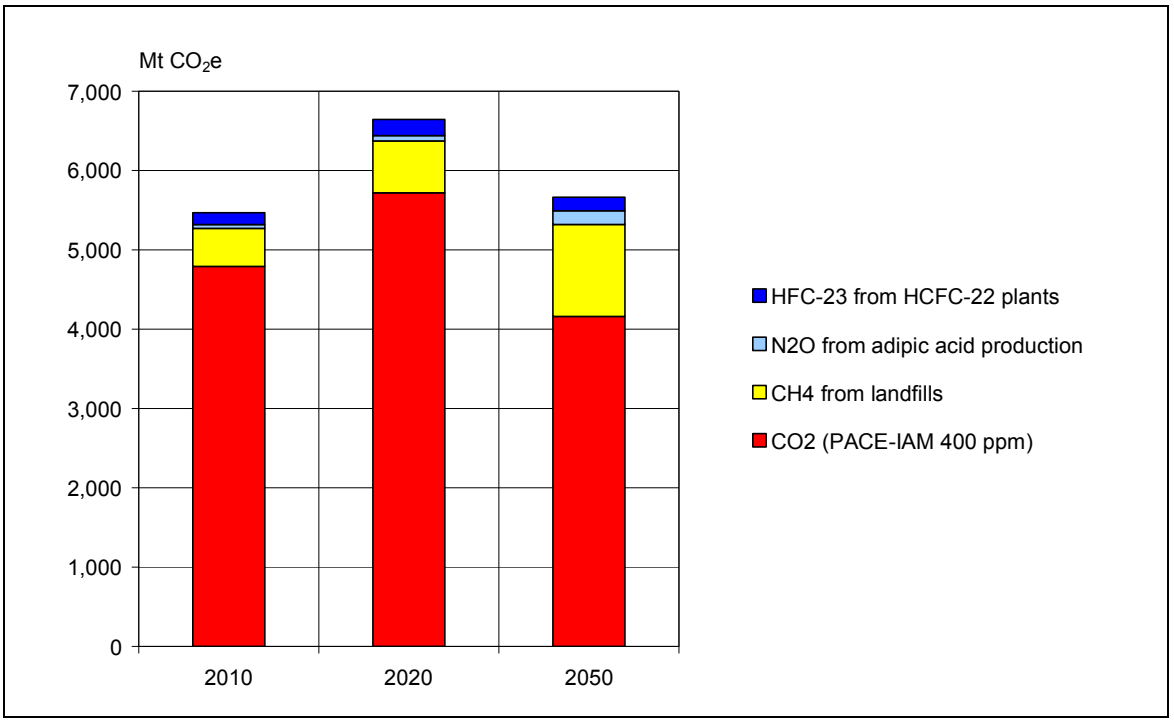
Langfristig gesehen könnten die Entwicklungsländer unter dem CDM oder ähnlichen Mechanismen beträchtliche Mengen an Zertifikaten liefern. Das theoretische Potenzial zur Vermeidung von CO_2-Emissionen wurde in verschiedenen Studien und Modellen mit mehreren Gt angegeben. Bei anspruchsvolleren Vermeidungspfaden fällt die Menge in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts auf Grund der Annahme, dass auch Entwicklungsländer Reduktionsverpflichtungen übernehmen.

Die Berechnungen des Vermeidungspotenzials für Methanemissionen aus Deponien, N_2O-Emissionen aus der Adipinsäureproduktion und der Vermeidung von HFKW-23-Emissionen aus der HFCKW-22-Produktion zeigen, dass die Vermeidung von Nicht-CO_2-Gasen weiterhin eine wichtige Rolle spielen wird.

Abbildung 6 stellt das durch das PACE-IAM Szenario mit 400 ppm berechnete CO_2-Potenzial und das Nicht-CO_2-Potenzial, basierend auf unseren eigenen Berechnungen dar. Diese Berechnungen sind nicht direkt vergleichbar, da unterschiedliche methodische Ansätze genutzt wurden.[6] Sie liefern allerdings einen Anhaltspunkt für das theoretische Potenzial der verschiedenen Vermeidungsoptionen.

[6] Das Pace-IAM Modell berücksichtigt nur die Vermeidung von CO_2 und überschätzt möglicherweise die tatsächlichen Vermeidungskosten (Abschnitt 3.7)

Abbildung 6: Langfristige Vermeidungspotenzial für CO_2 und Nicht-CO_2-Gase



Quelle: CO_2-Emissionen nach Berechnungen des 400 ppm Szenarios des PACE-IAM Modells. Die Berechnungen für Nicht-CO_2-Gase basieren auf eigenen bottom-up-Berechnungen (Abschnitt 2.3)

Die Abbildung zeigt, dass das Vermeidungspotenzial für CO_2 sehr groß ist, allerdings bieten einige Nicht-CO_2-Emissionsquellen ebenfalls beträchtliche Vermeidungsmöglichkeiten, besonders die Verringerung von Methanemissionen aus Deponien.

3 Beitrag der flexiblen Kyoto-Mechanismen zur Erreichung globaler Stabilisierungsziele – eine Integrated Assessment Analyse

3.1 Überblick

In diesem Kapitel werden Modellsimulationen des ZEW dargestellt, die den Beitrag der flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls (internationaler Emissionshandel, CDM und JI) zur Erreichung langfristiger globaler Stabilisierungsziele abschätzen. So sollen klimapolitische Strategien identifiziert werden, die die ökonomischen Kosten der Stabilisierung der CO_2-Konzentration bis 2100 minimieren. Auf diesem Weg sollen die makroökonomischen Kostenersparnisse für Deutschland durch die Nutzung der flexiblen Kyoto-Mechanismen bewertet werden. Darüber hinaus werden Emissionsreduktionen und CDM-Marktvolumina sowie die klimatischen Wirkungen einer langfristigen Stabilisierung von CO_2-Konzentrationen quantifiziert (wie etwa globale Temperatursteigerungen).

Bezogen auf die flexiblen Mechanismen liegt der Schwerpunkt der Betrachtung auf dem Emissionshandel für Annex I-Länder und auf dem CDM für Entwicklungsländer. Obgleich das Simulationsmodell mehrere Regionen der Welt berücksichtigt, wird ein regionaler Fokus auf Deutschland als Investor-Land und China, Indien und Brasilien als CDM-Gastländer liegen.

Das Kapitel ist wie folgt strukturiert: in Abschnitt 3.2 wird die methodische Herangehensweise der vorliegenden Analyse vorgestellt. In Abschnitt 3.3 wird das Simulationsmodell PACE-IAM beschrieben, d. h. der Integrated Assessment Modellrahmen und die ökonomischen und klimatischen Teilmodule des Modells. In Abschnitt 3.4 findet sich eine Darstellung der Modell-Parametrisierung und der Kalibrierung gegenüber empirischen Datengrundlagen. Abschnitt 3.5 enthält alternative Szenarien für die Stabilisierung von CO_2-Konzentrationen bis 2100, sowie das Verfahren zur Ableitung von CO_2-Minderungsanforderungen auf regionaler Ebene. In Abschnitt 3.6 werden die Simulationsergebnisse der quantitativen Analyse dargestellt und in 3.7 schließt sich eine Zusammenfassung an.

3.2 Ökonomische Herangehensweise: Kosteneffektivitäts- versus Kosten-Nutzen-Betrachtung

Im Kontext der Klimapolitik lässt sich ökonomische Effizienz bei der Nutzung knapper Ressourcen in folgenden Fragen ausdrücken: welche anthropogenen Treibhausgasemissionen sollen reduziert werden, in welchem Maße, wann, wo und von wem. Bei der Verfügbarkeit vollständiger Informationen könnte eine umfassende Kosten-Nutzen-Analyse präzise Antworten hierauf geben. Leider sind weder die Kosten noch der Nutzen von Maßnahmen zur Reduktion von Treibhausgasemissionen leicht zu quantifizieren. Insbe-

sondere bestehen große Unsicherheiten bezüglich der externen Kosten des Klimawandels. Die hier bestehende Kausalkette – von Treibhausgasemissionen zu Konzentrationen der Treibhausgase in der Atmosphäre, vom Temperaturanstieg zu physikalischen Effekten wie klimatischen Veränderungen oder einem Anstieg des Meeresspiegels – ist außerordentlich komplex. Darüber hinaus besteht auch zwischen Ökonomen keine Einigkeit, welche Methode etwa für die Bewertung potentieller Klimaschäden wie dem Aussterben einer Art anzuwenden ist. Die großen Unsicherheiten bei Vorhersagen zum Klimawandel sowie die Schwierigkeiten, die damit verbundenen biophysikalischen Wirkungen zu quantifizieren und mit einem Geldwert zu belegen, erklären viel von der Kontroverse über das langfristig erwünschte bzw. tolerierbare Niveau der Treibhausgaskonzentrationen in der Atmosphäre sowie den Umfang und die Terminierung von Emissionsminderungsmaßnahmen.

Unter der Annahme, dass der unsichere zukünftige Verlauf des Klimawandels extrem und irreversibel sein könnte, legt Risikoaversion nahe, eher eine Kosteneffektivitäts-Herangehensweise zu verfolgen, als sich etwa auf eine traditionelle Kosten-Nutzen-Analyse zu verlassen (Gollier et al. 2000). So strebt die Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (United Nations Framework Convention on Climate Change, UNFCCC) eine breite Sicherheitsmarge an, basierend auf naturwissenschaftlichen Empfehlungen über „tolerierbare“ Emissionsniveaus. Erklärtes Ziel der UNFCCC ist die Stabilisierung der Treibhausgaskonzentrationen in der Atmosphäre auf einem Niveau, das eine gefährliche, durch Menschen verursachte Beeinflussung des Klimasystems verhindert (UNFCCC 1992, Artikel 2). Der Zwischenstaatliche Ausschuss für Klimawandel (Intergovernmental Panel on Climate Change, IPCC), das wissenschaftliche Beratungsgremium für die UNFCCC, hat mehrere langfristige Stabilisierungsszenarien für Treibhausgasemissionen mit jeweils einhergehenden Bandbreiten erwarteter globaler Erhöhungen der mittleren Temperatur aufgestellt (IPCC 2001b, Abschnitt 1.3.1). Für eine gegebene Stabilisierung der Treibhausgaskonzentration oder entsprechenden Temperaturzielwerten sollte eine rationale Klimapolitik die ökonomischen Nettokosten der Begrenzung des Temperaturwandels minimieren.

Kosteneffizienz erfordert, dass die Grenzkosten der Emissionsbegrenzung über alle Quellen in Raum und Zeit vereinheitlicht werden sollen; dies läuft auf eine umfassende “Wo“, “Wann”, and “Was” Flexibilität hinaus. Bezogen auf den ersten Punkt sollten Emissionen dort reduziert werden, wo das zu den geringsten Kosten möglich ist, unabhängig vom geographischen Ort. Bezogen auf den zweiten Punkt sollten Reduktionen zu dem Zeitpunkt realisiert werden, an dem die Anpassungskosten am geringsten ausfallen. „Was“ schließlich bezieht sich auf eine Abwägung unter Kosteneffizienz-Gesichtspunkten, bei welchen Treibhausgasen die Emissionen sinnvoller Weise reduziert werden sollen. Aus pragmatischen Gründen konzentriert sich die vorliegende Analyse auf die Flexibilität bezogen auf das „Wo“, unter der Annahme, dass Potenzial besteht, um die weltweiten Anpassungskosten zur Erreichung der Stabilisierungs- und Temperaturziele zu reduzieren. Der internationale Emissionshandel wird die weltweiten Kosten von Emissionsvermeidungsmaßnahmen durch die Nutzung von regionalen Unterschieden in Vermeidungskosten reduzieren: Emissionsminderungen sollen dort vorgenommen werden, *wo* dies am günstigsten möglich ist, unabhängig vom geographischen Ort.

Das Ziel der vorliegenden Kosteneffektivitäts-Analyse ist es, klimapolitische Strategien zu beleuchten, welche die ökonomischen Nettokosten einer Stabilisierung der CO_2-Konzentration im Jahr 2100 minimieren. Die bewusste Vernachlässigung von vermiedenen Umweltschäden einer Begrenzung der globalen Erwärmung (wie von einer Kosten-Nutzen-Anaylse berücksichtigt) impliziert, dass eine Auferlegung von Stabilisierungsszenarien auf die Weltwirtschaft notwendigerweise zu positiven globalen Anpassungskosten führen wird, verglichen mit einer Business-as-Usual- (BaU) Situation ohne Verpflichtungen.[7] Daher ist es wichtig zu berücksichtigen, dass von einer umfassenden ökonomischen Perspektive aus (d. h. unter Berücksichtigung der Vorteile von vermiedenen Schäden durch den Klimawandel) Kosteneffekte von Stabilisierungsszenarien kein Argument gegen die Stabilisierungsziele selbst darstellen. Im gegenwärtigen Kontext sollten Kosteneffekte eher als das Geld verstanden werden, welches dafür ausgegeben wird, um mit der Stabilisierungsstrategie ein bestimmtes Zielniveau an „Klimawandel-Versicherung" zu erwerben. Die vorliegende Analyse konzentriert sich daher in erster Linie auf relative und weniger auf absolute Kosteneffekte.

Die Analyse basiert auf dem multi-regionalen, mehrere Perioden umfassenden intertemporalen Simulationsmodell PACE-IAM. Im folgenden Abschnitt findet sich eine detaillierte Beschreibung des Modells.

3.3 Das Simulationsmodell PACE-IAM

In diesem Abschnitt wird das Integrated Assessment Modell PACE-IAM vorgestellt, welches als methodisches Werkzeug zur Bewertung der ökonomischen und klimatischen Effekte einer langfristigen Stabilisierung von CO_2-Emissionen dient. Das Modell enthält einerseits ein ökonomisches Teilmodul als multisektorales und mehrere Regionen umfassendes, allgemeines Gleichgewichtsmodell für globalen Handel und Energieverbrauch. Andererseits ist ein klimabezogenes Teilmodul integriert, welches geophysikalische Zusammenhänge zwischen verschiedenen Faktoren berücksichtigt, die einen Einfluss auf den Klimawandel haben.

3.3.1 Integrated Assessment

Um die ökonomischen Implikationen und klimatischen Wirkungen von Politik-Vorschlägen zu quantifizieren, wird ein Integrated Assessment Modell (IAM) verwendet, welches Schlüsselelemente ökonomischer und biophysikalischer Systeme in einem übergreifenden System integriert (Kelly and Kolstad 1999). Wie in Abbildung 7 dargestellt, versuchen IAMs die folgende kausale Kette zu erfassen: wie (i) ökonomische Aktivitäten anthropogene Treibhausgasemissionen verursachen, (ii) Treibhausgasemissionen zu einer Zunahme der atmosphärischen Konzentration, Temperaturveränderungen und Klima-

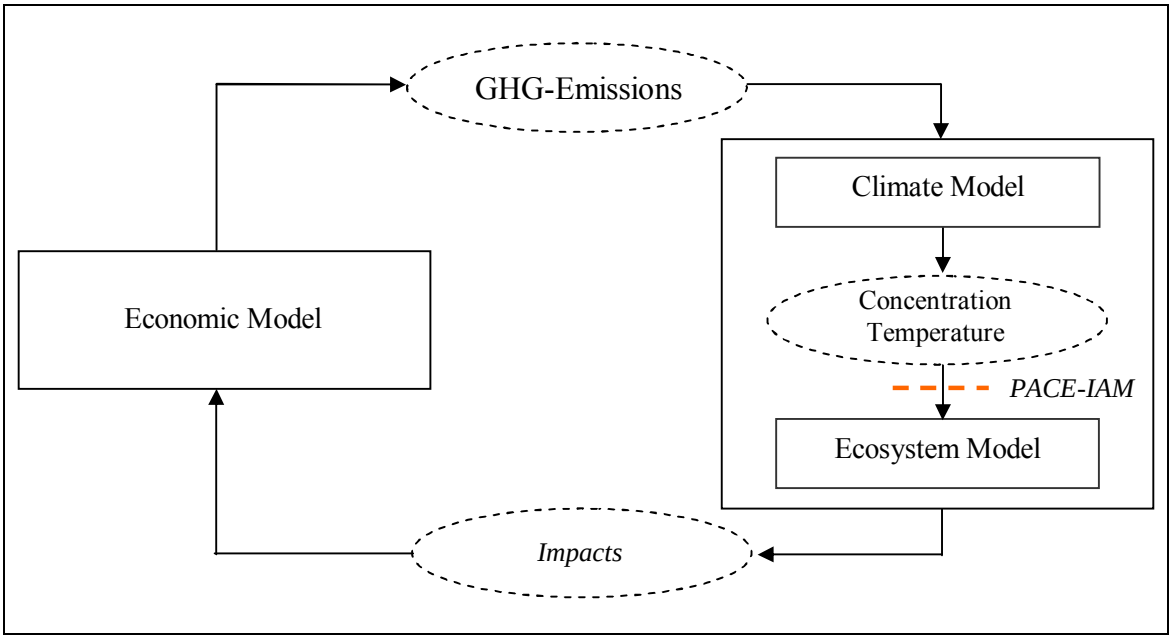
[7] Theoretisch könnte die Einbeziehung bestehender Marktdefizite zu ökonomischen Gewinnen aufgrund von Emissionsbegrenzungen durch Steuern oder Emissionshandel führen, sogar wenn man von den direkten Vorteilen vermiedener Treibhausgasemissionen abstrahiert (siehe etwa Goulder (1995) für einen umfassenden Überblick über die Literatur zur „doppelten Dividende").

wandel führen, und schließlich (iii) wie der Klimawandel durch das Ökosystem auf die Ökonomie zurückwirkt.

Das Integrated Assessment Modell PACE-IAM (Böhringer et al. 2005) verbindet ein dynamisches makroökonomisches Modell mit einem einfachen geophysikalischen Modul des Klimawandels. Letzteres entspricht der Klimakomponente des Modells RICE-99 (Regional Integrated model of Climate and the Economy) (Nordhaus and Boyer 2000). Es umfasst eine Reihe von geophysikalischen Zusammenhängen, welche die verschiedenen Kräfte, die den Klimawandel beeinflussen, verbinden. Das ökonomische Modul des Integrated Assessment Rahmens ist als ein multisektorales, mehrere Regionen umfassendes, allgemeines Gleichgewichtsmodell für globalen Handel und Energieverbrauch formuliert. Aufgrund hoher Unsicherheiten bezüglich der Bewertung von Klimaschäden versucht die aktuelle Version von PACE-IAM nicht, globale Erwärmung direkt in Markteinflüsse zu übersetzen (wie etwa Produktivitätsveränderungen oder Kapitalabschreibung) oder andersartige Wirkungen (wie Verluste an Artenvielfalt oder Naturkatastrophen (Manne et al. 1995)): zwischen ökonomischen und biophysikalischen Variablen besteht lediglich eine Verbindung in einer Richtung.

Abbildung 7 zeigt den Analyserahmen von PACE-IAM, der die kausale Kette bis hin zu Temperatureinflüssen umfasst. Die gestrichelte Linie zeigt hierbei die Grenze des Anwendungsbereichs des Modells.

Abbildung 7: Schematische Struktur des Integrated Assessment Modells des Klimawandels



Quelle: ZEW

3.3.2 Das Klima-Teilmodul

Die Modellierung des Klimawandels basiert auf dem geophysikalischen Modul des Modells RICE-99. Es enthält eine Reihe von geophysikalischen Zusammenhängen, welche die verschiedenen Kräfte, die auf den Klimawandel einwirken, untereinander in Verbindung setzen. Diese geophysikalischen Zusammenhänge stellen Vereinfachungen komplexerer Modelle dar und bieten so eine vereinfachte Beschreibung von Emissionen, Konzentrationen und global gemittelter Temperaturveränderung. Ökonomische Aktivität führt zu CO_2-Emissionen, welche das Klima durch ihr Erwärmungspotential beeinflussen. Die Akkumulation und der Transport von CO_2-Emissionen werden mit einem linearen, drei Reservoirs umfassenden Ansatz modelliert, der mit bestehenden Kohlenstoffkreislauf-Modellen kalibriert ist. Die drei Reservoirs sind die Atmosphäre, ein sich schnell mischendes Reservoir im oberen Ozean zusammen mit der Biosphäre, sowie schließlich der tiefe Ozean. Die Anreicherung von CO_2-Emissionen in der Atmosphäre führt zu einem Anstieg des Strahlungsantriebs. Dieser Zusammenhang wurde von Klimamodellen großen Maßstabs abgeleitet: Die Gleichung für den Strahlungsantrieb berücksichtigt die Wirkung anderer Treibhausgase (CH_4, N_2O, FCKW und Ozon) und von Aerosolen als exogene Komponenten. Die Klimawandel-Gleichungen setzen Strahlungsantrieb und Klimawandel in Verbindung, basierend auf der Darstellung des Klimamodells mit drei Reservoiren. Ein angestiegener Strahlungsantrieb erwärmt die Atmosphäre aufgrund der thermischen Trägheit der verschiedenen ozeanischen Schichten mit einiger Zeitverzögerung. Im Umweltmodul von RICE-99 wird allein CO_2 endogen modelliert. Andere Treibhausgase und deren Strahlungsantrieb werden als exogen aufgefasst. Im PACE-IAM wird CH_4 als das nach CO_2 bedeutendste Treibhausgas endogenisiert, um eine mehrere Gase umfassende Analyse zu ermöglichen. Die Kalibrierung des erweiterten Umweltmoduls basiert auf dem Klimamodell MERGE (Manne et al. 1994). Methanemissionen entstammen verschiedenen Quellen und werden im ökonomischen Modell mit ökonomischen Aktivitäten in Verbindung gesetzt. Diese Emissionen bilden eine Grundmenge an CH_4. Steigt diese nun an, erhöht sich der Strahlungsantrieb des Methans; dieser ist proportional zum Logarithmus des Verhältnisses des aktuellen zum ursprünglichen Niveau und berücksichtigt dabei die Interaktionseffekte von CH_4 und N_2O. Der aggregierte Strahlungsantrieb wiederum ist die Summe des Strahlungsantriebs von CO_2, CH_4 und der übrigen exogenen Antriebe. Die Temperaturgleichungen bleiben unverändert, d. h. die Parameter in der Funktion, welche Veränderungen im Strahlungsantrieb in Temperaturveränderungen umrechnen, werden von der mehrere Gase umfassenden Herangehensweise nicht berührt.

3.3.3 Das ökonomische Teilmodul

Das ökonomische Modul des Integrated Assessment Rahmens ist als ein multisektorales, mehrere Regionen berücksichtigendes, allgemeines Gleichgewichtsmodell globalen Handels und Energieverbrauchs konzipiert.

Politiken und Maßnahmen zur Emissionsvermeidung verursachen nicht nur direkte Anpassungen auf den Märkten für fossile Brennstoffe, sondern auch indirekte Wirkungen auf anderen Märkten, welche wiederum auf die Ökonomie zurückwirken. In einer mehr

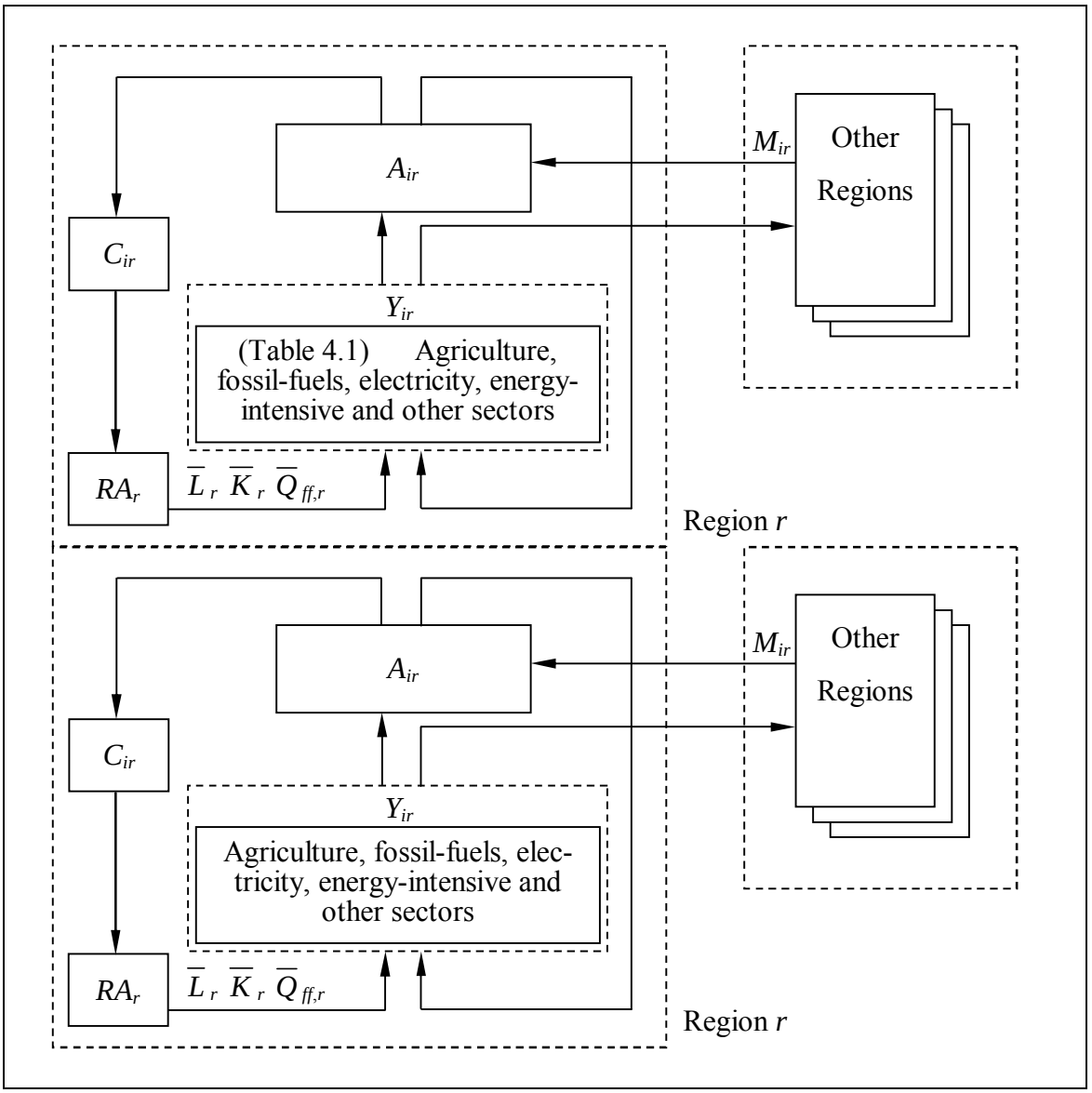
und mehr durch Handel integrierten Welt beeinflussen politikinduzierte Anpassungen inländischer Produktions- und Verbrauchsmuster auch internationale Preise (d. h. die Handelsbedingungen) als ein Ergebnis von Veränderungen bei Ex- und Importen. Solche Veränderungen in internationalen Preisen (d. h. den Handelsbedingungen) haben sekundäre Effekte, die wiederum die Wirkungen der primären inländischen Politik bedeutend beeinflussen können. Mehrere Studien betonen die Wichtigkeit solcher indirekter Effekte (z. B. Böhringer 2002, Böhringer und Rutherford 2002, Böhringer und Welsch 2004, 2006, oder Babiker et al. 2004) bereits für relativ moderate Politiken zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen, wie etwa die Implementierung des Kyoto-Protokolls.

Allgemeine Gleichgewichtsmodelle bieten einen umfassenden, mikroökonomisch basierten Rahmen um derlei preisabhängige Marktinteraktionen zu untersuchen.[8] Weiter ermöglicht die gleichzeitige Erklärung der Herkunft und der Verwendung von Einkommen ökonomischer Akteure sowohl die Untersuchung der gesamtwirtschaftlichen Effizienz als auch der Wirkungen politischer Interventionen auf Kapitalflüsse. Daher sind berechenbare (oder angewandte) allgemeine Gleichgewichtsmodelle zu einer zentralen Methode geworden, um die gesamtwirtschaftlichen Wirkungen von Emissionspolitiken auf die Ressourcenallokation und damit verbundene Implikationen für die Einkommen ökonomischer Akteure zu bewerten (z. B. Weyant 1999).

Neben der konsistenten Abbildung von Marktinteraktionen und Einkommens- sowie Ausgabenflüssen, erfordert Klimapolitikanalyse eine explizit dynamische Herangehensweise, da der Klimawandel ein inhärent dynamisches Problem darstellt und über größere Zeiträume hinweg geschieht. Um dynamische Aspekte in die Modellierung des ökonomischen Verhaltens von Haushalten und Unternehmen zu integrieren, ist eine Annahme über den Grad an Vorausschau der ökonomischen Akteure erforderlich. In einem deterministischen Modellaufbau ist es sinnvoll, davon auszugehen, dass die Akteure im Modell so viel über die Zukunft wissen wie die Person, welche das Modell entwickelt: Akteure haben rationale, intertemporale Erwartungen und antizipieren konsistenterweise alle gegenwärtigen und zukünftigen Preise (Manne and Richels 1992). Abbildung 8 zeigt in einem Diagramm zunächst die Struktur des intraperiodischen Teilmoduls.

[8] Makroökonomische Modelle unterscheiden sich wesentlich bezüglich ihrer Betonung von: (i) der ökonomischen Fundierung funktionaler Zusammenhänge sowie (ii) der theoretischen Fundierung der Verhaltensannahmen für ökonomisch handelnde Akteure. Was Kriterium (i) angeht, können Modelle als entweder ökonometrisch geschätzt klassifiziert werden, wenn treibende Gleichungen auf ökonometrischen Techniken aufbauen, die vor allem Zeitreihen-Daten verwenden. Oder sie werden als kalibriert bezeichnet, wenn nämlich Parameter funktionaler Art schlicht ausgewählt werden, um zu einer einzelnen empirischen Beobachtung zu passen. Bezogen auf Kriterium (ii) kann zwischen mikro/makro-basierten Ansätzen und einfachen berechnenden Systemen unterschieden werden. Die hier verfolgte Herangehensweise stellt ein (i) kalibriertes und (ii) mikro-basiertes Modell dar.

Abbildung 8: Struktur des intraperiodischen Teilmoduls



Quelle: ZEW

Primärfaktoren einer Region r sind Arbeit $\overline{L}_r$, Kapital $\overline{K}_r$, und Ressourcen fossiler Brennstoffe $\overline{Q}_{ff,r}$ ($ff \in$ {Kohle, Gas, Öl}). Die Produktion von Kohle, Gas und Öl führt zu Angebotsfunktionen mit positiver Steigung, welche mit exogenen Elastizitäten des fossilen Brennstoffangebotes konsistent sind. Die Produktion Y_{ir} von Gütern i – jenseits von fossilen Primärenergien – in einer Region r wird durch aggregierte Produktionsfunktionen erfasst, welche Technologien durch Substitutionsmöglichkeiten zwischen verschiedenen Inputs charakterisieren.

Die Produktion Y_{ir} von Gütern i Region r wird, anders als bei primären fossilen Brennstoffen, durch aggregierte Produktionsfunktionen erfasst, welche Technologien durch Substitutionsmöglichkeiten zwischen verschiedenen Inputs charakterisieren. Geschachtel-

te Constant Elasticity of Substitution (CES) Kostenfunktionen mit mehreren Stufen werden angewendet, um die KLEM Substitutionsmöglichkeiten in heimischen Produktionssektoren zwischen Kapital (K), Arbeit (L), Energie (E), und energiefremden intermediären Inputs wie Material (M) zu spezifizieren.

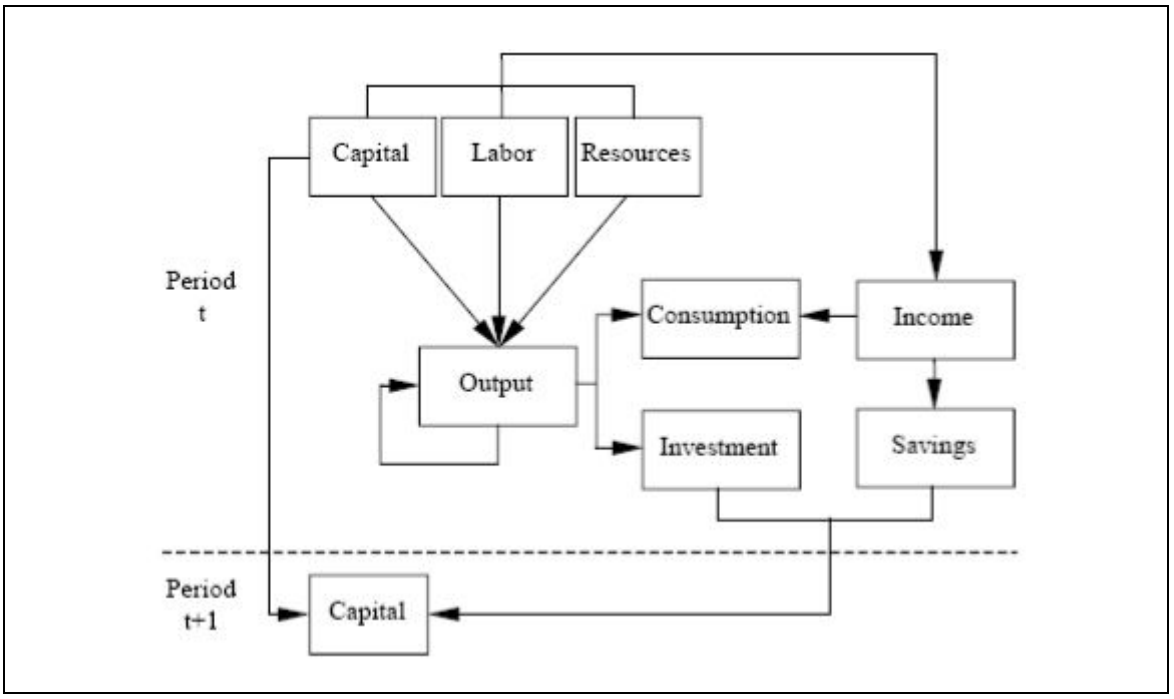
Die aggregierte Endkonsumnachfrage C_r des repräsentativen Agenten RA_r ist in jeder Region durch einen CES Verbund gegeben, der den Konsum eines Energieaggregats mit einem energiefremden Konsumbündel kombiniert. Geschachtelte CES Funktionen beschreiben die Substitutionsmöglichkeiten innerhalb des energiefremden Konsumbündels und des Energieaggregats.

Energiefremde Güter, die auf dem heimischen Markt für die intermediäre und Endnachfrage genutzt werden, spiegeln das so genannte Armington-Gut wider (Armington 1969), d. h. einen CES Verbund A_{ir} aus heimisch produzierten Gütern und einem CES Importaggregat M_{ir} derselben Güter aus anderen Regionen. Die heimische Produktion geht entweder in die Bildung des Armington-Gutes ein oder wird exportiert, um die Importnachfrage aus anderen Regionen zu decken. Fossile Brennstoffe werden als homogene Güter über alle Regionen betrachtet.

Die Ausstattungen von Arbeit und die spezifischen Ressourcen werden exogen festgelegt. Binnen jeder Periode werden die Wettbewerbsfaktoren und Gebrauchsgütermärkte so bestimmt, dass sich die Preise anpassen, um diese Märkte zu räumen. Kohlenstoff-Emissionen entstehen aus fossiler Brennstoffnachfrage in der Produktion und dem Endverbrauch.

Im dynamischen Modellaufbau entscheidet ein repräsentativer Haushalt über die Verteilung seines Einkommens über die Lebenszeit, d. h. über das intertemporale Konsumbudget in verschiedenen Perioden, um schließlich seinen Nutzen über die Lebenszeit zu maximieren. In jeder Periode steht der Akteur vor der Wahl, entweder jetzt zu verbrauchen oder – durch Sparen erkauft – in der Zukunft. Eine Investition findet statt, solange die Grenz-Kapitalrendite gleich groß ist wie die Grenzkosten der Kapitalbildung. Die Ertragsraten werden durch einen gleichmäßigen und endogenen weltweiten Zinssatz bestimmt, so dass die Grenzproduktivität einer Investitionseinheit und der Grenznutzen einer Verbrauchseinheit zwischen und innerhalb von Ländern ausgeglichen sind. Kapitalbestände bilden sich durch konstante geometrische Abschreibungen und neue Investitionen. In diesen Modelleinstellungen wird technologischer Wandel als exogen angenommen, d.h. technischer Fortschritt besitzt eine konstante Rate und kann von Emissionsvermeidungspolitiken nicht beeinflusst werden. Abbildung 9 zeigt die grundlegenden Dynamiken des ökonomischen Moduls. Die gestrichelte Linie markiert hierbei den Übergang zwischen zwei Perioden.

Abbildung 9: Dynamische Einstellungen des Modells



Quelle: ZEW

3.4 Modell-Parametrisierung

In der quantitativen Politikanalyse werden die Effekte der politischen Eingriffe bezogen auf eine Referenzsituation – üblicherweise als Business-as-Usual (BaU) bezeichnet – ohne Politikveränderungen gemessen. Für die numerischen Simulationen müssen die konkreten Formen der Produktionsfunktionen (welche die technologischen Optionen in der Produktion charakterisieren) sowie die Nutzenfunktionen (d. h. die Verbrauchspräferenzen der Akteure) spezifiziert werden.

Das am häufigsten angewandte Verfahren in berechenbaren allgemeinen Gleichgewichtsmodell-Analysen (Computable General Equilibrium, CGE) um Parameterwerte auszuwählen, ist die Kalibrierung (Mansur and Whalley 1984). Die Kalibrierung freier Parameter funktionaler Art erfordert einen konsistenten Satz von Preis- und Mengen-Daten für ein bestimmtes Jahr (oder eine einzelne Beobachtung, dargestellt als der Durchschnitt über eine Reihe von Jahren), sowie exogene Elastizitäten, die üblicherweise einer Literaturrecherche entnommen werden.

Die Kalibrierung ist ein deterministisches Verfahren und ermöglicht kein statistisches Testen der Modellspezifikation.[9] In den Politiksimulationen werden so genannte Politik-

[9] Große numerische Gleichgewichtsmodelle haben viele funktionale Parameter, die mit vergleichsweise wenig Beobachtungen festgelegt werden müssen (da üblicherweise keine umfassenden Zeitreihen verfügbar sind). Dies verhindert die ökonometrische Schätzung der Modellparameter, als ein ökonometrisches System simultaner Gleichungen.

Kontroll-Parameter – wie etwa Kohlenstoffsteuern oder Emissionsbegrenzungen – bestimmt und ein neues (contrafaktisches) Gleichgewicht wird berechnet. Der Vergleich zwischen dem Benchmark-Gleichgewicht (basierend auf der BaU-Situation) sowie dem contrafaktischen Gleichgewicht zeigt dann die politikinduzierten Veränderungen ökonomischer Variablen an, wie etwa Beschäftigung, Produktion, Verbrauch, relative Preise usw.

Für die Kalibrierung des Basisjahres wurden Daten der GTAP-6 Datenbank verwendet, die detaillierte Input-Output-Tabellen und bilaterale Handelsströme für bis zu 57 Gebrauchsgüter und 87 Regionen für das Jahr 2001 enthält. Die Elastizitäten der numerischen Analyse entstammen im Wesentlichen aus ökonometrischen Erkenntnissen, wie sie etwa bei Burniaux et al. (1992), Jomini et al. (1991) Sawyer und Sprinkle (1999), und Dimaranan et al. (2001) zu finden sind.

Für die dynamische Politikanalyse sind zusätzliche Informationen über die künftige BaU-Entwicklung erforderlich. Die BaU-Projektionen stellen ganz offensichtlich eine zentrale Determinante für die Größenordnung der Anpassungseffekte auf die politischen Eingriffe dar. Je stärker die exogenen politischen Einschränkungen – wie etwa langfristige Stabilisierungs- oder Temperaturziele – beispielsweise auf zukünftige Ökonomien einwirken, desto geringer wird das projizierte BaU-Wachstum der Treibhausgasemissionen sein. Erhebliche Unterschiede modellbasierter Analysen können oft auf differierende Annahmen über die Entwicklung der jeweiligen Baselines zurückgeführt werden. Allerdings konzentriert sich die vorliegende Analyse mehr auf relative ökonomische Wirkungen als auf absolute Daten. Baseline-Projektionen für die langfristige Politikanalyse werden besonders entscheidend, wenn man die erheblichen Unsicherheiten bezüglich der BaU-Entwicklung über mehrere Dekaden hinweg betrachtet. Denn es stellt sich nicht nur die Frage, weshalb eine Baseline gegenüber einer anderen vorzugswürdig sein sollte. Offizielle Projektionen, die auf Experten-Analyse basieren, enthalten auch oft interne Inkonsistenzen, da die Endogenität von System-Zusammenhängen nicht ausreichend integriert ist.

Was die regionale Auflösung des dynamischen integrierten Bewertungsmodells angeht, rührt die wichtigste Restriktion von der Verfügbarkeit langfristiger Baseline-Projektionen her. PACE-IAM nutzt derzeit die WEC-IIASA-Datenbank, welche Projektionen für das BIP, fossilen Brennstoffverbrauch und Treibhausgasemissionen bis 2100 für elf geopolitisch wichtige Weltregionen enthält, sowie sechs alternative langfristige zukünftige Entwicklungen (IIASA 1998). Eine zweite Restriktion für die regionale wie die sektorale Modellauflösung stellt die rechnerische Robustheit und die Geschwindigkeit des Berechungsprozesses dar. Um die Rechner-Belastung zu reduzieren, wurden die Modelldimensionen für die vorliegende Analyse zu sieben Weltregionen und sieben Sektoren aggregiert, inklusive Primär- und Sekundärenergiesektoren sowie einer Zusammenfassung kohlenstoff- (bzw. energie-) intensiver Industrien. Tabelle 10 zeigt die regionale Aggregierung des Modells, wie sie für die Beurteilung der Auswirkungen angepasst wurde.

Tabelle 10: Modellregionen

Abbreviation	Region
OOE	Other OECD (USA, Canada, Japan, Australia, New Zealand, Former Soviet Union)
GER	Germany
EUR	Europe (EU-25 without Germany)
BRA	Brazil
IND	India
CHN	China
ROW	Rest of the World (Middle East and North Africa, Sub-Saharan Africa, Pacific Asia without Japan, Australia and New Zealand, Rest of Latin America)

Quelle: ZEW

Unter den sechs möglichen Zukunftswegen bis 2100, die in der WEC-IIASA-Datenbank enthalten sind, stellt Szenario A1 das zentrale Referenzfallszenario dar. Es basiert auf einem technologischen Fortschritt, der eine größere Ausschöpfung konventioneller und unkonventioneller Öl- und Gasressourcen erlaubt als ohne Fortschritt, so dass ihre Nutzung ohne bedeutende ökologische oder Effizienzvorgaben möglich ist und langsamer ausläuft (Jefferson 2000). Tabelle 11 bietet einen Überblick über zentrale Indikatoren des Referenzszenarios A1.

Ausgehend von der Baseline wurden die regionalen Ökonomien auf mögliche BIP Wachstumsraten kalibriert, wie sie durch die WEC-IIASA Datenbank zur Verfügung gestellt werden; das ökonomische Wachstum ist angetrieben durch arbeitsvermehrenden bzw. personalintensiveren (Harrod-neutralen) Technikwandel. Die Harmonisierung der Wachstumsraten des BIP und der Emissionsprojektionen wurden durch eine angemessene Skalierung der Kostenanteile der Produktion von Energiedienstleistungen in der Baseline durchgeführt.[10] Die exogen vorgegebene Linie der BaU Emissionen bestimmt das Ausmaß, in dem die Begrenzung der Emissionen in effektive Verpflichtungen zur Emissionsreduktion auf regionaler Ebene umgesetzt werden müssen. Nach der Parametrisierung der Baseline können zusätzliche Determinanten der Anpassungskosten explizit die anfänglichen Unvollkommenheiten des Marktes darstellen (wie z. B. Marktmacht und Starrheiten des Arbeitsmarktes) sowie den Umfang der endogenen Systemantworten (wie z. B. exogener Technikwandel gegenüber eingeleitetem Technikwandel). Auf Grund des Aggregierungsniveaus und fehlender Daten ist es kaum möglich innerhalb des PACE-IAM Modells länderspezifische Marktunvollkommenheiten darzustellen. Ebenso ist eine

[10] Die Anteile der Kapitalkosten der Bereitstellung der Energiedienstleistungen werden umgekehrt proportional zu den Anteilen der Energiekosten angepasst, was bedeutet, dass eine Verbesserung der Energieeffizienz nicht kostenfrei erreichbar ist, sondern mit einem stärkeren Kapitaleinsatz verbunden ist.

angemessene Behandlung des induzierten Technikwandels (mit impliziten externen Effekten durch Wissenstransfers) begrenzt durch das Fehlen eines nachvollziehbaren, theoretischen Modells und empirischer Daten. Bei einer exogenen Modellierung des Technikwandels, kann dieser nicht durch Umweltpolitiken beeinflusst werden. Unter der Vorgabe strenger Klimapolitikstrategien führt das im allgemeinen zu einer Unterschätzung der Rate des Technikwandels über die Zeit.

Tabelle 11: Hauptcharakteristika des WEC-IIASA-Szenario A1

	Scenario A1
Carbon emissions (Gt CO_2)	38.5 (in 2030) – 42.5 (in 2050) – 50.6 (in 2100)
World economic growth (%/a)	2.4
Environmental taxes	No
Carbon constraints	No

Quelle: IIASA 1998

3.5 Szenarien zur Stabilisierung der CO_2 Konzentrationen bis 2100

3.5.1 Überblick über die simulierten Szenarien

Die Klimapolitikszenarien für die Zukunft, die in das Simulationsmodell PACE-IAM implementiert wurden, bestehen grundsätzlich aus zwei Komponenten: der Intensität des Klimaschutzes und der Wahl der Instrumente. Für den ersten Punkt wurden zwei alternative Stabilisierungsziele der CO_2-Konzentrationen analysiert: 400 und 450 ppm CO_2, da diese als relevante Stabilisierungsziele gelten, um den zukünftigen Klimawandel auf einen Anstieg der globalen Mitteltemperatur um weniger als zwei Grad Celsius zu begrenzen (IPPC 2001b). Um diese beiden relevanten Stabilisierungsszenarien in Anforderungen für die Reduktion der Emissionen zu übersetzen, folgten wir einer dreistufigen Prozedur:

- ***Schritt 1*:** Das ZEW berechnete zwei intertemporal optimale CO_2-Emissionspfade auf globaler Ebene von 2010 bis 2100, wobei jeder mit einem Stabilisierungsszenario kompatibel war.
- ***Schritt 2*:** Ecofys disaggregierte regional diese optimalen globalen Pfade entsprechend dem Stufenansatz (beschrieben in Abschnitt 3.5.3) und berechnete die resultierenden regionalen Zuteilungen an Emissionen von 2010 bis 2100.
- ***Schritt 3*:** Das ZEW wandelte diese regionalen Emissionszuteilungen in regionale CO_2-Minderungsanforderungen gegenüber dem BaU Emissionsniveau von 2010 bis 2100 um.

Bezüglich der Instrumentenwahl wurden für Deutschland in jedem Stabilisierungsszenario zwei Fälle von Instrumenten der Klimapolitik unterschieden: der Fall des vollen Ein-

satzes der flexiblen Instrumente des Kyoto-Protokolls von allen Regionen und der Fall, dass Deutschland im Alleingang eine Kohlenstoffsteuer einführt um die Anforderungen zur Emissionsreduktion zu erfüllen (wobei alle anderen Länder die flexiblen Kyoto-Instrumente vollständig nutzen). Im Fall des vollen Einsatzes der flexiblen Kyoto-Instrumente konzentrieren wir uns auf internationalen Emissionshandel und den CDM. Die beiden erwähnten Fälle der Instrumentenwahl sollen als Plattformen dienen, um die makroökonomischen Vorteile für Deutschland durch den Einsatz der flexiblen Kyoto-Instrumente zu untersuchen.

Die Verbindung der beiden Komponenten unserer Klimapolitikszenarien für die Zukunft (Intensität des Klimaschutzes und Instrumentenwahl) ergibt vier Szenarien, die in das Simulationsmodell implementiert und in Tabelle 12 zusammengefasst wurden. Jedes der vier Szenarien wird im Vergleich zum BaU Szenario ohne klimapolitische Maßnahmen dargestellt.

Tabelle 12: Zusammenfassung der Szenarien

Scenario name	**Characteristics**
BaU	Business-as-usual without binding climate policies (reference scenario A1 as of WEC-IIASA (IIASA 1998))
FLEXIBLE MECHANISMS 450	Staged 450 ppm CO_2 stabilisation (Full use of Kyoto flexible mechanisms by all regions)
NO TRADE GERMANY 450	Staged 450 ppm CO_2 stabilisation (Full use of Kyoto flexible mechanisms by all regions except for Germany; domestic action by Germany)
FLEXIBLE MECHANISMS 400	Staged 400 ppm CO_2 stabilisation (Full use of Kyoto flexible mechanisms by all regions)
NO TRADE GERMANY 400	Staged 400 ppm CO_2 stabilisation (Full use of Kyoto flexible mechanisms by all regions except for Germany; domestic action by Germany)
Note: Transaction costs for CDM investments (but not for emissions trading) of 1 US$/tC or 0.27 US$/t CO_2 are incorporated in the model. This magnitude is slightly higher, but roughly in line with the estimates, which are based on the results of a conducted *Delphi* survey (Section 4.2.5). It is assumed that transaction costs are borne by the CER-demanding region.	

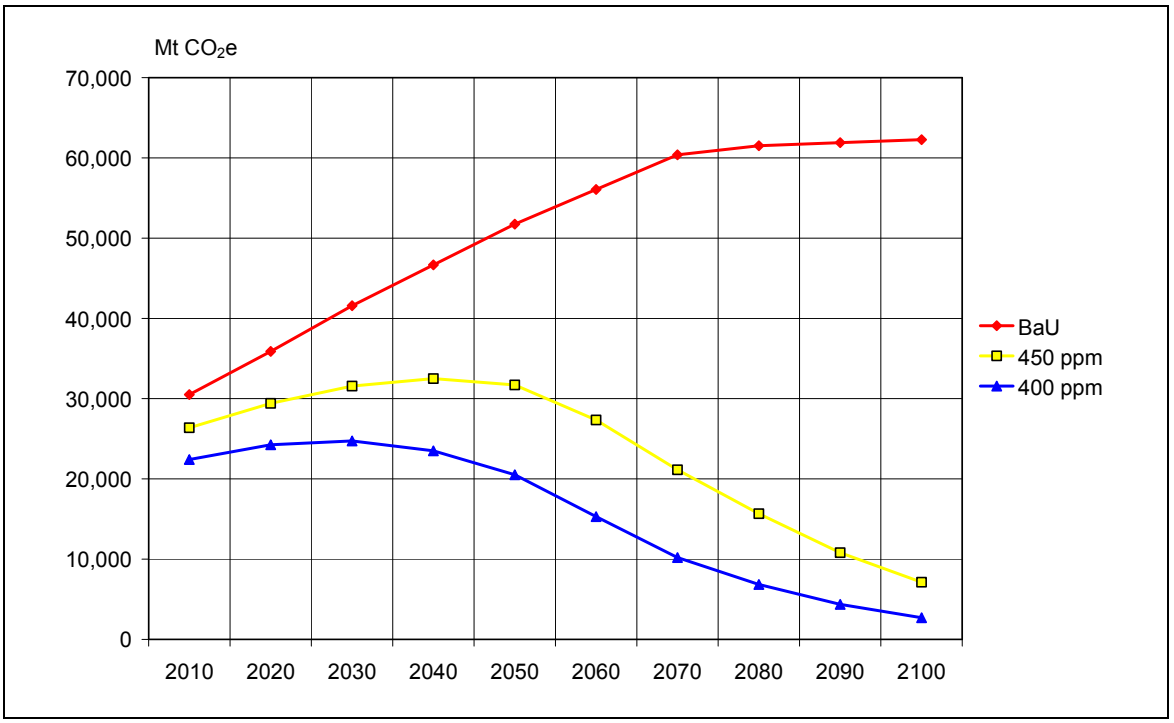
Quelle: ZEW

Die dreistufige Prozedur, um die beiden Stabilisierungsszenarien in Anforderungen für die Reduktion der Emissionen zu übersetzen, ist in den folgenden drei Abschnitten dargestellt.

3.5.2 Schritt 1: Optimaler CO2 -Emissionspfad auf globalem Niveau

Die beiden intertemporal optimalen CO_2-Emissionspfade von 2010 bis 2100 auf globalem Niveau wurden mit dem PACE-IAM Modell simuliert, wobei jeder Pfad kompatibel war mit den Stabilisierungszielen von entweder 400 oder 450 ppm CO_2 im Jahr 2100. Abbildung 10 zeigt die beiden resultierenden optimalen CO_2-Emissionspfade, verglichen mit dem BaU Pfad.

Abbildung 10: Optimale CO_2-Emissionspfade auf globalem Niveau



Quelle: ZEW

3.5.3 Schritt 2: Zuteilungen von CO_2 -Emissionen auf regionalem Niveau

Ecofys leitete regionale Emissionszuteilungen aus einem vereinfachten *Stufenansatz* ab, der konsistent war mit dem optimalen, langfristigen, globalen Emissionspfad, der vom ZEW zur Verfügung gestellt wurde.[11] In allen Berechungen wurde nur CO_2 berücksichtigt. Die globalen Emissionsniveaus für das Jahr 2010 der ZEW Emissionspfade sind niedriger als die Niveaus, die erreicht werden würden, wenn die Entwicklungsländer sich entlang ihrer Referenzszenarien entwickeln und die Annex I-Länder ihre Kyoto Ziele erreichen.

Der stufenweise Ansatz, der für diese Analyse verwendet wurde, soll eher als eine vereinfachende Annahme der langfristigen Verteilung der globalen Minderungslasten ange-

[11] Die Berechnungen wurden von Sara Moltmann and Niklas Höhne durchgeführt.

sehen werden, als ein detaillierter Vorschlag für eine globale Klimapolitik nach 2012. Grundsätzlich bewegen sich die Länder auf die nächste Stufe, wenn ihre Pro-Kopf Emissionen über einem Schwellenwert liegen, wobei dieser über die Zeit abnimmt. Länder können nur alle zehn Jahre eine Stufe aufwärts kommen und nie abwärts. Als Basisdaten und zukünftige Referenzemissionen wurden die Daten vom ZEW verwendet. Wir berücksichtigten nur die durch das ZEW bereitgestellten Regionen (OECD, Deutschland, Osteuropa; Lateinamerika, Indien, China und Rest der Welt) und verwendeten keine länderspezifischen Daten.

Die Regionen nehmen an verschiedenen Stufen mit unterschiedlichen Arten und Niveaus der Verpflichtungen teil. Drei Stufen wurden dabei wie folgt berücksichtigt:

- ***Stufe 1 – Ohne Verpflichtungen:*** Schwach entwickelte Regionen würden keinerlei klimapolitische Verpflichtungen haben. Bei der Implementierung im Modell folgen diese Länder ihren Referenzszenarien, da sie keine Emissionsreduktionen übernommen haben.
- ***Stufe 2 – Stabilisierung der Emissionen:*** Auf der nächsten Stufe haben alle Regionen, die einen bestimmten Schwellenwert an Pro-Kopf Emissionen überschreiten, ihre absoluten Emissionen zu stabilisieren (Tabelle 13).
- ***Stufe 3 – Absolute Reduktionsziele:*** Regionen in der dritten Stufe erhalten absolute Emissionsminderungsziele und müssen ihre Emissionen deutlich bis zum Erreichen eines niedrigen Pro-Kopf Niveaus senken (im Grunde ist das eine vierte Stufe). Im zeitlichen Verlauf erreichen mehr und mehr Regionen Stufe 3. Die prozentuale Reduktion der Emissionen ist auf dieser Stufe für alle Länder gleich. Annex I-Länder sind von Anfang an in dieser Stufe.

Die Regionen bewegen sich über diese Stufen entsprechend dem Niveau ihrer Pro-Kopf Emissionen. Da Nachfolger es leichter haben (weil sie von den technischen Entwicklungen der anderen profitieren können), nimmt der Schwellenwert zum Erreichen der zweiten und dritten Stufe linear mit der Zeit ab. Dem ZEW Pfad folgend nimmt der Wert langsamer ab zwischen 2010 und einem Zwischenjahr. Zwischen diesem Zwischenjahr und 2100 sinkt der Schwellenwert dann schneller. Diese Zwischenjahre sind die Jahre 2050 für den 400 ppm Pfad und 2070 für den 450 ppm Pfad.

Nach jedem 10-Jahres Abschnitt wird festgestellt, ob eine Region auf die nächste Stufe kommen sollte. Ecofys führte die Bedingung ein, dass der Eintritt in die dritte Stufe erst möglich ist, wenn die Region mindestens eine Dekade auf der zweiten Stufe war. Das soll die Möglichkeit verhindern, dass ein Entwicklungsland direkt von Stufe 1 zu Stufe 3 springen kann. Damit werden alle derzeitigen Nicht-Annex I-Länder Regionen frühestens ab dem Jahr 2020 in Stufe 2 und ab 2030 in Stufe 3 sein.

Freie Parameter (wie Schwellenwerte und Minderungsniveaus) werden so gesetzt, dass die resultierenden globalen Emissionen mit den Stabilisierungsszenarien des ZEW übereinstimmen. Alle 10 Jahre werden als erstes die Emissionen der Länder in Stufe 1 und 2 berechnet. Daraus resultiert die prozentuale Reduktion für die dritte Gruppe, so dass die resultierenden globalen Emissionen mit dem Niveau der Stabilisierungsszenarien übereinstimmen. Diese prozentuale Reduktion wird auf alle Länder dieser Gruppe angewendet. Tabelle 13 zeigt die dafür verwendeten Parameter.

Tabelle 13: Verwendete Parameter für den vereinfachten Stufenansatz

Parameter	**Unit**	**450 ppm**	**400 ppm**
Threshold to enter stage 2 (stabilisation of emissions)			
2010	tC/cap	1.4	0.9
Intermediate year (2050 for 400 ppm, 2070 for 450 ppm)	tC/cap	0.8	0.7
2100	tC/cap	0.0	0.0
Threshold to enter stage 3 (absolute reductions)			
2010	tC/cap	1.9	1.8
Intermediate year (2050 for 400 ppm, 2070 for 450 ppm)	tC/cap	0.9	0.7
2100	tC/cap	0.0	0.0
Emission reduction ranges in stage 3, reduction ranges compared to emissions of previous decades	%	9.1-56.3	2.5-58.9
Threshold for no further reduction in stage 3	tC/cap	0.15	0.05

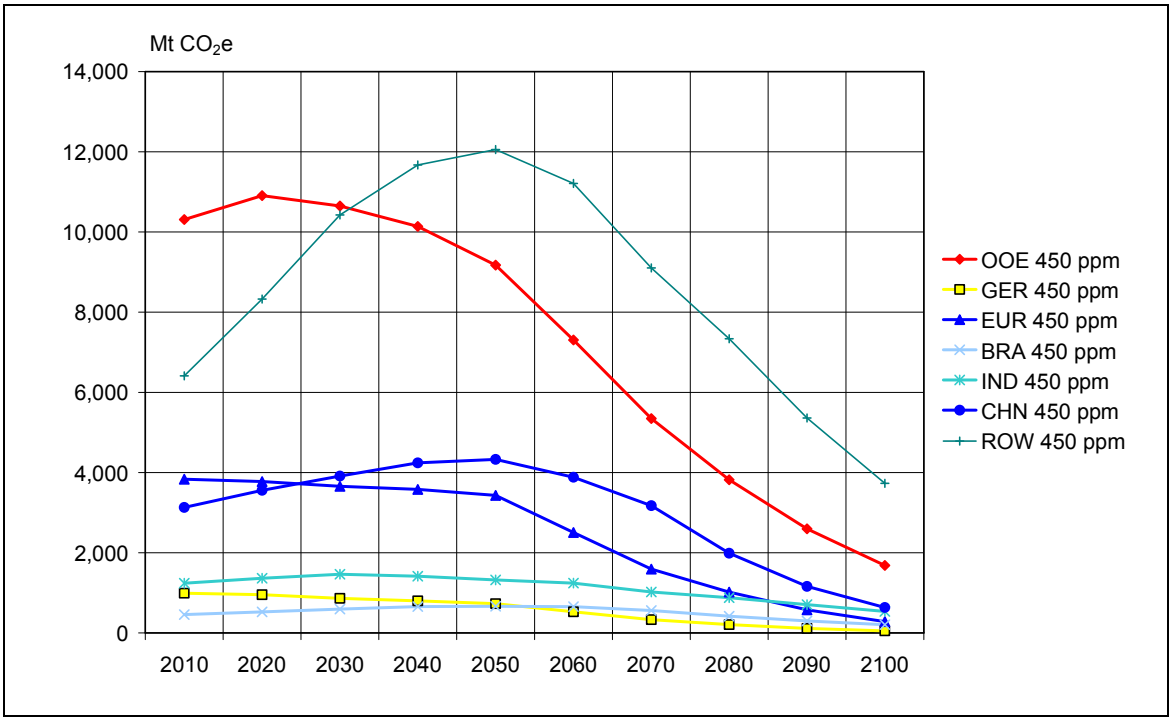
Quelle: Ecofys

Folgende Einschränkungen gelten bei diesem Vorgehen:

- Länder werden nur in wenige Gruppen eingeteilt. Die vier Gruppen der Entwicklungsländer sind sehr groß. Das globale Emissionsniveau ändert sich drastisch, wenn eine dieser Gruppen beginnt, teilzunehmen (und klimapolitische Verpflichtungen übernimmt). Das bedeutet, dass die prozentuale Reduktion für Länder in der Stufe 3 von einem Jahr zum anderen deutlich kleiner sein kann.
- Die Stabilisierungspfade des ZEW unterscheiden sich schon im Jahr 2000. Die Emissionsniveaus für dieses Jahr hängen damit vom gewählten Stabilisierungspfad ab.
- Die Emissionsniveaus im Jahr 2010 unterscheiden sich von denen, die im Kyoto-Protokoll festgesetzt wurden.
- Die Analyse berücksichtigt nur CO_2. Der Anteil der Nicht-CO_2-Emissionen in Nicht-Annex I-Ländern ist im Allgemeinen höher als in Annex I-Ländern. Die Einbeziehung der Nicht-CO_2-Gase würde zu einer früheren Teilnahme (d.h. klimapolitischen Maßnahmen) der Nicht-Annex-I-Regionen führen, und somit potentielle Kosteneinsparungen ermöglichen.
- Die resultierenden regionalen Emissionszuteilungen von 2010 bis 2100, die erforderlich sind um die jeweiligen Stabilisierungsziele zu erreichen, sind als regionale Emissionspfade in Abbildung 11 und Abbildung 12 zu sehen. Es lässt sich festhalten, dass durch die intertemporal optimale Natur der CO_2-Emissionspfade auf globaler Ebene gen Ende des Jahrhunderts relativ starke Anforderungen an die Emissionsreduktionen

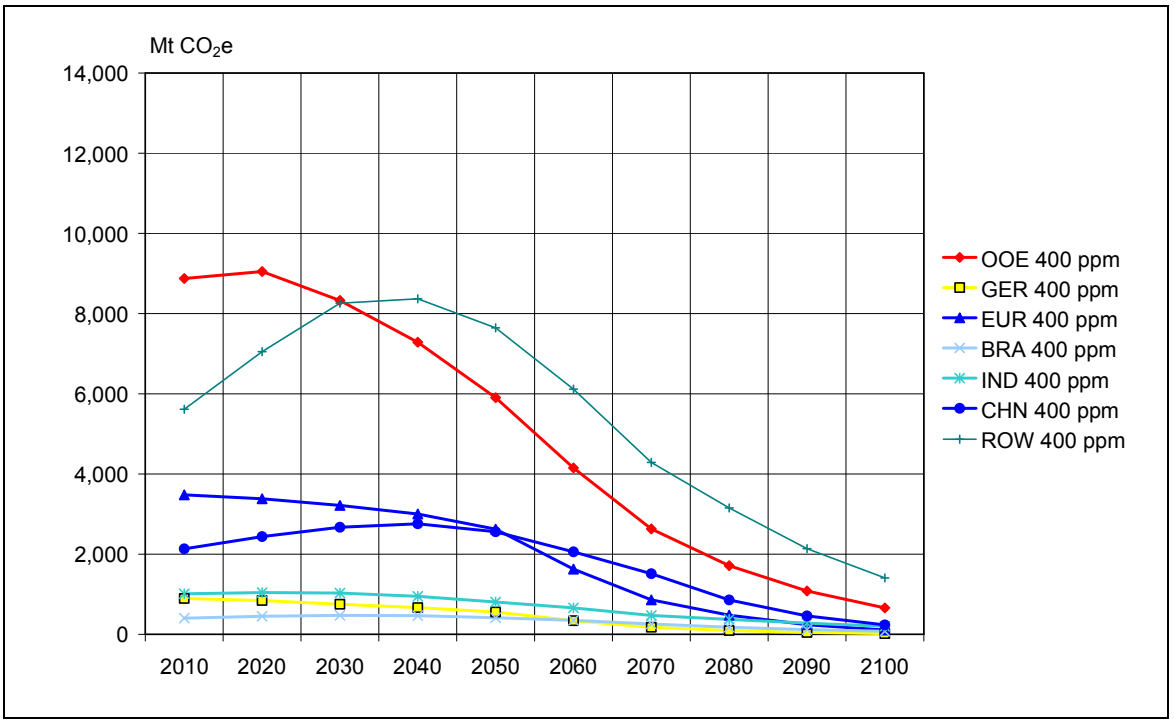
gegenüber BaU auf regionaler Ebene erforderlich sind – welche allerdings schon im Jahr 2010 beginnen.

Abbildung 11: CO_2-Emissionspfade um das 450 ppm CO_2-Stabilisierungsziel zu erreichen



Quelle: Ecofys, Berechnungen des ZEW

Abbildung 12: CO_2-Emissionspfade um das 400 ppm CO_2-Stabilisierungsziel zu erreichen



Quelle: Ecofys, Berechnungen des ZEW

3.5.4 Schritt 3: CO_2-Reduktionsanforderungen auf regionaler Ebene

Die folgenden Tabellen zeigen die regionalen Anforderungen zur CO_2-Emissionsreduktion gegenüber den BaU Niveaus von 2010 bis 2100, basierend auf den Emissionspfaden von Ecofys für die jeweiligen Stabilisierungsziele (vergleiche Tabelle 10 für die Details zu den Modellregionen). Als eine logische Konsequenz unseres dreistufigen Vorgehens, repräsentieren diese regionalen Reduktionsanforderungen intertemporal optimale Anforderungen zur Emissionsreduktion bei der hier angewendeten stufenweisen Betrachtung.

Tabelle 14: Anforderungen zur CO_2-Emissionsreduktion gegenüber BaU für Stabilisierung bei 450 ppm

	2010	2020	2030	2040	2050	2060	2070	2080	2090	2100
					- % -					
OOE	25.7	38.9	57.2	70.8	78.1	87.0	91.0	94.4	96.9	97.0
GER	22.6	28.6	42.8	56.8	64.2	74.5	77.9	83.3	88.9	87.9
EUR	23.6	31.1	48.6	63.3	71.2	79.8	82.9	87.2	85.3	81.0
BRA	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	20.7	53.2	70.5	84.4	89.2
IND	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	13.4	66.5
CHN	0.0	0.0	0.0	10.9	19.7	54.4	69.4	78.2	86.7	84.4
ROW	0.0	0.0	0.0	0.0	15.5	28.1	55.4	73.7	86.5	90.0

Quelle: Ecofys, Berechnungen des ZEW

Tabelle 15: CO_2 Anforderungen zur CO_2-Emissionsreduktion gegenüber BaU für Stabilisierung bei 400 ppm

	2010	2020	2030	2040	2050	2060	2070	2080	2090	2100
					- % -					
OOE	49.4	59.1	62.2	71.9	77.7	85.5	92.7	96.8	98.1	99.0
GER	47.3	52.2	49.6	58.5	63.6	71.4	82.2	90.6	92.9	96.0
EUR	48.0	53.9	54.7	64.7	70.7	77.4	86.2	92.8	94.6	93.7
BRA	0.0	0.0	0.0	17.9	41.3	68.9	86.8	94.2	96.4	96.4
IND	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	0.0	15.1	55.1	83.7
CHN	0.0	22.0	35.8	42.8	56.5	72.8	86.9	93.5	95.4	94.8
ROW	0.0	0.0	24.8	38.6	56.3	75.2	88.9	95.4	96.7	96.7

Quelle: Ecofys, Berechnungen des ZEW

3.5.5 Instrumentenwahl: Teilnahme im Emissionshandel oder CDM

Innerhalb der Szenarien der Instrumentenwahl FLEXIBLE MECHANISMS 400 und 450 können Länder am internationalen Emissionshandel (IET von engl. „International Emission trading“) teilnehmen oder Clean Development Mechanism (CDM) Projekte beherbergen. Die Teilnahme am IET oder CDM ist abhängig von den Anforderungen zur Emissionsreduktion der jeweiligen Region. Es wird angenommen, dass alle Regionen am Emissionshandel teilnehmen, wenn sie zu bindenden Emissionsreduktions-Anforderungen verpflichtet sind. Sind sie es nicht, können diese Länder nur als CDM-Gastland fungieren (Länder, die am IET teilnehmen, stellen CDM-Investorenländer dar). Die folgenden Tabellen zeigen die regionale Teilnahme am internationalen Emissionshandel (IET) oder dem Ausrichten von CDM-Projekten für die jeweiligen Stabilisierungsziele. Die Tabellen zeigen, dass die Zeiträume der CDM-Teilnahme bei den Entwicklungsländern grundsätzlich abnehmen, wenn die Stabilisierungsziele schärfer werden, da dann ebenso die Entwicklungsländer zu strikteren Emissionsreduktionszielen verpflichtet sind.

Tabelle 16: Regionale Teilnahme am Emissionshandel oder CDM bei einer Stabilisierung auf 450 ppm

	2010	2020	2030	2040	2050	2060	2070	2080	2090	2100
OOE	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET
GER	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET
EUR	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET
BRA	CDM	CDM	CDM	CDM	CDM	ET	ET	ET	ET	ET
IND	CDM	CDM	CDM	CDM	CDM	CDM	CDM	CDM	ET	ET
CHN	CDM	CDM	CDM	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET
ROW	CDM	CDM	CDM	CDM	ET	ET	ET	ET	ET	ET

Quelle: ZEW

Tabelle 17: Regionale Teilnahme am Emissionshandel oder CDM bei einer Stabilisierung auf 400 ppm

	2010	2020	2030	2040	2050	2060	2070	2080	2090	2100
OOE	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET
GER	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET
EUR	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET
BRA	CDM	CDM	CDM	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET
IND	CDM	CDM	CDM	CDM	CDM	CDM	CDM	ET	ET	ET
CHN	CDM	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET
ROW	CDM	CDM	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET	ET

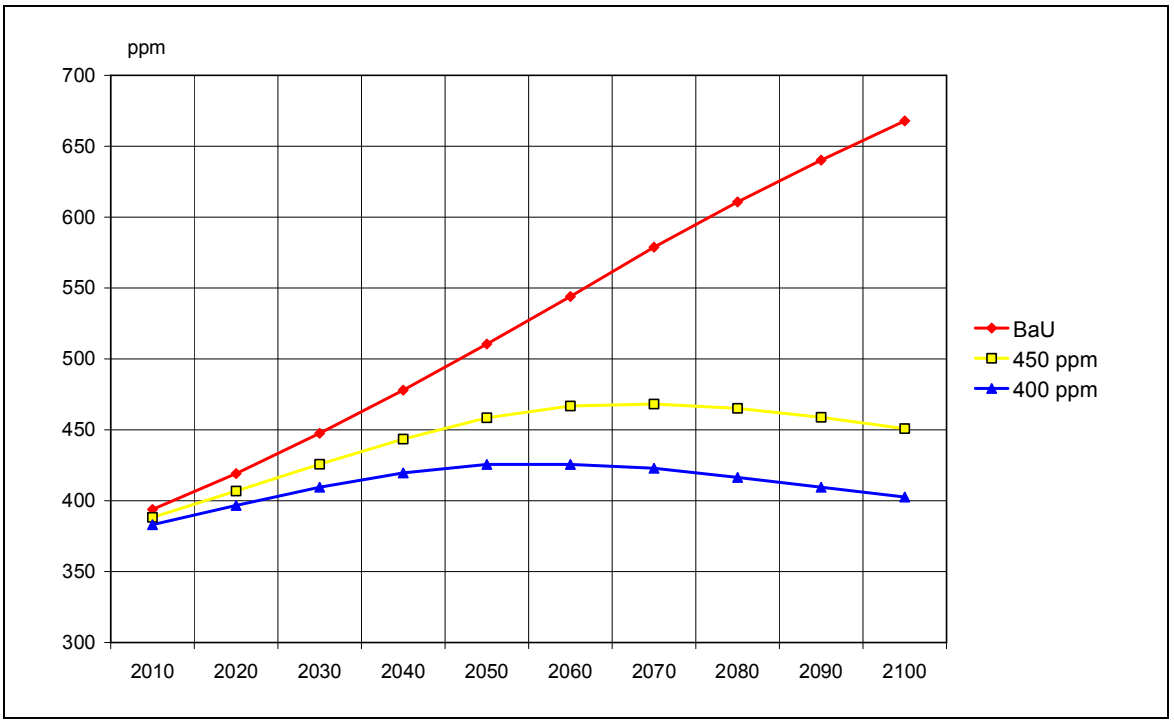
Quelle: ZEW

3.6 Simulationsergebnisse

Die CO_2-Emissionspfade, die notwendig sind um die jeweiligen Stabilisierungsziele zu erreichen, wurden als Kohlenstoff-Emissionsrestriktionen für die verschiedenen Volkswirtschaften des PACE-IAM Modells implementiert. Die folgenden Abbildungen verdeutlichen die zentralen Simulationsergebnisse.

Innerhalb des Klima- Submoduls des Modells erfordern die jeweiligen CO_2-Emissionspfade CO_2-Konzentrationen von 450 bzw. 400 ppm im Jahr 2100. Abbildung 13 zeigt die resultierenden CO_2-Konzentrationspfade von 2010 bis 2100 für die Stabilisierung bei 450 bzw. 400 ppm verglichen mit dem BaU-Pfad.

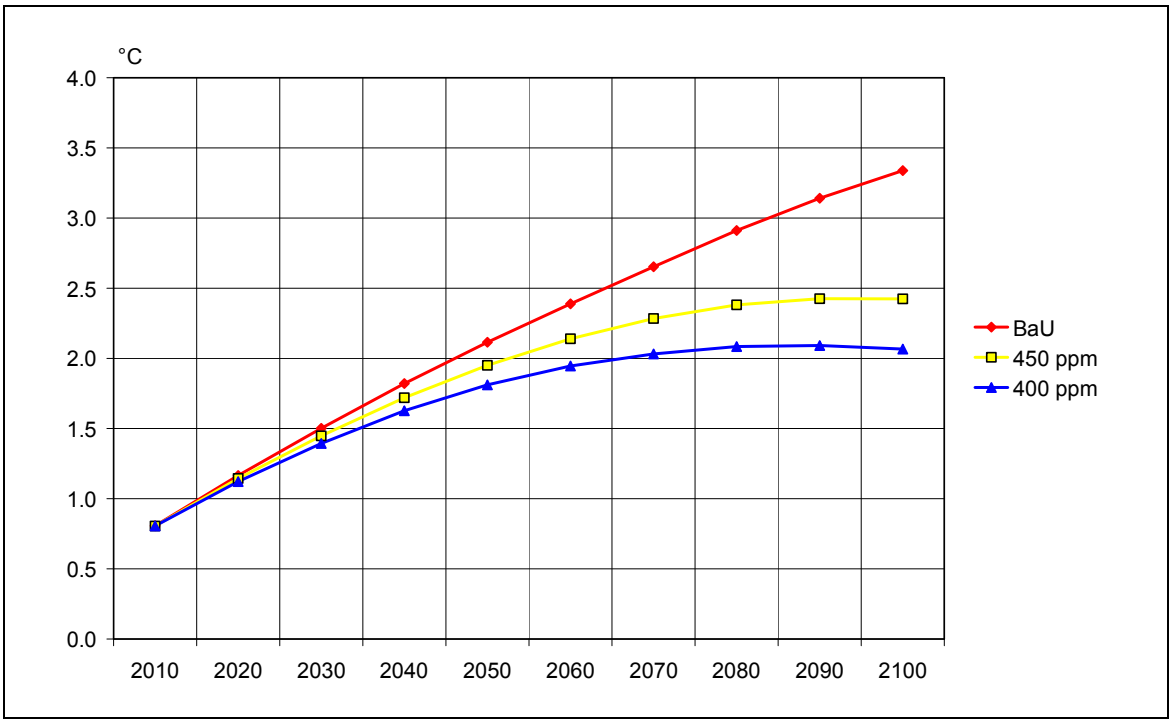
Abbildung 13: Stabilisierungsszenarien: CO_2-Konzentrationspfade



Quelle: ZEW

Als nächster Schritt in der Reaktionskette innerhalb des Klima-Submoduls bestimmen die CO_2-Konzentrationen die Auswirkungen auf die globale Temperatur. In Abbildung 14 wird der Anstieg der mittleren Temperatur dargestellt, der aus den beiden Stabilisierungsszenarien resultiert.

Abbildung 14: Globaler Anstieg der mittleren Temperatur gegenüber dem vor-industriellen Niveau



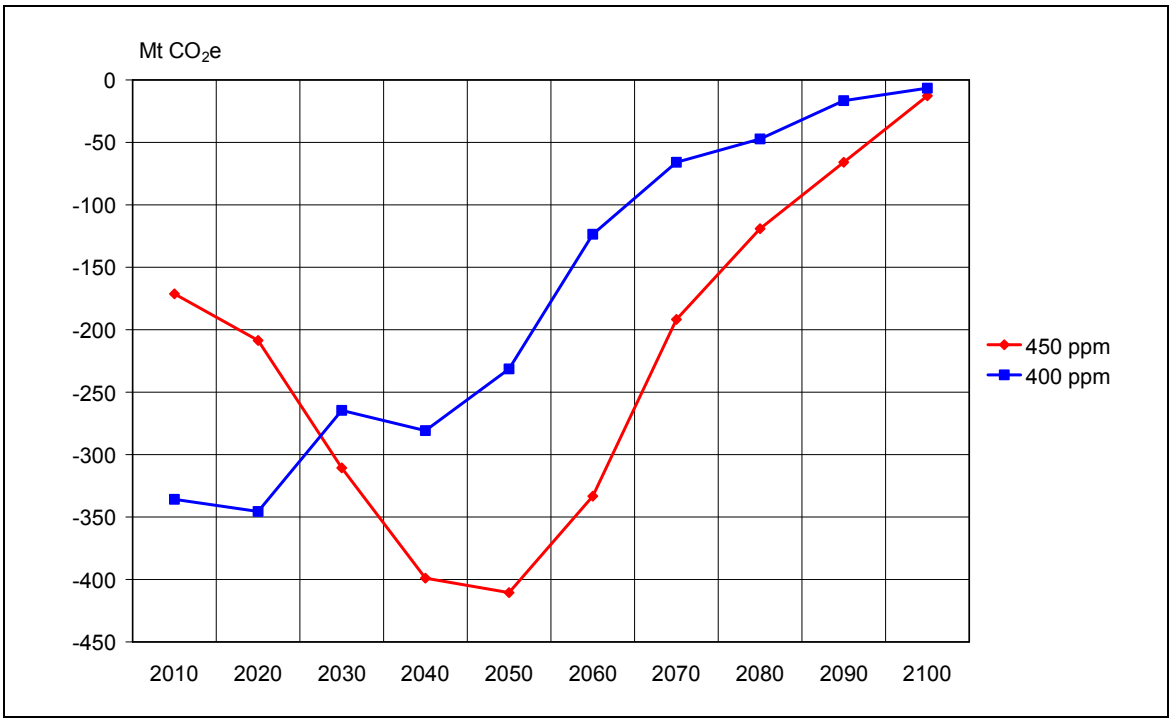
Quelle: ZEW

Diese Abbildung zeigt, dass für eine Stabilisierung bei 450 ppm die globale mittlere Temperatur um bis zu 2,5 Kelvin ansteigt, wobei der Anstieg bei 400 ppm 2,1 Kelvin beträgt – im Vergleich dazu steigt die Temperatur im BaU Szenario um 3,3 Kelvin.

3.6.1 Auswirkungen des Emissionsmarktes auf die Stabilisierungsszenarien

Wir beginnen unsere ökonomische Analyse der Auswirkungen mit der Fokussierung auf den Emissionsmarkt, auf dem Kohlenstoff-Zertifikate international gehandelt werden – sowohl unter Annex B-Ländern (als "Assigned Amounts Units", AAUs) als auch zwischen Industrie- und Entwicklungsländern durch den CDM (als „Certified Emission Reductions", CERs). Abbildung 15 zeigt den Netto-Export der Kohlenstoff-Zertifikate von Deutschland (d. h. Export minus Import) durch die Beteiligung an den flexiblen Instrumenten unter den beiden Stabilisierungsszenarien.

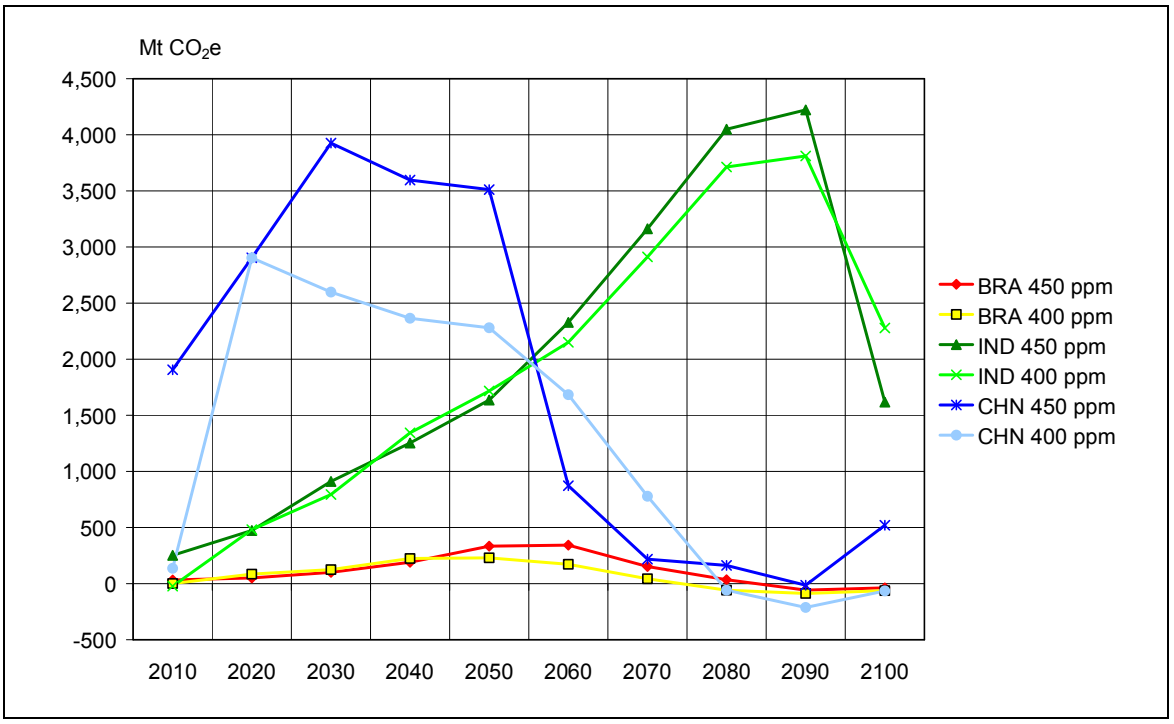
Abbildung 15: Deutschland – Netto-Exporte der Kohlenstoff-Zertifikate



Quelle: ZEW

Deutschland ist also offensichtlich ein Importeur auf dem internationalen Zertifikat-Markt, wobei Emissionshandel und CDM-Projekte als eine Alternative zu inländischen Vermeidungsmaßnahmen genutzt werden. Trotzdem – abgesehen von einer Zunahme der Importe bis 2050 unter dem 450 ppm Szenario – nehmen die Importe langfristig gesehen ab und sind niedriger für das 400 ppm Stabilisierungsszenario als für das 450 ppm Szenario. Diese Effekte beruhen auf den strikteren Emissionszielen von Deutschland und allen anderen Weltregionen sowohl bei einer Stabilisierung auf 400 ppm als auch über die Zeit, wie im vorherigen Abschnitt beschrieben wurde: Strengere Ziele lassen den Preis der Zertifikate deutlich steigen, so dass die Attraktivität der Flexiblen Mechanismen im Vergleich zu den inländischen Maßnahmen abnimmt. In 2100 sinkt der deutsche Import der Zertifikate auf fast null. Abbildung 16 stellt die Netto-Exporte der Zertifikate für ausgewählte Entwicklungsregionen dar (dabei konzentrieren wir uns auf Brasilien, Indien und China als die wichtigsten CDM-Gastgebeländer).

Abbildung 16: Entwicklungsländer– Netto-Export der Kohlenstoff-Zertifikate



Quelle: ZEW

Der Emissionsmarkt für Schlüssel- Entwicklungsländer vermittelt ein heterogenes Bild. In Bezug auf das gesamte Niveau des Exports der Emissionszertifikate repräsentiert China klar das dominante CDM-Gastgeberland in der ersten Hälfte des Jahrhunderts, während Indien diese Rolle in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts einnimmt. Verglichen mit diesen Regionen ist Brasilien ein relativ kleiner Exporteur von Zertifikaten. Die Exportkurven dieser drei Exporteure zeigen einen deutlich unterschiedlichen zeitlichen Verlauf. Brasilien folgt einer flachen, aber trotzdem umgekehrt u-förmigen Kurve, Indiens Kurve steigt bis 2090 an und Chinas fällt von 2030 an ab. Diese zeitlichen Exportmuster beruhen auf den individuellen Zielen zur Emissionskontrolle (Abschnitt 3.5.4): während alle Reduktionsverpflichtungen über die Zeit schärfer werden, sind die für China jedoch am striktesten, für Brasilien schwächer und am niedrigsten für Indien. Aus der mit der Zeit fortschreitenden Verschärfung der Ziele entsteht für die Zertifikat-Exporteure ein Spannungsfeld zwischen dem (vorteilhaften) steigenden Zertifikatspreis und der (nachteiligen) niedrigeren inländischen Verfügbarkeit exportierbarer Zertifikate. Langfristig gesehen ist dieses Spannungsfeld sehr vorteilhaft für Indien und am wenigsten vorteilhaft für China.

Dazu kommt, dass zu beobachten ist, dass die drei Entwicklungsländer generell eine größere Menge an Zuteilungen unter dem 450 ppm Szenario exportieren als unter dem 400 ppm Szenario, jedoch kann sich dieses Muster im Laufe der Zeit umkehren. Wieder ergibt sich hier für diese Regionen ein Spannungsfeld zwischen einer höheren Nachfrage nach Zertifikaten unter dem 400 ppm Szenario, wegen der schärferen Ziele für alle Regionen der Welt, und einer niedrigeren inländischen Verfügbarkeit der exportierbaren Zertifikate, auf Grund der ebenfalls strikteren Ziele der Entwicklungsländer.

3.6.2 Makroökonomische Auswirkungen der Stabilisierungsszenarien

Von der Perspektive eines allgemeinen Gleichgewichts aus überschreiten die wirtschaftlichen Auswirkungen der Politiken gegen den Klimawandel den Emissionsmarkt und bewirken einen so genannten *Market Spillover*. Erstens ist der inländische Emissionsmarkt mit dem Warenmarkt (d. h. den Produktions- und Verbrauchsniveaus) verbunden. Für Staaten, die potenzielle Importeure von Emissions-Zertifikaten sind, können die Politiken zur Kohlenstoffminderung die Produktionsmengen sinken lassen – entweder durch den damit verbundenen sinkenden Energieeinsatz, wegen der steigenden inländischen Vermeidung, oder einem politikinduzierten steigendem Zertifikatspreis. Für die Exporteure von Emissions-Zertifikaten kann die Versorgung mit Zertifikaten auf der einen Seite die Produktion auf Grund der damit verbundenen Emissionsreduktion reduzieren, auf der anderen Seite aber auch die Produktion durch eine Rückverteilung der Einkünfte durch den Export in die Wirtschaft steigern, die wiederum den Verbrauch und damit die Produktion verstärken kann.

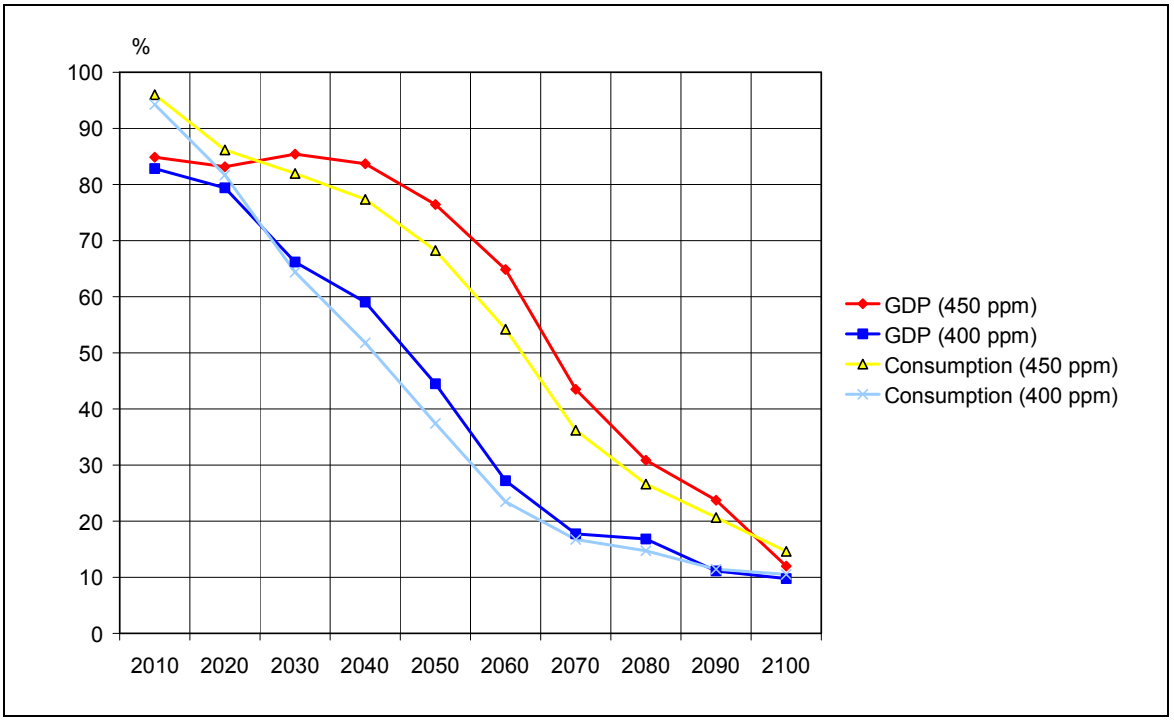
Zweitens bewirken Politiken zur Kohlenstoff-Vermeidung in großen offenen Ökonomien nicht nur eine Anpassung der inländischen Produktions- und Verbrauchsmuster sondern wirken auch durch eine Verschiebung der Ex- und Importe auf die internationalen Preise. Änderungen in internationalen Preisen (Auswirkungen auf die Handelsbedingungen) verursachen einen sekundären Nutzen oder eine sekundäre Last, die deutlich die wirtschaftlichen Implikationen der primären inländischen Politik übertreffen kann. Einige Länder könnten einen Teil ihrer inländischen Vermeidungskosten an Handelspartner übertragen (so genannte "Beggar-thy-Neighbor" Politiken), während andere Länder mit Reduktionsleistungen Wohlstandsverlusten durch eine Verschlechterung ihrer Handelsbedingungen gegenüberstehen. In der Politikdebatte über den Klimawandel spielen internationale Spillovers von sub-globalen Vermeidungspolitiken eine wichtige Rolle. Dabei sind die Unterschiede in Vorzeichen und Ausmaß der Spillovers wichtige Determinanten für die Handelsposition von Ländern auf internationalen Rohöl- und Kohlemärkten. Die Minderung der globalen Nachfrage für diese fossilen Brennstoffe bewirkt eine deutliche Abnahme ihrer Preise, wodurch wirtschaftliche Gewinne für Importeure von fossilen Brennstoffen entstehen und Verluste für deren Exporteure. Diese Zusammenhänge sind besonders relevant für die Auswirkungen auf Entwicklungsländer.

Drittens können regionale Spillovers durch den internationalen Warenhandel verursacht werden: Kohlenstoff-Vermeidungs-Politiken, die die wirtschaftliche Aktivität (wie Produktion und Konsum) in Regionen mit Reduktionszielen einschränken, können auch negative Auswirkungen auf die wirtschaftliche Aktivität in anderen Regionen haben. Denn falls diese Regionen Handelspartner sind, kann die abnehmende Import-Nachfrage oder Exportversorgung der vermeidenden Regionen die wirtschaftliche Aktivität in anderen Regionen beeinträchtigen.

Um diese allgemeinen (d. h. Multi-Markt-) Gleichgewichtseffekte der Klimapolitik im Detail zu untersuchen, werden wir uns im Folgenden auf makroökonomische Indikatoren konzentrieren, wie dem BIP und dem makroökonomischen Konsum. Hier werden im Allgemeinen die wirtschaftlichen Auswirkungen für verschiedene Regionen der Welt veranschaulicht, die durch die Verwendung der flexiblen Mechanismen in Deutschland

verursacht werden. Wir beginnen mit den damit zusammenhängenden Folgen für Deutschland, die in Abbildung 17 dargestellt sind.

Abbildung 17: Deutschland – Vermiedener Verlust des BIP und des makroökonomischen Konsums durch den Einsatz der flexiblen Mechanismen

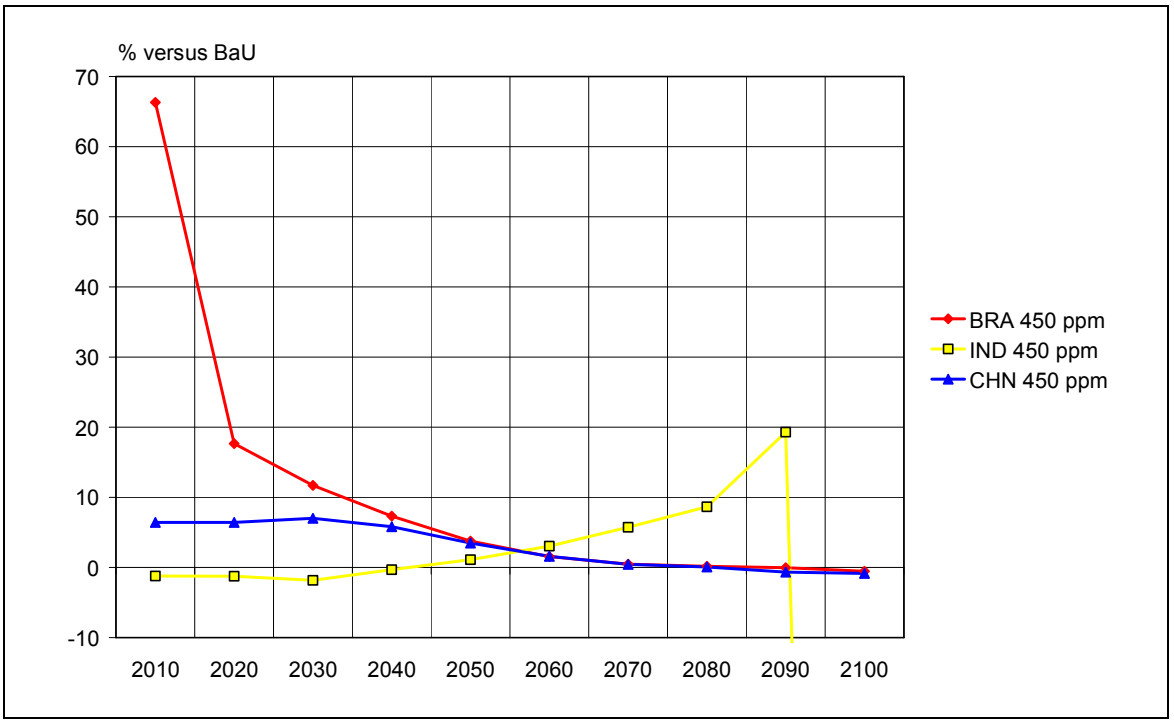


Quelle: ZEW

Diese Abbildung zeigt, dass Deutschland durch die Nutzung der flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls in der Lage ist, die Minderung des BIP und die Verluste im Konsum, die durch die Politik der Emissionskontrolle verursacht werden, in deutlichem Maße zu reduzieren.[12] Trotzdem sind die vermiedenen Verluste höher für die Stabilisierung bei 450 ppm und nehmen über die Zeit ab. Diese Effekte beruhen auf den weltweit schärfer werdenden Zielen der Emissionskontrolle unter dem 400 ppm Szenario aber auch im Verlauf der Zeit, mit denen der Zertifikatspreis deutlich steigt und der relative makroökonomische Nutzen der Verwendung der flexiblen Mechanismen sinkt. In Abbildung 18 sind die damit verbundenen Auswirkungen auf das BIP der Entwicklungsländer im 450 ppm Szenario dargestellt.

[12] Es ist zu berücksichtigen, dass die hier gezeigten BIP-Effekte unseren Ansatz der Kosten-Effektivität repräsentieren und deshalb nicht den Nutzen der Klimapolitiken berücksichtigen, wie den vermiedenen Schaden durch den Klimawandel.

Abbildung 18: Entwicklungsländer- Vermiedener Verlust des BIP durch den Einsatz flexibler Mechanismen durch Deutschland, 450 ppm Stabilisierung



Quelle: ZEW

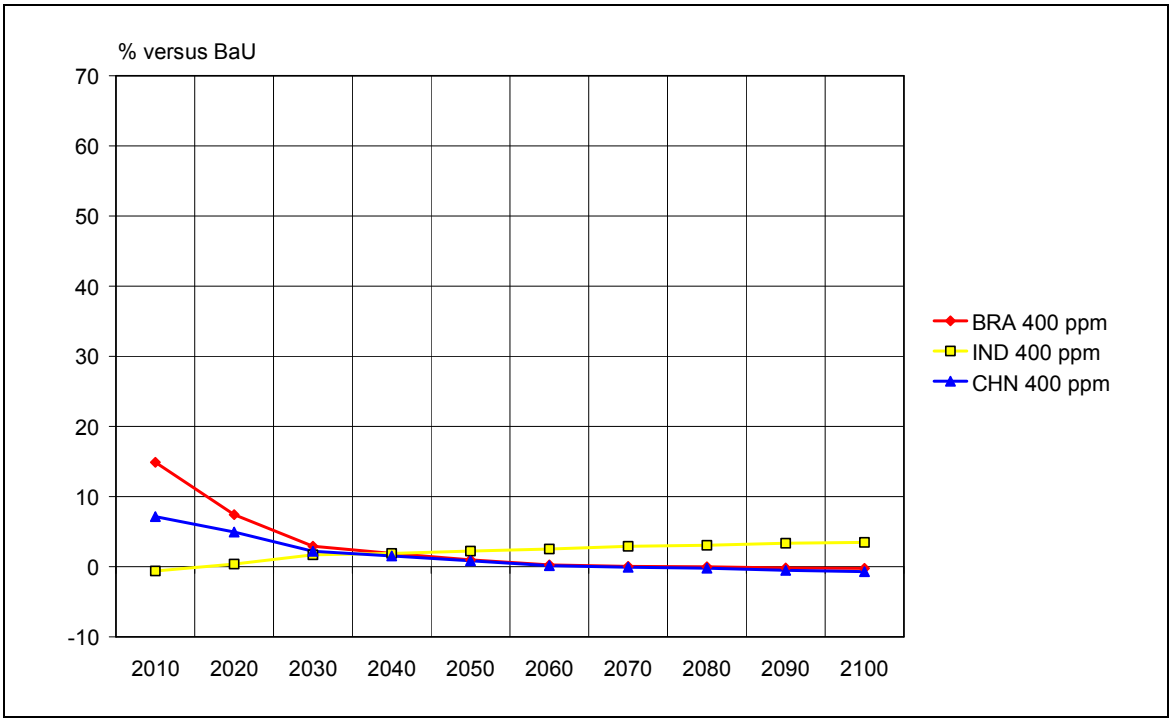
Im allgemeinen wird das BIP der Entwicklungsländer durch den Einsatz globaler Strategien zur Kohlenstoff-Vermeidung in mehrfacher Hinsicht beeinflusst: während Indien im großen Rahmen gegenüber der BaU-Entwicklung des BIP profitiert, sind die Auswirkungen auf Brasilien und China negativer Natur (die absoluten Effekte sind hier nicht dargestellt). Die Produktionsniveaus dieser beiden Regionen nehmen auf Grund ihrer eigenen Einschränkungen durch die Emissionskontrolle und der damit verbundenen Vermeidung ab, aber ebenso wegen der Vermeidung der anderen Regionen durch den internationalen Warenhandel: geringere Waren- Importe und -Exporte von industrialisierten Regionen beeinflussen die Produktion in diesen Regionen negativ. Diese Effekte können diese beiden Länder nicht durch ihren Status als Energieimporteure ausgleichen (indem sie Nutzen ziehen aus den fallenden internationalen Brennstoffpreisen, ausgelöst durch die weltweite Begrenzung der Kohlenstoff-Emissionen). Diese Kompensation funktioniert aber für Indien, welches ein relativ niedriges Ziel bei der Emissionskontrolle hat und mit der Zeit steigende BIP Gewinne erwarten kann.

Abbildung 18 zeigt, dass Zertifikat-exportierende Länder im allgemeinen Nutzen aus der Verwendung der flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls in Deutschland ziehen. Dieser nutzbringende Effekt beruht auf der einen Seite auf der zusätzlichen Nachfrage nach Zertifikaten und dem damit verbundenen höheren Zertifikatspreis, auf der anderen Seite basiert er auf dem internationalen Warenhandel, der in geringerem Maße abnimmt, wenn der Handelspartner Deutschland geringere BIP-Verluste erleidet. Außerdem ist zu beobachten, dass der (große) vermiedene BIP Verlust von Brasilien, und ebenso China, mit der Zeit abnimmt, wobei sich eine steigende Vermeidung des BIP-Verlustes für In-

dien zeigt (mit einem deutlichen Abfall im Jahr 2100). Diese zeitlichen Pfade reflektieren den abnehmenden Zertifikatsexport von China und den steigenden Export von Indien bis zum Ende des Jahrhunderts (Abbildung 16).

Ähnliche Ergebnisse werden bei der Stabilisierung auf 400 ppm erzielt – obwohl größere Verluste des BIP im Allgemeinen unter dem 450 ppm Szenario vermieden werden können, wie im Fall von Deutschland gezeigt wurde (Abbildung 19).

Abbildung 19: Entwicklungsländer- Vermiedener Verlust des BIP durch den Einsatz flexibler Mechanismen durch Deutschland, 400 ppm Stabilisierung



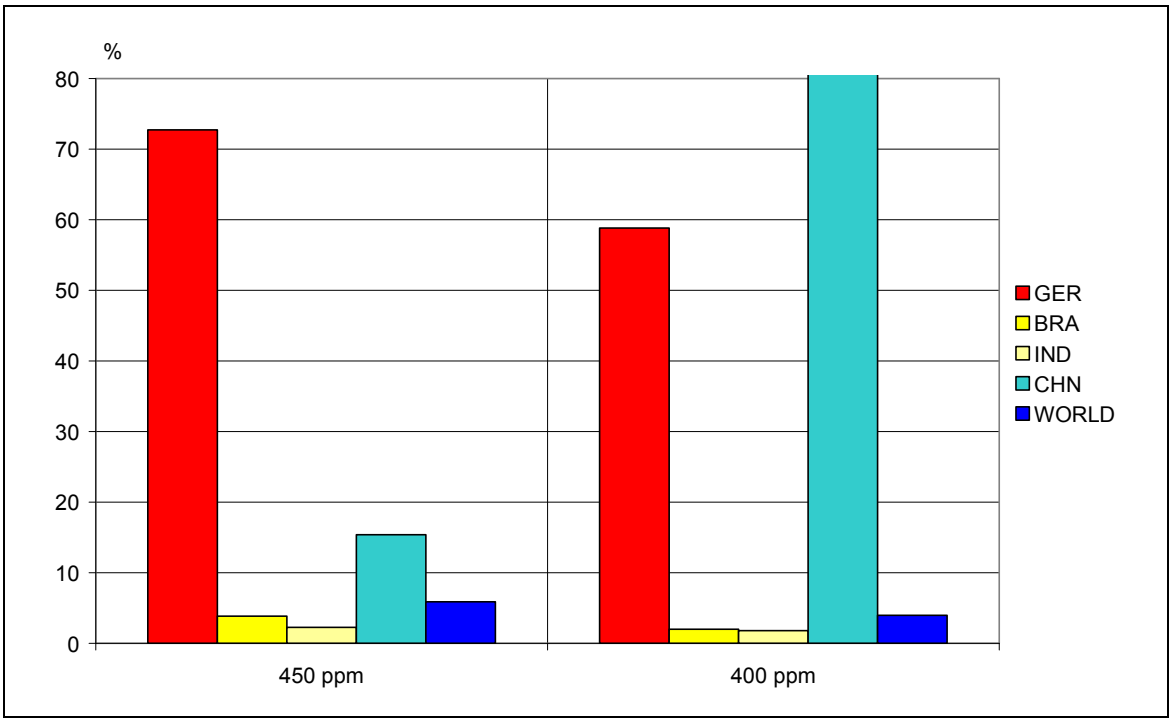
Quelle: ZEW

Um die gesamten wirtschaftlichen Auswirkungen durch die Politiken für den Klimawandel zu quantifizieren, setzen wir die soziale Wohlfahrt als übergreifenden ökonomischen Indikator ein, d. h. als Nutzenaggregat. Änderungen der Wohlfahrt können durch die *Hicksian Equivalent Variation* (HEV) abgebildet werden, die die Änderung des Einkommens misst, welche äquivalent ist zu der hervorgerufenen Nutzenänderung, d. h. sie drückt die Änderung der Wohlfahrt als Einkommensänderung aus. Dieser Wohlfahrts-Indikator summiert dabei sowohl die gezeigten wirtschaftlichen Auswirkungen auf den Emissionsmarkt, als auch die makroökonomischen Effekte. Der Indikator repräsentiert die kumulierte Wohlfahrt von 2000 bis 2100, die mit einer Rate von 5 Prozent diskontiert wurde.

Die Auswirkungen auf die Wohlfahrt, die hier gezeigt werden, reflektieren unseren Ansatz der Kosten-Effektivität und berücksichtigen deshalb nicht den Nutzen der Klimapolitiken, wie vermiedene Schäden durch den Klimawandel. In Abbildung 20 ist der vermiedene Verlust der Wohlfahrt dargestellt (hervorgerufen durch die wirtschaftlichen Reakti-

onen auf die Beschränkung der Emissionen), der aufgrund der Verwendung der flexiblen Mechanismen durch Deutschland erreicht werden konnte - für bedeutende Entwicklungsländer ebenso wie für die ganze Welt unter den beiden Stabilisierungsszenarien. In unseren Szenarien aus Tabelle 12 vergleichen wir die Wohlfahrtseffekte von Szenario FLEXIBLE MECHANISMS 450 mit NO TRADE GERMANY 450 und FLEXIBLE MECHANISMS 400 mit NO TRADE GERMANY 400 für verschiedene Regionen der Welt.

Abbildung 20: Deutschland und andere Regionen der Welt – Erzielte vermiedene Wohlfahrtsverluste durch den Einsatz der flexiblen Mechanismen gegenüber BaU



Quelle: ZEW

Abbildung 20 zeigt, dass alle Regionen ökonomischen Nutzen ziehen aus der Teilnahme Deutschlands bei den flexiblen Mechanismen unter dem Kyoto-Protokoll. Bei der Teilnahme am internationalen Emissionshandel und dem CDM kann Deutschland selber deutlich potenzielle Wohlfahrtsverluste vermeiden: über 70 Prozent im Vergleich zu inländischen Aktivitäten im 450 ppm Stabilisierungsszenario– wobei der Wohlfahrtsverlust von 1,1 auf 0,3 Prozent gesenkt wird – und über 50 Prozent im 400 ppm Szenario. Während Deutschland deutlich von der verstärkten ökonomischen Flexibilität durch den internationalen Handel mit Emissionen profitiert, haben die CDM-Gastgebeländer Brasilien, Indien und China ebenfalls positive Änderungen der Wohlfahrt zu verzeichnen. In dieser Hinsicht gewinnt China den größten relativen Gewinn an Wohlfahrt, der jedoch absolut gesehen gering ausfällt: bei einer Stabilisierung auf 400 ppm wird der Verlust an Wohlfahrt von 0,01% im Szenario „NO TRADE GERMANY“ zu einem Wohlfahrts*gewinn* von 0,06% im Szenario „FLEXIBLE MECHANISMS“ (dargestellt durch einen unbe-

grenzten Block in der Abbildung 20). Zusätzlich kann bemerkt werden, dass sich weltweit relative Wohlfahrts- Gewinne aus Deutschlands Einbeziehung in die Palette der flexiblen Mechanismen ergeben.

Obwohl Entwicklungsregionen wie Brasilien absoluten Wohlfahrtsverlusten durch die globalen Stabilisierungspolitiken gegenüberstehen könnten, stellen wir absolute Wohlfahrtsgewinne für China sowohl im 400 als auch im 450 ppm Szenario fest, und sogar weit größeren Nutzen für Indien unabhängig vom Stabilisierungsziel (nicht dargestellt in Abbildung 20). Obwohl die relativen Gewinne von Indien durch Deutschlands Verwendung der flexiblen Mechanismen vergleichsweise klein sind, betragen die Gewinne 2,26 Prozent (sogar 7,38 Prozent) im 450 ppm Szenario (400 ppm).

3.7 Schlussfolgerungen

Unsere Simulationen beruhen auf einem dynamischen Integrated Assessment Modell der Weltwirtschaft, das auf intertemporaler Optimierung basiert und den Zeitraum 2010 bis 2100 abdeckt. Insgesamt zeigt sich, dass Deutschland im Vergleich zu inländischen Vermeidungsmaßnahmen einen deutlichen Nutzen aus dem Einsatz der flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls zieht. Die zentralen Treiber der simulierten wirtschaftlichen Auswirkungen sind die Ambitioiniertheit der globalen und individuellen Emissionsreduktionsziele, die Wechselwirkungen zwischen Emissions- und Gütermärkten sowie internationale Spillovers durch grenzüberschreitenden Handel mit Gütern und Brennstoffen.

Auf dem internationalen Zeritfikatsmarkt stellt Deutschland einen großen Importeur von Emissionszertifikaten und CDM-Zertifikaten dar. Zudem zeigen unsere Simulationen, dass auch für andere industrialisierte Regionen der Welt die projektbezogenen Mechanismen in signifikantem Maße dazu beitragen, die entsprechenden Stabilisierungsziele zu erreichen. In der ersten Hälfte des Jahrhunderts ist China deutlich das dominante CDM-Gastgeberland (d. h. CER Exporteur), während Indien diese Rolle in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts übernimmt. Verglichen mit diesen beiden Regionen stellt Brasilien einen recht unbedeutenden CER Exporteur dar.

In Bezug auf die makroökonomischen Auswirkungen der zu Grunde liegenden Stabilisierungsszenarien zeigt sich, dass Deutschland durch die Nutzung der flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls potentielle Verluste an BIP und Realkonsum deutlich senken kann, welche durch die entsprechenden Emissionskontrollpolitiken entstehen würden. Entscheidend ist hier, dass auch Zertifikate exportierende Entwicklungsländer im Allgemeinen makroökonomische Kosteneinsparungen durch die Teilnahme Deutschlands an den flexiblen Mechanismen erzielen können (Indien kann sogar absolute BIP-Gewinne verzeichnen). Diese Wohlfahrtseffekte beruhen auf der einen Seite auf der zusätzlichen deutschen Nachfrage an Zertifikaten, auf der anderen Seite auf dem internationalen Güterhandel, der weniger abnimmt, wenn Deutschland als Handelspartner geringere BIP-Verluste verzeichnet.

Zudem profitieren alle Regionen der Welt ökonomisch im Sinn der sozialen Wohlfahrt, wenn Deutschland die flexiblen Kyoto-Mechanismen nutzt. Durch die Teilnahme am internationalen Emissionshandel und dem CDM ist Deutschland auch selbst in der Lage,

potenzielle Wohlfahrtsverluste um bis zu 70 Prozent im Vergleich zu inländischen Maßnahmen zu vermeiden. Hinzu kommt, dass für China absolute Wohlfahrtsgewinne zu verzeichnen sind und ein noch größerer Nutzen für Indien – trotz ihrer eigenen stufenweisen Verpflichtungen zur Emissionskontrolle.

Einige Einschränkungen der vorgestellten Analyse sollen an dieser Stelle erwähnt werden. Erstens ist der Zweck unserer Konsteneffektivitätsanalyse, Strategien der Klimapolitik zu beleuchten, die die wirtschaftlichen Kosten der Stabilisierung von CO_2-Konzentrationen minimieren. Auf diese Weise werden die Vorteile des vermiedenen Klimawandels ignoriert (wie etwa damit verbundene Schäden in Entwicklungsländern), welche die hier beschirebenen positiven Kostenauswirkungen überwiegen und selbst die angenommenen regionalen wirtschaftlichen Entwicklungspfade verändern könnten. Da wir uns nur auf Strategien der CO_2-Vermeidung konzentrieren, vernachlässigen wir zudem potenziell günstigere Vermeidungsstrategien, die mit anderen Gasen (wie CH_4) verbunden sind; die wirtschaftlichen Anpassungskosten könnten somit überschätzt werden (Böhringer et al. 2005). Auch könnte die zu Grunde liegende Annahme der unbeschränkten Nutzung des CDM durch so genannte *Supplementarity*-Überlegungen gelockert werden.[13] Solche Maßnahmen würden insbesondere zu einer Begrenzung der CER Importe in industrialisierte Länder führen, um sicherzustellen, dass der Gebrauch der projektbezogenen Mechanismen nur zusätzlich zu inländischen Maßnahmen bleibt. Hierdurch würden die simulierten Kosteneinsparungen für industrialisierte Länder und die nutzbringenden Auswirkungen für Entwicklungsländer allerdings deutlich begrenzt. Schließlich könnte eine Beschränkung der Nutzung überschüssiger Emissionrechte („Hot Air“) der ehemaligen Sowjetunion (vornehmlich Russland und Ukraine) zur Erfüllung von Klimaschutzzielen untersucht werden. Eine solches Szenario hätte sowohl relativ höhere Anpassungskosten der vermeidenden Regionen, als auch eine verstärkte substitutive Nutzung der projektbasierten Mechanismen zur Folge.

[13] *Supplementarity* steht für die Zusätzlichkeit der flexiblen Instrumente des Kyoto-Protokolls zu heimischen Vermeidungsmaßnahmen.

4 Langfristige Perspektiven der Nutzung von CDM und JI – Ergebnisse der Delphi-Befragung

Langfristige Voraussagen mit einem Zeithorizont von 40 bis 50 Jahren beinhalten im Allgemeinen beträchtliche Unsicherheiten. Daher ist ein systematischer Ansatz erforderlich, der stark unterschiedliche Erwartungen berücksichtigt. In solchen Fällen hat sich die so genannte Delphi-Befragung als recht nützlich erwiesen.

Diese Methode wurde im Rahmen des so genannten Forschungs- und Entwicklungs-Projekts (Research and Development Project, RAND) von Olaf Helmer, Nicholas Rescher, Norman Dalkey und weiteren Forschern entwickelt, als sie versuchten, das militärische Potenzial zukünftiger Technologien vorherzusagen (Helmer und Rescher 1959). Sie kamen zu dem Schluss, dass „Experten – insbesondere wenn sie übereinstimmen –im Vergleich zu Nichtexperten eher dazu neigen, Fragen auf ihrem Gebiet korrekt zu beantworten. Die Autoren stellten jedoch fest, dass durch das Zusammenbringen von Experten in einen Konferenzraum Faktoren eingeführt werden, die möglicherweise wenig Bezug zu der im Zentrum stehenden Frage haben. Beispielsweise könnten dominante Teilnehmer die Diskussion beherrschen statt derjenigen mit den besten Argumenten; andererseits könnte es einem Teilnehmer widerstreben, eine vormals vertretene Meinung vor der Gruppe aufzugeben“ (Gordon 1994, S. 1).

Um solche Fehlerquellen bei Konferenzen, Workshops oder Fokusgruppen zu überwinden, wurde die Delphi-Methode entwickelt, die effektive Debatten ohne Berücksichtigung der Persönlichkeit ermöglichen soll. Hier werden Thesen bzw. Fragen an ausgewählte Experten versandt, die mit den jeweiligen Themen vertraut sind. Nach einer ersten Runde von Antworten werden den Experten die Ergebnisse der ersten Runde mitgeteilt; danach werden sie aufgefordert, ihre bisherige Auffassung in einer zweiten Runde zu bestätigen oder aber ihre Meinung zu korrigieren. Die Experten wissen nicht, wer sonst an der Befragung teilnimmt; hierdurch lässt sich Anonymität gewährleisten und niemand muss befürchten, sein Gesicht zu verlieren, falls er seine Meinung ändert.[14]

Diese beiden Aspekte – Anonymität und Feedback – stellen die Grundelemente der Delphi-Methode dar. Ziel der meisten Delphi-Befragungen ist eine zuverlässige und kreative Erörterung von Ideen bzw. die Gewinnung geeigneter Informationen als Basis der Entscheidungsfindung. Die Delphi-Methode stellt ein nützliches Kommunikationsmittel unter einer Gruppe von Experten dar und erleichtert auf diese Weise die Bildung eines Gruppenurteils. Die Delphi-Methode ist daher ein passender Ansatz, um die langfristigen Perspektiven der projektbezogenen Kyoto-Mechanismen zu bestimmen.

Als Teil dieses Forschungsvorhabens wurde eine Delphi-Befragung zu den künftigen Perspektiven der Nutzung projektbezogener Mechanismen durchgeführt. Ein erster Entwurf des Fragebogens wurde durch das Öko-Institut entwickelt. Dieser wurde mit Experten auf dem Gebiet der Kyoto-Mechanismen des deutschen Umweltministeriums und

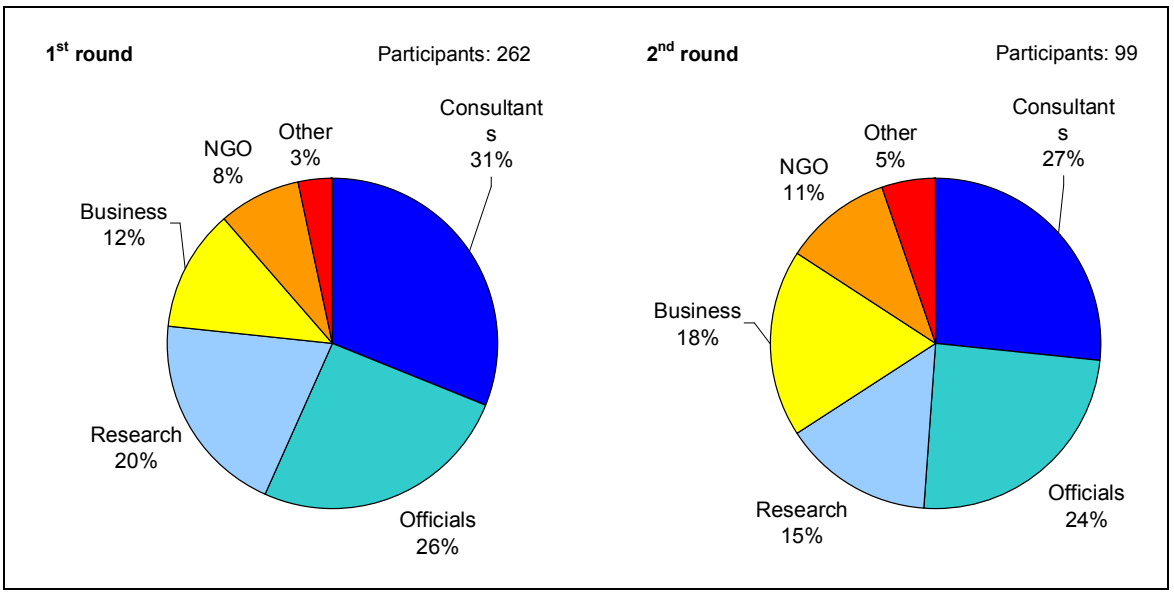
[14] Ein umfassender Überblick über Geschichte, Ziele und Möglichkeiten der Delphi-Methode findet sich in Linstone, Turoff, Helmer (2002).

des Umweltbundesamts (UBA) besprochen und anschließend überarbeitet. Danach wurde er an fünf ausgewählte externe Personen für einen Vorabtest versandt nach der Auswertung ihrer Kommentare wurden die übrigen Experten gebeten, den Fragebogen im Internet auszufüllen. Die Delphi-Befragung wurde in zwei Runden durchgeführt. In beiden Runden hatten die Experten mehr als vier Wochen Zeit, den Fragebogen zu beantworten. Um den Rücklauf zu erhöhen, wurden bei jeder Runde drei Erinnerungsschreiben an diejenigen Experten versandt, die den Fragebogen noch nicht beantwortet hatten.

4.1 Teilnehmer und Antworten

Über 800 Experten weltweit wurden aufgefordert, an der ersten Befragungsrunde teilzunehmen. Über 250 Experten (30%) beteiligten sich an dieser Runde, von diesen beantworteten über 230 mindestens eine Frage. Die Ergebnisse wurden anschließend den Teilnehmern übermittelt und sie wurden aufgefordert, auch an der zweiten Runde teilzunehmen. Über zwei Fünftel der Teilnehmer der ersten Runde (43%) beteiligten sich auch an der zweiten und überprüften ihre in der ersten Runde gegebenen Antworten.

Abbildung 21: Berufliche Herkunft der Teilnehmer



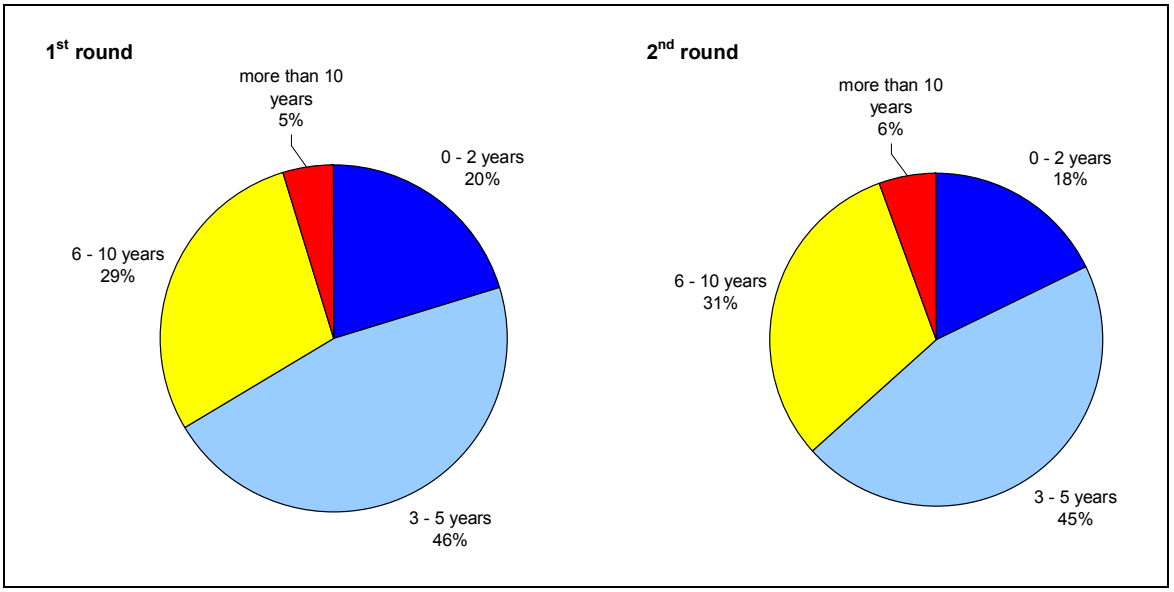
Quelle: Öko-Institut

Im Allgemeinen ist die berufliche Herkunft der Experten relativ ausgewogen (Abbildung 21).[15] Berater waren unter den Beteiligten besonders stark vertreten, Nichtregierungsorganisationen (NGO) dagegen eher etwas unterrepräsentiert, jedoch stieg deren Anteil in der zweiten Runde ein wenig.

[15] Frage 1a: Was für einen Hintergrund haben Sie im Rahmen der projektbezogenen Mechanismen?

Über ein Drittel der teilnehmenden Experten verfügte über mehr als fünf Jahre Erfahrung auf dem Gebiet der projektbezogenen Kyoto-Mechanismen und weitere 45 % über mindestens drei Jahre Erfahrung in diesem Bereich (Abbildung 22).[16] Nur 20 % der Teilnehmer waren mit weniger als zwei Jahren Erfahrung verhältnismäßig neu auf dem Gebiet. Zwischen der ersten und zweiten Runde nahm der Anteil an erfahrenen Experten geringfügig zu.

Abbildung 22: Erfahrungshintergrund der Teilnehmer



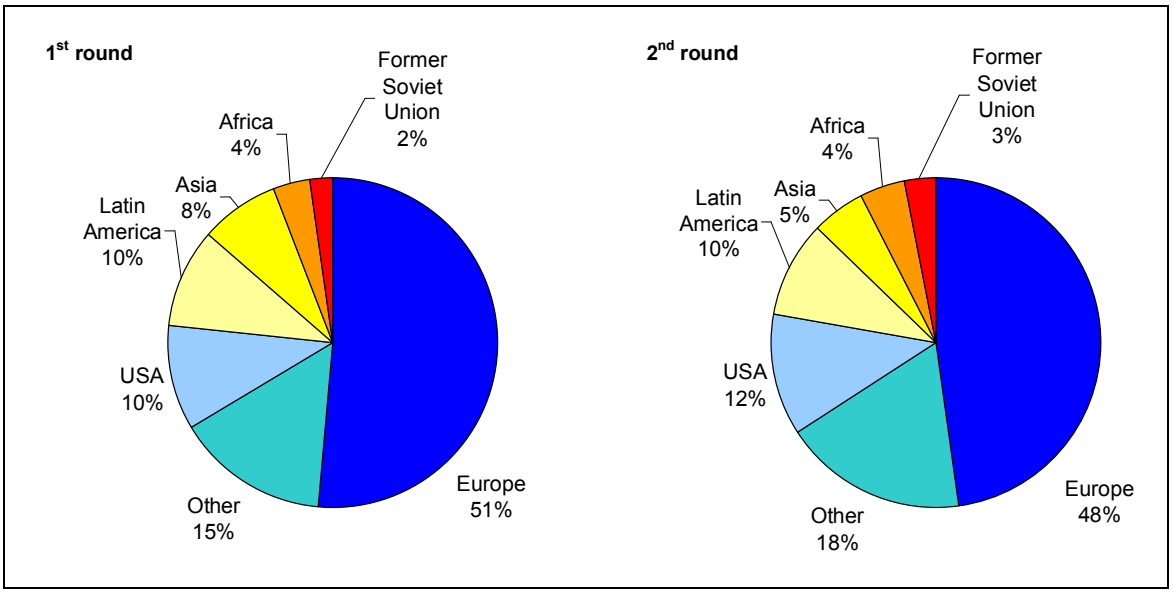
Quelle: Öko-Institut

Die meisten Experten stammten aus Europa, obwohl sich die Verteilung in der zweiten Runde ein wenig ausglich (Abbildung 23).[17] Die Ungleichverteilung wurde hauptsächlich dadurch verursacht, dass über die Hälfte der aufgeforderten Experten aus europäischen Ländern kommt. Die Verzerrung ergibt sich daher nicht aus Unterschieden beim Antwortverhalten der Experten, sondern eher aus einem Ungleichgewicht in unserer Expertendatenbank. Dies liegt einerseits daran, dass unsere Niederlassung in Europa liegt und wir daher über bessere Kontakte zu europäischen Experten verfügen. Andererseits tritt das Ungleichgewicht möglicherweise deshalb auf, weil europäische Länder aktiver auf dem Gebiet der flexiblen Kyoto-Mechanismen sind, was wiederum von einer stärkeren Nachfrage nach solchen Mechanismen nach Inkrafttreten des europäischen Emissionshandelssystems Anfang 2005 herrühren könnte. Obwohl dies die Überzahl der europäischen Experten erklären könnte, so bleibt es eine Schwäche der Delphi-Befragung, dass ungefähr nur ein Fünftel der Experten aus Entwicklungsländern stammte, in denen künftig ein großer Anteil der Minderungsprojekte realisiert werden wird.

[16] Frage 1b: Wie viele Jahre Erfahrung haben sie auf dem Gebiet der projektbezogenen Mechanismen?

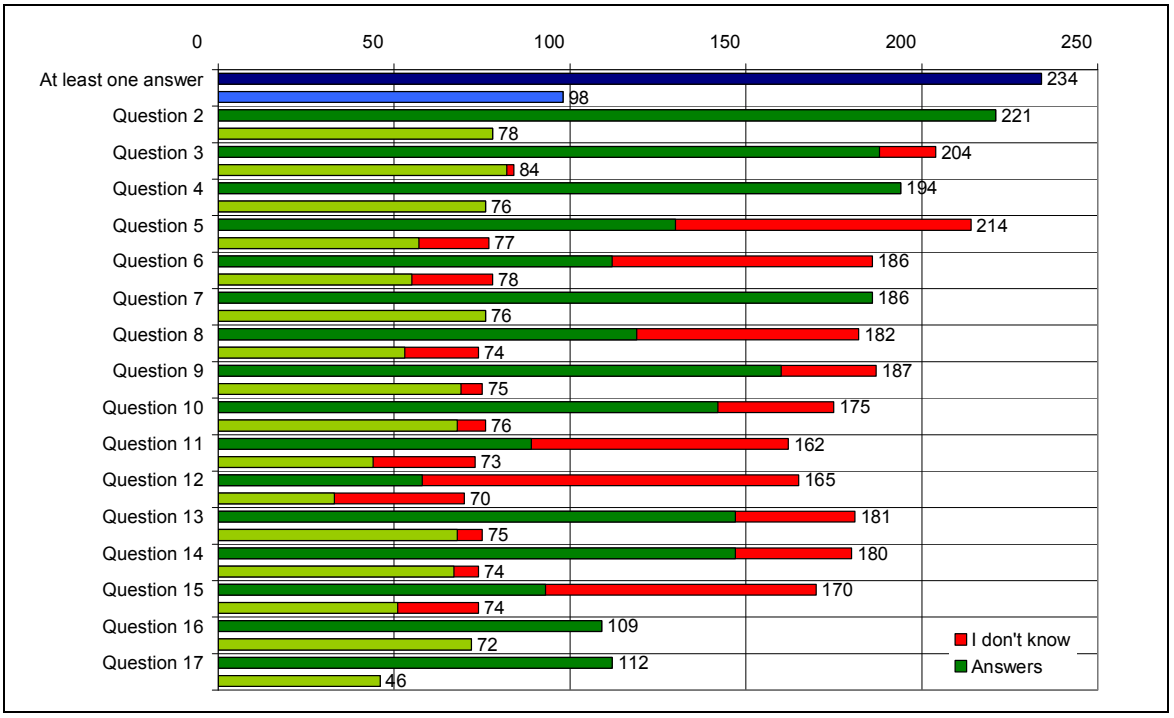
[17] Frage 1c: Ihre Staatsbürgerschaft:

Abbildung 23: Herkunft der Teilnehmer



Quelle: Öko-Institut

Abbildung 24: Anzahl der Antworten je Frage



Quelle: Öko-Institut

Neben den einleitenden Fragen nach Hintergrund, Erfahrung und Herkunft der Experten umfasste der Fragebogen 16 thematische Fragen, von denen die meisten in mehrere Teilfragen unterteilt waren. Die große Mehrheit war durch einen Mausklick zu beantworten.

Zudem konnten die Experten Kommentare zu jeder Frage sowie abschließend allgemeine Ausführungen hinzufügen (Frage 18).

In der ersten Runde war die Zahl der Antworten zu den letzten Fragen erheblich geringer als zu den ersten (Abbildung 24). Dies ist nicht überraschend, da die abschließenden Fragen sich auf die globale Marktgröße oder die Verteilung der Projektkategorien auf verschiedene Länder und Regionen bezogen und quantitative Informationen erforderten, während die Fragen am Anfang einen eher qualitativen Charakter hatten. Solch eine Diskrepanz ist in der zweiten Runde nicht zu beobachten: Jede Frage wurde – abgesehen von der letzten – von 70 bis 80 Experten beantwortet.

Im Allgemeinen bestätigte die zweite Delphi-Runde bei den meisten Fragen die Ergebnisse aus der ersten Runde und trug zu einer Festigung der Erkenntnisse bei. Dementsprechend sind die Ergebnisse der zweiten Runde oft klarer und ausgeprägter. Außerdem verringerte sich der Anteil der Experten, die „Ich weiß nicht“ antworteten, im Durchschnitt von knapp einem Drittel in der ersten Runde (31 %) auf wenig mehr als ein Fünftel in der zweiten (22 %). Alles in allem lässt sich daraus schließen, dass die zweite Runde die Ergebnisse der ersten Runde bestätigte und die Ergebniszuverlässigkeit erhöhte.

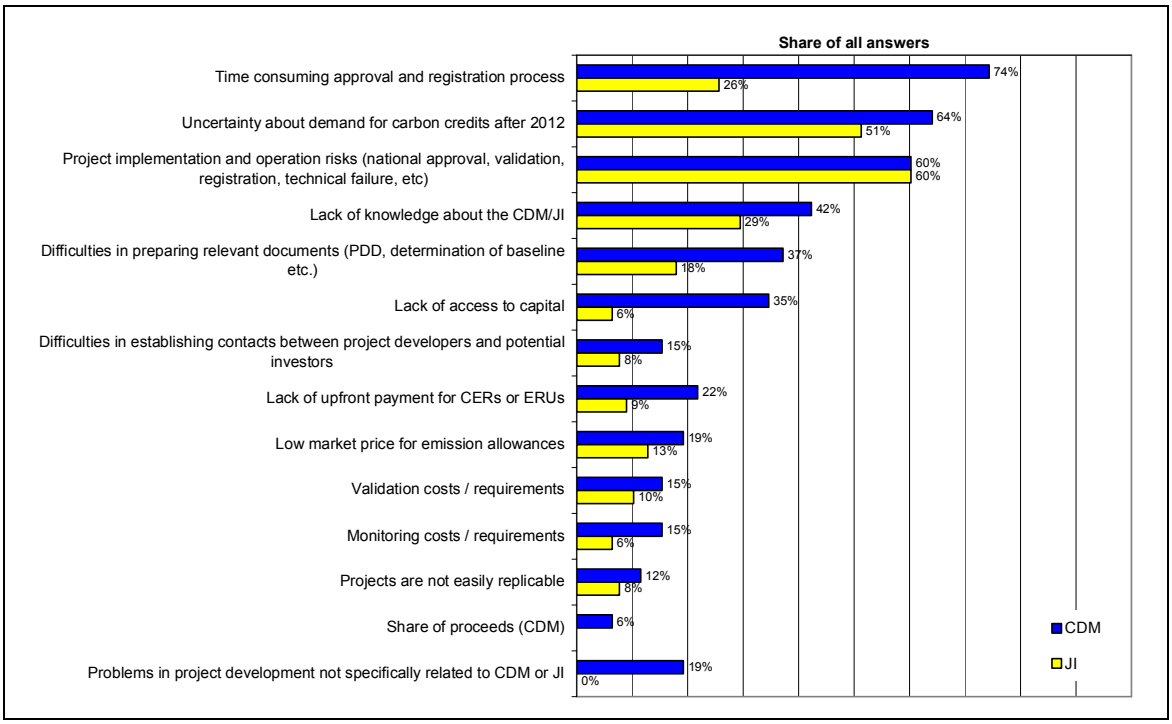
4.2 Ergebnisse

4.2.1 Hemmnisse für die Umsetzung von CDM- und JI-Projekten

Über 60 % der Experten bezeichneten das zeitaufwändige Genehmigungs- und Registrierungsverfahren, die Unsicherheit über den Bedarf an Emissionszertifikaten nach 2012 und die Risiken aufgrund von Unsicherheiten der staatlichen Genehmigung, Validierung, Registrierung, technischen Versagens usw. als die wichtigsten Hemmnisse für die Umsetzung von CDM-Projekten (Abbildung 25).[18] Mangel an Wissen über den CDM oder mangelnder Zugang zu Kapital hatten eine geringere Bedeutung, blieben aber dennoch relevant. Dagegen wurden sowohl die Regelung „Teil der Erlöse aus den CERs“ (share of proceeds) (die als den CDM benachteiligend und JI begünstigend eingeschätzt wurde) als auch die Kosten für Monitoring und Validierung nicht als Hemmnisse für die Umsetzung von CDM-Projekten betrachtet.

[18] Frage 2: Was sind die wichtigsten Hemmnisse für die Umsetzung von CDM- und JI-Projekten? (Mehrere Antworten möglich).

Abbildung 25: Die wichtigsten Hemmnisse für die Umsetzung von CDM- und JI-Projekten



Quelle: Öko-Institut

Für JI zeigt sich ein ähnliches Bild: Risiken aufgrund der Unsicherheiten der staatlichen Genehmigung, Validierung, Registrierung, technischen Versagens usw. sowie die Unsicherheit über den Bedarf an Emissionszertifikaten nach 2012 wurden als die wichtigsten Hemmnisse bewertet, während die Kosten für das Monitoring und die Validierung keine Hemmnisse darstellen. Der Zugang zu Kapitel scheint bei JI-Projekten ein noch geringeres Problem zu sein als bei CDM.

Diese Ergebnisse weichen nicht systematisch von denen der ersten Delphi-Runde ab. Allerdings waren die Ergebnisse in der ersten Runde weniger ausgeprägt. Die wichtigsten Hemmnisse gemäß den Ergebnissen der ersten Runde wurden in der zweiten Runde von einem größeren Anteil der Experten ausgewählt, während die potenziellen Hemmnisse, denen in der ersten Runde weniger Bedeutung zugeschrieben wurde, in der zweiten Runde noch seltener genannt wurden. Mit anderen Worten, die Ergebnisse der ersten Runde wurden in der zweiten bestätigt.

Im Allgemeinen weichen die Wertungen einzelner Gruppen von Experten vom Gesamtdurchschnitt nicht substantiell ab. Dennoch sollten einige geringe Abweichungen hervorgehoben werden. In Bezug auf den CDM bewerteten Unternehmens- sowie NGO-Experten die Risiken durch Unsicherheiten hinsichtlich der staatlichen Genehmigung, Validierung, Registrierung, technischen Versagens usw., als wichtiger als die Unsicherheit über den Bedarf an Emissionszertifikaten nach 2012 (Tabelle 51, S. 213). Zudem schätzten zwei Drittel der NGO-Experten den mangelhaften Zugang zu Kapital und Probleme der Projektentwicklung, die sich nicht spezifisch aus dem CDM ergeben, eher

als wichtige Hemmnisse ein. Darüber hinaus bewertete ein größerer Anteil an aus Entwicklungsländern stammenden Experten einen mangelhaften Zugang zu Kapital, Schwierigkeiten in der Herstellung von Kontakten zwischen Projektentwicklern und potenziellen Investoren sowie die Kosten der Validierung als beträchtliche Hemmnisse für die Realisierung von CDM-Projekten.

Bezüglich JI ist die von einzelnen Gruppen von Experten angegebene Rangfolge der Hemmnisse nahezu identisch mit dem Gesamtdurchschnitt, zumindest bei den drei wichtigsten Hemmnissen (Tabelle 51, S. 213). Jedoch bewertete ein größerer Anteil an Unternehmens- sowie NGO-Experten Risiken durch Unsicherheiten hinsichtlich der staatlichen Genehmigung, Validierung, Registrierung, technischen Versagens usw., erneut als ein wichtiges Hemmnis.

Der Unsicherheit über den Bedarf an Emissionszertifikaten nach 2012 lässt sich nur durch eine Übereinkunft über ein zukünftiges Klimaregime begegnen, oder zumindest durch eine klare politische Entscheidung über die Nutzung projektbezogener Mechanismen innerhalb von Staaten aufgebauter Emissionshandelssysteme, wie beispielsweise des Europäischen Emissionshandelssystems. Solch ein zukünftiges internationales Klimaregime ist für die Entwicklung und Erschließung des Potenzials der flexiblen Kyoto-Mechanismen zwar dringend erforderlich. Jedoch werden die Verhandlungen über künftige Verpflichtungsperioden unter dem Kyoto-Protokoll erst im Jahr 2006 beginnen und die Entscheidungsfindung wird zweifelsohne zeitaufwändig werden. Während dieses Hemmnis die internationale Zusammenarbeit von Staaten erfordert, lassen sich die übrigen Hemmnisse durchaus von einzelnen Akteuren angehen. Möglicherweise wird der Exekutivrat des CDM (CDM Executive Board) das aufwändige Genehmigungs- und Registrierungsverfahren effektiver gestalten. Einzelne Regierungen könnten die Risiken der Projektein- und -durchführung reduzieren, etwa durch verbesserte und effektiver gestaltete staatliche Genehmigungs- und Registrierungsprozesse sowie durch Kapazitätsbildungsmaßnahmen.

4.2.2 Maßnahmen zur Überwindung von Hemmnissen

In dieser Frage[19] gaben wir mehrere Maßnahmen an, welche die Hemmnisse für projektbezogene Mechanismen potenziell überwinden könnten. Die Teilnehmer der Delphi-Befragung wurden aufgefordert, die relative Bedeutung dieser Maßnahmen zu bewerten. Ihrer Einschätzung nach waren die wichtigsten Maßnahmen: Klärung der Perspektiven von CDM und JI nach 2012, Stärkung des CDM-Methodenausschusses (CDM Methodological Panel), Vereinfachung der Verfahren, Stärkung des CDM-Exekutivrats sowie Klärung der CDM-Verfahren (Abbildung 26). Überraschenderweise wurde die Abschaffung der Regelung „Teil der Erlöse aus den CERs“ (share of proceeds) (die teilweise als eine den CDM gegenüber JI benachteiligende Steuer eingeschätzt wird) als die am wenigsten wichtige Maßnahme zur Überwindung der Hemmnisse bewertet. Andere Maßnahmen, denen wenig Bedeutung zugeschrieben wurde, sind: öffentliche Ausschreibun-

[19] Frage 3: Welche Maßnahmen bewerten sie als wichtig zur Überwindung von Hemmnissen für die projektbezogenen Mechanismen? (Sehr wichtig, Wichtig, Weniger wichtig, Unwichtig).

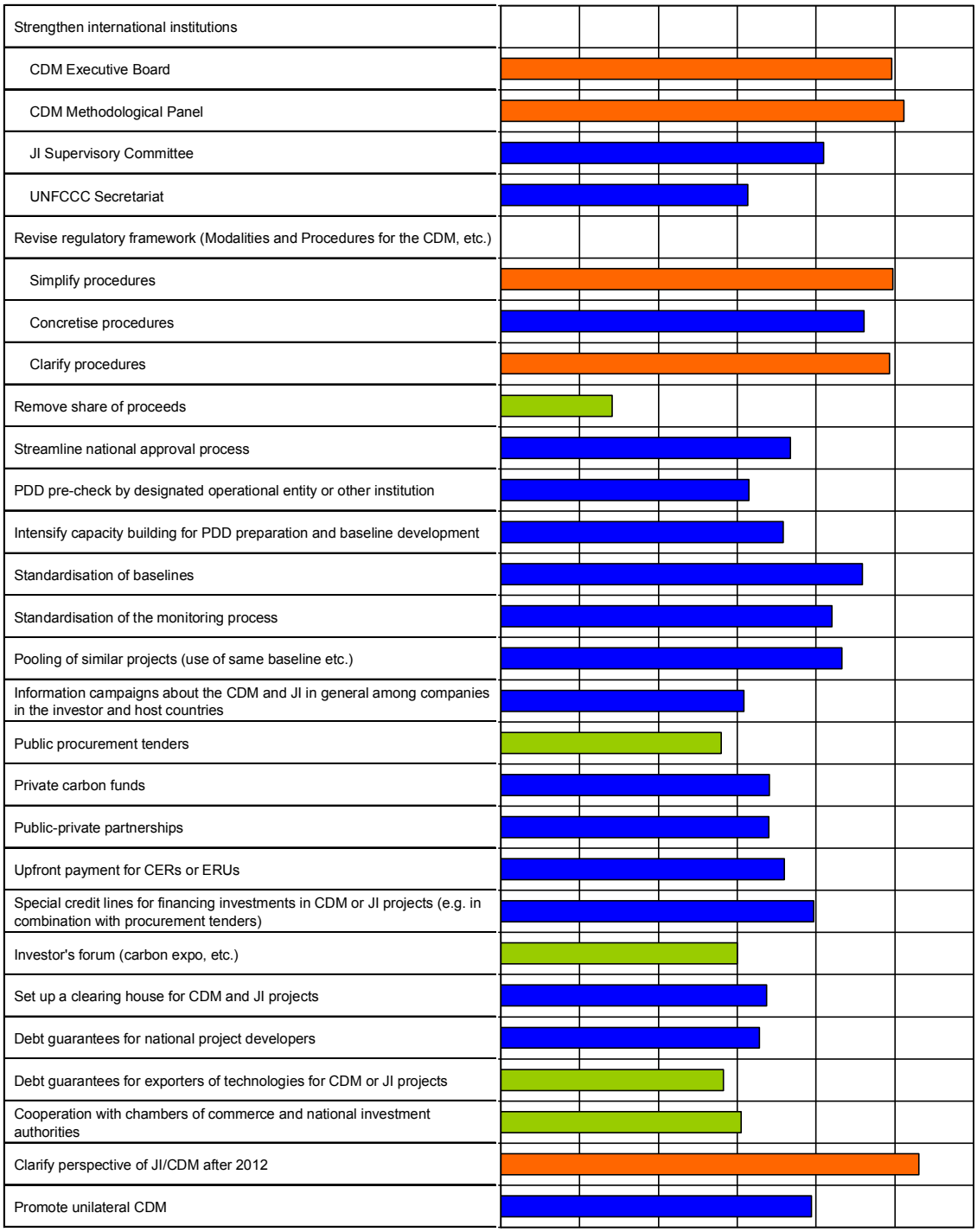
gen zum Ankauf von CERs, Investorforen (wie zum Beispiel die Carbon Expo), Zusammenarbeit mit Handelskammern und nationalen Investitionsbehörden sowie Informationskampagnen zu CDM und JI, welche auf die Unternehmen in Investorstaaten und Gastländern abzielen.

Die Einschätzung einzelner Maßnahmen, welche in der Befragung angegeben wurden, veränderte sich zwischen der ersten und zweiten Runde nicht beträchtlich. Allerdings war die als am wichtigsten bewertete Maßnahme der zweiten Runde (Klärung der Perspektiven der Nutzung von CDM und JI nach 2012) nicht unter den aufgelisteten Maßnahmen der ersten Runde. Sie wurde in der zweiten Runde eingeführt, nachdem mehrere Experten in ihren Kommentaren zu dieser Frage darauf hingewiesen hatten.

Die von einzelnen Gruppen von Experten abgegebenen Bewertungen über die Bedeutung dieser Maßnahmen weichen nicht substanziell vom Gesamtdurchschnitt ab (Tabelle 52, S. 214). Dennoch schreiben US-Experten Maßnahmen häufig eine geringere Bedeutung zu als der Durchschnitt der Befragten, Berater und Experten aus Entwicklungsländern dagegen oft eine höhere. Experten aus Entwicklungsländern zufolge sollten intensivere Anstrengungen unternommen werden in Bezug auf Informationskampagnen zu CDM und JI, welche insbesondere auf die Unternehmen in Investorstaaten und Gastländern zielen. Und wenig überraschend bewerteten Berater öffentliche Ausschreibungen zum Ankauf von CERs als erheblich wichtiger als alle anderen Gruppen von Experten.

Es lassen sich die folgenden wichtigsten Maßnahmen zur Verbesserung der Bedingungen für die projektbezogenen Mechanismen zusammenfassen: Klarere Vorstellungen über die Zeit nach 2012 und eine Stärkung der relevanten internationalen Institutionen, insbesondere des CDM-Exekutivrats und des CDM-Methodenausschusses. Dagegen tragen eine Abschaffung der Regelung „Teil der Erlöse aus den CERs“ (share of proceeds), zusätzliche öffentliche Ausschreibungen zum Ankauf von CERs und die Einrichtung zusätzlicher Investorenforen offenbar nicht wesentlich zur Verbesserung der Bedingungen für die projektbezogenen Mechanismen bei.

Abbildung 26: Bedeutung der Maßnahmen zur Überwindung der Hemmnisse für die projektbezogenen Mechanismen

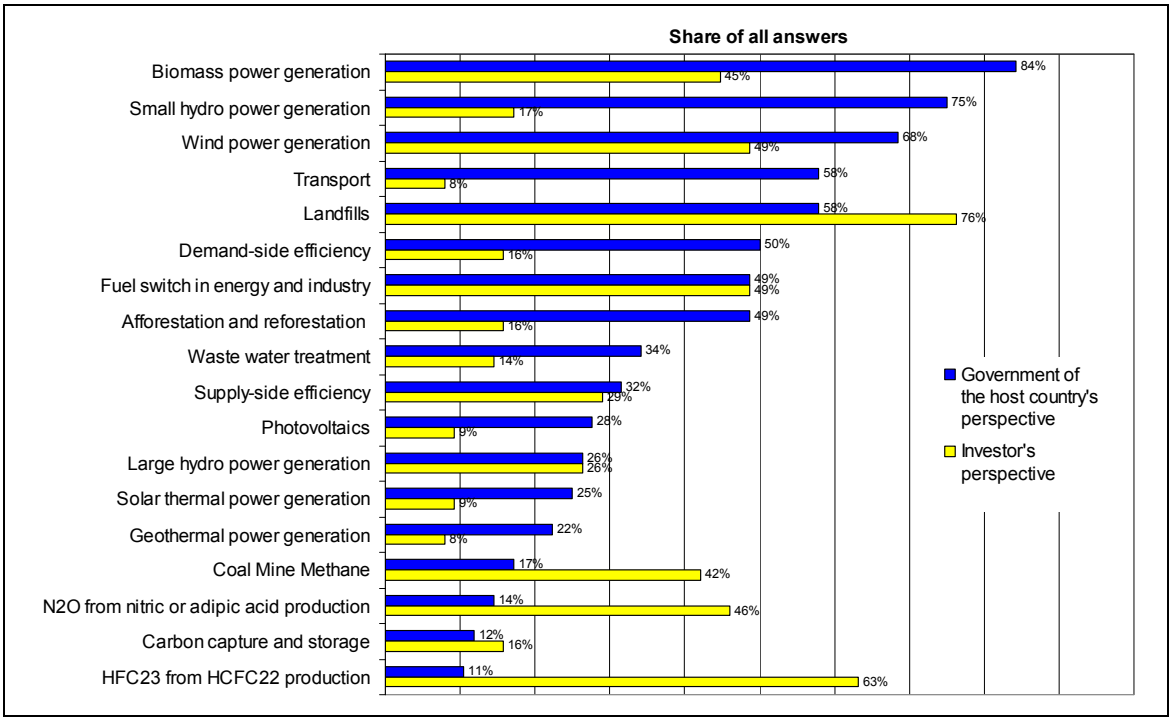


Quelle: Öko-Institut

4.2.3 Attraktivität von Projekttypen

Die Attraktivität verschiedener Projekttypen wurde in der Vergangenheit intensiv diskutiert. Beispielsweise wurde argumentiert, dass Aufforstungs- und Wiederaufforstungsprojekte sich künftig aufgrund ihrer niedrigen Kosten für die Vermeidung von Treibhausgasen als recht attraktiv erweisen werden. Allerdings stellen die Vermeidungskosten nur einen von vielen Faktoren dar, welche die Attraktivität eines Projekttyps prägen. Dies ist insbesondere eine Frage der Perspektive: Investoren etwa bevorzugen andere Projekttypen als Regierungen in Gastländern.[20]

Abbildung 27: Attraktivität von Projekttypen



Quelle: Öko-Institut

Den Experten zufolge bewerten Regierungen in Gastländern Kleinprojekte im Bereich erneuerbarer Energien (Biomasse, Windkraft und kleine Wasserkraft) als besonders attraktiv, Investoren dagegen größere Projekte (z. B. HFKW-23 aus der Herstellung von HFCKW-22, N_2O aus der Herstellung von Salpetersäure oder Adipinsäure und Grubengas) mit geringeren Vermeidungskosten (Abbildung 27). Allerdings wird Attraktivität bei manchen Projekttypen als unabhängig von Unterschieden in der Perspektive betrachtet: Methanvermeidung auf Deponien und Brennstoffwechsel werden sowohl von den Regierungen in den Gastländern als auch von Investoren als relativ attraktiv betrachtet, Projekte zur CO_2-Sequestrierung und -Speicherung (carbon capture and storage, CCS), große

[20] Frage 4: Welche Projekttypen des CDM bzw. JI sind a) aus der Investorenperspektive und b) aus der Perspektive des Gastlandes insbesondere attraktiv? (Mehrere Antworten möglich).

Wasserkraft sowie angebotsseitige Energieeffizienz werden hingegen aus beiden Perspektiven als nicht attraktiv bewertet.

Im Vergleich zur ersten Befragungsrunde sind die Ergebnisse der zweiten klarer und ausgeprägter, d. h. die attraktivsten Projekttypen wurden von einem größeren Anteil an Experten ausgewählt, während ein kleinerer Anteil die am wenigsten attraktiven Typen auswählte. Dies gilt sowohl für die Perspektive der Regierungen in den Gastländern als auch der Investoren. Ferner änderte sich die Attraktivitätsrangfolge zwischen der ersten und zweiten Runde nur wenig. Die vier attraktivsten bzw. am wenigsten attraktiven Projekttypen sind in beiden Runden nahezu identisch.

Im Allgemeinen gilt dies auch für die Bewertung der einzelnen Experten-Gruppen (Tabelle 53, S. 221). Die Attraktivitätsrangfolge unterscheidet sich unter den Gruppen nur wenig, obwohl die Zahl der Experten, welche einen bestimmten Projekttyp als attraktiv bewerten, sich deutlich unterscheidet. Dennoch bewerten US-Experten Fotovoltaik- sowie CCS-Projekte als erheblich attraktiver und HFKW-23 aus der Herstellung von HFCKW-22 als weniger attraktiv aus der Investorensicht als der Durchschnitt. Vertreter von Forschungsinstituten bewerten Aufforstungs- und Wiederaufforstungsprojekte als deutlich weniger attraktiv als der Expertendurchschnitt, NGO-Vertreter schätzen dagegen Abwasserbehandlungsprojekte als deutlich attraktiver ein.

4.2.4 Transaktionskosten

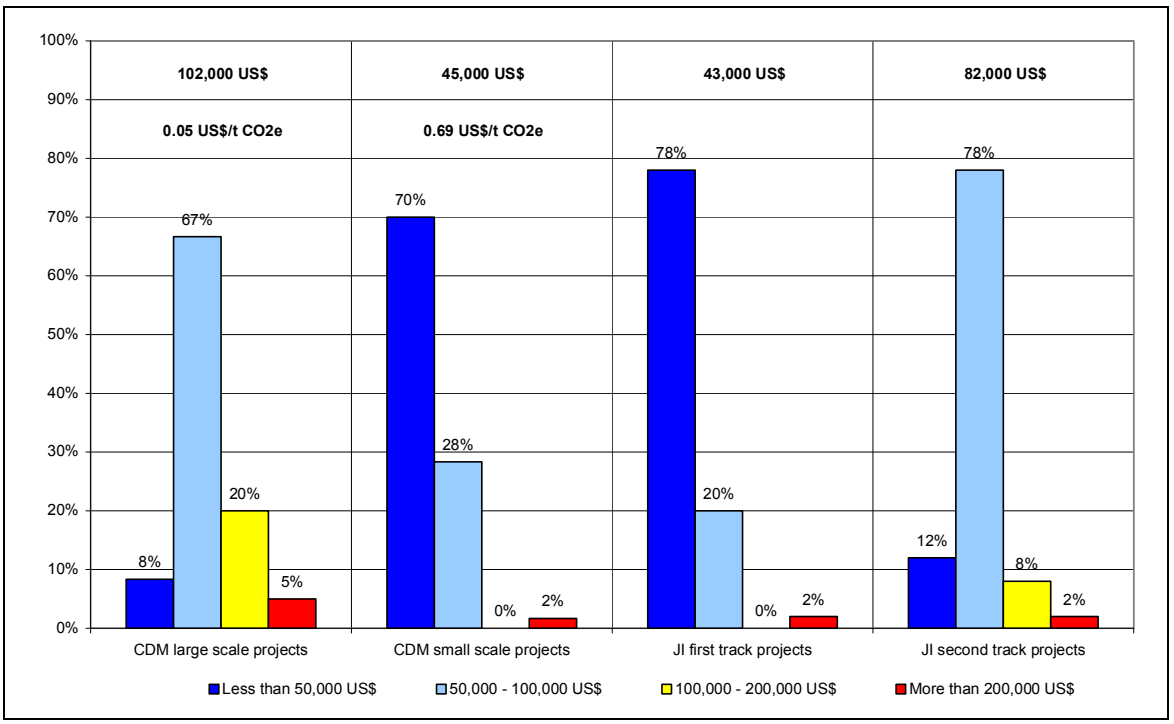
Für große CDM-Projekte und Second-Track JI-Projekte erwarten die meisten Experten, dass sich die Transaktionskosten für die Projektentwicklung auf US$ 50.000 bis US$ 100.000 belaufen werden, bei kleinen CDM-Projekten und First-Track JI-Projekten auf weniger als US$ 50.000 (Abbildung 28).[21]

Die zweite Delphi-Runde bestätigte die Ergebnisse der ersten. Allerdings bewertete ein größerer Teil von Experten die Transaktionskosten in der ersten Delphi-Runde im Allgemeinen eine Stufe höher. Manche Experten korrigierten ihre Auffassungen in der zweiten Runde und schätzten im Allgemeinen die Transaktionskosten eine Stufe niedriger ein. Entsprechend zeigte die zweite Runde etwas niedrigere Transaktionskosten und ein kla-

[21] Frage 5: Wie viel werden die typischen Transaktionskosten für die Entwicklung von CDM- und JI-Projekten im Jahr 2010 betragen? (Unter US$ 50.000; US$ 50.000-100.000; US$ 100.000-200.000; mehr als US$ 200.000 pro Projekt)
Anmerkung: Transaktionskosten beinhalten beispielsweise die Kosten für die Entwicklung des Project Design Document (PDD) und die Festlegung der Baseline (baseline determination), Genehmigung durch die zuständigen nationalen CDM-Behörden (Designated National Authorities, DNAs), Validierung durch einen vom CDM-Exekutivrat akkreditierten Zertifizierer (Designated Operational Entity, DOE), Registrierung beim CDM-Exekutivrat und Verhandlung von Vereinbarungen zum Kauf von Emissionsminderungszertifikaten (Emission Reductions Purchase Agreements, ERPAs). Die folgenden Fragen gehen auf die Kosten für das Monitoring und die Verifizierung ein, diese sollen daher hier nicht berücksichtigt werden, ebenso wie nicht mit dem CDM bzw. JI in Zusammenhang stehende Transaktionskosten (etwa für das technische Design und die Planung, Finanzierung, usw.).

reres Bild, was wiederum die Erwartungen der Transaktionskosten für die Entwicklung von CDM- und JI-Projekten weiter erhärtet.

Abbildung 28: Erwartungen der typischen Transaktionskosten für die Entwicklung von CDM- und JI-Projekten im Jahr 2010



Quelle: Öko-Institut

Dieses Muster ist auch bei einzelnen Gruppen von Experten zu beobachten: Zumeist erwartet die große Mehrheit der Experten, dass die Transaktionskosten für große CDM-Projekte und Second-Track JI-Projekte zwischen US$ 50.000 und US$ 100.000 und für kleine CDM-Projekte und First-Track JI-Projekte unter US$ 50.000 liegen (Tabelle 54, S 222). Nur Unternehmens- und US-Experten neigen dazu, höhere Transaktionskosten zu erwarten, für kleine Projekte zwischen US$ 50.000 und US$ 100.000. Bei NGO-Experten stellt sich das Bild etwas anders dar, was allerdings an der eher geringen Zahl der Befragten liegen könnte, von denen ein großer Anteil diese Frage mit „Ich weiß nicht" beantwortete.

Wenn bestimmte Durchschnittswerte für jede Kostenstufe angenommen werden, lassen sich die ungefähren Durchschnittstransaktionskosten für die verschiedenen Projektkategorien abschätzen. Hier wird davon ausgegangen, dass die Transaktionskosten für die Kostenstufe unter US$ 50.000 im Durchschnitt US$ 25.000 betragen, für die Stufe von US$ 50.000 bis US$ 100.000 US$ 75.000, für die Stufe von US$ 100.000 bis US$ 200.000 US$ 150.000 und für die US$ 200.000 überschreitende Kostenstufe US$ 400.000. Dies führt zu durchschnittlichen Transaktionskosten für ein großes CDM-Projekt von ungefähr US$ 102.000, für ein kleines CDM-Projekt von etwa US$ 45.000,

für ein First-Track JI-Projekt von ungefähr US$ 43.000 und für ein Second-Track JI-Projekt von rund US$ 82.000.[22]

Wenn die durchschnittlichen Projektgrößen berücksichtigt werden, lässt sich eine ungefähre Größenordnung der spezifischen Transaktionskosten pro erzeugtem Emissionszertifikat ableiten. Für den CDM listet der vom UNEP RISØ Centre erstellte Überblick (Stand: 14.11.2005)[23] 456 CDM-Projekte auf, darunter 351 große und 105 kleine. Bei einer angenommenen Projektlaufzeit von 7 oder 10 Jahren erzeugen große Projekte während der Kreditierungsperiode im Durchschnitt 1.9 Millionen Emissionszertifikate pro Projekt, kleine Projekte jeweils 66.000 Zertifikate.

Entsprechend liegt das Niveau der spezifischen Transaktionskosten für große CDM-Projekte bei ungefähr US$ 0,05 je generiertem Emissionszertifikat und für kleine CDM-Projekte bei etwa US$ 0,70. Wird der Anteil an großen und kleinen Projekten berücksichtigt, liegen die gesamten spezifischen Transaktionskosten für die CDM-Projektentwicklung zwischen US$ 0,07 und US$ 0,20 pro Emissionszertifikat, je nachdem ob die Anzahl an Projekten oder die durchschnittliche Projektgröße verwendet wird, um die spezifischen Durchschnitte der großen und kleinen Projekte zu gewichten. Es sollte jedoch beachtet werden, dass diese Werte lediglich Kostenbandbreiten darstellen, die indikativen Charakter haben und zwischen Projekten und Projekttypen beträchtlich variieren könnten.

Aufgrund eines Mangels an entsprechenden Daten kann diese Abschätzung in Bezug auf die Transaktionskosten von JI-Projekten nicht durchgeführt werden. Allerdings wird davon ausgegangen, dass Transaktionskosten für JI-Projekte etwas niedriger sind als bei CDM-Projekten, da die Verwaltungsanforderungen (Validierung, Registrierung, usw.) als einfacher eingeschätzt werden.

Zusammenfassend werden die durchschnittlichen Transaktionskosten für die Entwicklung kleiner CDM-Projekte und von First-Track JI-Projekten auf zwischen US$ 40.000 und US$ 45.000 je Projekt eingeschätzt. Für große CDM-Projekte sowie Second-Track JI-Projekte liegen die abgeschätzten Transaktionskosten etwa doppelt so hoch. Bezogen auf die erzeugten Emissionszertifikate wird allerdings davon ausgegangen, dass die Transaktionskosten für kleine CDM-Projekte sowie First-Track JI-Projekte erheblich höher liegen als bei großen CDM-Projekten und Second-Track JI-Projekten.

4.2.5 Kosten für Monitoring und Verifizierung

Neben der Validierung und Registrierung von CDM- und JI-Projekten stellen Monitoring, Berichterstattung und Verifizierung (Monitoring, Reporting and Verification, MRV) der erzielten Emissionsminderungen eine Hauptquelle für Transaktionskosten dar. Die Kosten für Monitoring und Verifizierung unterscheiden sich zwischen den verschie-

[22] In der ersten Runde führten diese Abschätzungen zu erheblich höheren Werten: Für große CDM-Projekte und Second-Track JI-Projekte wurden US$ 153.000 bzw. US$ 109.000 erwartet, für kleine CDM-Projekte und First-Track JI-Projekte US$ 61.000 bzw. US$ 69.000.

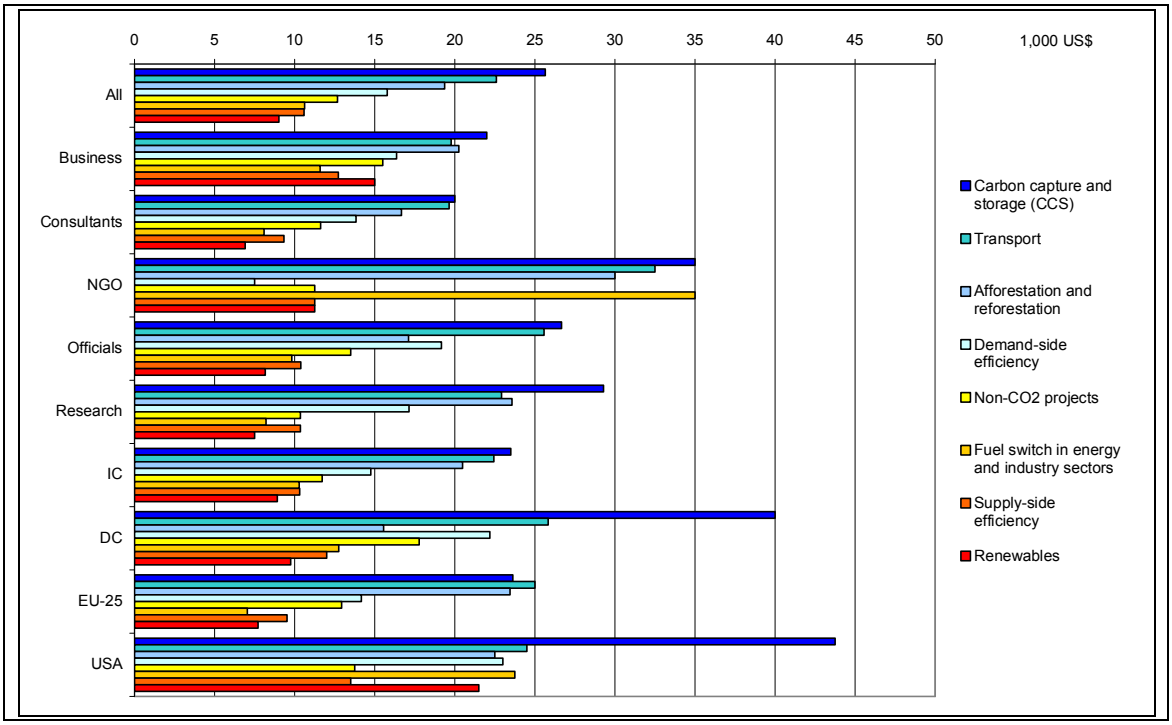
[23] http://www.cd4cdm.org/Publications/CDMpipeline.xls.

denen Projekttypen in Abhängigkeit von der Komplexität der Baseline, den Monitoringanforderungen und dem Projekt insgesamt.[24]

Die Delphi-Experten erwarten im Durchschnitt, dass CCS-Projekte mit den größten Jahreskosten für MRV (25.700 US$/a[25]) rechnen müssen und Projekte im Bereich erneuerbarer Energien mit den niedrigsten (9.000 US$/a) (Abbildung 29). Die MRV-Kosten für Aufforstungs- und Wiederaufforstungs- sowie Verkehrsprojekte werden ebenfalls als hoch eingeschätzt, während diese für angebotsseitige Energieeffizienz sowie Brennstoffwechsel in der Industrie nur geringfügig teurer sind als im Bereich erneuerbarer Energien.

Zwischen der ersten und zweiten Runde nahm die Zahl an Experten, welche mit "Ich weiß nicht" antworteten, beträchtlich ab, von 40 % auf weniger als 30 %. Zugleich sanken die durchschnittlichen Kosten für MRV für alle Projektkategorien um etwa 20 %, von 19.200 US$/a auf 15.800 US$/a.

Abbildung 29: Typische Jahreskosten für das Monitoring und die Verifizierung von CDM- oder JI-Projekten im Jahr 2010



Quelle: Öko-Institut

[24] Frage 6: Wie hoch werden die typischen Jahreskosten für Monitoring und Verifizierung von CDM- oder JI- Projekten im Jahr 2010 sein? (Weniger als US$ 5.000, US$ 5.000-10.000, US$ 10.000-20.000, US$ 20.000-50.000, mehr als US$ 50.000 je Projekt und Jahr).

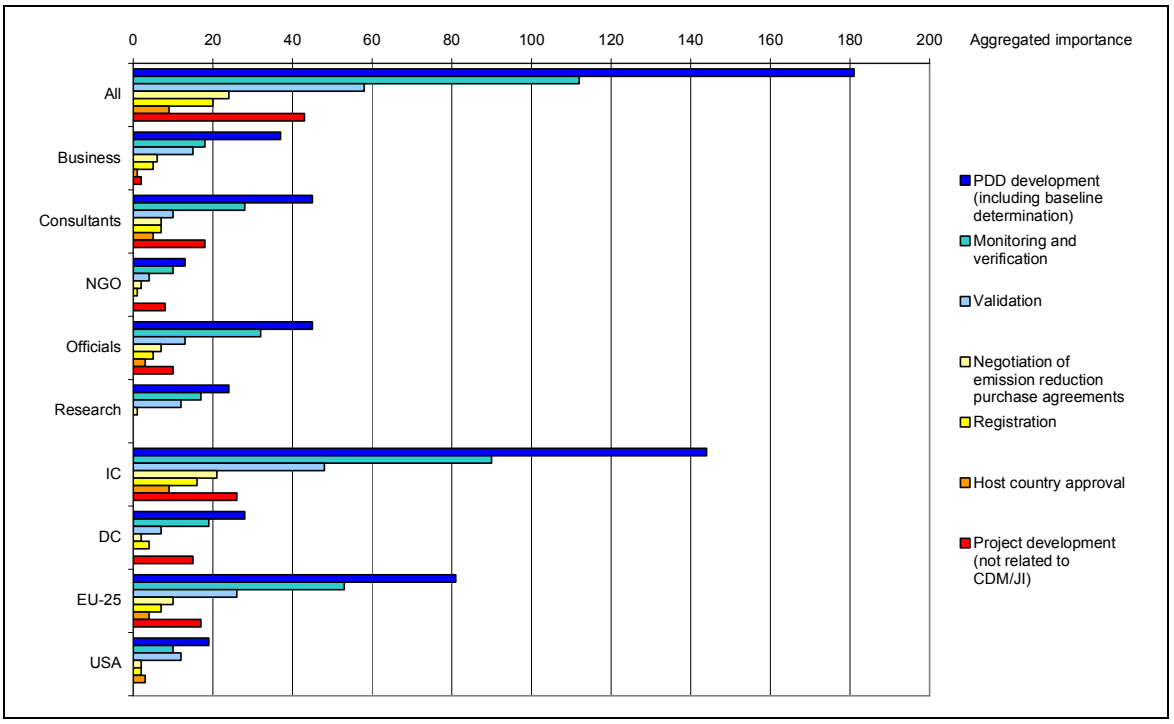
[25] Zur Berechnung der durchschnittlichen MRV-Kosten wurden die Werte 2.500, 7.500, 15.000, 35.000 und 75.000 US$/a für die fünf Antwortkategorien angenommen.

Die Rangfolge der Kosten für MRV ist bei allen Gruppen von Experten recht ähnlich, obwohl Experten aus der EU geringfügig höhere MRV-Kosten für Verkehrs- als für CCS-Projekte erwarten (Abbildung 29 und Tabelle 55, S 223). Dagegen gehen die US-Experten davon aus, dass die MRV-Kosten bei angebotsseitigen Energieeffizienzprojekten sowie Nicht-CO_2-Projekten niedriger liegen als im Bereich erneuerbarer Energien. Experten aus den USA, von NGOs[26] sowie Entwicklungsländern schätzen die Jahreskosten für MRV im Durchschnitt erheblich höher ein; Berater erwarten dagegen wesentlich niedrigere Kosten als alle Experten im Durchschnitt.

4.2.6 Treiber von Transaktionskosten

Mehrere Aspekte tragen zu den gesamten Transaktionskosten eines Projektes bei: Beispiele sind die PDD-Entwicklung, Genehmigung durch die Gastländer, Registrierung, usw.[27] Der Bewertung der Experten zufolge ist die PDD-Entwicklung mit Abstand der wichtigste Treiber von Transaktionskosten (Abbildung 30).

Abbildung 30: Die wichtigsten Treiber von Transaktionskosten im Jahr 2010



Quelle: Öko-Institut

[26] Nur sechs NGO-Experten antworteten auf diese Frage und die Mehrzahl von ihnen gab "Ich weiß nicht" an. Dies steigert das Gewicht der übrigen Antworten und erklärt den Ausreißer der NGOs hinsichtlich der Kategorie „Brennstoffwechsel in Energie- und Industriesektoren". Die Ergebnisse der NGO-Experten sollten daher mit Vorsicht interpretiert werden.

[27] Frage 7: Was werden die drei wichtigsten Treiber der Transaktionskosten im Jahr 2010 sein?

Die Genehmigung durch das Gastland sowie die Registrierung werden diesbezüglich als am unwichtigsten eingeschätzt. Es liegt im eigenen Interesse der Gastländer, dass Projekte genehmigt und umgesetzt werden; daher neigen sie dazu, die erforderlichen Verfahren einfach zu halten.

Die Rangfolge veränderte sich nicht zwischen der ersten und zweiten Befragungsrunde. Der einzige nennenswerte Unterschied war der Kostentreiber „Projektentwicklung unabhängig von CDM bzw. JI“, der erst in der zweiten Runde eingeführt wurde, nachdem mehrere Experten in der ersten Runde darauf hingewiesen hatten. Der in der zweiten Runde aufgestellten Rangfolge nach wurden Probleme bezogen auf die Projektentwicklung, welche nicht im Zusammenhang mit CDM und JI stehen, als wichtigere Treiber für die gesamten Transaktionskosten bewertet als die Genehmigung durch das Gastland, die Registrierung und die Verhandlung von ERPAs. Dennoch wurden sie nicht als so wichtig eingeschätzt wie die PDD-Entwicklung, MRV oder die Validierung der Projekte.

Im Allgemeinen ähnelt die Rangfolge der Treiber dem Gesamtdurchschnitt bei allen Gruppen von Experten, obwohl die US-, Unternehmens- und Forschungsexperten Probleme bezogen auf die Projektentwicklung, welche nicht im Zusammenhang mit dem CDM bzw. JI stehen, als weniger bedeutend für die Transaktionskosten bewerten als der Durchschnitt aller befragten Experten (Abbildung 30 und Tabelle 56, S 225).

4.2.7 Erforderliche Projektgröße

Aufgrund einer Reihe von fixen Transaktionskosten (etwa für Validierung, Genehmigung durch das Gastland oder Registrierung) ist für CDM- bzw. JI-Projekte eine Mindestgröße vonnöten, um wirtschaftlich realisierbar zu sein. Diese Mindestgröße wird bei kleinen bzw. großen CDM-Projekten sowie First- und Second-Track JI-Projekten unterschiedlich sein.[28]

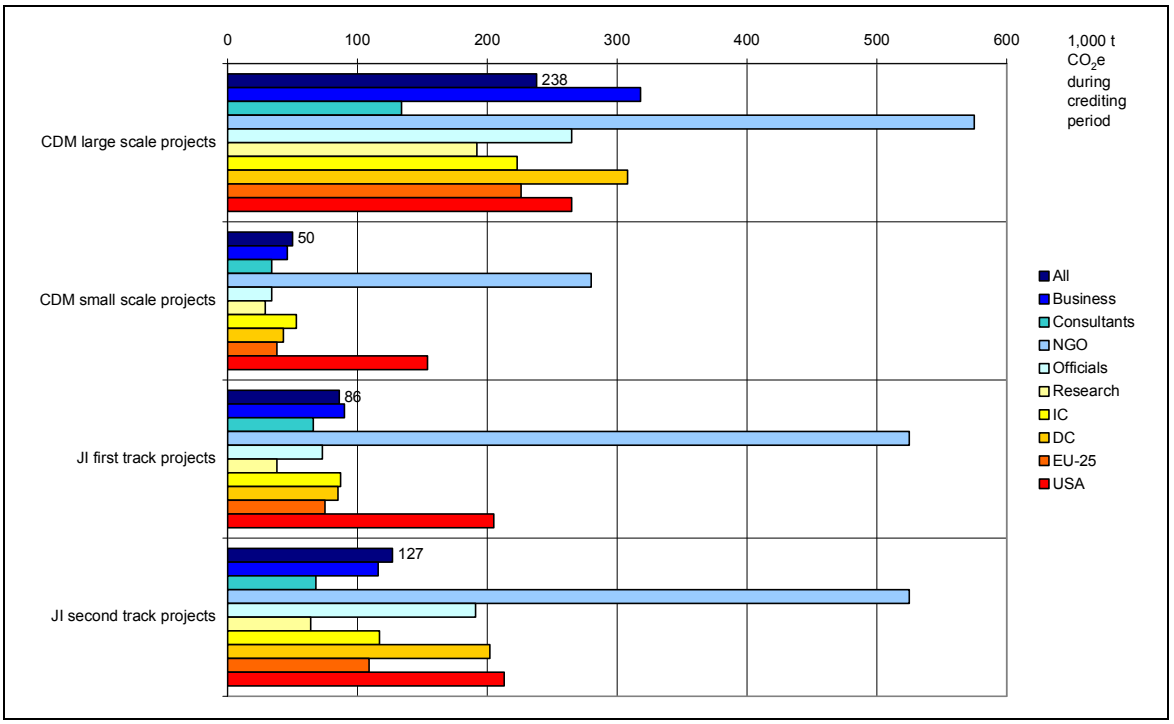
Die meisten Experten schätzen, dass die Mindestgröße kleiner Projekte zwischen 20.000 und 50.000 t CO_2e, bei den übrigen Projektkategorien zwischen 50.000 und 100.000 t CO_2e liegt. Aus den Antworten lässt sich folgender durchschnittlicher Mittelwert als „Faustregel“ ableiten: Ein großes CDM-Projekt sollte über eine Größe von ungefähr 238.000 t CO_2e[29] über die gesamte Kreditierungsperiode verfügen, um wirtschaftlich realisierbar zu sein (Abbildung 31). Für Second-Track und First-Track JI-Projekte sowie kleine CDM-Projekte ergeben sich entsprechend Mindestprojektgrößen von 127.000 t CO_2e, 86.000 t CO_2e bzw. 50.000 t CO_2e. Diese Zahlen machen deutlich, dass große CDM-Projekte etwa fünf mal so groß sein müssen wie kleine CDM-Projekte, während Second-Track JI-Projekte nur rund 50 % größer sein müssen als First-Track JI-Projekte.

---

[28] Frage 8: Welche Projektgröße ist erforderlich, damit ein CDM- bzw. JI-Projekt wirtschaftlich realisierbar ist (unter Berücksichtigung von Transaktionskosten)? (Unter 10.000, 10.000-20.000, 20.000-50.000, 50.000-100.000, 100.000-250.000, 250.000-500.000, über 500.000 t CO_2e-Emissionsminderung während der Kreditierungsperiode).

[29] Zur Berechnung der Mindestgröße des Projekts werden die folgenden Werte als Durchschnitte für die sieben Antwortkategorien angenommen: 5.000, 15.000, 35.000, 75.000, 175.000, 375.000 bzw. 875.000 t CO_2e während der Kreditierungsperiode.

Abbildung 31: Erforderliche Projektgrößen für die wirtschaftliche Realisierung von CDM- bzw. JI-Projekten



Quelle: Öko-Institut

Im Vergleich zur ersten Delphi-Runde sank der Anteil an Experten, die "Ich weiß nicht" antworteten, von 35% auf unter 30%. Verglichen mit der ersten Runde wurden die Transaktionskosten in der zweiten als deutlich niedriger eingeschätzt: Die durchschnittliche Mindestgröße von Projekten sank von 206.000 t CO_2e auf 125.000 t CO_2e (-39%).

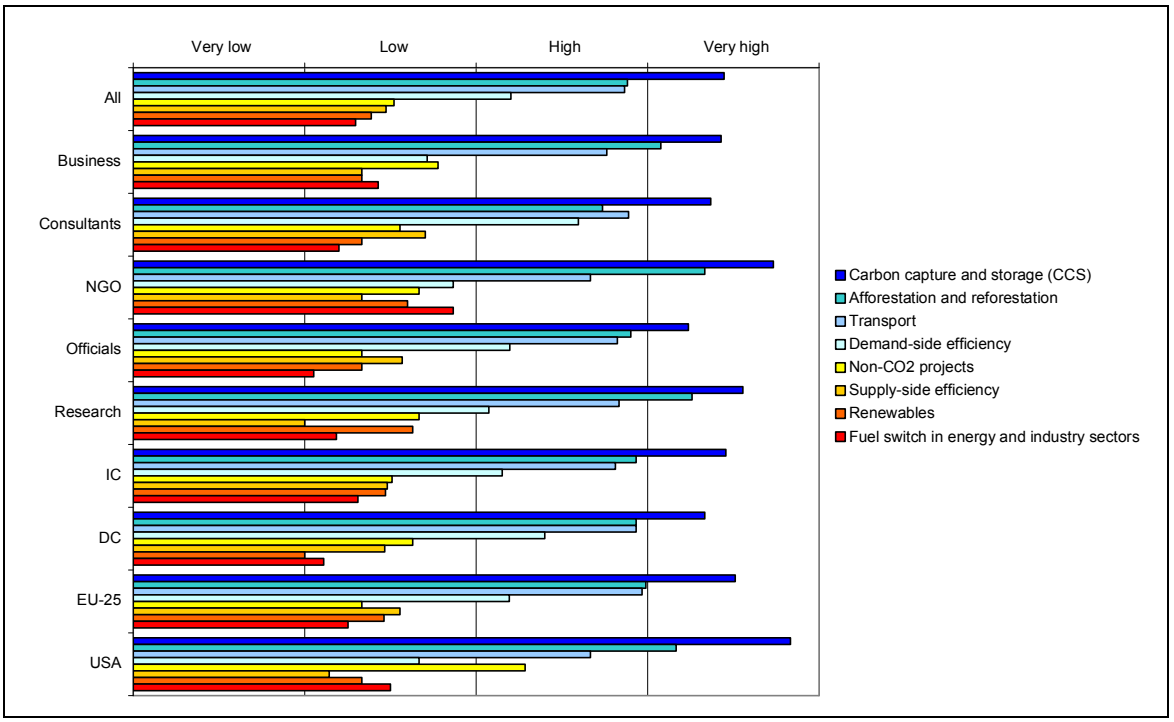
Die Unterschiede in der Rangfolge der erforderlichen Projektgröße zwischen den verschiedenen Gruppen von Experten sind erneut relativ klein (Abbildung 31 und Tabelle 57, S 227). Dennoch schätzen die NGO- sowie US-Experten die notwendige Projektgröße als deutlich größer, die Experten aus Forschungseinrichtungen sowie Berater dagegen durchschnittlich als etwas kleiner als der Durchschnitt aller Experten.

4.2.8 Gesamtrisiko von Projekttypen

Die Realisierbarkeit von Projekten hängt zudem von der Einschätzung ihres Gesamtrisikos ab. Das Gesamtrisiko für die Projektumsetzung wiederum hängt von verschiedenen Faktoren ab, etwa den Risiken für die Genehmigung durch das Gastland, der eingesetzten Technologie oder der Projektkategorie.[30]

[30] Frage 9: Wie hoch bewerten Sie das Risikoniveau insgesamt bezogen auf die Erzeugung von CERs bzw. ERUs? (Sehr niedrig, niedrig, hoch, sehr hoch)
Anmerkung: Zu berücksichtigen sind alle relevanten Risiken einschließlich etwa des Scheiterns der Genehmigung, Validierung oder Registrierung des Projekts (durch das Gastland, den Validierer, den

Abbildung 32: Gesamtrisiko bezogen auf die Erzeugung von CERs bzw. ERUs



Quelle: Öko-Institut

Die Experten bewerteten CCS-, Aufforstungs- und Wiederaufforstungs- sowie Verkehrsprojekte als im Durchschnitt sehr riskant oder riskant, während die Risiken verbunden mit Projekten im Bereich eines Brennstoffwechsels in den Energie- und Industriesektoren sowie erneuerbarer Energien und bezüglich angebotsseitiger Energieeffizienz als wenig riskant erachtet wurden (Abbildung 32).[31]

Wie schon bei anderen Fragen führte die zweite Delphi-Runde zu einer Konsolidierung der Ergebnisse, da der Anteil an Experten, die "Ich weiß nicht" angaben, von 14% auf gerade 7% sank und sich der Abstand zwischen dem riskantesten und dem am wenigsten riskanten Projekttyp vergrößerte.

Auch die Bewertung der Umsetzungsrisiken der verschiedenen Projekttypen zwischen den einzelnen Gruppen von Experten ergibt ein verhältnismäßig homogenes Bild (Abbildung 31 und Tabelle 58, S 228). Die Rangfolge der Projekttypen ist in allen Gruppen nahezu identisch und die Werte weichen nur unerheblich voneinander ab. Damit ist die Wahrnehmung der Umsetzungsrisiken verschiedener Projekttypen offensichtlich unabhängig vom beruflichen Hintergrund oder der Nationalität der Experten.

CDM-Exekutivrat bzw. das JI Supervisory Committee) sowie das Risiko der Nichtlieferung von Emissionszertifikaten während der Umsetzung und des Betriebs des Projekts (z. B. aufgrund technischen Versagens, niedrigerer Leistung, Nichtdauerhaftigkeit im Falle von Forstprojekten usw.).

[31] Zur Berechnung des gesamten Risikoniveaus wurden die Werte 0 bis 3 für die Antwortkategorien „sehr niedrig" bis „sehr hoch" angenommen.

4.2.9 Merkmale von Projekttypen

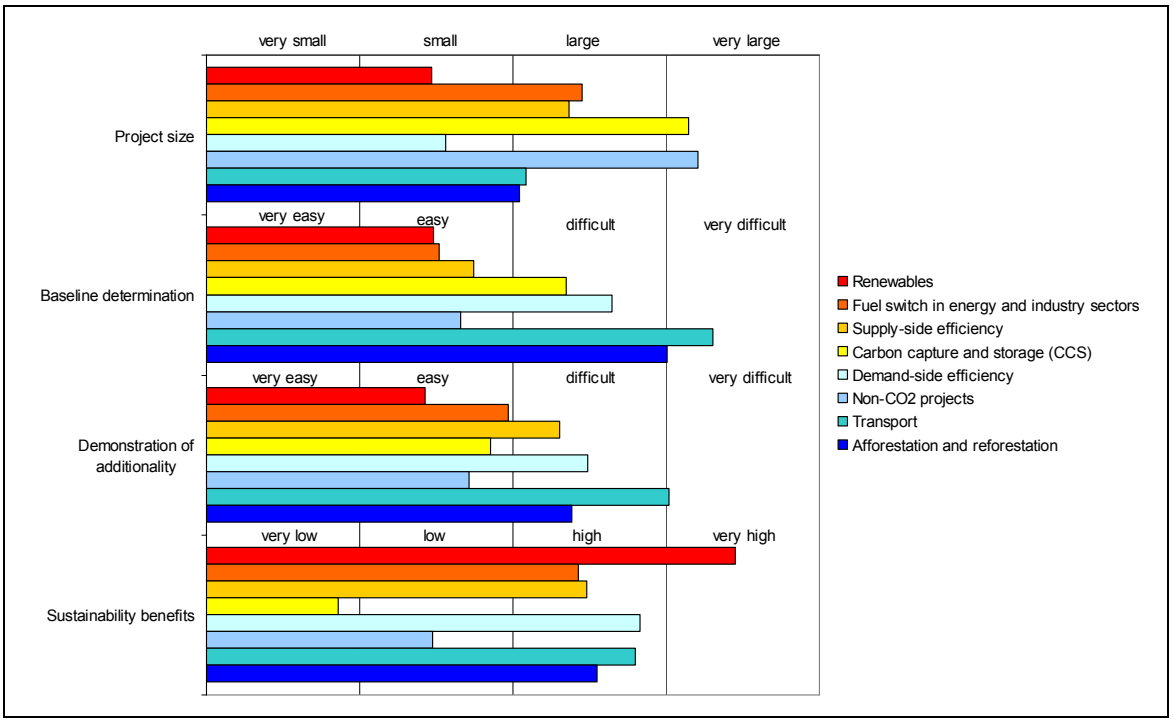
Mehrere Merkmale von Projekttypen bestimmen deren Attraktivität sowie Realisierbarkeit als CDM- und JI-Projekte. Einerseits führen formalen Anforderungen (etwa Validierung und Registrierung) zu feststehenden Kosten (Transaktionskosten). Insofern haben größere Projekte tendenziell Vorteile gegenüber kleinen Projekten, da sich die Kosten über eine größere Anzahl an erzeugten Emissionszertifikaten verteilen lassen.

Für jedes Projekt muss eine Dokumentation (etwa das Project Design Document oder die Monitoringberichte) einschließlich der Berechnung der Emissionsminderungen erstellt werden. Je komplexer die Festlegung der Baseline und der Nachweis der Zusätzlichkeit, desto unsicherer ist die Anerkennung des Projekts als CDM- oder JI-Projekt und umso höher liegen die Transaktionskosten für die Erstellung dieser Dokumente sowie für Validierung und Verifizierung. Zudem könnte die Attraktivität der Projekte für die Käufer der Emissionszertifikate auch dadurch beeinflusst werden, ob die Baseline eines Projekts einfach und konservativ festgelegt werden kann und sich seine Zusätzlichkeit unkompliziert nachweisen lässt. Schließlich hängt die Attraktivität für die Käufer von Emissionszertifikaten sowie die Gastländer auch vom Beitrag der CDM- bzw. JI-Projekte zur nachhaltigen Entwicklung ab. Für den CDM muss das Gastland etwa ein Genehmigungsschreiben ausstellen, in dem unter anderem bestätigt wird, dass das Projekt zur nachhaltigen Entwicklung des Landes beiträgt. Einige Käufer von Emissionszertifikaten (staatliche sowie private) haben ebenfalls Nachhaltigkeitskriterien festgelegt, die die Projekte erfüllen müssen.[32]

Abbildung 33 zeigt die von den Delphi-Teilnehmern vorgenommene Klassifizierung von CDM- und JI-Projekttypen nach den oben genannten Kriterien.

[32] Frage 10: Bitte klassifizieren Sie die Projekttypen nach ihren Merkmalen.
(Projektgröße: Sehr klein, Klein, Groß, Sehr groß
Festlegung der Baseline: Sehr einfach, Einfach, Schwierig, Sehr schwierig
Nachweis der Zusätzlichkeit: Sehr einfach, Einfach, Schwierig, Sehr schwierig
Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung : Sehr hoch, Hoch, Niedrig, Sehr niedrig)

Abbildung 33: Merkmale von Projekttypen



Quelle: Öko-Institut

Hinsichtlich der Projektgröße schätzen die Befragten Nicht-CO_2-Projekte sowie Projekte zur CO_2-Sequestrierung und -Speicherung als am größten ein (Abbildung 33), Projekte im Bereich erneuerbarer Energien sowie bezüglich nachfrageseitiger Energieeffizienz zählen zu den kleinsten. Brennstoffwechsel-Projekte in Energie- und Industriesektoren und bezüglich angebotsseitiger Energieeffizienz sowie Verkehrs-, Aufforstungs- und Wiederaufforstungsprojekte liegen zwischen den beiden Extremen, werden aber dennoch als groß eingeschätzt. Abgesehen von der Tatsache, dass die NGO-Befragten Aufforstungs- und Wiederaufforstungsprojekte als groß oder sehr groß betrachten im Vergleich zu den anderen Teilnehmern, ergeben sich keine signifikanten Unterschiede zwischen den Ergebnissen hinsichtlich des beruflichen Hintergrunds oder der Nationalität der Teilnehmer sowie zwischen der ersten und zweiten Runde (Tabelle 59, S 230).

In Bezug auf die Festlegung der Baseline wird die Hälfte der Projekte als schwierig oder sehr schwierig eingeschätzt (Abbildung 33). Verkehrsprojekte sowie Aufforstungs- und Wiederaufforstungsprojekte werden als am schwierigsten angesehen, Projekte im Bereich erneuerbarer Energien und des Brennstoffwechsels als am einfachsten. Zwischen den Antworten der ersten und zweiten Runde bestehen keine wesentlichen Differenzen, ebenso wenig wie zwischen verschiedenen Gruppen von Experten (Tabelle 60, S 232).

Bezüglich des Nachweises der Zusätzlichkeit wird die Hälfte aller Projektkategorien als schwierig oder sehr schwierig bewertet (Abbildung 33). Verkehrsprojekte sowie nachfrageseitige Energieeffizienzprojekte werden als am schwierigsten bewertet, Projekte im Bereich erneuerbarer Energien sowie Nicht-CO_2-Projekte als am wenigsten schwierig. Ein Unterschied zwischen den verschiedenen Gruppen von Teilnehmern lässt sich her-

vorheben: Unter den NGO-Experten wurden Aufforstungs- und Wiederaufforstungsprojekte als am schwierigsten erachtet (Tabelle 61, S 234), bei den übrigen Gruppen zeigen die Ergebnisse der ersten und zweiten Delphi-Runde keine wesentlichen Unterschiede auf.

Im Hinblick auf den Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung ergab die Umfrage einen großen oder sehr großen Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung für die meisten Projektkategorien. Lediglich CCS-Projekte und Nicht-CO_2-Projekte werden niedrig eingestuft, ihr Nachhaltigkeits-Beitrag wird als sehr gering bzw. gering bewertet (Abbildung 33). Der höchste Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung wird dagegen Projekten im Bereich erneuerbarer Energien und nachfrageseitiger Energieeffizienz sowie Verkehrsprojekten zugewiesen. Zwei wesentliche Differenzen zwischen den Gruppen von Teilnehmern sind hervorzuheben: Im Vergleich zu den übrigen Teilnehmern schreiben NGO-Experten Aufforstungs- und Wiederaufforstungs- sowie Nicht-CO_2-Projekten einen deutlich niedrigeren Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung zu (Tabelle 62, S 236). Jedoch sollte beachtet werden, dass die Anzahl an NGO-Teilnehmern eher gering war. Es zeigen sich keine wesentlichen Differenzen zwischen den Ergebnissen der ersten und der zweiten Runde.

4.2.10 Vermeidungskosten

Die Erwartungen der Vermeidungskosten im Jahr 2010 variieren zwischen den Projekttypen beträchtlich, von nahezu null bis annähernd 50 US$/t CO_{2e} (Abbildung 34 und Tabelle 63, S 238).[33]

Es wird erwartet, dass die Vermeidungskosten von allen Projekten, die andere Treibhausgase als CO_2 mindern (HFKW-23 aus der Herstellung von HFCKW-22, N_2O aus der Herstellung von Salpetersäure oder Adipinsäure, Deponien, Grubengas, Abwasserbehandlung) im Durchschnitt unter 10 US$/t CO_2e liegen.[34] Die niedrigsten Vermeidungskosten (0 bis 5 US$/t CO_2e) werden Projekten zugeschrieben, welche HFKW-23, N_2O oder CH_4 (Deponien) zerstören. Für andere Nicht-CO_2-Projekte (Grubengas, Abwasserbehandlung) belaufen sich die Vermeidungskosten durchschnittlich auf 5 bis 10 US$/t CO_2e.

Die Vermeidungskosten für Brennstoffwechsel-Projekte sowie im Bereich angebotsseitiger Energieeffizienz werden generell auf zwischen 5 und 10 US$/t CO_2e eingeschätzt.

Als kostengünstigste Variante für die Nutzung erneuerbarer Energien werden große Wasserkraftprojekte (5 bis 10 US$/t CO_2e) erachtet. Die erwarteten durchschnittlichen Vermeidungskosten für Projekte mit Biomasse und kleiner Wasserkraft liegen zwischen 10 und 15 US$/t CO_2e. Die Kosten anderer Projekte im Bereich erneuerbarer Energien

---

[33] Frage 11: Wie hoch werden die typischen Vermeidungskosten im Jahr 2010 sein? (Unter 0, 0-5, 5-10, 10-25, 25-50, über 50 US$/t CO_2e)
Anmerkung: Transaktionskosten (bezogen auf die Projektentwicklung sowie das Monitoring) sollen nicht berücksichtigt werden.

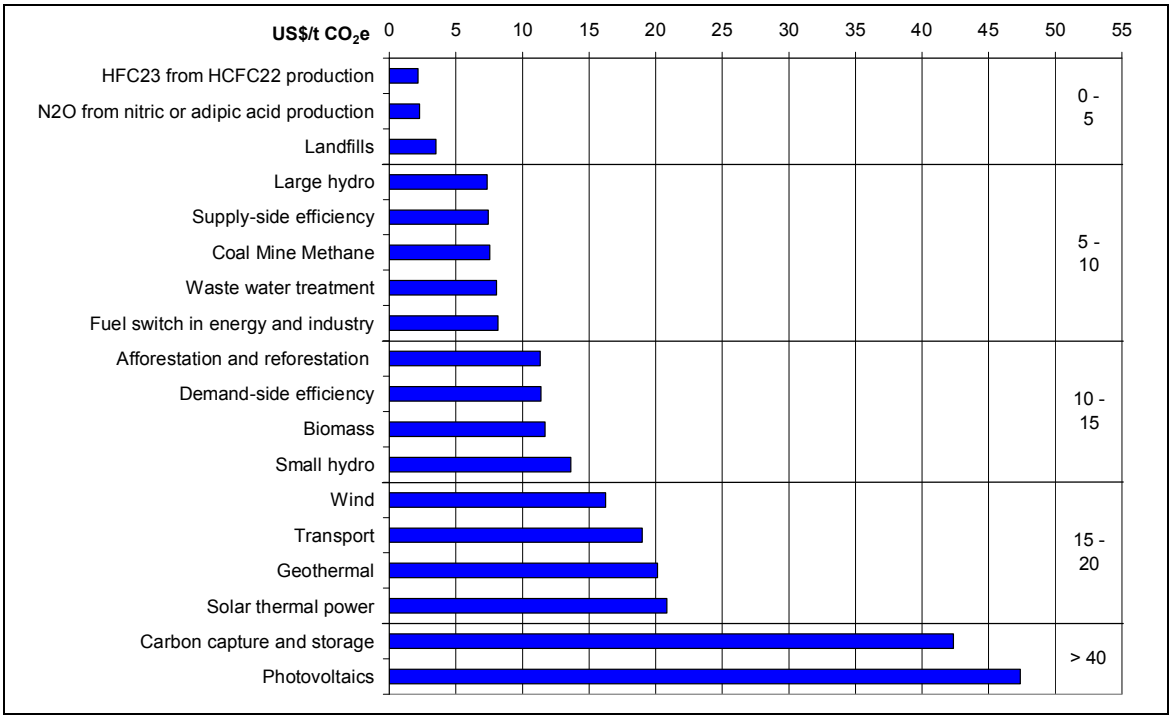
[34] Zur Berechnung der durchschnittlichen Vermeidungskosten werden die folgenden durchschnittlichen Werte für die sechs Antwortkategorien angenommen: -2,5, 2,5, 7,5, 17,5, 37,5 und 75,0 US$/t CO_2e.

(Windkraft, Geothermie, solarthermische Kraftwerke) betragen im Durchschnitt zwischen 15 und 20 US$/t CO_2e. Die Fotovoltaik wird als der teuerste Projekttyp in diesem Bereich (> 40 US$/t CO_2e) eingeschätzt.

Bei den übrigen Projekttypen wird durchschnittlich von Vermeidungskosten zwischen 10 und 15 US$/t CO_2e (Aufforstung und Wiederaufforstung, nachfrageseitige Energieeffizienz) bzw. zwischen 15 und 20 US$/t CO_2e (Verkehrsprojekte) ausgegangen. Lediglich CCS-Projekte werden als annähernd so teuer wie die Fotovoltaik eingeschätzt (> 40 US$/t CO_2e).

Die Ergebnisse der ersten und zweiten Delphi-Runde weisen für diese Frage Unterschiede auf. Einerseits waren die Antworten der Befragten in der zweiten Runde klarer und ausgeprägter, während sie in der ersten gleichmäßiger verteilt waren. Andererseits sanken die erwarteten Vermeidungskosten in den meisten Fällen zwischen der ersten und zweiten Runde, teilweise sogar erheblich (z. B. Deponiegasprojekte: 8,0 US$/t CO_2e (erste Runde) auf 3,5 US$/t CO_2e (zweite Runde)).

Abbildung 34: Erwartete Vermeidungskosten im Jahr 2010 nach Projekttyp



Quelle: Öko-Institut

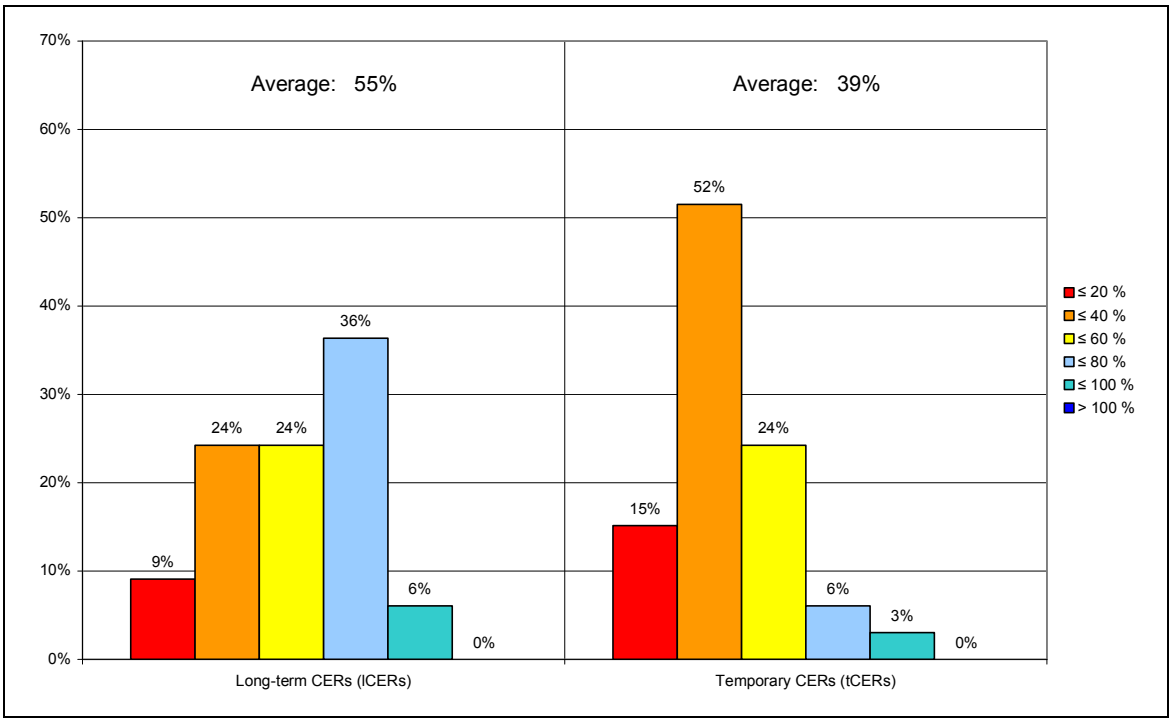
4.2.11 Relativer Marktpreis von lCERs und tCERs

Es wird erwartet, dass der zeitlich befristete Charakter der durch Aufforstungs- und Wiederaufforstungsprojekte erzeugten Emissionszertifikate (lCERs, tCERs) eine bedeu-

tende Auswirkung auf den Marktpreis solcher Zertifikate haben wird (Abbildung 35).[35] Der Delphi-Befragung zufolge wird sich der Wert der lCERs lediglich auf etwa 55 % des Werts der durch andere Projekte erzeugten CERs belaufen. Der Wert der tCERs wird als noch niedriger eingeschätzt (39 %).

Die Verteilung der Antworten ist dagegen nicht sehr ausgeprägt. Für lCERs liegt eine Normal-Verteilung vor; bei tCERs eine Lognormal-Verteilung. Die Ergebnisse für tCERs sind ausgeprägter als für lCERs, woraus ersichtlich wird, dass für letztere eine höhere Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Preise besteht.

Abbildung 35: Relativer Marktpreis von lCERs und tCERs im Jahr 2010, Verteilung der Antworten



Quelle: Öko-Institut

Im Allgemeinen sind die Teilnehmer bei dieser Frage sehr unsicher: über die Hälfte der Befragten gab keine Antwort an (Tabelle 64, S. 242, "Ich weiß nicht").

Die durchschnittlichen Werte ändern sich zwischen den Gruppen von Teilnehmern nicht wesentlich (Tabelle 64, S. 242). Jedoch lässt sich ein Unterschied zwischen den Exper-

[35] Frage 12: Wie hoch wird der Marktpreis zeitlich befristeter bzw. langfristiger CERs im Jahr 2010 im Verhältnis zu CERs aus anderen Projekttypen sein?
Anmerkung: Die CERs aus Aufforstungs- und Wiederaufforstungsprojekten unterscheiden sich von CERs aus anderen Projekten, da sie nach einem bestimmten Zeitraum ersetzt werden müssen. Daher könnte sich der Marktpreis der beiden CER-Arten unterscheiden. Zum Beispiel würde die Antwort 50% hier bedeuten, dass der Marktpreis von zeitlich befristeten bzw. langfristigen CERs lediglich halb so hoch liegt wie der anderer Projekttypen.

tengruppen hervorheben: 29% der Regierungsvertreter sind der Meinung, dass der relative Marktpreis der tCERs unter 20%liegen wird. Darüber hinaus ergeben sich keine wesentlichen Unterschiede zwischen den Ergebnissen der verschiedenen Gruppen von Teilnehmern (Tabelle 64, S. 242). Es bestehen des Weiteren keine signifikanten Unterschiede zwischen den Ergebnissen der ersten und zweiten Runde.

4.2.12 Künftige Entwicklung von CDM und JI

Der künftige Entwicklungspfad von CDM und JI wird von vielen verschiedenen Aspekten beeinflusst. Einerseits ist die Nachfrage nach Emissionszertifikaten aus projektbezogenen Mechanismen abhängig davon, in welchem Umfang staatliche Regierungen und private Unternehmen mit Reduktionsverpflichtungen eigene Vermeidungsmaßnahmen nutzen werden, um ihre Emissionsziele zu erfüllen. Andererseits richtet sich das Angebot an Emissionszertifikaten nach mehreren Aspekten, etwa ob Hemmnisse für die Umsetzung von Projekten überwunden werden, nach der künftigen Entwicklung der Transaktionskosten, ob der notwendige institutionelle Rahmen (z. B. DNAs) in allen Ländern geschaffen wird, ob Forstprojekte ihren Platz auf dem Markt für Emissionszertifikate finden werden, usw. Andere Aspekte, etwa die Frage, wie die Zusätzlichkeit beurteilt wird, oder ob der Beitrag von Projekten zur nachhaltigen Entwicklung ernsthaft bewertet wird, könnten ebenfalls eine bedeutende Rolle spielen.[36]

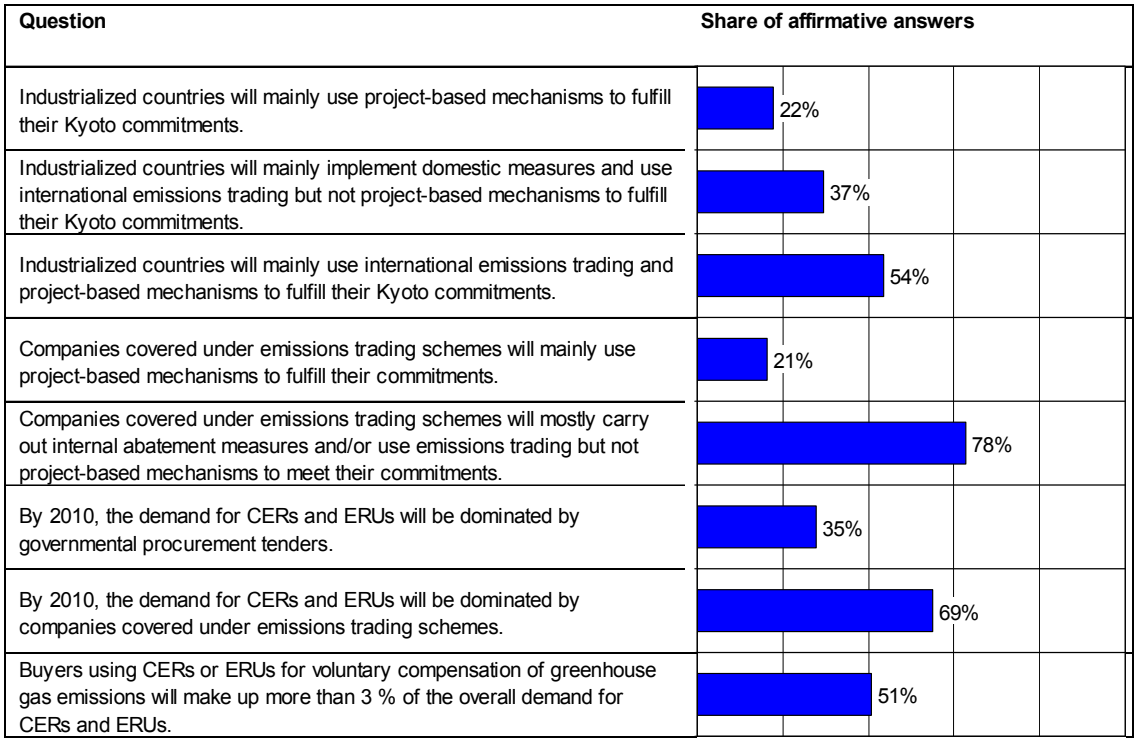
Hinsichtlich der **Nachfrage** nach Emissionszertifikaten von projektbezogenen Mechanismen (Abbildung 36) glauben die Teilnehmer der Delphi-Befragung, dass flexible Mechanismen die Umsetzung inländischer Maßnahmen und die Nutzung des internationalen Emissionshandels durch staatliche Regierungen zwar ergänzen werden (54% bejahende Antworten), aber nicht als Hauptmaßnahme zur Verringerung von Treibhausgasemissionen genutzt werden (22%). In Bezug auf Unternehmen wird antizipiert, dass interne Vermeidungsmaßnahmen und Emissionshandel dominieren werden, eher als die Nutzung der projektbezogenen flexiblen Mechanismen (78% prognostizieren, dass die meisten Unternehmen projektbezogene flexible Mechanismen nicht nutzen werden). Trotz der eingeschätzten Zurückhaltung der Unternehmen, projektbezogene flexible Mechanismen zu nutzen, nehmen die Befragten an, dass Ankäufe der durch Emissionshandelssysteme erfassten Unternehmen den Markt eher dominieren werden, als die Ankaufprogramme der Regierungen (69% im Vergleich zu 35%). Hinsichtlich des künftigen Marktanteils freiwilliger Kompensationsprojekte gibt es jedoch keinen Konsens unter den Teilnehmern.

Werden die verschiedenen Gruppen der Delphi-Befragten miteinander verglichen, so lässt sich die Skepsis der NGO-Experten bezüglich der Frage hervorheben, ob projektbezogene flexible Mechanismen von den Regierungen wesentlich genutzt werden (Nutzung des internationalen Emissionshandels und der projektbezogenen Mechanismen: 25%, inländische Maßnahmen und internationaler Emissionshandel, aber nicht projektbezogene flexible Mechanismen: 40%) (Tabelle 65, S. 243). Ferner zeigen die Experten aus dem Forschungsbereich keinen derart ausgeprägten Trend hinsichtlich der Dominanz öffentli-

[36] Frage 13: Stimmen Sie den folgenden Aussagen zu? (Ich stimme zu, Ich stimme nicht zu).

cher Ankaufprogramme oder privater Unternehmen. Etwa die Hälfte der Forscher beantwortet die jeweilige Frage positiv. Hinsichtlich des Marktanteils freiwilliger Kompensationsprogramme zeigt sich insbesondere der Unternehmenssektor zuversichtlich, dass der Marktanteil über 3 % liegen wird (90 %), während Forscher diesbezüglich besonders skeptisch sind (13 %).

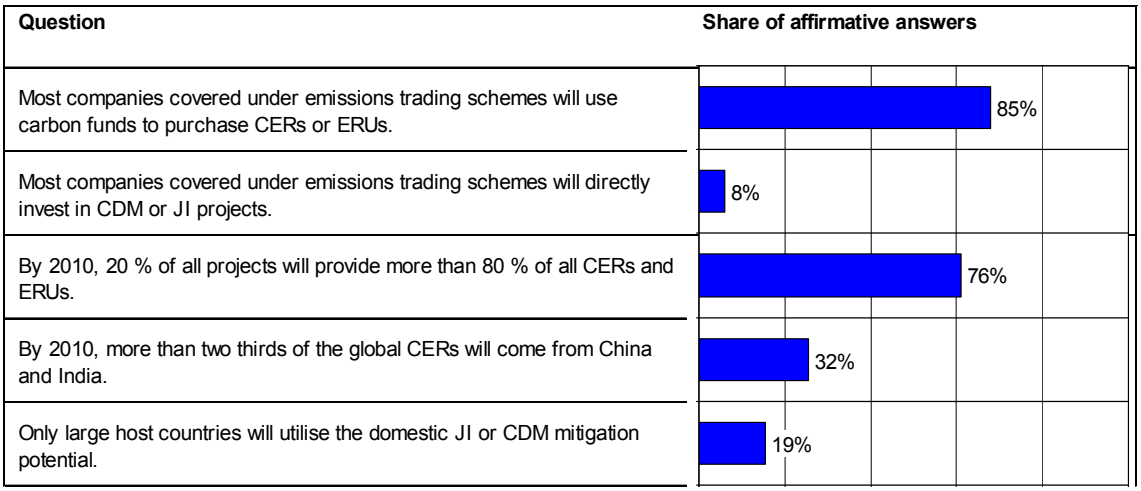
Abbildung 36: Nachfrage nach Emissionszertifikaten



Quelle: Öko-Institut

Hinsichtlich des **Angebots** an Emissionszertifikaten nehmen die Befragten an, dass die Nutzung der flexiblen Mechanismen durch Unternehmen sich hauptsächlich auf Zertifikatfonds stützen wird (85 %) und keine direkten Investitionen der Unternehmen in CDM- bzw. JI-Projekte erfolgen werden (8 %) (Abbildung 37). Zudem wird erwartet, dass große Projekte vorherrschen (76 %), jedoch werden großen Staaten (China, Indien) bei dem Angebot an Emissionszertifikaten nicht als dominant erachtet (32 % bzw. 19 %).

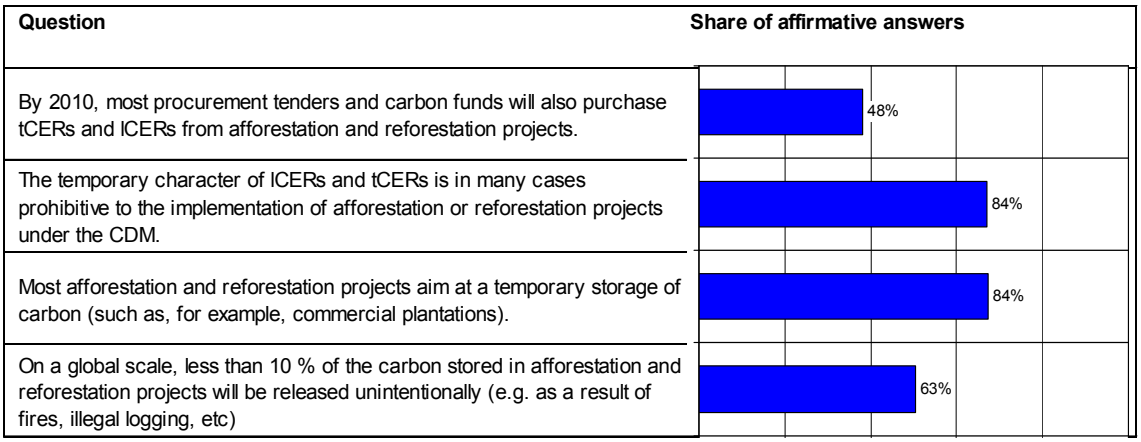
Abbildung 37: Angebot an CERs und ERUs



Quelle: Öko-Institut

Bezüglich der **Forstprojekte** im CDM erachten die Teilnehmer den zeitlich befristeten Charakter von lCERs und tCERs als ein Haupthemmnis für die Umsetzung derartiger Projekte (84%) (Abbildung 38). Dies entspricht der Auffassung, dass lCERs und tCERs einen wesentlich niedrigeren Marktpreis im Vergleich zu CERs aus anderen Projekten haben werden (Abschnitt 4.2.11). Die große Mehrheit der Befragten (84%) glaubt, dass die meisten Forstprojekte nur auf eine befristete Kohlenstoffspeicherung abzielen. Das Risiko der *unbeabsichtigten* Freisetzung von Kohlenstoff durch solche Projekte wird allerdings als niedrig eingestuft; Regierungsvertreter sowie Experten aus Entwicklungsländern zeigen sich besonders zuversichtlich in Bezug auf diese Frage (92% bzw. 91%), während die US-Experten sowie Teilnehmer aus dem Forschungsbereich mehr Zweifel zeigen (29% bzw. 44%) (Tabelle 65, S. 243). Die Delphi-Teilnehmer sind sich uneins, ob Ankaufprogramme und Zertifikatfonds Emissionszertifikate aus Forstprojekten ankaufen werden. Der Unternehmenssektor sowie NGO-Experten betrachten dies mit besonderer Skepsis (nur 25% bzw. 20% bejahender Antworten).

Abbildung 38: Forstprojekte im CDM

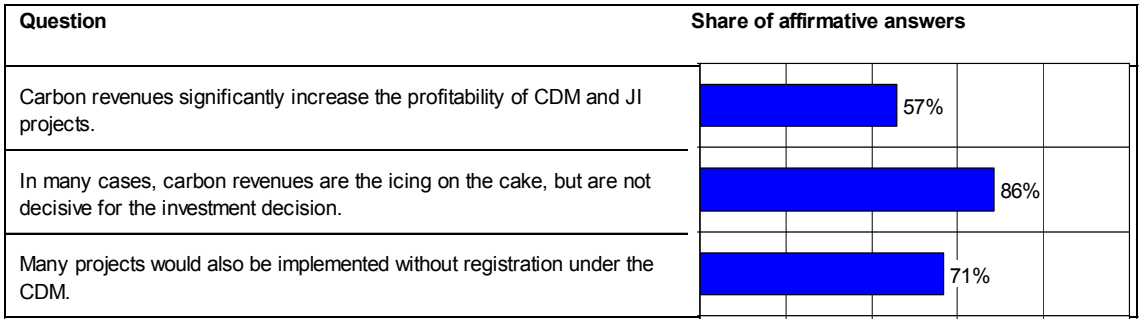


Quelle: Öko-Institut

Im Rahmen der Frage nach der **Zusätzlichkeit** bewerteten die Delphi-Teilnehmer die Emissionszertifikate bezüglich der Investitionsentscheidung als nicht ausschlaggebend (86 %) (Abbildung 39). Zudem schätzen sie ein, dass viele Projekte auch ohne Registrierung unter dem CDM umgesetzt würden (71 %). Dennoch wirken sich die Erlöse aus dem Verkauf von Emissionszertifikaten spürbar positiv auf die Wirtschaftlichkeit von CDM- und JI-Projekten aus (57 %).

Alle Teilnehmer (100 %) aus NGOs, Entwicklungsländern und den USA nehmen an, dass viele Projekte ohne den CDM umgesetzt würden (Tabelle 65, S. 243).

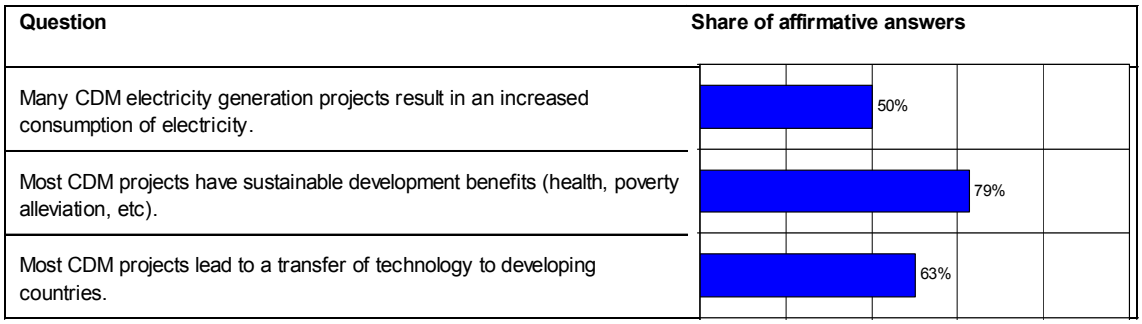
Abbildung 39: Zusätzlichkeit



Quelle: Öko-Institut

Bezüglich des Themas der **nachhaltigen Entwicklung** (Abbildung 40) nehmen 79 % der Teilnehmer an, dass die meisten CDM-Projekte hierfür zuträglich sind und 63 % glauben, dass der CDM zu einem Technologietransfer führt. Experten aus Entwicklungsländern glauben jedoch nicht, dass ein Technologietransfer tatsächlich stattfindet (27 %) (Tabelle 65, S. 243). Die Befragten sind sich uneins, ob ein hoher Anteil an Stromerzeugungsprojekten unter dem CDM den Stromverbrauch im Gastland erhöht und sich dadurch in einer Situation unterdrückter Nachfrage (suppressed demand) befinden. Insbesondere NGO-Experten (100 %) sind der Meinung, dass viele CDM-Projekte sich in einem Umfeld unterdrückter Nachfrage befinden, während Experten aus Entwicklungsländern eher daran zweifeln (20 %).

Abbildung 40: Beitrag zur nachhaltigen Entwicklung



Quelle: Öko-Institut

Hinsichtlich der Erstellung der Projektdokumentation für flexible Mechanismen ist die große Mehrheit der Befragten der Meinung, dass die Nutzung genehmigter Methoden sowie das Duplizieren von Projekten die Transaktionskosten beträchtlich reduziert (Tabelle 65, S. 243).

Im Allgemeinen sind die Antworten der Teilnehmer auf alle Fragen in der zweiten Runde klarer und ausgeprägter als in der ersten.

4.2.13 Entwicklung des Klimaschutzregimes

Das gegenwärtige Klimaschutzregime beinhaltet verbindliche Emissionsziele, welche bis zum Jahr 2012 gelten. Die Gestaltung eines möglichen anschließenden Regimes ist für die Entwicklung von CDM- und JI-Projekten von großer Bedeutung.[37] Im Jahr 2006 werden die ersten Gespräche zu diesem Thema stattfinden. Abbildung 41 zeigt die Erwartungen der Befragten im Hinblick auf das Eintreten und den Zeitpunkt von Elementen eines künftigen Klimaregimes.

Über vier Fünftel der Experten erwarten, dass alle großen Industrieländer Emissionshandelsysteme bis 2020 eingeführt haben werden (Tabelle 66, S. 244). Mehr als die Hälfte der Teilnehmer erwartet, dass JI im Jahr 2020 im Vergleich zum internationalen Emissionshandel eine vernachlässigbare Rolle spielen wird; beinahe 30% glauben, dass dies schon im Jahr 2010 der Fall sein wird. Ferner nehmen über zwei Drittel an, dass ein sektoraler CDM bis 2020 eingeführt wird, und dass die Emissionshandelsysteme in Industrieländern alle Treibhausgase umfassen werden und auf die meisten Sektoren ausgeweitet worden sind.

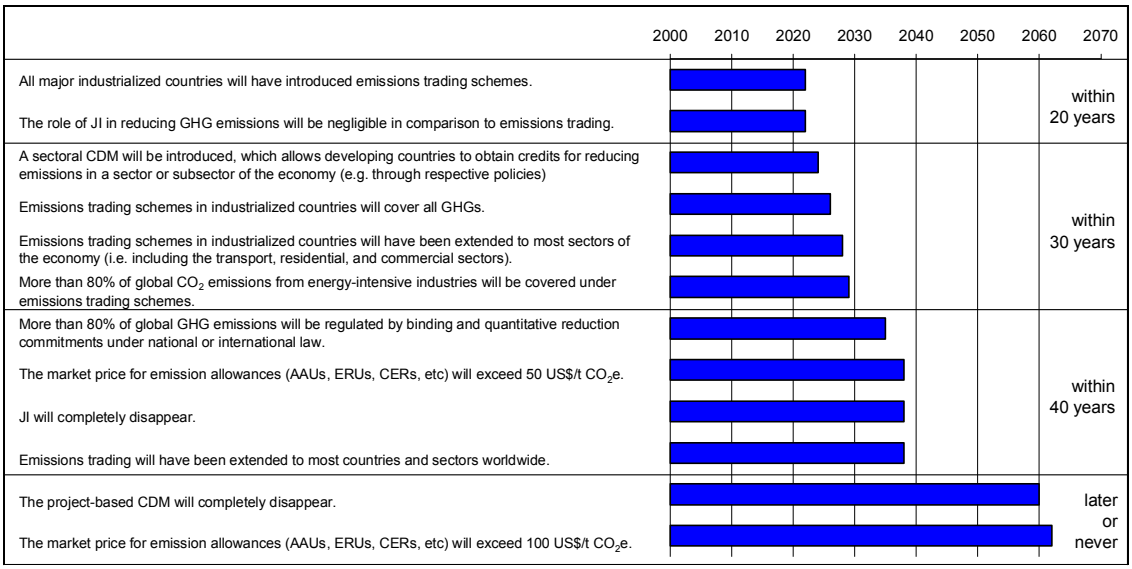
Über die Hälfte der Teilnehmer ist der Meinung, dass über 80% der globalen CO_2-Emissionen der energieintensiven Industrien bis 2020 von Emissionshandelssystemen erfasst werden. Jedoch vermuten 30% der Experten, dass dies erst im Jahr 2030 der Fall sein wird. 45% der Befragten gehen davon aus, dass bis 2030 über 80% der globalen Treibhausgasemissionen durch verbindliche sowie quantitative Reduktionsverpflichtungen reguliert werden und der Emissionshandel weltweit auf die meisten Staaten und Sektoren ausgeweitet worden ist.

Jeweils annähernd ein Drittel ist der Meinung, dass JI bis 2020 bzw. 2030 vollständig verschwinden wird. Der projektbezogene CDM wird der Meinung von fast zwei Dritteln der Experten zufolge dagegen erst nach 2050 oder nie verschwinden.

Die Vorstellungen über den Marktpreis von Emissionsrechten sind ziemlich unterschiedlich: Zwei Fünftel (40%) der Befragten nehmen an, dass dieser bis 2020 50 US$/t CO_2e übersteigen wird, während weitere 28% eher glauben, dass dieser Marktpreis erst nach 2050 oder noch später erreicht wird. Jedoch gaben über zwei Drittel der Experten an, dass das Preisniveau von 100 US$/t CO_2e erst nach 2050 oder nie erreicht wird.

[37] Frage 14: Zu welchem Zeitpunkt erwarten Sie, dass das Folgende geschehen wird? (2010, 2020, 2030, 2040, 2050, später oder nie).

Abbildung 41: Entwicklung des Klimaschutzregimes



Quelle: Öko-Institut

Abbildung 41 gibt einen Überblick über die gewichteten Durchschnitte der Expertenschätzungen bezüglich des Eintretens eines bestimmten Ereignisses: innerhalb der nächsten 20 Jahre wird die Rolle von JI vernachlässigbar sein, und alle großen Industrieländer werden Emissionshandelssysteme eingeführt haben. Zudem erwarten die Experten, dass der projektbezogene CDM erst nach 2050 oder nie verschwinden wird und dass der Marktpreis von Emissionsrechten 100 US$/t CO_2e vor 2050 oder sogar später nicht übersteigen wird.

4.2.14 Globale Marktgröße von JI und CDM

Über 50 % der Experten erwarten eine jährliche Marktgröße von 100 bis 250 Mt CO_2e im Jahr 2010 und von 250 bis 500 Mt CO_2e im Jahr 2020 (Tabelle 67, S. 247).[38] In Bezug auf das Jahr 2050 sind die Vorstellungen, wie zu erwarten war, weniger aussagekräftig: 35 % erwarten, dass der Markt für projektbezogene Emissionszertifikate zwischen 500 und 1.000 Mt CO_2e liegen wird, 24 % bzw. 14 % schätzen hingegen, dass die Marktgröße zwischen 1.000 und 2.000 bzw. 2.000 und 5.000 liegen wird.

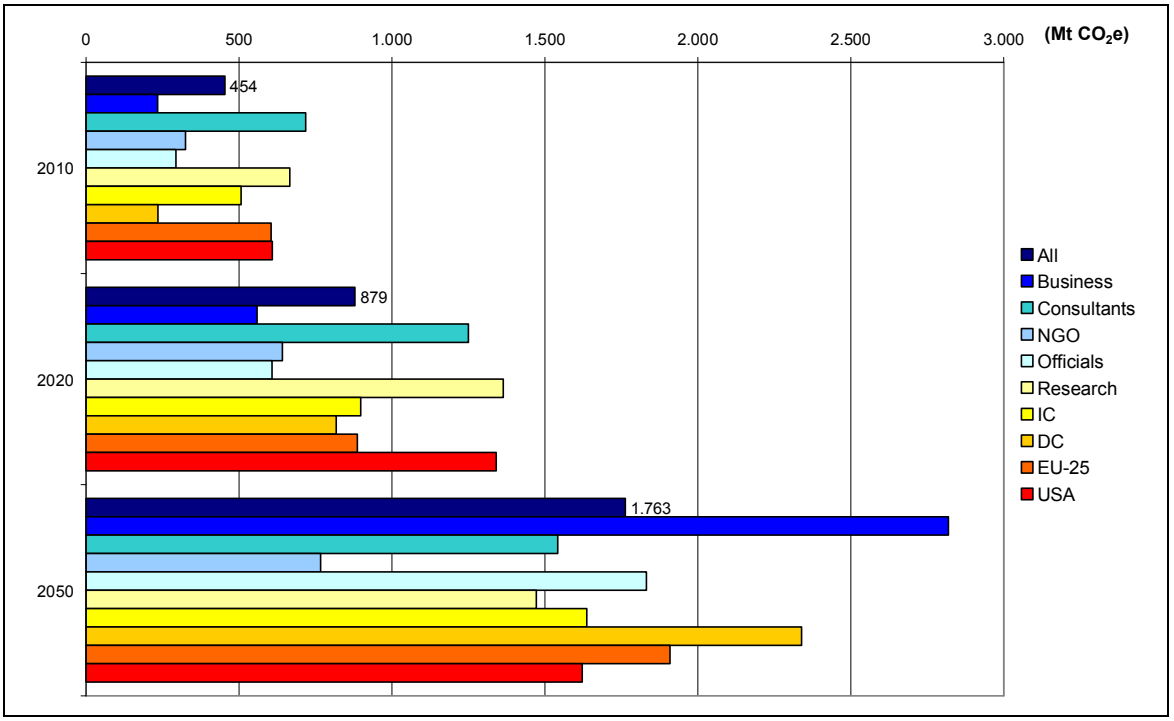
Die aggregierte gewichtete Marktgröße der projektbezogenen Mechanismen wird sich von 2010 bis 2050 zweimal verdoppeln und durchschnittlich etwa 450 Mt CO_2e pro Jahr im Jahr 2010, 900 Mt CO_2e im Jahr 2020 und 1.800 Mt CO_2e im Jahr 2050 erreichen (Abbildung 42).[39] Jedoch existiert eine beträchtliche Unsicherheit unter den Befragten;

[38] Frage 15: Wie groß wird die jährliche globale Marktgröße der projektbezogenen Mechanismen (JI und CDM) im Jahr 2010, 2020 und 2050 sein? (Unter 100, 100-250, 250-500, 500-1.000, 1.000-2.000, 2.000-5.000, Über 5.000).

[39] Zur Berechnung der Marktgröße für CDM und JI werden die folgenden Marktgrößen als durchschnittliche Werte für die sieben Antwortkategorien angenommen: 50, 175, 375, 750, 1.500, 3.500 und 7.500 Mt CO_2e pro Jahr.

ungefähr ein Drittel der Teilnehmer gab keine Antwort ("Ich weiß nicht"; Tabelle 67, S. 247). Zudem zeigen sich signifikante Unterschiede zwischen den Antworten der einzelnen Gruppen von Teilnehmern. Beispielsweise ist der Unternehmenssektor im Hinblick auf die Entwicklung der Marktgröße bis 2050 am zuversichtlichsten (durchschnittlich etwa 2.800 Mt CO_2e), während die NGO-Experten eher skeptisch sind (durchschnittlich etwa 800 Mt CO_2e) (Abbildung 42).

Abbildung 42: Globale Marktgröße von JI und CDM (aggregierte gewichtete Werte)

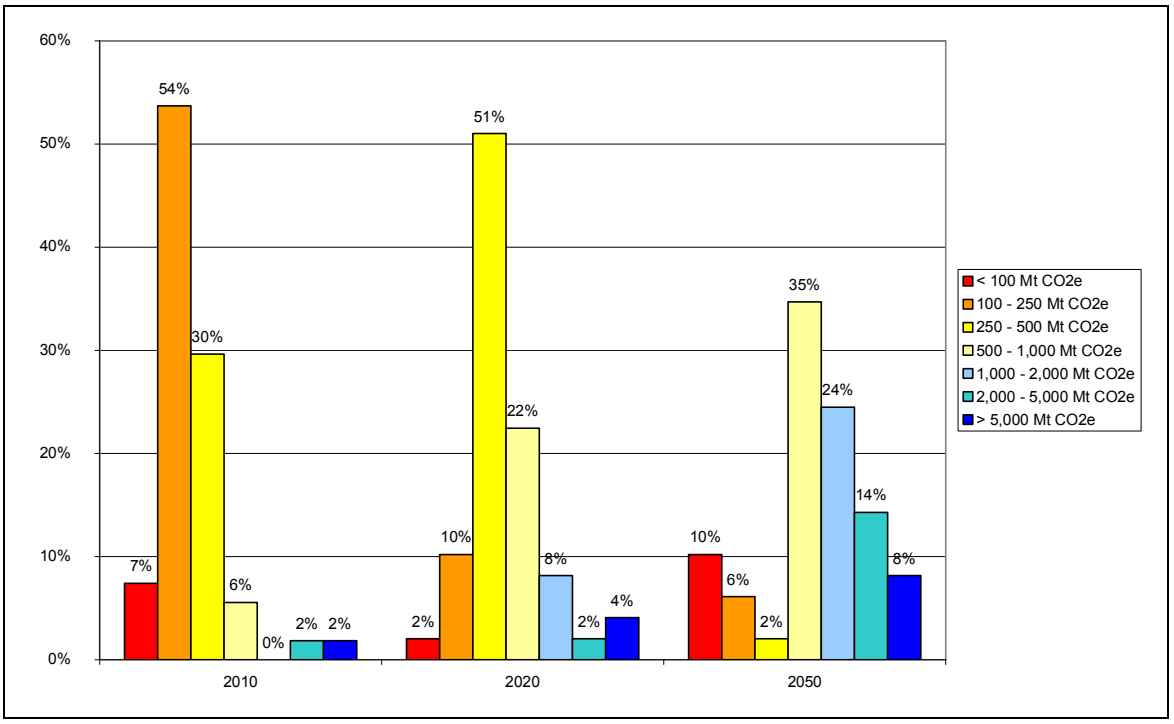


Quelle: Öko-Institut

Für 2010 sind die Ergebnisse aller Befragten ziemlich eindeutig (54 % glauben, dass die Marktgröße zwischen 100 und 250 Mt CO_2e pro Jahr liegen wird). Jedoch verstärkt sich die Unsicherheit unter den Teilnehmern, wenn langfristige Effekte eingeschätzt werden sollen: Die Antworten der Teilnehmer auf die Frage nach der Marktgröße im Jahr 2050 variieren sehr stark (Abbildung 43).

Es gibt wesentliche Unterschiede zwischen den Ergebnissen der ersten und der zweiten Runde. Für alle abgefragten Jahre schätzten die Teilnehmer die Marktgröße der projektbezogenen Mechanismen in der zweiten Runde um 30 % bis 40 % kleiner ein als in der ersten Runde.

Abbildung 43: Globale Marktgröße von CDM und JI (Verteilung der Antworten bei allen Teilnehmern)



Quelle: Öko-Institut

Die Erwartungen bezüglich des kurz- und langfristigen Marktvolumens der Experten liegen damit um bis zu einer Größenordnung unter den Simulationsergebnissen verschiedener Modelle (Abschnitte 2.2.1 und 3.6.1). Eine mögliche Erklärung für diesen Unterschied ist, dass die Experten Hemmnisse für die Marktentwicklung sehen, die in den Simulationsmodellen nicht hinreichend berücksichtigt sind. Möglicherweise unterschätzen die Experten aber auch die Kostenvorteile von CDM- und JI-Projekten.

4.2.15 Erweiterung des Klimaregimes

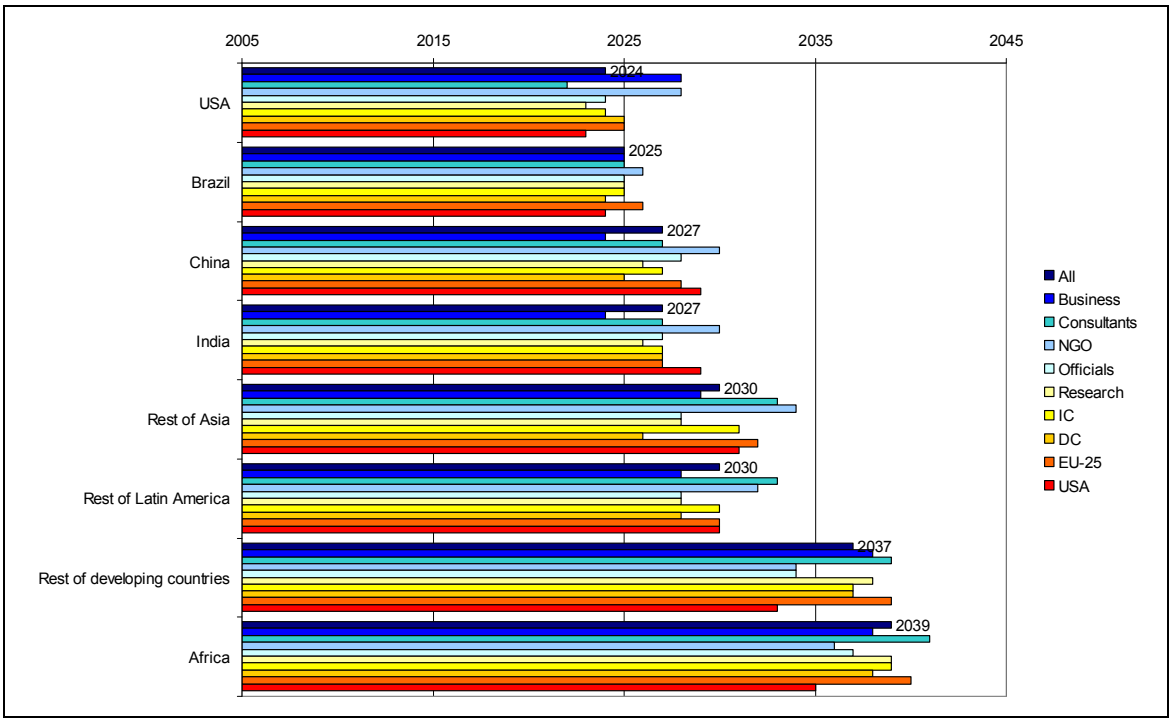
Mehr als drei Viertel der Delphi-Teilnehmer erwarten, dass die Vereinigten Staaten bis 2020 quantitative Emissionsziele übernehmen werden (Tabelle 68, S. 248).[40] Die Mehrheit erwartet außerdem, dass große Entwicklungsländer – Brasilien, Indien und China – bis 2020 ebenfalls solche Ziele übernehmen werden (67%, 59% bzw. 60%). Jedoch

[40] Frage 16a: Wann erwarten Sie, dass Folgendes geschehen wird? Das Land bzw. die Region hat absolute oder relative Ziele in Bezug auf Treibhausgasemissionen übernommen. (2020, 2030, 2040, 2050)
Anmerkung: Diese Frage ist neu in der zweiten Delphi-Runde, da die Frage 16 in der ersten Runde (Was für eine geographische Verteilung werden CDM- und JI-Projekte im Jahr 2020 und 2050 haben?) weder leicht zu beantworten, noch leicht auszuwerten war und nicht die beabsichtigten Ergebnisse lieferte.

nimmt ungefähr ein Fünftel der Experten an, dass diese Staaten quantitative Ziele frühestens im Jahr 2030 übernehmen werden.

Darüber hinaus prognostiziert die Mehrzahl der Teilnehmer, dass die übrigen Entwicklungsländer (abgesehen von denen in Afrika) quantitative Ziele bis 2030 übernehmen werden. Dennoch ist die Meinung nicht so eindeutig wie im Falle von USA, Brasilien, Indien und China. Ein deutlicher Anteil der Experten schätzt außerdem ein, dass diese Entwicklungsländer quantitative Ziele im Jahr 2020 oder 2040 übernehmen könnten. Ein Viertel der Teilnehmer nimmt jeweils an, dass die übrigen Entwicklungsländer quantitative Ziele im Jahr 2040 oder 2050 übernehmen werden. Afrika wird als letzte Region betrachtet, die quantitative Ziele übernehmen wird. Etwa ein Drittel der Experten vermuten jeweils, dass Afrika quantitative Verpflichtungen im Jahr 2040 bzw. 2050 eingehen wird.

Abbildung 44: Erweiterung des Klimaregimes



Quelle: Öko-Institut

Abbildung 44 gibt einen Überblick über die gewichteten Durchschnitte des erwarteten Einführungsjahres quantitativer Ziele für jede Region und Expertenkategorie. Die Rangfolge der Staaten oder Regionen im Zusammenhang mit der Einführung quantitativer Ziele ist in allen Gruppen von Experten ziemlich ähnlich, obwohl sich einige Unterschiede in den durchschnittlichen Einführungsjahren erkennen lassen. Experten aus Unternehmen, NGOs sowie Entwicklungsländern glauben, dass China und Indien (Unternehmen) oder Brasilien (NGO und Entwicklungsländer) vor den Vereinigten Staaten quantitative Emissionsziele übernehmen werden.

4.2.16 Einführung von Emissionshandelssystemen für Unternehmen

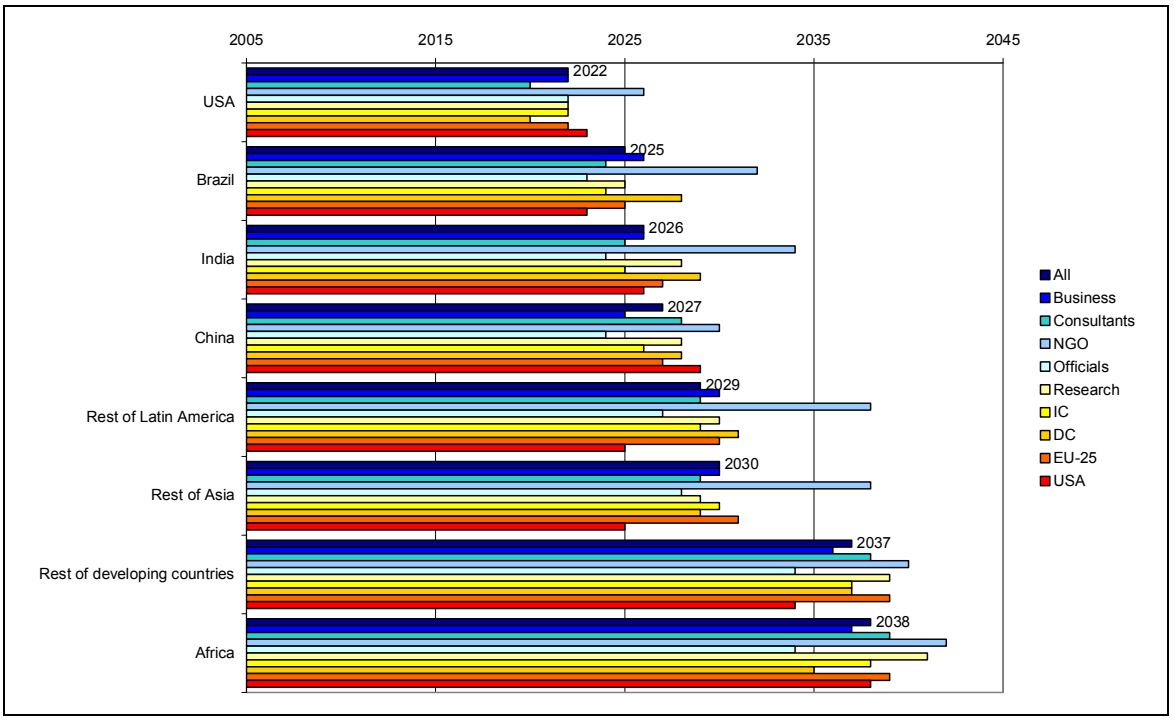
Die Frage zur Einführung von Emissionshandelssystemen für Unternehmen brachte annähernd die gleichen Ergebnisse hervor wie die zur Erweiterung des Klimaregimes.[41] Die meisten Experten sind offensichtlich der Meinung, dass die Einführung von Emissionshandelssystemen und die Erweiterung des Klimaregimes eng miteinander verknüpft sind.

Abbildung 45 zeigt den gewichteten Durchschnitt des Einführungsjahres von Emissionshandelssystemen für Unternehmen, differenziert nach Region und Expertenkategorie. Wie bei der vorherigen Frage sind die Ergebnisse der Delphi-Befragung für viele Regionen ziemlich aussagekräftig, insbesondere für die Vereinigten Staaten (Tabelle 69, S. 250). Jedoch gibt es beträchtliche Unsicherheiten unter den Teilnehmern im Hinblick auf den Zeitpunkt der Einführung von Emissionshandelssystemen in den übrigen Staaten Lateinamerikas, in Afrika und sonstigen Entwicklungsländern.

Die Ergebnisse sind für die verschiedenen Gruppen von Teilnehmern ähnlich. Allerdings zeigen sich die NGO-Experten skeptischer im Hinblick auf den Zeitpunkt der Einführung der Emissionshandelssysteme. Im Durchschnitt schätzen sie, dass solche Systeme sechs Jahre später eingeführt werden als vom Durchschnitt aller Teilnehmer erwartet.

[41] Frage 16b: Zu welchem Zeitpunkt erwarten Sie, dass Folgendes geschehen wird? Das Land oder die Region hat ein Emissionshandelssystem für Unternehmen eingeführt. (2020, 2030, 2040, 2050) Anmerkung: Diese Frage ist neu in der zweiten Delphi-Runde, da die Frage 16 in der ersten Runde (Was für eine geographische Verteilung werden CDM- und JI-Projekte im Jahr 2020 und 2050 haben?) weder leicht zu beantworten, noch leicht auszuwerten war und nicht die beabsichtigten Ergebnisse lieferte.

Abbildung 45: Einführung von Emissionshandelssystemen für Unternehmen



Quelle: Öko-Institut

4.2.17 Verteilung des globalen CDM- und JI-Markts nach Projekttypen

Es wird erwartet, dass der CDM- und JI-Markt mittelfristig (2020) von Nicht-CO_2-Projekten (27%) beherrscht wird, gefolgt von Projekten im Bereich erneuerbarer Energien (18%), Brennstoffwechsel (13%) sowie angebotsseitige Energieeffizienz (12%) (Abbildung 46).[42] Es wird angenommen, dass alle anderen Projektkategorien über einen Marktanteil von unter 10% verfügen. Für die meisten Projekttypen unterscheiden sich die Ergebnisse der verschiedenen Gruppen von Befragten nicht wesentlich. Jedoch glauben die NGO-Experten, dass Nicht-CO_2-Projekte im Jahr 2020 einen noch größeren Marktanteil einnehmen werden (36%) (Tabelle 70, S. 252).

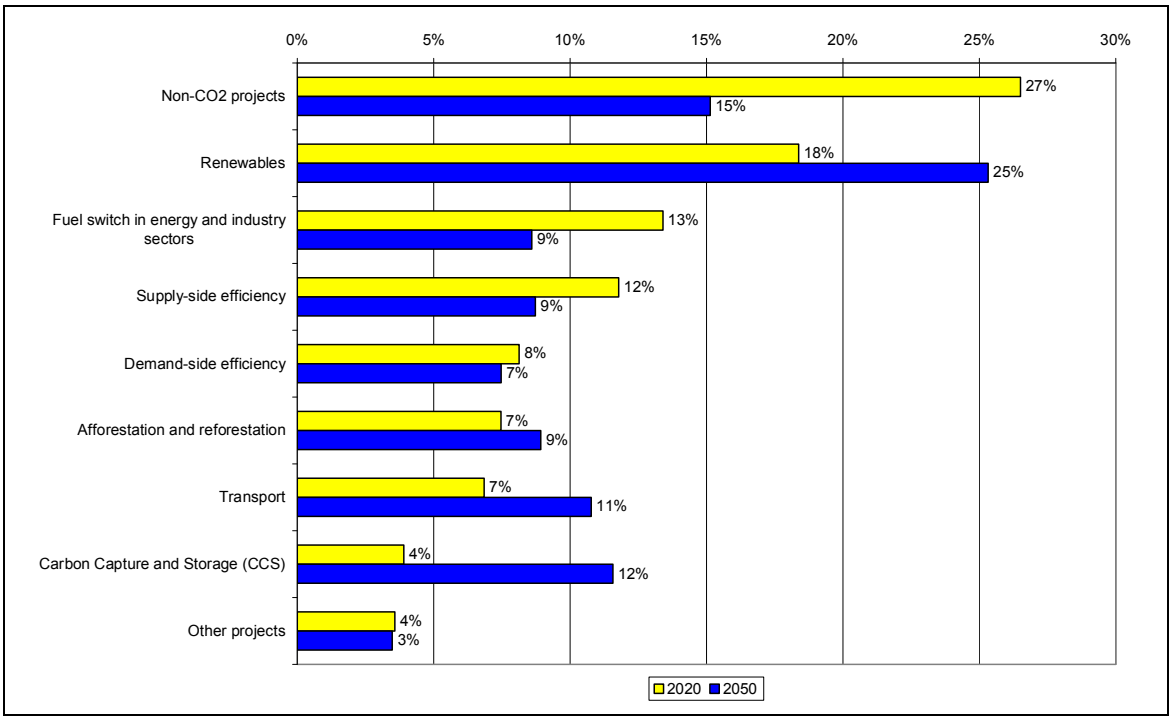
Auf lange Sicht (2050) wird erwartet, dass der Marktanteil von Nicht-CO_2-Projekten deutlich sinken wird (15%), während eine beträchtliche Steigerung für Projekte im Bereich erneuerbarer Energien antizipiert wird (25%). Zudem werden bedeutende Zuwächse für Projekte im Bereich der CO_2-Sequestrierung und -Speicherung (12%) sowie für Verkehrsprojekte (11%) erwartet, während Brennstoffwechsel sowie angebotsseitige Energieeffizienz an Marktanteil verlieren werden (jeweils 9%). Forstprojekte sowie nachfrageseitige Energieeffizienzprojekte - wie auch die übrigen Projekten - werden sich nach 2020 nicht bedeutend weiter entwickeln und bei einen Anteil von unter 10%

[42] Frage 17: Wie wird die Verteilung von CDM- und JI-Projekten zwischen den Vermeidungsoptionen im Jahr 2020 und 2050 sein?

verbleiben. Die Ergebnisse der verschiedenen Gruppen von Befragten sind bei den meisten Projekttypen ähnlich. In Bezug auf Projekte im Bereich erneuerbarer Energien sind die Antworten allerdings sehr unterschiedlich: die US-Experten prognostizieren einen Marktanteil von 31%, während Forscher 21% erwarten. In Bezug auf CCS-Projekte liegen ebenfalls deutliche Unterschiede vor: die NGO-Experten erwarten einen Marktanteil von 16%, während Experten aus den Entwicklungsländern lediglich einen Anteil von 5% erwarten (Tabelle 70, S. 252).

Für diese Frage gibt es keine wesentlichen Unterschiede zwischen den Ergebnissen der ersten und der zweiten Runde der Delphi-Befragung.

Abbildung 46: Verteilung des globalen CDM- und JI-Markts nach Projekttypen



Quelle: Öko-Institut

4.3 Schlussfolgerungen

Im Allgemeinen bestätigt die Delphi-Befragung die Auffassungen, die von Stakeholdern in verschiedenen Foren zu CDM und JI vertreten worden sind. Die meisten Ergebnisse waren nicht unerwartet. Jedoch untermauern mehrere Antworten die allgemeine (und etwas diffuse) Wahrnehmung der Zukunft von CDM und JI und ermöglichen eine ungefähre Quantifizierung der Erwartungen im Hinblick auf künftige Transaktionskosten, Marktgrößen und -anteile, Vermeidungskosten usw. Die wichtigsten Ergebnisse der Delphi-Befragung werden im Folgenden zusammenfasst:

- Das zeitaufwändige Genehmigungs- und Registrierungsverfahren zusammen mit der Unsicherheit im Hinblick auf den Bedarf an CDM- und JI-Emissionszertifikaten nach 2012 stellen die wichtigsten Hemmnisse für die Entwicklung der projektbezogenen Mechanismen dar. Dementsprechend sind die wichtigsten Maßnahmen zur Überwindung dieser Hemmnisse: Stärkung der internationalen Institutionen, vor allem des CDM-Exekutivrats und des CDM-Methodenausschusses sowie klarere Vorstellungen für den Zeitraum nach 2012. Mehrere Entscheidungen, die im Dezember 2005 während der ersten COP/MOP in Montreal getroffen wurden, haben in der Zwischenzeit bereits zur Überwindung dieser Hemmnisse beigetragen: Die Entscheidung Verhandlungen zu künftigen Verpflichtungsperioden unter dem Kyoto-Protokoll zu beginnen,[43] wird die Projektentwickler in der Zuversicht bestärken, dass der Bedarf an CDM- und JI-Emissionszertifikaten nach 2012 fortbesteht. Weitere Entscheidungen dienten ebenfalls der Stärkung von CDM und JI, vor allem die Einrichtung des JI Supervisory Committee[44] und die Stärkung der Institutionen des CDM[45], einschließlich der Bereitstellung zusätzlicher Geldmittel für den CDM-Exekutivrat. Diese Entschlüsse führen in die richtige Richtung, werden aber die Hemmnisse nicht vollständig beseitigen können. Dementsprechend sollten die Anstrengungen zur Überwindung dieser Hemmnisse künftig nicht nachlassen.
- Die PDD-Entwicklung wird zurzeit als der wichtigste Treiber für Transaktionskosten erachtet. Allerdings vermutet die große Mehrheit der Experten, dass sich dieser Anteil der Transaktionskosten deutlich reduzieren lässt, sobald Projektentwickler auf bereits genehmigte Methoden sowie Projekte des gleichen Typs zurückgreifen können. Seit dem Start des CDM wurden Methoden für die meisten Sektoren genehmigt und viele Projekte registriert. Demzufolge wird dieses Hemmnis bereits weitgehend überwunden. Die Genehmigung durch das Gastland und die Registrierung der Projekte stellen dagegen den unbedeutendsten Beitrag zu den Transaktionskosten dar. Für große CDM-Projekte sowie Second-Track JI-Projekte erwarten die meisten Experten Transaktionskosten für die Projektentwicklung zwischen US$ 50.000 und US$ 100.000. Für kleine CDM-Projekte sowie First-Track JI-Projekte schätzen die meisten Experten, dass die Transaktionskosten unter US$ 50.000 liegen werden. Im Durchschnitt kann eingeschätzt werden, dass die Transaktionskosten für CDM-Projekte zwischen US$ 0,05 pro CER für große CDM-Projekte und US$ 0,70 pro CER für kleine CDM-Projekte betragen werden. Die Transaktionskosten für das Monitoring und die Berichterstattung liegen im Durchschnitt zwischen US$ 10.000 und US$ 25.000 pro Jahr. CCS-, Verkehrs- sowie Aufforstungs- und Wiederaufforstungsprojekte werden vergleichsweise hohe Monitoring- und Verifizierungskosten aufweisen, während die Monitoring- und Verifizierungskosten von Projekten im Bereich erneuerbarer Energien, angebotsseitiger Energieeffizienz und des Brennstoffwechsels in der Industrie sich am unteren Ende der Spannbreite bewegen werden.

---

[43] Entscheidung -/CMP.1 (Betrachtung von Verpflichtungen für folgende Perioden für Staaten, die im Annex I zur Konvention unter Artikel 3, Absatz 9, des Kyoto-Protokolls aufgeführt sind).

[44] Entscheidung -/CMP.1 (Umsetzung des Artikels 6 des Kyoto-Protokolls).

[45] Entscheidung -/CMP.1 (Weitere Leitlinien bezüglich des Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung).

- Die erwarteten Vermeidungskosten pro t CO_2e variieren zwischen den Projekttypen beträchtlich, von etwa US$ 0 pro t CO_2e bis etwa US$ 50 pro t CO_2e. Sie lassen sich in 5 Kategorien aufteilen: 1) HFKW-, N_2O- und Deponiegasprojekte weisen Vermeidungskosten von zwischen 0 und 5 US$/t CO_2e auf; 2) Große Wasserkraft, angebotsseitige Energieeffizienz usw. haben durchschnittliche Vermeidungskosten von zwischen 5 und 10 US$/t CO_2e; 3) Aufforstungs- und Wiederaufforstungsprojekte, nachfrageseitige Energieeffizienz, Biomasse usw. liegen bei durchschnittlich zwischen 10 und 15 US$/t CO_2e; 4) Verkehrsprojekte sowie einige Projekte im Bereich erneuerbarer Energien weisen durchschnittliche Vermeidungskosten von zwischen 15 und 20 US$/t CO_2e auf; 5) CCS- sowie Fotovoltaik-Projekte führen zu Vermeidungskosten von über 40 US$/t CO_2e. Es ist daher nicht überraschend, dass die Projekte, die zurzeit entwickelt werden, von Projekten dominiert werden, die in die erste Kategorie fallen (Abbildung 1, S. 18).
- Es wird erwartet, dass sich die aggregierte gewichtete Marktgröße der projektbezogenen Mechanismen zwischen 2010 und 2050 zweimal verdoppeln wird und ungefähr 450 Mt CO_2e im Jahr 2010, 900 Mt CO_2e im Jahr 2020 und 1.800 Mt CO_2e im Jahr 2050 betragen wird. Jedoch existiert unter den Teilnehmern eine deutliche Unsicherheit; etwa ein Drittel gab keine Antwort auf diese Frage. Zudem zeigen sich wesentliche Unterschiede zwischen den Auffassungen der verschiedenen Gruppen von Befragten. Beispielsweise zeigt sich der Unternehmenssektor am zuversichtlichsten im Hinblick auf die Entwicklung der Marktgröße bis 2050 (durchschnittlich ungefähr 2.800 Mt CO_2e), während die NGO-Experten dies eher mit Skepsis betrachten (etwa 800 Mt CO_2e im Durchschnitt).
- Mittelfristig (2020) wird erwartet, dass Nicht-CO_2 Projekte (27%) sowie Projekte im Bereich erneuerbarer Energien (18%) den CDM- und JI-Markt dominieren werden. Alle anderen Projektkategorien werden deutlich kleinere Marktanteile aufweisen. Langfristig (2050) wird der Marktanteil der Nicht-CO_2-Projekte deutlich sinken (15%), während Projekte im Bereich erneuerbarer Energien eine beträchtliche Steigerung erfahren werden (25%). Der Marktanteil von Projekten im Bereich der CO_2-Sequestrierung und -Speicherung (12%) sowie von Verkehrsprojekten (11%) wird ebenfalls bedeutend zunehmen, während Brennstoffwechsel sowie angebotsseitige Energieeffizienz an Marktanteil einbüßen werden (jeweils 9%). Forstprojekte und nachfrageseitige Energieeffizienz sowie sonstige Projekte werden sich nach 2020 nicht wesentlich entwickeln und bei einem Anteil von unter 10% bleiben.
- Hinsichtlich der Nachfrage nach Emissionszertifikaten bzw. deren Angebot durch projektbezogene Mechanismen schätzen die meisten Experten, dass die Regierungen der Industrieländer den CDM und JI nicht vorwiegend nutzen werden, um ihre Verpflichtungen zu erfüllen. Sie werden diese Instrumente eher dazu nutzen, um inländische Maßnahmen sowie den Ankauf von Emissionszertifikaten innerhalb des internationalen Emissionshandels zu ergänzen. Das gleiche gilt für Unternehmen: Es wird erwartet, dass sie vor allem interne Vermeidungsmaßnahmen und den Emissionshandel nutzen werden, jedoch eher nicht den CDM oder JI. Dennoch glauben die Experten, dass die Nachfrage nach CDM- und JI-Zertifikaten von Unternehmen dominiert werden wird. Allerdings werden sie vor allem auf Zertifikatfonds zurückgreifen, anstatt direkt in CDM- oder JI-Projekte zu investieren. Außerdem wird erwartet, dass große Pro-

jekte den Angebotsmarkt dominieren werden. Ferner glauben die Experten, dass nicht nur große Staaten von ihrem CDM- oder JI-Potenzial Gebrauch machen und dass der Zertifikatsmarkt daher nicht von China und Indien beherrscht wird, obwohl sie als die größten Anbieter betrachtet werden.

- Im Hinblick auf die Entwicklung des künftigen Klimaschutzregimes glauben die meisten Experten (88%), dass alle Industrieländer bis 2020 Emissionshandelssysteme eingeführt haben werden. Darüber hinaus wird erwartet, dass alle Treibhausgase und die meisten Sektoren der Industrieländer von diesen Systemen erfasst werden, spätestens bis zum Jahr 2030. Zu einem späteren Zeitpunkt werden die meisten energieintensiven Industrien weltweit von derartigen Handelssystemen erfasst sein (2030). Die meisten Experten nehmen außerdem an, dass Emissionshandelssysteme zu diesem Zeitpunkt alle Staaten und Sektoren umfassen werden. Jedoch glaubt ein Fünftel der Experten, dass dies nie der Fall sein wird. Es wird erwartet, dass JI im Vergleich zum Emissionshandel vernachlässigbar wird, nachdem Emissionshandelssysteme in den meisten Industrieländern eingeführt worden sind. Später könnte JI sogar verschwinden (um 2040). Die Auflösung des projektbezogenen CDM scheint eher unwahrscheinlich zu sein. Hingegen wird erwartet, dass ein sektoraler CDM den existierenden projektbezogenen Mechanismus bis 2020 oder 2030 ergänzen wird.
- Die Teilnehmer der Delphi-Befragung glauben, dass die Vereinigten Staaten sowie große Entwicklungsländer – Brasilien, China und Indien – mittelfristig (2020) Emissionsziele übernehmen werden. Es wird erwartet, dass Afrika zusammen mit den übrigen Entwicklungsländern solche Ziele erst langfristig übernehmen wird. Die Einführung von Emissionshandelssystemen für Unternehmen ist mit der Erweiterung des Klimaregimes eng verknüpft.

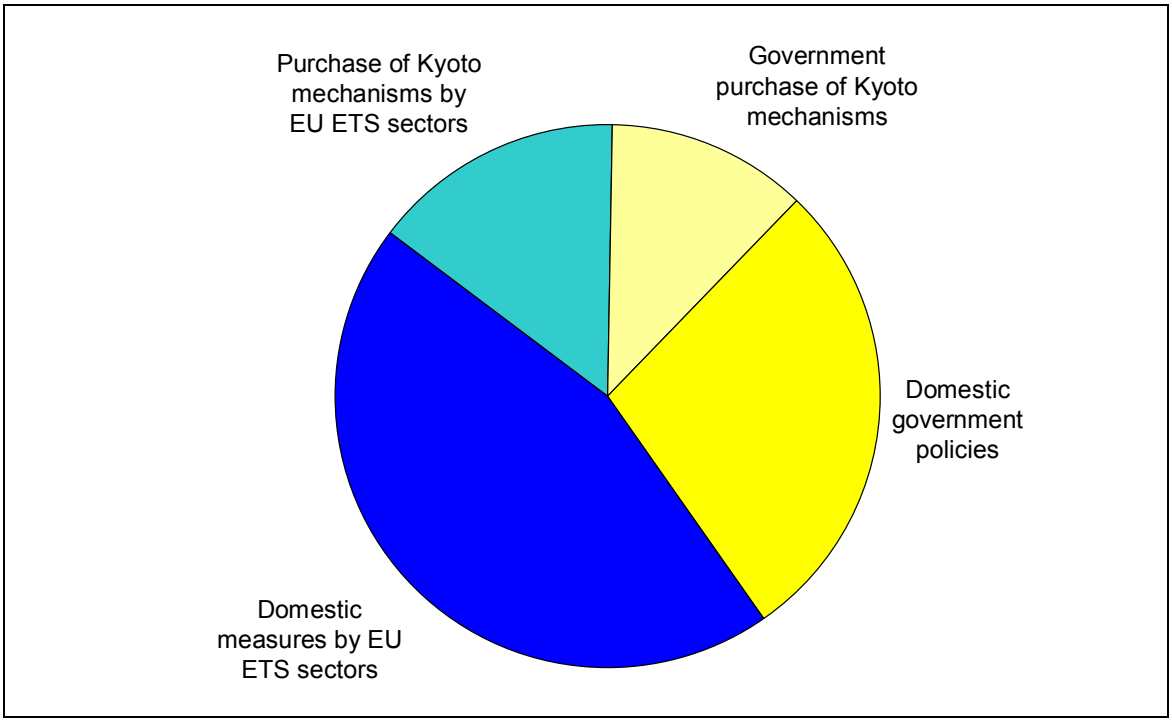
Alles in allem lässt sich daraus schließen, dass die künftigen Perspektiven für die projektbezogenen Kyoto-Mechanismen vielfältig sind und sich in Bezug auf CDM und JI unterscheiden. Während JI mittelfristig an Bedeutung verlieren oder durch den Emissionshandel ersetzt werden und langfristig ganz entfallen könnte, wird der CDM möglicherweise reformiert und von einem rein projektbezogenen Mechanismus um breitere Konzepte erweitert, beispielsweise in Form eines sektoralen CDM. Dennoch könnte eine mittelfristige Ausweitung verbindlicher quantitativer Emissionsziele auf Entwicklungsländer die Marktgröße des CDM auch einschränken, obwohl nicht erwartet wird, dass dieser ganz wegfällt, auch nicht langfristig. Kurzfristig ist es vergleichsweise wichtig, dass die internationalen Institutionen der flexiblen Mechanismen gestärkt werden und ein Folgeabkommen für das Kyoto-Protokoll gefunden wird.

5 Rahmenbedingungen und Instrumente zur Förderung von CDM und JI in Deutschland

Die Analyse in Kapitel 2 identifizierte ein beträchtliches Potenzial für die Vermeidung von Treibhausgasen durch CDM- und JI-Projekte. Zudem wurde in Kapitel 2 festgestellt, dass die Nutzung dieser Instrumente in Deutschland – aus der ökonomischen Perspektive – sehr effizient ist. Den Modellergebnissen zufolge sollte Deutschland in Abhängigkeit vom globalen CO_2-Konzentrations-Zielpfad (Abbildung 15) mittelfristig (2020) 200 bis 350 Mt CO_2e importieren. Es kann mit den Modellen allerdings nicht bestimmt werden, zu welchem Anteil projektbezogene Mechanismen oder AAUs akquiriert werden sollen.

Das Hauptanliegen dieses Forschungsprojektes ist die Beantwortung der Frage, ob die Kyoto-Mechanismen in Deutschland genutzt werden sollten und wenn ja, zu welchem Anteil. Dies ist nicht nur eine ökonomische Frage, sondern erfordert die Einbeziehung anderer Aspekte. Zur Beantwortung der Frage, muss zwischen staatlicher Nutzung der projektbezogenen Mechanismen und privater Nutzung im Rahmen des EU ETS unterschieden werden. In Abbildung 47 ist dargestellt, weshalb diese Unterscheidung wichtig ist.

Abbildung 47: Inländische Poltiken und Maßnahmen zur Nutzung der Kyoto-Mechanismen



Quelle: Öko-Institut

Die deutsche Wirtschaft kann unterteilt werden in die Sektoren, die vom EU ETS (blau) erfasst werden, und Sektoren, die bisher noch nicht in das EU ETS (gelb) einbezogen sind. Zurzeit fallen nur die energieintensiven Industrien (Stromerzeugung, Raffinerien, Stahl, Zement, Glas, Keramik und Papier) unter das EU ETS. Alle anderen Sektoren, wie z. B. private Haushalte, Handel/Gwerbe/Dienstleistungen und Verkehr sind nicht einbezogen. Die Sektoren, die unter den Emissionshandel fallen, müssen das Reduktionsziel einhalten, welches durch die Anzahl der zugeteilten Emissionsrechte bestimmt wird. Jeder Anlagenbetreiber muss entscheiden, ob er durch die Umsetzung von Vermeidungsmaßnahmen seine Emissionen reduziert oder zusätzliche Emissionsrechte kauft (make-or-buy-Entscheidung). Falls alle deutschen Anlagebetreiber zusammen mehr CO_2 emittieren als sie Emissionsrechte besitzen, müssen zusätzliche Emissionsrechte aus anderen EU-Ländern oder – gemäß der Linking Directive (2004/101/EC) – Emissionsminderungskredite aus den projektbezogenen Kyoto-Mechanismen in Entwicklungsländern (CERs) oder in Transformationsländern (ERUs) erworben werden. Diese Entscheidung trifft jeder Anlagenbetreiber individuell, basierend auf mikroökonomischen Effizienzüberlegungen, bei denen Faktoren wie Risiken und Transaktionskosten berücksichtigt werden. Sobald die rechtlichen Rahmenbedingungen für den Emissionshandel und die Nutzung der projektbezogenen Mechanismen feststehen, entscheidet jeder Anlagenbetreiber, zu welchem Anteil projektbezogene Mechanismen zur Einhaltung des Reduktionsziels genutzt werden sollen. Die Größe des hellblauen Anteils in Abbildung 47 ist von der dezentralen Entscheidung der einzelnen Anlagenbetreiber unter dem EU ETS abhängig.[46] Das bedeutet, dass die Entscheidung der EU ETS-Anlagenbetreiber Kyoto-Einheiten aus projektbezogenen Mechanismen zu erwerben, internalisiert ist und dezentral, ohne diskretionäres Eingreifen der Regierungen, getroffen werden kann. Die Regierung kann solche Entscheidungen allerdings fördern, indem sie bei der Überwindung von Hürden und Hemmnissen bei der Nutzung von projektbezogenen Mechanismen hilft (Abschnitte 5.2 und 5.4).

Für die Sektoren, die nicht unter das EU ETS fallen, ergibt sich ein anderes Bild. Anlagenbetreiber und private Firmen dieser Sektoren dürfen nicht selbst entscheiden, ob Vermeidungsmaßnahmen umgesetzt oder projektbezogene Kyoto-Einheiten gekauft werden sollen. Vielmehr müssen sie sich an Klimapolitiken, wie z. B. Öko-Steuern oder Bauvorschriften halten oder staatliche Anreize akzeptieren. Demnach trifft die Regierung für diese Sektoren die make-or-buy-Entscheidung. Innerstaatliche Politiken sollten für die nicht einbezogenen Sektoren – aus ökonomischer Sicht – genutzt werden, solange die marginalen Vermeidungskosten niedriger sind als der erwartete Marktpreis der projektbezogenen Kyoto-Mechanismen. Zur Erfüllung der verbleibenden Reduktionsverpflichtung sollte der Staat die Kyoto-Mechanismen nutzen. Die Entscheidung, wie viele Kyoto-Einheiten gebraucht werden um die Reduktionsverpflichtung der Nicht-EU ETS-Sektoren zu erfüllen, liegt bei den Regierungen, da private Firmen nicht das Recht haben

[46] Die Menge wird allerdings durch Artikel 1.8 (c) der so genannten Linking Direktive (2004/101/EC, OJ, L 338, 30.11.2004, S.18) beschränkt. Zur Erfüllung der Supplementarity-Klausel des Kyoto-Protokolls wird jeder Mitgliedstaat verpflichtet den Umfang zu limitieren, in dem CERs und ERUs von EU ETS-Anlagenbetreibern genutzt werden können. In Deutschland dürfen die Anlagenbetreiber projektbezogene Kyoto-Einheiten bis zu 12% der zugeteilten Emissionsrechte einsetzten (BMU 2006, S. 38 f).

diese Entscheidung zu treffen. Das bedeutet, die make-or-buy-Entscheidung ist im Falle der Nicht-EU ETS-Sektoren nicht internalisiert und wird von den Regierungen getroffen.

Obwohl aus Sicht der ökonomischen Theorie der Anteil der Nutzung der flexiblen Mechanismen eindeutig bestimmbar erscheint, ist es in der Praxis schwierig, den konkreten Anteil festzulegen. Vorraussetzung für die Bestimmung der adäquaten Menge der Kyoto-Einheiten, die zur Erfüllung des Minderungsziels eingesetzt werden sollen, ist, dass das Minderungsziel für das EU ETS dem ökonomisch effizienten Niveau entspricht. Wenn das EU ETS mehr Emissionsrechte erhält als effizient wären, müssten die Nicht-EU ETS-Sektoren mehr zur Vermeidung beitragen als effizient wäre. Erhalten die EU ETS-Sektoren hingegen zu wenig Emissionsrechte, wäre der Vermeidungsaufwand der Nicht-EU ETS-Sektoren aus gesamtwirtschaftlciher Sicht zu hoch und damit nicht effizient zur Erfüllung des nationalen Reduktionsziels.

Zur Diskussion der Konsequenzen einer Über- oder Unterschätzung der staatlichen Nutzung der Kyoto-Mechanismen nehmen wir zunächst an, dass die zugeteilte Menge an Emissionsrechten im EU ETS effizient ist. Nutzt die Regierung zu wenig der Kyoto-Einheiten, würden die Kosten zur Erfüllung des Reduktionszieles steigen, da vergleichsweise teurere innerstaatliche Maßnahmen umgesetzt werden müssten als effizient wären. Der Erwerb von zu vielen Kyoto-Einheiten würde die Kosten allerdings ebenso erhöhen, da vergleichsweise günstige Vermeidungsmaßnahmen in den Nicht-EU ETS-Sektoren nicht umgesetzt würden. Neben der Schwierigkeit, die optimale Menge an staatlichen Zukäufen festzulegen, könnte es noch andere Gründe für die Abweichung der Regierung vom ökonomischen Optimum geben (Abschnitt 5.3.4).

Es könnte auch argumentiert werden, dass die Regierung zusätzliche Kyoto-Einheiten erwerben sollte, damit die Menge der zugeteilten Emissionsrechte im Handelssektor erhöht werden kann. Das würde die Situation dieser Sektoren verbessern und ihre Wettbewerbsfähigkeit erhöhen. Eine solche Strategie würde aber sicherlich einer Überprüfung nach Artikel 87 und 88 des EU-Vertrags über staatliche Beihilfen (EU Treaty on Government Aid) unterzogen werden und könnte von der Kommission abgelehnt werden. Zudem würde eine staatliche Finanzierung des Erwerbs von Kyoto-Einheiten eine Verletzung des Verursacherprinzips bedeuten und die Lasten eines Teils der Zielerfüllung des Handelssektors der Allgemeinheit aufbürden. Aus umweltökonomischer Sicht kann diese Strategie deshalb nicht empfohlen werden.

Zusammenfassend: die make-or-buy-Entscheidung in Bezug auf die Nutzung der flexiblen Kyoto-Mechanismen wurde durch die Einführung des EU ETS für die Handelssektoren internalisiert. Nach der Festlegung der Gesamtmenge an Emissionsrechten, die dem Handelssektor zugeteilt werden sollen, sollte die Regierung von weiteren Interventionen Abstand nehmen. Allerdings würde sich die Beseitigung einiger Hemmnisse und Barrieren, die die Nutzung der Mechanismen durch den Handelssektor hemmen, sicherlich als förderlich erweisen. Zu diesem Zweck werden wir die Hürden und Probleme im Folgenden diskutieren und Maßnahmen zur Überwindung dieser Hemmnisse bewerten.

Die Regierung muss jedoch den Anteil der Nutzung von innerstaatlichen Vermeidungsmaßnahmen und der Nutzung der flexiblen Kyoto-Mechanismen für die Nicht-Handelssektoren festlegen. Auch wenn diese Entscheidung in erster Linie eine ökonomische ist, hängt sie nicht allein von ökonomischen Kriterien ab. Demzufolge beurteilen wir

im Folgenden auch andere Kriterien, welche mit der Entscheidung über den Anteil der Kyoto-Einheiten, die von den Regierungen erworben werden, in Zusammenhang stehen.

Bevor wir uns diesen Themen zuwenden, werden wir untersuchen, wie andere Regierungen diese Frage angehen. Weiterhin geben wir einen Überblick über öffentliche und private Programme zur Nutzung der projektbezogenen Kyoto-Mechanismen in anderen Ländern.

5.1 Überblick zu bestehenden Internationalen Programmen

Programme zur Förderung von CDM und JI umfassen in den meisten Fällen Fonds für den Erwerb von CERs und ERUs. Diese Fonds umfassen mehrere CDM- und JI-Projekte und legen die zugehörigen CERs und ERUs zusammen. Hauptziel dieser Fonds ist es, staatlichen oder privaten Akteuren direkten Zugang zur Nutzung von CERs und ERUs zu ermöglichen, ohne dass der ankaufende Akteur das Prbsojekt, welches die entsprechenden Emissionsreduktionen generiert, abwickeln muss. Somit unterstützen die Behörden mit solchen Fonds den Erwerbs von projektbezogenen Genehmigungen und zugleich die Entwicklung von CDM- und JI-Projekten.

Ein Überblick über die bestehenden Programme zur Förderung der Nutzung der projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls wird im Folgenden präsentiert. In Tabelle 18 unterscheiden wir die verschiedenen Fonds nach adressierten Investoren (Erwerbern): öffentliche Investitionsprogramme, private Investmentfonds und gemischte Fonds. In der Tabelle werden die folgenden Kriterien für die Klassifizierung der Förderprogramme verwendet: Hauptfokus der Fonds (CDM- oder JI-Projekte), ausgewählte Investitionsregion und entsprechende leitende Behörde. Weitere Kriterien beinhalten die potenziellen Zweitziele der Programme (neben der Förderung von CDM- und JI-Projekten), Investoren, die besonders angesprochen werden, und das finanzielle Volumen der betreffenden Fonds.

Tabelle 18: Öffentliche und private Fonds für den Erwerb von CERs und ERUs

Fund	Focus	Main Region	Management	Secondary objective	Investors	Volume - M€ -
Governmental Funds						**1.173**
Spanish Carbon Fund	CDM- and JI projects	Projects from many regions, including Latin America, North Africa, East Asia, South Asia, Eastern Europe and the Russian Federation	World Bank	To promote renewable energy and energy efficiency projects in developing countries and countries with economies in transition	Spanish public and private entities	170
Iniciativa Iberoamericana de Carbono	CDM projects					47
IFC Netherlands Carbon Facility (INCaF)	CDM projects	In developing countries, excluding Central and Eastern European proposals	World Bank's group agency International Finance Corporation (IFC)			44
Netherlands European Carbon Facility (NECaF)	JI projects	In developing countries, excluding Central and Eastern European proposals	World Bank's group agency International Finance Corporation (IFC)			92
Netherlands CDM Facility	CDM projects	Developing countries	World Bank			150
Austrian JI/CDM Program	CDM- and JI projects		Kommunalkredit Public Consulting (KPC)		Austrian government	288
Danishcarbon.dk	CDM- and JI projects, ERU, AAU, CER	Central and Eastern Europe	Danish Ministry of the Environment	Supports Danish Industry and the Governments of Central and Eastern Europe in their efforts to build capacity for the trading of Carbon Credits		47
Canada Climate Change Development Fund (CCCDF)	CDM- and JI projects	Developing countries	CIDA (Canadian International Development Agency)	Contributing to sustainable development and poverty reduction	Canada	83
Belgium Federal JI/CDM Tender	CDM- and JI projects		Belgium's Federal Government		Belgian federal government	9
Flemish Government JI/CDM Tender	CDM- and JI projects	Central-Eastern Europe (proposals from Poland, Russia, Hungary), Asia (India) and South America (Chile)	The regional Flemish Government in Belgium			70
ERUPT	JI projects		Senter (governmental agency)		Mostly larger private companies (e.g. the Dutch electric power company Nuon)	50 [1)]
CERUPT	CDM projects		Senter (governmental agency)		Mostly larger private companies (e.g. the Dutch electric power company Nuon)	33 [1)]
Finnish CDM & JI program JIQ	CDM- and JI projects	Africa, Latina America and India				20 [2)]
Swedish International Climate Investment Programme SICLIP	CDM- and JI projects	Kyoto signatories in Africa, Asia, Latin America and Central & Eastern Europe	Swedish Energy Agency			15

Tabelle 18: Öffentliche und private Fonds für den Erwerb von CERs und ERUs – Fortsetzung

Fund	Focus	Main Region	Management	Secondary objective	Investors	Volume - M€ -
EcoSecurities Standard Bank Carbon Facility	CDM- and JI projects	Central & Eastern Europe, inc. Countries of Former Soviet Union	EcoSecurities and Standard Bank London Limited (SBL), the investment banking arm of South Africa's Standard Bank Group		Danish Ministry of the Environment	10
Rabobank-Dutch government CDM Facility	CDM projects	All CDM countries, but preferably those countries with a local presence (Argentina, Brazil, Chile, China, India, Indonesia, Mexico and Thailand)				45
Private-sector Funds						**1.437**
Japan Carbon Finance, Ltd	CDM- and JI projects	Asia, Central and South America, Eastern Europe	Japan Carbon Finance (JCF)		JBIC, DBJ, Japanese industry	118
ICECAP	CDM- and JI projects		UK energy trading company Cumbria Energy		Seeking investors	200 3)
GG-CAP Greenhouse Gas Credit Aggregation Pool	CDM- and JI projects	Africa; Central Asia; Eastern Europe; Latin America; Southeast Asia/Oceania	Natsource Asset Management		26 companies (energy production)	455
European Carbon Fund	CDM- and JI projects		IXIS Environnement & Infrastructures		11 private-sector financial investors; generally open to all investors	105
Trading emissions	CDM, JI, EUAs		Carbon Capital Markets		Financial institutions	258
Climate Change Capital	CDM, JI, EUAs				Not disclosed	80
RNK Capital	CDM projects		RNK Captial LLC		RNK Capital	21
UBS Alternative Climate	CDM- and JI projects		UBS		Companies, institutional investors	9
Dexia-FondElec Energy Efficiency and Emission Reduction Fund	Fund projects that will utilize clean, renewable energy, and/or energy efficient emission reduction technologies to improve industrial processes, and thereby, reduce the need for fossil fuel and mitigate climate change	Central and Eastern Europe	FondElec Group	Generating plant retrofits and fuel conversions, heat recovery systems, electric transmission grids, gas and district heating system improvements, illumination, and industrial energy efficiency enhancements		108
D&B Capital´s Clean Energy Fund			Investment Company (CEMCO)		Large emitting corporations, financial institutions	83
Mixed Funds (Public/Private)						**1.377**
Carbon Fund	CDM- and JI projects		World Bank		6 governments, 17 companies, 3 banks	150

Tabelle 18: Öffentliche und private Fonds für den Erwerb von CERs und ERUs – Fortsetzung

Fund	Focus	Main Region	Management	Secondary objective	Investors	Volume - M€ -
Community Development Carbon Fund (CDCF)	CDM projects		World Bank in cooperation with the International Emissions Trading Association (IETA) and the United Nations Framework Convention on Climate Change	Verbesserung des Lebensunterhaltes von lokalen Gemeinschaften	9 governments, 15 companies	107
Bio Carbon Fund (BCF)	Provide finance to demonstrate projects that sequester or remove greenhouse gases in forest and agro-ecosystems		World Bank	Deliver cost-effective emission reductions, while promoting biodiversity conservation and sustainable development	Governments, companies	44 [4)]
Italian Carbon Fund	CDM- and JI projects	China, Mediterranean region, Middle East, Central America (Balkans for JI)	World Bank		Italian government	13
Danish Carbon Fund	Purchases JI credits	Central and Eastern Europe	World Bank		Danish government (Ministry of Foreign Affairs of Denmark and the Ministry of the Environment of Denmark) and Danish companies, each 50%	58
KfW-Klimaschutzfonds/ KfW Carbon Fund	CDM- and JI projects		KfW banking group for the German government		KfW, German government, 20 European companies	50 [5)]
Nordic Environment Finance Cooperation Testing Ground Facility (NEFCO)/Baltic Sea Region TGF	JI projects	Central and Eastern Europe	Nordic Environment Finance Corporation (Nefco)		6 governments, 17 companies, 3 banks	30
EBRD Multilateral Carbon Fund	CDM, JI, EUAs	Central Europe, South East Europe & Caucasus and Russia & Central Asia	European Bank for Reconstruction and Development (EBRD), and possibly the European Investment Bank		Fund currently being structured	100 [6)]
European Partnership Carbon Fund	CDM- and JI projects		World Bank and the European Investment Bank		Fund currently being structured; likely to be targeted at European governments and companies	50
Umbrella Carbon Facility	CDM projects		World Bank	Established by the World Bank recently with the aim to invest in very large projects	Chinese companies	775

[1)] Approximately; [2)] 10 million bilateral/10 million in PCF and TGF (Testing Ground Facility); [3)] at price of 10 €/t CO_2e;
[4)] target size: € 83 million; [5)] target size: € 50 million, therefrom € 10 million of KfW; [6)] between € 50 million € 150 million.

Quelle: Zusammenstellung des ZEW

Aus der Liste mit über 30 bestehenden Projektfonds mit einem Gesamtvolumen von fast 4 Mrd. € geht hervor, dass fast alle Programme sowohl CDM- als auch JI-Projekte gleichzeitig nutzen – mit Ausnahme der NECaf-, ERUPT- oder NEFCO-Fonds, welche explizit JI-Projekte fördern. Darüber hinaus werden nicht einzelne Länder fokussiert, sondern es gibt einen breiten Rahmen an potenziellen Projektregionen, wie z. B. Mittel- und Osteuropa, oder auch Entwicklungsländer, die als eine Region der Welt aggregiert wurden.

Die Weltbank ist die bekannteste Einrichtung für das Management von CDM- und JI-Projekt-Fonds. Daneben gibt es in vielen Ländern, wie z. B. den Niederlanden, Kanada oder Japan, Behörden, die Förderprogramme für den Erwerb von projektbezogenen Krediten anbieten. In Deutschland ist die wichtigste Institution die KfW-Bankengruppe, welche die Finanzierungsangelegenheiten für Investoren leitet (Abschnitt 5.4.1). Bisher haben hauptsächlich staatliche Behörden CDM- und JI-Programme geleitet, mit Ausnahme der Natsource Asset Management, einem privaten Unternehmen in England.

Die Unterziele der Projekt-Fonds beziehen sich hauptsächlich auf die Entwicklung von erneuerbaren Energien, die Förderung von Energieeffizienz oder Beiträge zur nachhaltigen Entwicklung. In Bezug auf die Investorengruppen adressiert die Mehrheit der Fonds den öffentlichen oder einen Mix aus öffentlichem und privatem Ankauf von CERs und ERUs, nur wenige Förderprogramme fokussieren ausschließlich private Investoren. Trotzdem haben letztere das größte finanzielle Gesamtvolumen (fast € 1,5 Mrd.). Allgemein bestehen große Unterschiede in den Volumina der Projektfonds: während Programme mit geringen Volumen von € 10 bis 15 Mio. reichen, haben große Fonds ein finanzielles Volumen von bis zu € 775 Mio. (wie z. B. die Umbrella Carbon Facility der Weltbank).

Es gibt folglich eine große Auswahl an Förderprogrammen für CDM- und JI-Investitionen. Die Fonds sind, die Investitionsregion betreffend, relativ flexibel und richten sich sowohl an private als auch an öffentliche Investoren. Es ist zu erwarten, dass die Anzahl der Projektfonds zum Erwerb von CERs und ERUs in naher Zukunft steigen wird, ebenso wie das finanzielle Volumen der Fonds. Durch weitere Förderungen von Investitionen in die projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls kann die Rolle von CDM und JI, auch über die Kyoto-Verpflichtungsperiode hinaus, signifikant gestärkt werden.

5.2 Hemmnisse für die Nutzung der projektbezogenen Mechanismen durch private Akteure

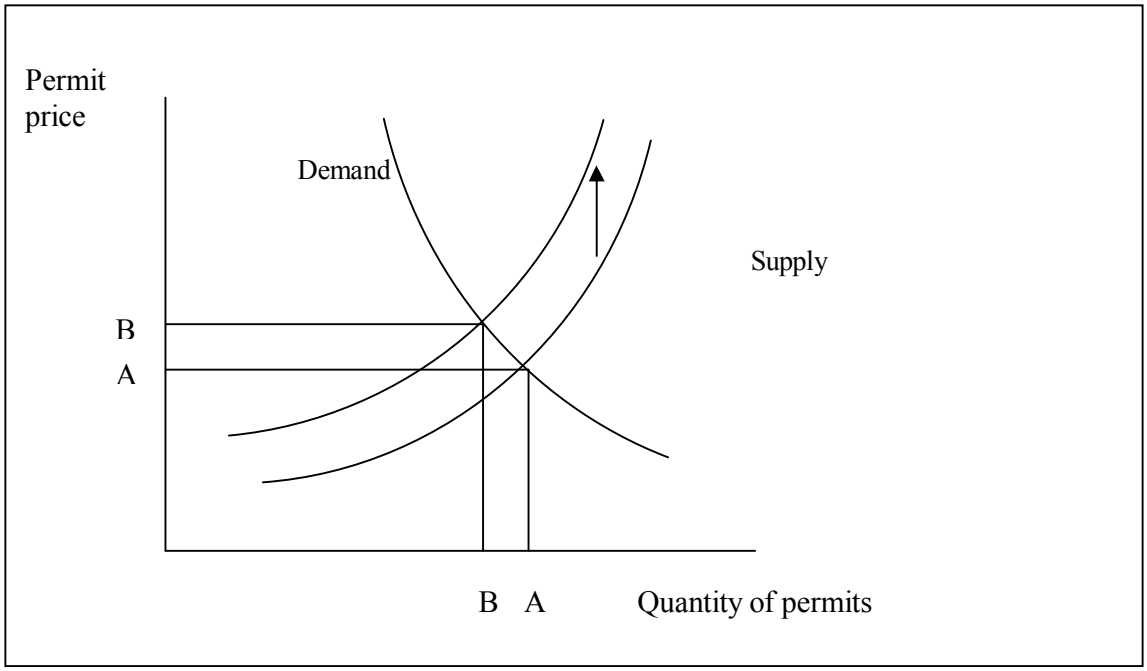
5.2.1 Transaktionskosten

Transaktionskosten entstehen durch die Initiierung und Vervollständigung einer Transaktion, wie z. B. der Suche nach einem Partner, Verhandlungen, Ratschlägen von Anwälten und anderen Experten, Vereinbarungen zum Monitoring etc. Zu einem bestimmten Anteil entstehen Transaktionskosten bei jeder Markttransaktion, einfach durch die Kosten, die durch den Transfer von Eigentumsrechten entstehen.

5.2.1.1 Allgemeine Einschätzung

In Bezug auf ihre Auswirkungen auf den Emissionsmarkt, beeinflussen Transaktionskosten im Allgemeinen den Gleichgewichtspreis für Emissionsrechte. Die steigende Kurve in Abbildung 48 repräsentiert das globale Angebot an Emissionsrechten, während die fallende Kurve die Nachfrage darstellt, welche sich aus den Emissionsreduktionsverpflichtungen der netto Emissionsrechte kaufenden Länder und den mit den inländischen Emissionsvermeidungen verbundenen Kosten erschließen lässt. Zieht man die Transaktionskosten in Betracht, würde sich die Angebotskurve nach oben verschieben (siehe Pfeil), was zu einer Reduktion der gehandelten Rechte und einem Anstieg der Gleichgewichtspreise führen würde. Punkt A in Abbildung 48 zeigt das Gleichgewicht des Marktes ohne Transaktionskosten, während in Punkt B die Transaktionskosten berücksichtigt wurden. Das geringere Handelsvolumen macht deutlich, dass die Länder im Vergleich zu der Situation ohne Transaktionskosten mehr Emissionen im eigenen Land vermeiden.

Abbildung 48: Der Einfluss der Transaktionskosten auf den Emissionsmarkt



Quelle: Michaelowa and Jotzo (2005)

Tabelle 19 enthält Definitionen der disaggregierten Kostenkomponenten, welche die Transaktionskosten für CDM- und JI-Projekte in Kategorien unterteilen, die dem des Projektzyklus entsprechen.

Tabelle 19: Definitionen der Komponenten von projektbezogenen Transaktionskosten

Transaction Cost Components	Description
Project-based (JI, CDM): Pre-implementation	
Search costs	Costs incurred by investors and hosts as they seek out partners for mutually advantageous projects
Negotiation costs	Includes those costs incurred in the preparation of the project design document (i.e. baseline determination and monitoring rules) that also documents assignment and scheduling of benefits over the project time period. It also includes public consultation with key stakeholders.
Validation costs	Review and revision of project design document by operational entity
Approval costs	Registration and approval by UNFCCC Board and authorisation from host country
Project-based (JI, CDM): Implementation	
Monitoring costs	Costs needed to ensure that participants are fulfilling their obligations
Verification costs	Annual verification by the UNFCCC Executive Board/ Supervisory Committee
Certification costs	Including issue of Certified Emission Reductions (CERs for CDM) and issue of Emission Reduction Units (ERUs for JI) by UNFCCC Executive Board
Enforcement costs	Includes costs of administrative and legal measures incurred in the event of departure from the agreed transaction
International Emissions Trading (IET)	
Search costs	Same as project-based; to include annual verification
Negotiating costs	To include legal and insurance fees associated with participation in the market
Monitoring costs	Same as project-based; to include annual verification
Certification costs	Certification and issue of Assigned Amount Units (AAUs) by UNFCCC Executive Board
Enforcement costs	Includes costs of administrative and legal measures incurred in the event of departure from the agreed transaction

Quelle: Eckermann et al. (2003)

Transaktionskosten steigern zwangsläufig die Kosten der Teilnehmer der Transaktion, womit sie das Handelsvolumen reduzieren oder sogar einige Transaktionen von vornherein verhindern. Die Effizienz der marktbasierten Instrumente wird daher durch die Transaktionskosten eingeschränkt.

Tabelle 20 zeigt typische Projekttypen für die verschiedenen Projektgrößen.

Tabelle 20: Korrelation von Projekttypen und Projektgrößen

Type	Typical projects
Very large	Large hydro, gas power plants, large CHP, geothermal, landfill/pipeline methane capture, cement plant efficiency, large-scale afforestation
Large	Wind power, solar thermal, energy efficiency in large industry
Medium – upper	Boiler conversion, DSM, small hydro
Medium – lower	Energy efficiency in housing and SME, mini hydro
Small	PV

Quelle: Eckermann et al. (2003)

Die Daten werden am besten in Form von Transaktionskosten pro t CO_2e ausgedrückt. Sind die Kosten pro t CO_2e zu hoch, wird der in anderen Fällen profitable Handel mit Zertifikaten für die Emission von Kohlendioxid verhindert.

Die Kosten des Exekutivrates des CDM müssen von den Projektentwicklern in Form einer Abgabe eines Teils der Erlöse aus den CERs getragen werden. Die erste Konferenz der Mitgliedstaaten – welche als ein Treffen der Mitglieder des Kyoto-Protokolls diente (COP/MOP1) – entschied im Dezember 2005, dass Projektentwickler pro Projekt eine Gebühr von 0,10 US$ pro CER für die ersten 15.000 CERs im Jahr und 0,20 US$ pro CER für alle nachfolgenden CERs zahlen. Folglich werden durch diese Gebührenstruktur kleine Projekte gefördert. Diese Regelung ersetzt die frühere Registrierungsgebühr des Exekutivrates des CDM: die bisher gezahlten Registrierungsgebühren werden als Vorauszahlungen der Abgabe auf die Erlöse aus den CERs betrachtet.

Wie aus Tabelle 21 hervorgeht, besteht eine strenge Korrelation zwischen der Projektgröße in Bezug auf die CO_2-Reduktion und den spezifischen Transaktionskosten pro t CO_2e. Die Tabelle präsentiert eine Kategorisierung, die grob mit den verschiedenen Datenquellen der CDM- und JI-Projekte übereinstimmt.

Tabelle 21: Projektgröße der CDM-Projekte und damit verbundene Transaktionskosten

Typ	Reduction (t CO_2e/a)	Low (€/t CO_2e)	Central (€/t CO_2e)	Hight (€/t CO_2e)
CDM				
Very large	> 14,000	0.02	0.05	0.27
Large	1,400 - 14,000	0.07	0.14	0.55
Medium – upper	140 - 1,400	1.36	2.73	4.09
Medium – lower	14 – 140	18	27	82
Small	< 14	183	273	545
JI				
Very large	> 14,000	0.01	0.03	0.05
Large	1,400 - 14,000	0.14	0.27	0.55
Medium – upper	140 - 1,400	0.82	2.73	4.09
Medium – lower	14 - 140	10	27	82
Small	< 14	109	136	164

Quelle: Eckermann et al. (2003)

Während die Daten für CDM- und JI-Projekte separat präsentiert werden, können nach dem Ranking, das Eckermann et al. (2003) anwendet, um die Projekte nach Region etc. zu spezifizieren, keine signifikanten Kostenunterschiede zwischen den zwei verschiedenen Instrumenten identifiziert werden. Es ist zu erwarten, dass die Kosten für beide Instrumente mit der Zeit extrem fallen werden, da Lerneffekte, gekoppelt mit steigender Konkurrenz auf diesen Märkten, in beiden Projektphasen – Prä-Implementierung und Implementierung - zu einer Kostenreduktion führen werden. Eine Kostenreduktion von 20% in der Einführungsphase – wie von PriceWaterCoopers (2000) angenommen – kann als minimale Reduktion angesehen werden.

Die Transaktionskosten werden beträchtlich sein und zu einer geringeren Nutzung der Mechanismen als angenommen führen. Tabelle 22 zeigt, dass CDM- und Second-Track JI-Projekte alle Kategorien der Transaktionskosten tragen müssen, während IET nur geringfügig betroffen ist.

Die Registrierungskosten werden als Kosten definiert, die der Projektentwickler an den CDM-Exekutivrat für die Registrierung seines Projektes zahlen muss, solange die COP nicht über eine Verwaltungsgebühr für CDM-Projekte abgestimmt hat. Die Registrierungsgebühr wird vom EB nach der zu erwartenden Emissionsreduktion berechnet, welche im Projekt-Design-Dokument festgelegt wird. Die Gebühr wird in Form von CERs nach der Ausgabe der CERs fällig (siehe Abschnitt 5.2.1.1 für Details). Deshalb steigen und fallen die Registrierungskosten mit den zu erwartenden Emissionsreduktionen.

Tabelle 22: Arten der Transaktionskosten welche unter den verschiedenen Mechanismen auftreten

Transaction Cost Components	Relation to project size	CDM	JI Track 1	JI Track 2	IET
Search costs	Fixed	X	X	X	
Negotiation costs	Degressive	X	X	X	X
Baseline determination costs	Fixed	X	X	X	
Approval costs	Fixed	X	X	X	
Validation costs	Fixed	X		X	
Registration costs	Fixed	X			
Monitoring costs	Fixed	X	X	X	
Verification costs	Degressive	X		X	
Certification costs	Degressive	X			
Enforcement costs	Proportional				
Transfer costs	Proportional				X
Registry costs	Proportional	X	X	X	X
Minimum fixed cost (k€)		150	80	140	NA

Quelle: Michaelowa and Stronzik (2002), ZEW

Tabelle 23 enthält eine erste Vorstellung über die Höhe der absoluten Transaktionskosten für potenzielle große CDM-Projekte. Wie festgestellt werden kann, variieren die Kostenschätzungen für einige Komponenten sehr stark. Addiert man die geringsten (höchsten) absoluten Such- und Verhandlungskosten, erhält man die minimalen und maximalen MTACs (Markt-Transaktionskosten). Die minimalen und maximalen PITCs (Vor-Einführung-Transaktionskosten) und ITCs (Einführungs-Transaktionskosten) erhält man, indem die niedrigsten (höchsten) Werte der PITCs- und ITCs-Kostenkomponenten, die nicht von der Emissionsreduktion des Projektes abhängen, addiert werden. Die sich ergebenden minimalen und maximalen TACs I (Transaktionskosten) reichen von US$ 160.00 bis US$ 715.000.

Um den Einfluss der gesamten Emissionsreduktion eines Projektes auf die spezifischen Transaktionskosten hervorzuheben, verwendeten Michaelowa und Stronzik (2002) absolute Kostenschätzungen für verschiedene Projekttypen und ihren typischen Umfang der Emissionsreduktion für einen Kreditzeitraum von 10 Jahren (Michaelowa and Stronzik 2002, S. 25). Diese typischen Emissionsreduktionsmengen wurden in Krey's Studie genutzt, um die minimalen spezifischen Transaktionskosten auf der Grundlage der in Tabelle 23 quantifizierten minimalen Transaktionskosten zu berechnen, die Ergebnisse werden in Tabelle 24 dargestellt. Sie wurden wie folgt berechnet:

Die minimalen MTACs, PITCs und ITCs wurden aus Tabelle 23 genommen. Es wird angenommen, dass sie für alle Projekttypen den gleichen Wert haben. Um die gesamten minimalen PITCs und ITCs zu berechnen, wurden die Registrierungskosten und die Kosten der Verwaltungsgebühr – eine Steuer von 2 % auf die Gewinne des Verkauf von CERs wie unter den Marrakech Accords (UNFCCC, 2002) festgelegt – addiert. Da diese

von der Gesamtemissionsreduktion abhängen, wurden sie für jeden Projekttyp und dessen übliche Emissionsreduktion einzeln kalkuliert.

Die Kosten, die durch die Verwaltungsgebühr entstehen, wurden durch Multiplikation der Gesamtmenge der Emissionsreduktion mit einer Verwaltungsgebühr von 2 % berechnet. Das Ergebnis ist die Menge der CERs, welche bis zum Ende des Kreditzeitraums einbehalten werden. Dieser Wert wurde dann mit einem geschätzten Preis von US$ 3,78 (Jotzo and Michaelowa 2002, S. 185) multipliziert. Die Summe repräsentiert den Gesamtverlust der CER Gewinne durch die Verwaltungsgebühr. Spezielle Transaktionskosten wurden kalkuliert, indem die absoluten Kostenwerte durch die antizipierten Gesamtemissionsreduktionen geteilt wurden.

Tabelle 23: Schätzungen der absoluten Transaktionskosten der potenziellen großen CDM-Projekte nach Kostkomponenten

TACs		**US$**	
MTACs	Search Costs	18,000	3-15 %pf CERs
	Negotiation Costs	29,000 - 471,000	
PITCs	Baseline Costs	20,000 - 25,000	
	Monitoring Plan Costs	8,000 - 18,000	
	Approval Costs	47,000	
	Validation Costs	6,000 - 34,000	
	Registration Costs	*5,000 - 30,000*	
ITCs	Monitoring Costs	12,000	
	V+C Costs	4,000 - 18,000 per turn	
	Adaptation Costs	*2 %of CERs*	
Min./Max. MTACs		47,000	489,000
Min./Max. PITCs + ITCs I		113,000	226,000
Min./Max. TACs I		**160,000**	**715,000**

Quelle: Krey (2004)

Auf Grundlage der vorausgegangenen Schätzungen der spezifischen Transaktionskosten zeigt Tabelle 24, dass die minimalen spezifischen Transaktionskosten von 0,12 US$/t CO_2 für „sehr große“ Projekte bis zu 212 US$/ t CO_2 für „Mikro“ Projekte betragen können. Die Transaktionskosten für „sehr große“ und „große“ Projekte stimmen nahezu mit den Schätzungen überein, die aus den Ergebnissen der Delphi-Befragung hervorgingen (Abschnitt 4.2.4). Dennoch macht Krey’s *Bottom-up* Analyse der Transaktionskosten deutlich, dass die Transaktionskosten für sehr kleine Projekte wesentlich höher sein könnten, als die aus den Ergebnissen der Delphi-Umfrage berechneten Transaktionskosten.

Tabelle 24: Abhängigkeit der spezifischen Transaktionskosten der CDM Projekte von der Gesamtemissionsreduktion

TACs	Total Emission Reduction over Crediting Period of 10 Years (Typical Project Type)									
	5,000,000 t CO_2e ("very large") (e.g. large hydro power, landfill methane capture, etc)		1,000,000 t CO_2e ("large") (e.g. wind power park, large industrial energy-efficiency projects, etc)		100,000 t CO_2e ("small") (e.g. small hydro, small industrial boiler conversion, etc)		10,000 t CO_2e ("mini") (e.g. energy efficiency in households or SMEs, mini hydro, etc)		1,000 t CO_2e ("micro") (e.g. PV)	
	US$	US$/t CO_2	US$	US$/t CO_2	US$	US$/t CO_2	US$	US$/t CO_2	US$	US$/t CO_2
Min. MTACs	47,000	0.009	47,000	0.047	47,000	0.47	47,000	4.70	47,000	47.0
Min. PITCs + ITCs	568,000	0.114	250,600	0.251	172,560	1.73	165,756	16.58	165,076	165.1
Min. PITCs + ITCs I	160,000	0.032	160,000	0.160	160,000	1.60	160,000	16.00	160,000	160.0
Registration Costs	30,000	0.006	15,000	0.015	5,000	0.05	5,000	0.50	5,000	5.0
Adaptation Fee	378,000	0.076	75,600	0.076	7,560	0.08	756	0.08	75.6	0.1
Min. TACs	615,000	0.123	297,600	0.298	219,560	2.20	212,756	21.28	212,076	212.1

Quelle: Krey (2004)

5.2.1.2 Fallstudie für Indien

In Tabelle 25 werden die Kosten, die in der Umfrage quantifiziert wurden und die von Krey nach der oben beschriebenen Methode geschätzten wurden, dargestellt. Die zu Grunde liegenden Daten dieser Kostenschätzungen basieren auf einer Gruppe von CDM-Projekten. Die Kosten sind in absoluten Werten und in Prozent der gesamten Transaktionskosten für den niedrigsten und höchsten Wert angegeben, der in empirischen Studien gefunden und von den Teilnehmern der Umfrage genannt wurde.

Wie aus Tabelle 25 hervorgeht, liegt der niedrigste absolute Wert, der in der Umfrage quantifiziert wurde, bei rund 76 % der niedrigsten Gesamttransaktionskosten, gemäß den getroffenen Annahmen. Die höchsten quantifizierten Kosten liegen bei etwa 88%. Daraus kann geschlossen werden, dass der Hauptanteil der Gesamttransaktionskosten, welche aus den ausgewählten Projekten akkumuliert wurden, in der Umfrage quantifiziert wurde.

Tabelle 25: Anteil der Transaktionskosten quantifiziert in den Gesamttransaktionskosten ausgewählter CDM-Projekte in Indien

TACs (Data Availability)	Lowest Cost Figures		Highest Cost Figures	
	US$	Share in Total TACs (%)	US$	Share in Total TACs (%)
Search Costs	19,000	25.4	29,000	5.3
Negotiation Costs	10,500	14.0	10,500	1.9
PDD Costs	6,500	8.7	120,000	21.9
Validation Costs	6,000	8.0	80,000	14.6
Registration Costs	5,000	6.7	30,000	5.5
Adaptation Fee	10,193	13.6	212,349	38.7
TACs Survey	***57,193***	***76.4***	***481,849***	***87.8***
Approval Costs	1,000	1.3	10,000	1.8
Monitoring Costs	6,550	8.8	6,550	1.2
V+C Costs	10,112	13.5	50,559	9.2
TACs Estimates	***17,662***	***23.6***	***67,110***	***12.3***
Total TACs	**74,885**	**100.0**	**548,959**	**100.0**

Quelle: Krey (2004)

Aus Tabelle 25 geht hervor, dass der Anteil jeder Kostenkomponente an den Gesamttransaktionskosten vom niedrigsten bis zum höchsten Wert variiert. Das wird insbesondere im Fall der folgenden Komponenten deutlich. Der Anteil der Such- und Verhandlungskosten ist in den niedrigen Transaktionskosten (25,4% und 14,0%) wesentlich höher als dies bei den höchsten Transaktionskosten (5,3% und 1,9%) der Fall ist.

Im Gegensatz dazu sind die PDD Kosten und die Kosten durch die Anpassungsgebühr (Adaptation Fee) bei den höchsten Transaktionskosten (21,9% und 38,7%) wesentlich höher als bei den niedrigen Transaktionskosten (8% und 13,6%).

Eine Erklärung für den derzeitigen Stand der Kosten, die von der Anpassungsgebühr für die höchsten Transaktionskosten stammen, wäre, dass dies die einzige Kostenkomponente ist, die hauptsächlich von der Gesamtemissionsreduktion des Projektes beeinflusst wird. Es kann angenommen werden, dass als Folge der Verwaltungsgebühr das Projekt mit der höchsten Emissionsreduktion auch die höchsten Kosten hat, während das Projekt mit der niedrigsten Emissionsreduktion auch die niedrigsten Kosten hat.

Die beträchtlich geringeren Anteile der Such- und Verhandlungskosten an den hohen Transaktionskosten könnten indizieren, dass es einen gewissen „Höchstpreis“ für diese Kosten gibt, da sie in einer Reihe von Projekten die gleiche Höhe haben. Im Gegensatz dazu ist der Unterschied in den PDD Kosten signifikant, infolgedessen steigt der Anteil der PDD Kosten entsprechend von den niedrigsten zu den höchsten Transaktionskosten. Tabelle 26 zeigt die niedrigsten und die höchsten spezifischen Kosten für jede Kosten-

komponente, für die Daten erhältlich waren und die Summe jeder einzelnen Komponente.

Tabelle 26: Anteile der Kostenkomponenten an den spezifischen Transaktionskosten, quantifiziert für CDM-Projekte in Indien

TACs (Data Availability)	Lowest Cost Figure		Highest Cost Figure	
	US$/t CO_2	Share in SUM (%)	US$/t CO_2	Share in SUM (%)
Search Costs	0.005	8.1	0.091	19.4
Negotiation Costs	0.002	3.2	0.044	9.4
PDD Costs	0.004	6.5	0.125	26.6
Validation Costs	0.003	4.8	0.080	17.0
Registration Costs	0.006	9.7	0.042	8.9
Adoption Fee	0.042	67.7	0.088	18.7
SUM TACs Survey	**0.062**	**100**	**0.470**	**100**

Quelle: Krey (2004)

Wie zu sehen ist, machen die Anpassungsgebühren in den niedrigsten spezifischen quantifizierten Transaktionskosten bei weitem den höchsten Anteil (etwa 68%) aus. Dieses wird wahrscheinlich dadurch bedingt, dass es sich hierbei um die einzige Kostenkomponente handelt, in der Kostenersparnisse durch Skalenerträge nicht auftauchen. Im Vergleich zu den Kosten der Anpassungsgebühr kann der Anteil der anderen Kostenkomponenten – welche bei 3,2% bis 9,7% liegen – als unbedeutend betrachtet werden.

Die Kosten der Anpassungsgebühr sind mit einem Anteil von 18,7% in den höchsten spezifischen Transaktionskosten weniger vorherrschend.

Bei Betrachtung der anderen Kostenkomponenten fällt auf, dass der Anteil der PDD Kosten (26,6%), der Suchkosten (19,4%) und der Validierungskosten (17,0%) wesentlich höher ist als der Anteil der Verhandlungs- und Registrierungskosten (9,4% und 8,9%). Daraus folgt, dass die PDD Kosten, die Validierungskosten und die Verwaltungsgebühr den Hauptanteil der Summe der spezifischen quantifizierten Transaktionskosten für Projekte mit geringer Emissionsreduktion ausmachen. Folglich kann angenommen werden, dass die Realisierung der CDM-Projekte zu einem großen Teil von diesen Kostenkomponenten beeinflusst wird.

Vergleicht man diese Feststellungen für Indien mit den allgemeinen Einschätzungen aus Abschnitt 5.2.1.1 wird klar, dass die Schätzungen der Fallstudie in Bezug auf die Transaktionskosten im Grunde genommen mit den allgemeinen Einschätzungen übereinstimmen, wenngleich sie ein wenig geringer ausfallen. Generell gibt es eine Tendenz die maximalen Schätzungen im Falle Indiens zu verringern. Auf der Basis der Kostenkomponenten sehen wir auch Übereinstimmung mit den allgemeinen Schätzungen – dies ist im Besonderen für die Schätzungen der Registrierungsgebühren der Fall. Genehmigungs-,

Monitoring- und Verhandlungskosten wurden in der indischen Fallstudie niedriger geschätzt, während die Validierungskosten höher ausfielen.

5.2.2 Risiken von CDM-Projekten

CDM-Projekte sind vielen Risiken ausgesetzt. Neben den konventionellen Projektrisiken entstehen durch die Beteiligung am entstehenden CO_2-Emissionsmarkt zusätzliche Risiken. Eine Kategorisierung aller Risiken folgt nach Jahn et al. (2004) und PointCarbon (2005):

- **Konventionelle Projektrisiken**: Konventionelle Projektrisiken sind alle Risiken, die mit dem Design und der Umsetzung traditioneller Projektaktivitäten verbunden sind. Diese Risiken beziehen sich auf Konstruktion, Performance, Finanzsteuerung des Projektes, Abschluss vollstreckbarer Verträge, Kreditfähigkeit der gegnerischen Parteien, ökologische und soziale Einflüsse und Gefahr durch höhere Gewalten.
- **Kyoto-Risiken**: Kyoto-Risiken sind hauptsächlich mit den Perspektiven einer Post-Kyoto-Vereinbarung verbunden und damit, ob bisher nicht-ratifizierende Länder, welche potenziell an einem CDM-Projekt teilnehmen könnten, ratifizieren und ihre Verpflichtungen selbst erfüllen. Wenn sich an das Kyoto-Protokoll kein Nachfolgeabkommen anschließt, bleibt es fraglich, ob generierte Emissionsreduktionen aus dem CDM in einem Nicht-Kyoto-Emissonshandelsregime genutzt werden können.
- **CER-Preisrisiko**: Das Preisrisiko von CERs bezieht sich auf deren unsicheren Marktpreis. Der Marktpreis wird vom aggregierten Angebot und der Nachfrage an Emissionsreduktionseinheiten (AAUs, ERUs, CERs) bestimmt. Die Nachfrage ist vor allem von der Anzahl der Länder, die die Kyoto-Mechanismen nutzen, abhängig. Zum Beispiel würde eine Ratifizierung des Kyoto-Protokolls durch die USA die Nachfrage beträchtlich steigern. Das Angebot an Emissionsreduktionseinheiten wird erheblich durch den Anteil an überschüssigen AAUs aus den Transformationsländern, auch als Hot Air bekannt, bestimmt werden. Deshalb ist es sehr schwer Vorhersagen über zukünftige CER Preise zu treffen.
- **CER-Quantitätsrisiko**: Das CER-Quantitätsrisiko ist die Ungewissheit, wie viele CERs in einem Projekt generiert werden können, was sich nicht im Voraus exakt bestimmen lässt. Die Menge an CERs ergibt sich aus der Differenz der aktuellen Emissionen und der Emissionen der Baseline. Die Menge der erwarteten CERs kann aus den folgenden Gründen variieren. Die Baseline muss während des Kreditzeitraums mit den technischen Innovationen Schritt halten und an neue Energie- und Umweltpolitiken (Baseline-Risiko) des Gastlandes angepasst werden. Die aktuellen Projektemissionen können sich unerwartet durch Änderungen im Aktivitätsniveau des Projektes ändern. Eine Änderung im Aktivitätsniveau könnte durch eine Änderung der Nachfrage des Projektoutputs, einer Betriebsunterbrechung etc. hervorgerufen werden (Baseline-Emissionsrisiko). Angenommen, die Baseline eines Stromkraftwerks ist mit einem Emissionsfaktor von 1 kg CO_2/kWh festgelegt worden. Der aktuelle Emissionsfaktor ist 0,8 kg CO_2/kWh, so dass die Emissionsreduktion 0,2 kg CO_2 pro kWh generierten Strom betragen würde. Wenn das Stromkraftwerk auf Grund einer unerwarteten Unterbrechung oder eines Nachfragerückgangs herunter-

gefahren werden würde, verlöre der Betreiber nicht nur die geplante Strommenge, sondern auch die assoziierte Emissionsreduktion.

- **Länderrisiko**: CDM-Projekte werden in Entwicklungsländern ausgeführt, in denen die ökonomische, politische und finanzielle Situation im Vergleich zu industrialisierten Ländern generell instabil ist. Das Länderrisiko beinhaltet das Enteignungsrisiko, Vertragsbruch aus politischen Gründen und das Risiko, dass die Emissionsreduktionen nicht an die Annex B-Staaten transferiert werden.
- **Registrierungsrisiko:** Es ist möglich, dass ein Projekt nicht als CDM-Projekt in der UNFCCC-Datenbank registriert wurde. Dieses Risiko ist das so genannte Registrierungsrisiko. Hier besteht derzeit Nachholbedarf, aber sobald mehr Projekte registriert werden, wird das Registrierungsrisiko zurückgehen.

Eine Umfrage zu den wichtigsten Risiken der flexiblen Mechanismen JI und CDM, nämlich Länderrisiko, Projektrisiko und Preisrisiko werden in Tabelle 27 präsentiert.

Tabelle 27: Risiken für die verschiedenen flexiblen Mechanismen

	Emissions trading		**JI**	**CDM**
	Internal abatement	**Purchase of emission permits**		
Country Risk	No	No	Country specific	Country specific
Project Risk	Low	No	High	High
Price Risk	Low	High	Medium	Medium

Quelle: Betz et al. (2005), ZEW

Unter der Annahme, dass CDM- und JI-Projekte in Entwicklungs- und Transformationsländern stattfinden, müssen verschiedene Risikoprämien in der Projektanalyse berücksichtigt werden.

Eine Methode zur Berechnung der Risikoprämie für verschiedene Länder ist der Vergleich der Kapitalerträge und Ausfallrisiken mit einem Basis-Land. Ein methodischer Rahmen für die Berechnung der Risikoprämie für das Eigenkapital verschiedener Länder wird von Damadoran (undatiert) präsentiert. Damadoran (1999) berechnet für die USA die Risikoprämie in Relation zu anderen Ländern der Welt, unter Nutzung durchschnittlicher Zinsspannen für verschiedene Kredit-Rankings. In Tabelle 29 werden einige der Ergebnisse dieser Analyse präsentiert. Die Schätzungen können als grobe Indikatoren des Länderrisiko-Elements für Projekte in den verschiedenen Ländern genutzt werden, da sie das Risiko des Misserfolgs auf das eigene Ranking der Länder beziehen.

In Tabelle 28 ist die Verteilung der durchschnittlichen Risikoprämie auf die Länder mit unterschiedlichen Kredit-Rankings dargestellt. Normalerweise steigt das Risiko mit fallenden Kredit-Rankings.

Die durchschnittliche Risikoprämie der verschiedenen Länder ermöglicht eine Vorabschätzung des Länderrisikos, dem die CDM- und JI-Projekte ausgesetzt werden (in Tabelle 29 dargestellt).

Tabelle 28: Durchnittliche Risikoprämie nach Kredit

Credit Ranking	Average risk premium
AAA	0.00%
AA1	0.60%
AA2	0.65%
AA3	0.70%
A2	0.90%
A3	0.95%
BAA1	1.20%
BAA2	1.30%
BAA3	1.45%
BA1	2.50%
BA2	3.00%
BA3	4.00%
B1	4.50%
B2	5.50%
B3	6.50%
CAA	7.50%

Quelle: Eckermann et al. (2003) basierend auf Damodaran (1999)

Wie aus Tabelle 29 hervorgeht, ist die Länderrisikoprämie in der Eurozone, Deutschland und den USA die geringste (0,00%), während die höchste in Argentinien (5,50%), Russland (5,50%) und der Ukraine (7,50%) auftritt. Interessanterweise geht aus der Tabelle hervor, dass die potenziellen JI-Gastländer, wie Bulgarien und die Ukraine, höhere Risikoprämien haben als die potenziellen CDM Gastländer wie Brasilien, Indien oder Mexiko.

Tabelle 29: Schätzung der Länderrisikoprämie für Eigenkapital

Country	Long-Term Rating	Country Risk Premium
Argentina	B2	5.50%
Australia	AA2	0.65%
Brazil	B1	4.50%
Bulgaria	B2	5.50%
China	A3	0.95%
Eurozone	AAA	0.00%
Germany	AAA	0.00%
India	BA2	3.00%
Japan	AA1	0.60%
Mexico	BAA3	1.45%
Russia	B2	5.50%
Saudi Arabia	BAA3	1.45%
Turkey	B1	4.50%
Ukraine	CAA1	7.50%
USA	AAA	0.00%

Quelle: Eckermann et al. (2003)

5.2.3 Schlussfolgerungen

Die Transaktionskosten für CDM- und JI-Projekte bestehen aus mehreren Komponenten, wie z. B. den Such- oder Registrierungskosten, und sind ein signifikantes Kostenelement in der Nutzung der flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls. Ökonomisch gesehen führt die Berücksichtigung der Transaktionskosten zu einer Verschiebung der Angebotskurve nach oben, was zu einer Verringerung der gehandelten Menge und einem Anstieg des Gleichgewichtpreises führt. Die Effizienz von CDM und JI als marktbasierte Instrumente der Klimapolitik wird dadurch eingeschränkt.

Die von uns durchgeführte Literaturstudie zeigt, dass das absolute Niveau der Transaktionskosten mehr oder weniger für alle Projekttypen gleich ist. Deshalb ist die Projektgröße eine wichtige Determinante für die Kosten pro Tonne Kohlenstoff, die reduziert wird: der Unterschied zwischen den Transaktionskosten pro Reduktionseinheit für „Mikro“ Projekte und für sehr große Projekte erscheint dramatisch. Während der Einfluss der Transaktionskosten in großen Projekten zu vernachlässigen ist, können die Kosten für kleine Projekte unerschwinglich sein. Das kann dazu führen, dass eigentlich kosteneffiziente Projekte nicht umgesetzt werden und mehr noch, dass einige Länder die Teilnahme an CDM-Projekten komplett unterlassen. Allerdings zeigen die erhältlichen Daten - in Bezug auf die Instrumentenwahl innerhalb der projektbezogenen Mechanismen - keine signifikanten Unterschiede in den Transaktionskosten zwischen den beiden Instrumenten.

Durch ihren signifikanten Einfluss auf die Kosten der Nutzung der projektbezogenen Mechanismen könnten die folgenden Maßnahmen vorgeschlagen werden um die Transaktionskosten zu reduzieren (Eckermann et al. 2003):

- Vereinfachte Modalitäten für kleine Projekte,
- Regeln zur Förderung der Transparenz (vor allem um die Suchkosten zu reduzieren),
- Bündelung von Projekten um die einzelnen Schritte des Projektzyklus gemeinsam vorzunehmen,
- Verifizierung und Zertifizierung mit langen Zeitintervallen,
- Freistellung ausgewählter Projekte von einem oder mehreren Schritten des Projektzyklus,
- Rationalisierung der Informationen, die für jeden Schritt des Projektzyklus gebraucht werden.

Neben den Transaktionskosten sind CDM- und JI-Projekte anfällig gegenüber zahlreichen Investitionsrisiken. Über die konventionellen Projektrisiken hinaus entstehen zusätzliche Risiken durch die Teilnahme im noch jungen CO_2 Emissionsmarkt, wie z. B. das Länderrisiko oder das CER-Preisrisiko. Diese Feststellungen treffen im Besonderen für Entwicklungsländer und Transformationsstaaten zu. Anders als die Transaktionskosten können die Investitionsrisiken für CDM- und JI-Projekte unterschiedlich sein. Das lässt sich hauptsächlich auf das Länderrisiko zurückführen, welches (entsprechend den beobachteten Daten) in den osteuropäischen Transformationsländern höher ist als in den zentralen CDM Gastländern.

5.3 Vor- und Nachteile des staatlichen Erwerbs von CERs und ERUs

Deutschland hat sowohl auf nationaler als auch auf internationaler Ebene erklärt, dass es beabsichtigt, sein Kyoto-Ziel ohne die Nutzung der flexiblen Mechanismen zu erfüllen (abgesehen vom Handel im Rahmen des Europäischen Emissionshandelssystems). Trotzdem könnte der Erwerb von CERs und ERUs durch die Bundesregierung in Betracht gezogen werden. CERs und ERUs könnten für die folgenden Zwecke erworben werden:

- CERs oder ERUs könnten genutzt werden, um die Kosten zur Erfüllung des Kyoto-Ziels zu verringern.
- Eine strategische Reserve von CER und ERUs für die Nutzung in zukünftigen Verpflichtungsperioden könnte angelegt werden.
- Eine Reserve an CERs und ERUs könnte helfen, die Unsicherheiten bei der Erfüllung des Kyoto-Ziels abzufedern. Da die tatsächlichen Emissionen von 2008 bis 2012 von einer Reihe von unsicheren Faktoren wie dem Wachstum des Bruttosozialprodukts, Brennstoffpreisen und natürlichen Klimaschwankungen abhängen, könnte eine geringe Reserve an CERs und ERUs genutzt werden, falls aufgrund von unerwarteten Schwankungen dieser Faktoren (z. B. systematisch niedrigere Brennstoffpreise als heute angenommen) das Ziel nicht erfüllt werden kann.

- Eine öffentliche Ausschreibung von CERs und ERUs könnte genutzt werden, um spezielle Technologien und Projekttypen zu fördern.
- Deutschland könnte zudem mit einer öffentlichen Ausschreibung zum Erwerb von CERs und ERUs Erfahrungen mit der Nutzung von projektbezogenen Mechanismen sammeln.

Mit dem staatlichen Erwerb von CERs und ERUs können eines oder auch mehrere dieser Ziele verfolgt werden. Die Vor- und Nachteile des öffentlichen Erwerbs von CERs und ERUs hängen von der Zielstellung eines Aufkaufsprogramms ab und werden im Folgenden diskutiert. Die Bewertung erfolgt anhand ökonomischer, ökologischer, rechtlicher und strategischer Aspekte. Der öffentliche Erwerb von AAUs wird nicht berücksichtigt – abgesehen von den Transaktionen innerhalb des ETS – da der Erwerb von überschüssigen AAUs (Hot Air) nicht zu einer Emissionsreduktion führen würde und deshalb auch sehr schwer zu kommunizieren wäre angesichts der bisherigen deutschen Position und Deutschlands Rolle in den internationalen Klimaverhandlungen.

5.3.1 Ökonomische Aspekte

Der staatliche Erwerb von CERs und ERUs könnte möglicherweise die Kosten für die Erfüllung des Kyoto-Protokolls reduzieren. Nach der umweltökonomischen Theorie ist die Nutzung von CERs und ERUs effizient, solange die Preise für CERs und ERUs niedriger als die Vermeidungskosten für weitere nationale Politiken und Maßnahmen sind. Demnach hängen die Vorteile des Erwerbs von CERs und ERUs entscheidend von den marginalen Vermeidungskosten eines Landes ab. Allerdings sind sowohl die marginalen Vermeidungskosten der nationalen Politiken und Maßnahmen als auch die zukünftigen Preise für CERs und ERUs ungewiss. Die vorhandenen Analysen von Vermeidungskosten und den zukünftigen Preisen der Emissionszertifikate verwenden unterschiedliche methodische Ansätze und treffen unterschiedliche Grundannahmen. Dementsprechend sind die Ergebnisse sehr verschieden und sollten bei der Diskussion um potenzielle Kostenreduktionen durch die Nutzung der flexiblen Mechanismen mit Vorsicht bewertet werden.

Vermeidungskosten von nationalen Politiken und Maßnahmen

Einige Länder haben Politiken und Maßnahmen mit sehr geringen oder gar negativen Vermeidungskosten identifiziert. Dies sind zum Teil Vermeidungsmaßnahmen die schwer in Top-Down Modellen zu präsentieren sind, da z. B. der Stromsektor in den meisten Modellen nur durch eine einzelne Produktionsfunktion berücksichtigt wird.

Markewitz und Ziesing (2004) schätzten zum Beispiel, dass im Jahr 2030 eine Reduktion der Treibhausgasemissionen von 1990 um 40% mit Vermeidungskosten von etwa 5 €/t CO_2e erreicht werden könnte. Die Vermeidungsmaßnahmen würden hauptsächlich den Stromsektor betreffen und die Reduktion des Stromverbrauchs durch Energieeffizienzmaßnahmen, den Wechsel von Kohle zu Gas in der Stromerzeugung und eine Steigerung der Windenergienutzung einschließen. Eine weitere Reduktion bis zu 50% des Emissionsniveaus von 1990 würde die Vermeidungskosten beträchtlich erhöhen (auf etwa 35 €/t CO_2e), da mehr kostenintensivere Maßnahmen umgesetzt werden müssten.

Viele Vermeidungsmaßnahmen haben zwar geringe oder auch negative Vermeidungskosten, aber ihre Umsetzung wird oft durch zum Teil nicht-ökonomische Hemmnisse verhindert (Abschnitt 5.2). Diese Maßnahmen sind oft schwer zu identifizieren ohne spezifische Sektordaten, wie sie z. B. von Markewitz und Ziesing (2004) genutzt wurden. Aus diesem Grund müssen die Ergebnisse der makro-ökonomischen Modelle in Bezug auf die ökonomischen Vorteile der Nutzung der projektbezogenen Mechanismen mit Vorsicht betrachtet werden.

Für die industrialisierten Länder sind die ökonomischen Konsequenzen aus der Nutzung des CDM komplex. Aus der Perspektive der Kosteneffizienz würde eine umfassende Nutzung des CDM zurzeit relativ günstige Vermeidungsoptionen in den Entwicklungsländern (welche keine verbindlichen Reduktionsziele haben) erschließen. Dadurch würden nationale Vermeidungsoptionen mit relativ geringen marginalen Vermeidungskosten jetzt noch nicht ausgeschöpft werden und könnten in Zukunft zur Verfügung stehen. Sobald jedoch die Verfügbarkeit kostengünstiger Vermeidungsoptionen in den Entwicklungsländern (und anderen industrialisierten Länder) abnimmt – z. B. durch eigene Emissionsreduktionsverpflichtungen – werden nationale Vermeidungsoptionen eine wichtigere Rolle in den Vermeidungsportfolios der Industrieländer spielen. Strukturell würde die Deckung eines Großteils der Emissionsreduktion durch den Import von CERs zu geringeren nationalen Investitionen in Energieeffizienz führen und den Wechsel zu weniger CO_2-intensiven Brennstoffen verhindern. Damit würden die nationalen Emissionen langfristig höher sein und der – notwendige – struktureller Wandel hin zu einer energieeffizienten Wirtschaft wäre verlangsamt. In diesem Falle könnten umfassende nationale Emissionsreduktionen mit sehr hohen Vermeidungskosten verbunden sein, wenn sie kurzfristig umgesetzt werden müssen. Entsprechend führt die Deckung eines Großteils der Emissionsreduktionsverpflichtung durch nationale Investitionen zukünftig zu geringeren Emissionen und fördert einen strukturellen Wandel hin zu einer energieeffizienten Wirtschaft.

Zeitlich begrenzte Gelegenheiten für Emissionsminderungen und fehlgeleitete Investitionen

Neben der ökonomischen Effizienz und den möglichen Kostenreduktionen sollten noch weitere ökonomische Aspekte bei der Bewertung der Nutzung der flexiblen Mechanismen betrachtet werden. Potenzielle Investitionen in Technologien, die sich später als nicht ökonomisch sinnvoll erweisen, sind aufgrund von Investmentzyklen und Unsicherheiten über die zukünftige Klimapolitik ein wichtiger Aspekt in diesem Zusammenhang.

In vielen Sektoren, die besonders in Hinblick auf die langfristige Vermeidung von Treibhausgasemissionen wichtig sind, legen die heutigen Investitionsentscheidungen die zukünftigen Treibhausgasemissionen und Vermeidungskosten langfristig fest. Oft gibt es nur einen begrenzten Zeitrahmen für langfristige strukturelle Änderungen in der Wirtschaft, da die Kosten für solche strukturellen Änderungen in der Zukunft steigen könnten. Zudem besteht eine große Unsicherheit über die Weiterentwicklung des internationalen Klimaregimes. Unterschiedliche Erwartungen an das zukünftige Klimaregime könnten zu Fehlentscheidungen bei den heutigen Investitionen führen.

In Deutschland müssen im Stromsektor etwa 30 bis 45 % der installierten Kapazität bis 2025 ersetzt werden (Enquete-Kommission 2002, S. 235f). Deutschlands zukünftige

Treibhausgasemissionen bis 2050 und darüber hinaus werden wesentlich davon abhängen, welche Technologien für neu geplante Kraftwerke in den nächsten 10 Jahren eingesetzt werden. In diesem Zusammenhang ist es sehr wichtig, ob neue Braun- und Steinkohlekraftwerke oder Erdgaskraftwerke beim Ersatz von Kraftwerkskapazitäten dominieren. Die meisten langfristigen Vermeidungsszenarien identifizieren erdgasbefeuerte Gas- und Dampfkraftwerke und die Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) als Vermeidungsmaßnahmen mit relativ geringen Vermeidungskosten und beträchtlichem Potenzial. Eine erhebliche Investition in neue Braun- und Steinkohlekraftwerke könnte zukünftige Bemühungen zur Verringerung der Treibhausgasemissionen erheblich erschweren, da diese Kraftwerke weit über 2050 hinaus eingesetzt werden könnten. Bei den langfristig angestrebten Treibhausgasreduktionen von 60 bis 80% könnte der Bau neuer Braunkohlekraftwerke sich langfristig als eine Fehlinvestition erweisen, da die aktuellen Regelungen zur Zuweisung von Zertifikaten und die Preiserwartungen für Zertifikate nicht diese zukünftigen Reduktionsverpflichtungen reflektieren. In diesem Fall müssten Kraftwerke vor dem Ende ihrer technischen Lebensdauer die Stromerzeugung einstellen, was mit hohen Kosten verbunden wäre. Der Hauptgrund für solche potenziellen Fehlinvestitionen im Stromsektor ist die Unsicherheit in Bezug auf die zukünftigen Zertifikatspreise im ETS.

Der Stromsektor fällt unter das europäische Emissionshandelssystem und der staatliche Erwerb von CERs und ERUs beeinflusst nicht direkt die Entscheidungen der Investoren. Würde allerdings der staatliche Erwerb von CERs und ERUs genutzt werden, um die zugeteilte Menge an Zertifikaten in den Nationalen Allokationsplänen zu erhöhen, könnte das zu Preissignalen führen die nicht mit den langfristig ins Auge gefassten Reduktionsverpflichtungen übereinstimmen und würde somit ebenfalls Fehlinvestitionen begünstigen.

Ähnliche Erwägungen treffen auch auf andere Sektoren der Wirtschaft zu. Im Immobiliensektor werden neue Gebäude für Jahrzehnte genutzt. Während die Kosten für eine bessere Energieeffizienz beim Bau von neuen Gebäuden vergleichsweise gering sind, sind sie bei Investitionen an bestehenden Gebäuden viel höher. Ähnlich wie im Stromsektor gibt es hier ein Gelegenheitsfenster (window of opportunity) zur kosteneffizienten Vermeidung von Emissionen an einem bestimmten Zeitpunkt – dem Bau eines neuen Gebäudes – was in ökonomischen Modellen oft nicht reflektiert wird. Deshalb kann es aus kurzfristiger Perspektive kosteneffizienter erscheinen, CERs und ERUs zu erwerben anstatt ein bestehendes oder neues Programm mit finanziellen Anreizen für effizientere Gebäude aufzulegen. Aus einer längerfristigen Perspektive führt der Erwerb von CERs und ERUs jedoch zu Fehlinvestitionen (nämlich ineffizienten Gebäuden) mit zukünftig deutlich höheren Kosten für die Renovierung bestehender Gebäude oder Abriß und Neubau, welche die heute gesparten Kosten durch die Nutzung von CERs und ERUs übertreffen könnten.

Fahrzeuge haben eine geringere Lebensdauer als Kraftwerke oder Gebäude. Trotzdem wird die Effizienz der heute verkauften Fahrzeuge die Treibhausgasemissionen für die nachfolgenden zwei Jahrzehnte beeinflussen, da die Effizienz der bestehenden Fahrzeugflotte kaum verbessert werden kann.

Die hier genannten langfristigen Implikationen aus der Nutzung von CERs und ERUs sollten bei der Erwägung eines Erwerbs von CERs und ERUs berücksichtigt werden. Angesichts der erforderlichen langfristigen globalen Emissionsreduktionen sollte sichergestellt werden, dass der langfristige strukturelle Wandel, der zukünftig signifikante Emissionsreduktionen ermöglicht, nicht zu Gunsten des Erwerbs von CERs und ERUs verzögert wird.

Auf der anderen Seite kann der CDM auf lange Sicht technologische Innovationen und strukturellen Wandel in Entwicklungsländern hervorrufen, wodurch diese Länder einen weniger CO_2-intensiven Emissionspfad einschlagen können und möglicherweise gar nicht erst anfangen, ineffiziente und CO_2-intensiver Technologien zu nutzen.

Allerdings wird bisher das CDM-Portfolio noch von Nicht-CO_2-Vermeidungsoptionen bestimmt, welche keinen signifikanten Strukturwandel oder keine wesentlichen technologischen Innovationen in den Entwicklungsländern hervorrufen (Kapitel 2). Sobald diese „niedrig hängenden Früchte“ geerntet sind, könnte Strukturwandel durch projektbezogene Mechanismen möglicherweise zur Realität werden.

Um Anreize für einen strukturellen Wandel und technologische Innovationen in Entwicklungsländern zu schaffen, sollte der staatliche Erwerb von CERs entsprechende Projekttypen, wie erneuerbare Energien oder energieeffiziente Technologien favorisieren.

5.3.2 Ökologische Aspekte

Das Kyoto-Protokoll und das Übereinkommen von Marrakesch verlangen, dass die Emissionsreduktion aus CDM- und JI-Aktivitäten zusätzlich sein sollen, d. h. die Emissionen sollten unter das Niveau ohne den CDM oder JI reduziert werden. Mit anderen Worten, Projekte, die auch ohne den CDM oder JI umgesetzt würden, sollten nicht genehmigt werden. Ist ein Projekt zusätzlich, ist die Registrierung und die nachfolgende Nutzung von CERs und ERUs zur Erfüllung der Verpflichtungen neutral in Bezug auf die globalen Treibhausgasemissionen.

Wenn ein CDM-Projekt auch ohne den CDM umgesetzt werden würde, führt die Registrierung und die nachfolgende Nutzung der CERs zu einem globalen Emissionsanstieg, da die CERs nicht zu einer Emissionsreduktion führen, sondern nur den Annex I-Staaten erlauben, ihre Emissionen zu erhöhen. Dies ist im Fall von JI anders, da ERUs aus AAUs umgewandelt werden und AAUs auch ohne das JI-Projekt genutzt werden könnten, entweder um die Verpflichtungen der ersten Periode zu erfüllen, oder um für die nachfolgende Verpflichtungsperiode aufgehoben zu werden.

In der Praxis ist der Nachweis der Zusätzlichkeit schwer zu führen, da eine hypothetische Annahme darüber, was ohne den CDM oder ohne JI passiert wäre, belegt werden muss. Die meisten Beteiligten stimmen darin überein, dass viele CDM-Projektaktivitäten in der Praxis nicht zusätzlich sind und auch ohne den CDM umgesetzt werden würden. In der Delphi-Umfrage stimmten 86% der Teilnehmer der Aussage zu: „In den meisten Fällen sind die Erlöse aus dem Verkauf der CERs und ERUs die Sahnehaube, aber sie sind nicht ausschlaggebend für die Investmententscheidung“, und 71% stimmten mit der Aussage überein, dass „viele Projekte auch ohne Registrierung unter dem CDM umgesetzt werden würden“ (Abschnitt 4.2.12). Daher sollte deutlich gemacht werden, dass die Nutzung des

CDM zur Erfüllung der Reduktionsverpflichtungen neben den positiven Effekten – wie der Beitrag zu einem nachhaltigen Entwicklungspfad in den Entwicklungsländern, eine verstärkte Berücksichtigung von Klimawandel in öffentlichen und privaten Sektoren, Kapazitätsaufbau zur Vermeidung von Treibhausgasemissionen etc. – auf kurze Sicht zu einem Anstieg der globalen Treibhausgasemissionen führen wird.

Als Konsequenz aus diesen bekannten Bedenken in Hinblick auf die umweltpolitische Integrität des CDM könnten sich staatliche Ausschreibungsprogramme zum Erwerb von CERs und ERUs auf JI- und CDM-Projekte fokussieren, die einen positiven Spillover-Effekt in Hinblick auf langfristige Emissionreduktionen haben, wie z. B. innovative Technologien. Innovative Technologien, die unter dem CDM oder JI eingesetzt werden, können dazu beitragen, die Lernkurven zu beschleunigen und diese Technologien zu verbreiten, wodurch sie indirekt zu weiteren Emissionsreduktionen in der Zukunft beitragen.

5.3.3 Rechtliche Aspekte der Entscheidungen unter dem Kyoto-Protokoll

Die Richtlinien des Kyoto-Protokolls beinhalten mehrere rechtliche Aspekte in Bezug auf die Nutzung von CERs und ERUs zur Erfüllung der Verpflichtungen.

Zusätzlichkeit: Das Übereinkommen von Marrakesch des Kyoto-Protokolls schreibt vor, dass die Nutzung der Mechanismen die Umsetzung von nationalen Politiken und Maßnahmen ergänzen soll. Nationale Politiken und Maßnahmen sollen somit ein signifikantes Element in den Anstrengungen der Annex I-Staaten bilden, ihre quantitativen Emissionsbegrenzungen und Reduktionsverpflichtungen nach Artikel 3.1 zu erfüllen.[47] Diese Forderung hat wenig praktische rechtliche Relevanz, da die Formulierung relativ vage ist und zudem der Handel von Kyoto-Zertifikaten in den Spezifizierungen des internationalen Emissionshandelsregisters nicht beschränkt wurde. Damit hätte das Erfüllungskomitee des Kyoto-Protokolls eine sehr schwache rechtliche Basis, um gegen Länder vorzugehen, die die flexiblen Mechanismen in erheblichem Maße nutzen. Es sollte jedoch erwähnt werden, dass die EU während der Verhandlungen über die Vereinbarung von Marrakesch versucht hat, die Nutzung der flexiblen Mechanismen auf 50% der Reduktionsverpflichtung zu beschränken. Eine umfassende Nutzung der flexiblen Mechanismen durch die EU könnte daher schwer kommunizierbar sein. Im Falle Deutschlands würde eine Beschränkung der Nutzung der flexiblen Mechanismen auf 50% der Emissionsminderung etwa 10,5% der Emissionen von 1990 entsprechen. Dies entspricht etwa 653 Mio. CERs und ERUs für die erste Verpflichtungsperiode. Rund die Hälfte davon würde nach dem Anteil an den Gesamtemissionen dem Emissionshandelsektor zufallen. Auch wenn CERs und ERUs im europäischen Emissionshandelssystem umfassend genutzt werden würden, bräuchte Deutschland die Mechanismen nicht in solchem Ausmaß nutzen, um seine Kyoto-Verpflichtungen zu erfüllen. Letztendlich haben die Forderungen nach der ergänzenden Nutzung der flexiblen Mechanismen für Deutschland keine praktische Relevanz.

[47] Paragraph 1 der Entscheidung -/CMP.1 (Prinzipien, Besonderheiten und Rahmen der Mechanismen, entsprechend Artikel 6, 12 and 17 des Kyoto-Protokolls), FCCC/CP/2001/13/Add.2, S. 3.

Übertragung von CERs und ERUs in zukünftige Verpflichtungsperioden: Wenn CERs und ERUs auch für zukünftige Verpflichtungen genutzt werden sollen, müssen die in der ersten Verpflichtungsperiode gültigen Einheiten auf die nachfolgenden Verpflichtungsperioden übertragen werden (Banking). Entsprechend der Modalitäten für die Anrechnung der zugeteilten Menge nach Artikel 7.4 des Kyoto-Protokolls (Entscheidung 19/CP.7), ist die Übertragung von CERs und ERUs auf nachfolgende Verpflichtungsperioden auf 2,5% der zugeteilten Menge sowohl für CERs als auch ERUs begrenzt.[48] lCERs und tCERs aus Aufforstungs- und Wiederaufforstungsprojekten dürfen in keiner Form auf nachfolgende Verpflichtungsperioden übertragen werden.[49] Entsprechend Deutschlands aktuellstem Treibhausgasinventar von 2005 würde eine Höchstmenge von 2,5% einer maximalen Übertragung von etwa 120 Mio. CERs und 120 Mio. ERUs in die zweite Verpflichtungsperiode entsprechen.[50] Dieser Anteil würde sich entsprechend verringern, wenn die zugeteilten Mengen in den künftigen Verpflichtungsperioden kleiner werden. In der Praxis könnte diese Vorschrift einfach umgangen werden: ein Staat könnte die erworbenen CERs und ERUs zur Erfüllung der Verpflichtungen in der selben Verpflichtungsperiode nutzen und stattdessen die entsprechende Menge an AAUs in den nächste Verpflichtungsperiode übertragen, da die Übertragung von AAUs nicht begrenzt ist. Somit könnte Deutschland auch eine größere Menge als die erlaubte Höchstmenge erwerben und indirekt übertragen. Allerdings würde eine indirekte Übertragung durch die Nutzung von CERs und ERUs und die Übertragung von AAUs bedeuten, dass Deutschland schon in der ersten Verpflichtungsperiode formal die flexiblen Mechanismen nutzen würde – was zu einem Kommunikationsproblem führen könnte (Abschnitt 5.3.4). Die Höchstmenge für die Übertragung könnte auch relevant werden, wenn der Privatsektor innerhalb des europäischen Emissionshandelssystems eine signifikante Menge an CERs und ERUs in die nächste Verpflichtungsperiode überträgt. Da das Borgen von Emissionsrechten aus zukünftigen Verpflichtungsperioden nach dem Kyoto-Protokoll und dem europäischen Emissionshandelssystem nicht möglich ist, könnten die Unternehmen im Emissionshandelssystem CERs und ERUs als eine Art Reserve nutzen, die ihnen Flexibilität bei der Erfüllung ihrer Verpflichtungen bietet, indem CERs und ERUs je nach Bedarf in die nachfolgende Verpflichtungsperiode übertragen werden.

Insgesamt ist zu erwarten, dass die Begrenzungen bei der Übertragung nach Artikel 7.4 nur eine geringe praktische Relevanz in Deutschland haben werden.

Die Höchstmenge der Nutzung von tCERs und lCERs: Das Übereinkommen von Marrakesch legte zudem eine Höchstmenge von 1% der Basisjahremissionen multipliziert mit fünf für die Nutzung von tCERs und lCERs in der ersten Verpflichtungsperiode fest.[51] Das entspricht in Deutschland einer maximalen Nutzung von 62 Mio. tCERs oder

---

[48] Paragraph 15 der Entscheidung -/CMP.1 (Modalitäten für die Berechnung der zugeteilten Menge), FCCC/CP/ 2001/13/Add.2, S. 59.

[49] Paragrafen 41 und 45 der Entscheidung -/CMP.1 (Modalitäten und Abläufe für Aufforstungs- und Wiederaufforstungsprojekt Aktivitäten unter dem CDM in der ersten Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls), FCCC/CP/2003/6/Add.2, S. 24-25.

[50] 1,243,692 Mt CO_2e (in 1990) * (1-21%) * 5 * 2.5%.

[51] Paragraph 7 (b) der Entscheidung 17/CP.7, FCCC/CP/2001/13/Add.2, S. 22.

lCERs in der ersten Verpflichtungsperiode. Da das Volumen von Aufforstungs- und Wiederaufforstungsprojekten in der ersten Verpflichtungsperiode aber erwartungsgemäß gering ist, ist nicht zu erwarten, dass der Schwellenwert relevant werden könnte.

Da Deutschland bisher nicht plant, die flexiblen Mechanismen zur Erfüllung des Kyoto-Ziels zu nutzen, werden die rechtlichen Beschränkungen des Kyoto-Protokolls höchstwahrscheinlich keine praktische Relevanz für Deutschland haben. Allerdings müssen die Beschränkungen bezüglich der Übertragung von CERs und ERUs beachtet werden, falls Deutschland beabsichtigt, eine Reserve von CERs und ERUs für die Nutzung in nachfolgenden Verpflichtungsperioden anzulegen.

5.3.4 Strategische Aspekte

Deutschland hat bisher auf nationaler und internationaler Ebene erklärt, seine Reduktionsverpflichtungen durch die Umsetzung nationaler Politiken und Maßnahmen zu erreichen. Ein staatlicher Erwerb von CERs und ERUs würde eine Änderung dieser Strategie bedeuten und sollte mit Vorsicht kommuniziert werden.

Die Treibhausgasemissionen Deutschlands lagen 2003 18,2% unter dem Emissionsniveau von 1990 (EEA 2005). Auch wenn das Kyoto-Ziel von 21% damit fast erreicht wurde, legen die Emissionstrends der letzten Jahre – zusätzlich zu den Projektionen – nahe, dass die Einführung weiterer Politiken und Maßnahmen notwendig ist, um das Emissionsziel zu erreichen. Der Jahresbericht der EEA (2005) über Treibhausgasemissionstrends und Projektionen in Europa schätzt auf Basis von verschiedenen offiziellen Quellen, das mit den bestehenden Politiken und Maßnahmen Deutschlands THG-Emissionen im Jahr 2010 1,2% höher sein werden als das Kyoto-Ziel (ohne LULUCF).

Da Deutschland nicht weit davon entfernt ist, sein Kyoto-Ziel zu erreichen, und sich bisher als „Vorreiter im Klimaschutz“ präsentiert hat, könnte eine staatliche Ausschreibung zum Aufkauf von CERs und ERUs in der ersten Verpflichtungsperiode schwer kommunizierbar sein. Denn ein staatliches Programm zum Aufkauf von CERs und ERUs für die erste Verpflichtungsperiode würde bedeuten, dass Deutschland nicht unbedingt weitere nationalen Politiken und Maßnahmen umsetzten müsste, um sein Kyoto-Ziel zu erfüllen. Andere Ziele für einen öffentlichen Erwerbs von CERs und ERUs, wie das Anlegen einer strategischen Reserve an CERs und ERUs für die Nutzung in nachfolgenden Verpflichtungsperioden oder ein fokussiertes Programm zur Förderung von speziellen Technologien oder besonders nachhaltigen Projekten, könnten leichter öffentlich kommuniziert werden.

In Zeiten von defizitären öffentlichen Haushalten ist ein wichtiger Aspekt, ob der staatliche Erwerb von CERs und ERUs den öffentlichen Haushalt belastet oder nicht. Der staatliche Erwerb von CERs und ERUs erfordert zusätzliche Haushaltsmittel, die hierfür bereitgestellt werden müssten. Angesichts der derzeitigen Bemühungen zur Konsolidierung der Haushalte, kann es schwer werden, die notwendigen Haushaltsmittel bereitzustellen. Dies betrifft besonders den Aufbau einer strategischen Reserve von CERs und ERUs für nachfolgende Verpflichtungsperioden. In einer Situation, in der zukünftige Ziele noch nicht verhandelt wurden und CERs und ERUs für langfristige strategische

Nutzungen erworben werden sollen, ist die Bereitstellung der Mittel sicherlich nicht einfach.

Wenn CERs und ERUs für die Nutzung in der ersten Verpflichtungsperiode erworben werden, könnte damit argumentiert werden, dass hierfür ggf. weniger Haushaltsmittel benötigt werden als für die Umsetzung von zusätzlichen Politiken und Maßnahmen in den Sektoren, die nicht vom europäischen Emissionshandel erfasst werden. Allerdings hängt dies von den Annahmen zu den Kosten von nationalen Politiken und Maßnahmen und den zukünftigen Preisen von CERs und ERUs ab. Zudem belastet eine Reihe von den ins Auge gefassten zusätzlichen Politiken und Maßnahmen – wie z. B. die erhöhte Nutzung von erneuerbaren Energien zur Wärmeerzeugung – nicht die öffentlichen Haushalte, sondern die Verbraucher oder den privaten Sektor. Es scheint daher unwahrscheinlich, dass der staatliche Erwerb von CERs und ERUs die öffentlichen Haushalte entlasten wird.

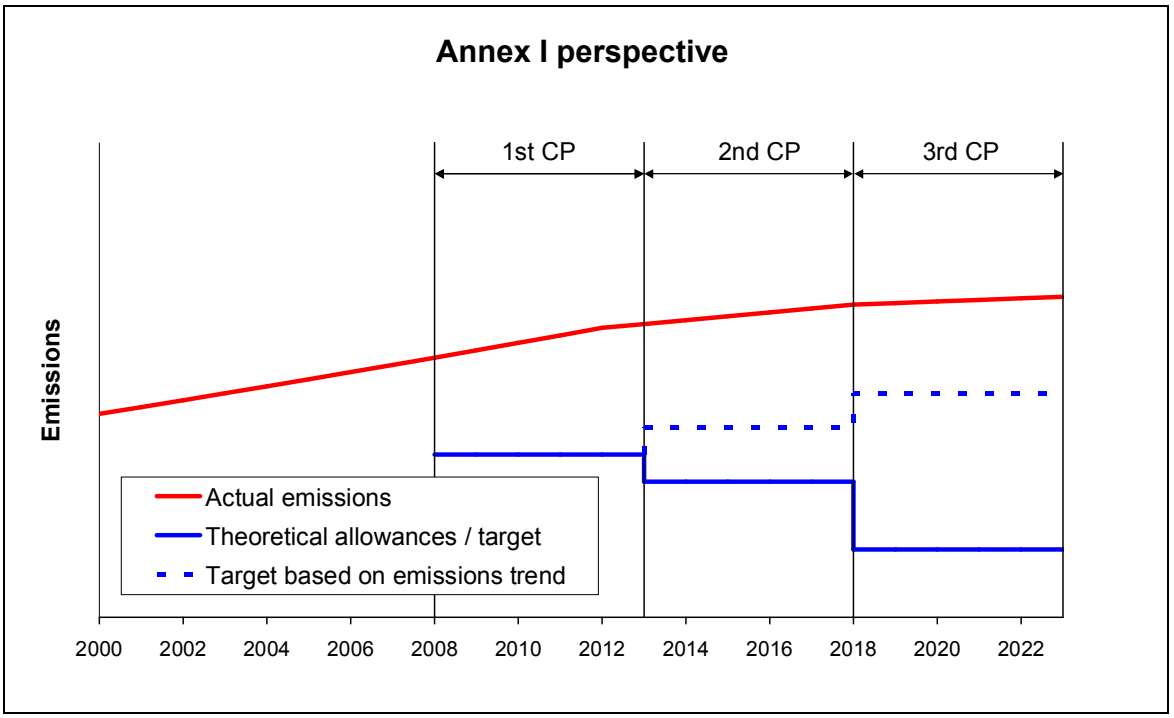
Ein mehr strategisches, langfristiges umweltpolitisches Problem bei der Nutzung der flexiblen Mechanismen bezieht sich auf die Folgen für die Verhandlungen über zukünftige Verpflichtungen. Zurzeit ist es unklar, was die Basis für zukünftige Emissionsreduktionsziele sein wird. Im Prinzip könnten absolute oder relative Ziele basieren auf:

- historischen Emissionsdaten aus der Zeit vor der Annahme des Kyoto-Protokolls (z. B. 1990),
- der zugeteilten Menge der ersten Verpflichtungsperiode, oder
- aktuellen Emissionsdaten (z. B. Emissionen während der ersten Verpflichtungsperiode).

Eine umfangreiche Nutzung der flexiblen Mechanismen kann Auswirkungen auf die zukünftigen Ziele sowohl für die Industrienationen als auch für die Entwicklungsländer haben.

Die Emissionen der Industrieländer, die die flexiblen Mechanismen in erheblichem Umfang nutzen, sind deutlich höher als die den Ländern zugeteilte Menge an Emissionsrechten. Theoretisch sollten die zukünftigen Ziele nicht davon abhängen, ob und in welchem Umfang Länder vorher die flexiblen Mechanismen genutzt haben oder nicht. Dennoch kann in der Praxis eine umfassende Nutzung der flexiblen Mechanismen die Verhandlungen über die zukünftigen Zielsetzungen beeinflussen, da ehrgeizige zukünftige Emissionsreduktionsziele dadurch noch schwerer erfüllbar werden. Das liegt daran, dass die Unterschiede zwischen einem ehrgeizigen Ziel und den tatsächlichen Emissionen in Ländern, die in erheblichem Umfang die flexiblen Mechanismen genutzt haben, viel größer sind als in Ländern, die hauptsächlich nationale Politiken und Maßnahmen umgesetzt haben. Abbildung 49 verdeutlicht diesen Zusammenhang schematisch. Demzufolge könnten die zukünftigen Ziele von Ländern, die in erheblichem Umfang die flexiblen Mechanismen genutzt haben, in der Praxis geringer sein als die Ziele von Ländern, die hauptsächlich nationale Politiken und Maßnahmen umgesetzt haben.

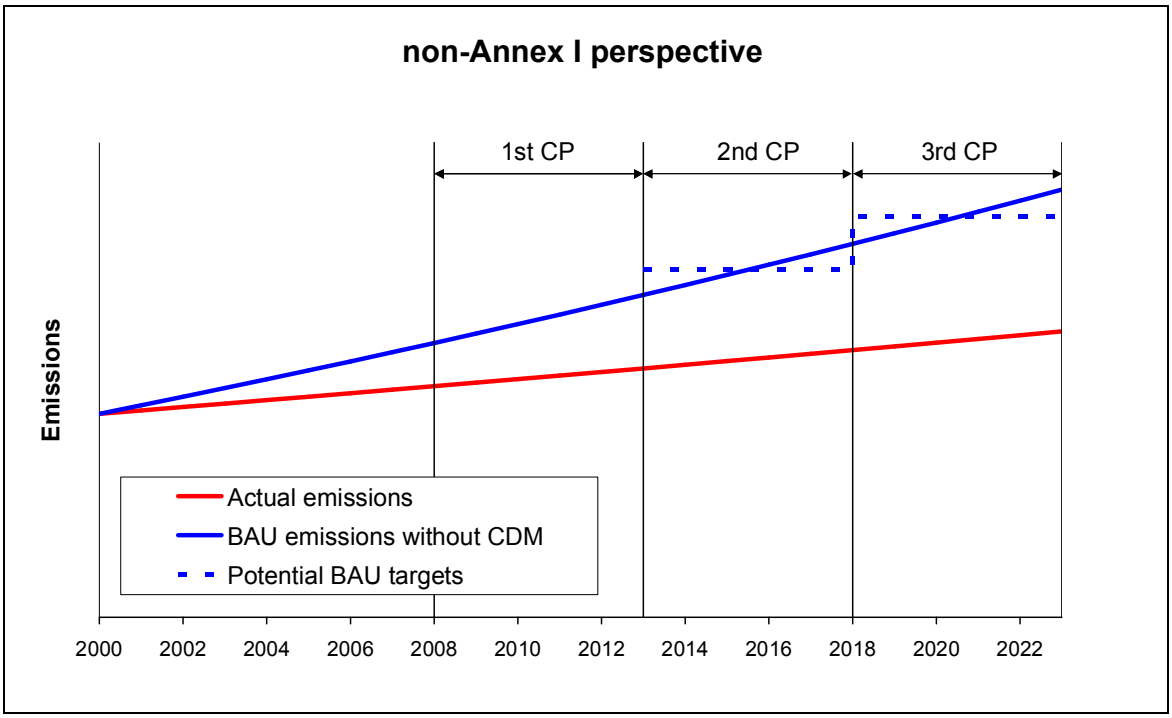
Abbildung 49: Auswirkungen der Nutzung von Kyoto-Einheiten auf die Verhandlungen der zukünftigen Ziele von Industrieländern



Quelle: Öko-Institut

Werden die THG-Emissionen in einem Entwicklungsland durch CDM-Projekte in der ersten Verpflichtungsperiode signifikant reduziert, muss die entsprechende Menge an CERs auch während der nachfolgenden Verpflichtungsperioden ausgestellt werden, bis zum Ende des Anrechnungszeitraums (bis zu 21 Jahre). Das kann zu Schwierigkeiten führen, wenn dieses Land in der zweiten oder dritten Verpflichtungsperiode ein nationales oder sektorales Ziel übernimmt. Die zuvor initiierten CDM-Projekte würden dann CERs von einem Sektor oder einem Land mit Emissionsminderungsziel erhalten. In diesem Fall würde der CDM ein ähnlicher Mechanismus wie JI werden, wo die ERUs aus zugeteilten Emissionsrechten umgewandelt werden. Die CERs müssten folglich aus der zugeteilten Menge der Emissionsrechte des Landes oder des Sektors umgewandelt werden. In diesem Fall würden die Entwicklungsländer in den Verhandlungen über ihre Zielsetzungen fordern, dass die CERs, die von ihrer zugeteilten Menge ausgestellt werden müssen, in ihren nationalen oder sektoralen Zielsetzungen miteinbezogen und reflektiert werden, da sie sonst Schwierigkeiten hätten die entsprechende Menge an CERs auszustellen. Demzufolge ist es wahrscheinlich, dass zukünftige Emissionsreduktionsziele (jeder Art) für die Entwicklungsländer nicht von ihren aktuellen Emissionen abhängen werden, sondern vielmehr von dem höheren Emissionsniveau, das ohne den CDM verursacht werden würde. Das wird schematisch in Abbildung 50: veranschaulicht.

Abbildung 50: Auswirkungen der Nutzung von Kyoto-Einheiten auf die Verhandlungen der zukünftigen Ziele von Entwicklungsländern



Quelle: Öko-Institut

Dieses strategische Problem wird vor allem dann problematisch, wenn einige CDM-Projekte nicht zusätzlich sind. In diesem Falle würden die globalen THG-Emissionen durch Nicht-zusätzliche-CDM-Projekte nicht nur auf kurze Sicht ansteigen, sondern könnten darüber hinaus auch noch zu geringeren zukünftigen Reduktionszielen für Entwicklungsländer führen.

Zusammengefasst könnte also eine umfassende globale Nutzung des CDM potenziell zu Schwierigkeiten bei den Verhandlungen über zukünftige Verpflichtungen sowohl für Industrieländer als auch für Entwicklungsländer führen, was potenziell zu weniger anspruchsvollen Vermeidungszielen führen könnte. Allerdings kann diese Folge kaum von Deutschland beeinflusst werden. Es ist vielmehr von den künftigen Klimaverhandlungen und dem Ausmaß der Nutzung des CDM auf globaler Ebene abhängig.

5.3.5 Schlussfolgerungen

Bei der Bewertung eines staatlichen Aufkaufs von CERs und ERUs müssen mehrere Aspekte berücksichtigt werden. Während die rechtlichen Vorgaben unter dem Kyoto-Protokoll keine praktischen relevanten Beschränkungen für Deutschlands Erwerb von CERs und ERUs haben, ergibt die Analyse anderer Aspekte, dass ein Erwerb von CERs und ERUs vorsichtig abgewogen werden sollte. Erstens führt die Nutzung von CERs wahrscheinlich zu höheren globalen THG-Emissionen, da die meisten CDM-Projekte nicht als zusätzlich eingeschätzt werden. Eine umfassende Nutzung der flexiblen Mecha-

nismen könnte aber auch negative Auswirkungen auf den strukturellen Wandel zu einem weniger THG-intensiven Emissionspfad in Deutschland haben. Dadurch würde es schwieriger werden, ehrgeizige Emissionsminderungsziele in der Zukunft zu erreichen. Außerdem scheint es in Deutschland noch ein erhebliches Potenzial zur Verringerung von THG-Vermeidung bei vertretbaren Kosten zu geben.

5.4 Instrumente zur Förderung der Nutzung von CERs und ERUs in Deutschland

Die Delphi-Umfrage hat gezeigt, dass die institutionellen Strukturen der projektbezogenen Mechanismen gestärkt werden müssen (Abschnitt 4.2), z. B. durch eine Erhöhung der finanziellen Ressourcen für die CDM- und JI-Institutionen. Die zusätzlichen Mittel würden sicherlich das Angebot an CERs erhöhen, da sie es dem so genannten Meth-Panel und dem CDM-Exekutivrat ermöglichen würden mehr neue Baselines zu genehmigen und mehr CDM-Projekte zu registrieren. Diese Maßnahme würde die Rahmenbedingungen für die flexiblen Mechanismen allgemein verbessern und würde indirekt die Nutzung dieser Instrumente in Deutschland fördern.

Allerdings wurden einige dieser Erfordernisse schon umgesetzt, seit die Mitgliedstaaten des Kyoto-Protokolls bei ihrem ersten Treffen im Dezember 2005 in Montreal versprachen, dem CDM-Exekutivrat, dem Meth-Panel und dem JI Supervisory Committee insgesamt US$ 9,4 Mio. zur Verfügung zu stellen. Deutschland beteiligte sich mit US$ 1 Mio. an diesem Budget (PointCarbon 2005). Daher sehen wir kurzfristig keine weitere Notwendigkeit für zusätzliche Zuwendungen Deutschlands.

Den Experten zufolge hat die PDD-Entwicklung bei weitem den höchsten Anteil an den Transaktionskosten (Abbildung 30). Allerdings glauben sie ebenfalls, dass die Nutzung genehmigter Baseline-Methoden die Transaktionskosten erheblich reduzieren wird (Abschnitt 4.2.6). Folglich würde die Unterstützung der Entwicklung von Baseline-Methoden die Rahmenbedingungen für die flexiblen Kyoto-Mechanismen zusätzlich verbessern. Eine derartige Unterstützung ist vor allem für solche Projektkategorien nötig, die zwar aus der Investorenperspektive weniger, aus der Regierungsperspektive des Gastlands aber umso attraktiver sind, wie z. B. kleine Wasserkraft, Verkehr, Effizienz auf der Nachfrageseite, etc. (Abschnitt 4.2.3). Deutschland könnte seine Unterstützung auf Methoden für Technologien fokussieren, in denen es bisher erfolgreich war, z. B. erneuerbare Energien oder Energieeffizienz auf der Nachfrageseite. Eine Unterstützung bei der Methodenentwicklung könnte den Marktanteil dieser Projektkategorien erhöhen und damit indirekt auch die Nachfrage nach deutschen Technologien steigern.[52]

Die oben beschriebenen Maßnahmen werden die Rahmenbedingungen für projektbezogene Kyoto-Mechanismen im Allgemeinen verbessern und die Nutzung dieser Instrumente in Deutschland nur auf indirektem Wege fördern. Wir werden daher nicht näher auf diese Arten von Maßnahmen eingehen, sondern uns vielmehr auf die Maßnahmen kon-

[52] Dennoch werden diese Effekte eher gering sein, wenn auch registrierbar. Mehr Details in Abschnitt 5.4.4 unten.

zentrieren, die die Nutzung von CERs und ERUs in Deutschland direkt fördern. Einige davon adressieren die Nutzung dieser Instrumente durch private Unternehmen, während andere hauptsächlich auf den staatlichen Erwerb abstellen.

Die Instrumente zur Förderung der Nutzung der projektbezogenen Mechanismen sollen helfen, die bestehenden Hemmnisse abzubauen. Einige dieser Hemmnisse sind die hohen Transaktionskosten, die erheblichen Risiken und der Mangel an Informationen über die Nutzung dieser Instrumente.

5.4.1 Fonds

Betreiber von Anlagen, die unter das EU ETS fallen, können die projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls zu nutzen. Allerdings könnten sie davon absehen, weil sie vor dem Aufwand zurückschrecken: sie müssten ein geeignetes Land und ein adäquates Projekt finden. Vielmehr noch, sie müssten selbstständig eine Projektidee entwickeln oder mit ausländischen Projektentwicklern kooperieren. All diese Entscheidungen beinhalten Unsicherheiten und Risiken und nehmen Zeit und Geld in Anspruch.

Das geeignete Instrument um diese Hemmnisse zu umgehen, ist ein Fonds für projektbezogene Mechanismen. Ein solcher Fonds könnte den Bedarf von mehreren Anlagenbetreibern für flexible Mechanismen zusammenfassen und dann geeignete Projekte identifizieren, die diesen Bedarf abdecken können. Auf diese Weise kann der Manager des Fonds die Transaktionskosten durch Mengeneffekte senken und gleichzeitig die Risiken durch die Zusammenstellung adäquater Projektportfolios mit gegensätzlichen Risikostrukturen reduzieren.

Wenig überraschend existieren bereits mehrere dieser öffentlichen und privaten Fonds. Abschnitt 5.1 enthält einen Überblick über deren Größe, Ziele und Ausrichtung. Einige der Fonds sind nationale Fonds für den staatlichen Bedarf, andere sind nationale und internationale Fonds welche für den Bedarf an Reduktionseinheiten von Firmen bestimmt sind. Deutschland hat ebenfalls einen Fonds für die Nutzung der flexiblen Mechanismen gegründet: der KfW-Klimaschutzfonds wurde 2004 von der KfW, einer staatlichen Bank, die teilweise der Bundesregierung (80%) und teilweise den Bundesländern (20%) gehört, aufgelegt. Am Anfang wurde der Fonds mit € 10 Mio. ausgestattet, mit dem Ziel zusätzliche € 40 Mio. von privaten Firmen anzuziehen. Ende 2005 hatte der KfW-Klimaschutzfonds bereits € 70 Mio. von über 20 Firmen akquiriert, hauptsächlich aus Deutschland, aber auch aus Österreich, Luxemburg oder Frankreich.[53]

Dieses Instrument ist nachweislich sehr erfolgreich und hat sich zu einem „Selbstläufer“ entwickelt. Tabelle 18 zeigt, dass dies nicht nur in Deutschland der Fall ist, sondern dass diese Fonds in mehreren Ländern entstanden sind, einige von ihnen sind vollständig privat oder zumindest semi-privat. Der private Sektor hat ein intrinsisches Interesse an der Etablierung solcher Fonds, auch ohne staatliche Initiative oder Unterstützung. Daher sehen wir keine Notwendigkeit, die staatliche Unterstützung dieser Instrumente in Deutschland über die bestehende Förderung hinaus auszudehnen. Das entspricht auch der

[53] KfW, 7. November 2005, KfW-Klimaschutzfonds hat 80 Mio. EUR erworben, http://www.kfw.de.

Auffassung, die in der Delphi-Umfrage deutlich wurde: über die Hälfte der Experten stimmten zu, dass die öffentlichen Ausschreibungsprogramme, z. B. für die Überwindung der Hemmnisse der projektbezogenen Mechanismen, weniger wichtig oder sogar unwichtig sind (Tabelle 52, S. 214). Die Entwicklung des KfW-Klimaschutzfonds sollte dennoch sorgfältig beobachtet und regelmäßig evaluiert werden um unerwünschte Trends dieses wichtigen Instruments zu vermeiden.

5.4.2 Versicherung

Firmen, die die Nutzung von CERs und ERUs planen, nehmen das Risiko in Kauf, dass diese Emissionsrechte niemals ausgeliefert werden, weil das Projekt nie realisiert wurde, nicht die erwartete Menge an Emissionsrechten generiert werden kann oder das Projekt vollständig kollabiert. Normalerweise werden die Kaufverträge als so genannte Terminverträge aufgesetzt, welche erst nach Erhalt der Emissionsrechte bezahlt werden. Diese Art von Verträgen schützt die Investoren davor ihr Geld zu verlieren. Werden die Zertifikate allerdings nicht zu dem verabredeten Datum geliefert, haben die potenziellen Käufer immer noch ein Erfüllungsproblem, da sie nicht genügend Emissionsrechte haben um ihre Verpflichtungen zu erfüllen. Ist der Zertifikatsmarkt liquide genug, wird es möglich sein, mit ihrem Kapital Zertifikate oder Emissionsrechte von anderen Anbietern zu kaufen. Allerdings könnte der Preis für Kyoto-Einheiten in der Zwischenzeit gestiegen sein, so dass sie immer noch ungünstiger dastehen, auch wenn sie ihre Kapitalrücklagen für die Bezahlung der CER- oder ERU-Terminverträge nicht abschreiben mussten.

Nicht alle Projektentwickler können eine Bezahlung bei Erhalt akzeptieren. Einige Projekte – insbesondere kleine Projekte – benötigen zumindest einen Teil an Vorauszahlungen um das Projekt zu starten, da die finanziellen Bedingungen ungünstig sind und eine Einführung der Projekte ohne eine Vorauszahlung des Investors nicht möglich wäre. Im Falle von Vorauszahlungen nehmen die Investoren zusätzlich das Risiko in Kauf ihr Geld zu verlieren, falls die Projekte sich nicht wie geplant entwickeln.

Beide Risiken sind konventionelle Geschäftsrisiken, die bei anderen Geschäftstransaktionen und besonders bei internationalen Transaktionen ebenfalls auftreten. Sie können durch private Versicherungspolicen reduziert werden, welche eine Prämie auf den Zertifikatspreis für ihren Service verlangen und im Falle eines Verlustes durch vordefinierte Unregelmäßigkeiten den Verlust kompensieren. Kürzlich haben mehrer Versicherungsunternehmen – wie z. B. Austrian Garant Insurance, French Global Sustainable Development Project and Swiss Re Greenhouse Gas Risk – die erste Kohlenstoff-Lieferungsgarantie-Versicherung (carbon delivery guarantee insurance) gestartet. Im Falle der Nicht-Lieferung von Zertifikaten wird die Versicherung einen vorher festgelegten Preis für alle nicht erhaltenen Zertifikate zahlen (Brown Rudnick Berlack Israels LLP 2006, S. 20). In einer anderen Initiative sind verschiedene Akteure des Marktes für projektbezogene Mechanismen in den Aufbau einer Kohlenstoff-Lieferungsgarantie-Versicherung unter dem Namen *Parhelion* involviert. Sie sichern die Risiken einer Vor-

auszahlung für ein Projekt ab und beabsichtigen zur Deckung der Kosten ihres Services dafür zwischen 6% und 10% der Vorauszahlungen als Risikoprämie zu berechnen.[54]

Zurzeit reduzieren diese Versicherungsprodukte das Nicht-Lieferungsrisiko nicht wesentlich, da sie keinen Ersatz der Zertifikate vorsehen, sondern nur die damit verbundenen ökonomischen Verluste ausgleichen. Allerdings ist es nicht unwahrscheinlich, dass volle Kohlenstoff-Lieferungsgarantien (welche den Ersatz von Zertifikaten beinhalten) mittelfristig entstehen werden. Wie die Beispiele veranschaulichen, scheint es keinen Bedarf für eine staatliche Intervention auf diesem Markt zu geben. Risikoabsicherung ist ein intrinsisches Interesse aller Geschäftsaktivitäten und wo das Interesse stark genug ist, wird ein entsprechendes Versicherungsprodukt entstehen. Eine staatliche Einmischung könnte im Gegenteil zu einer Verdrängung der privaten Initiativen führen (crowding out). Wir empfehlen daher, keine solche Aktivitäten zu unternehmen.

Trotz der Tatsache, dass die Experten der Delphi-Umfrage Ausfuhrgarantien und Ausfuhrbürgschaften für nationale Projektentwickler oder Exporteure von Technologien für CDM- oder JI-Projekte als nicht besonders wichtig für die Überwindung der Hemmnisse der projektbezogenen Mechanismen einschätzen (Abschnitt 4.2.2), könnte ein solches Instrument in die Strategie zur Förderung der projektbezogenen flexiblen Mechanismen in Deutschland aufgenommen werden. Es könnte CDM- und JI-Projekte gegen mehrere nicht-ökonomische Risiken absichern, wie z. B. Verstaatlichung, Krieg, revolutionäre Konflikte oder den Bruch rechtsverbindlicher Zusagen. Auf diese Weise könnten sicherlich einige der typischen Risiken, die mit den CDM- und JI-Projekten verbunden sind, reduziert werden und damit zu einer Förderung von CDM- und JI-Projekten beigetragen werden. Allerdings existieren solche staatlichen Garantien für ausländische Direktinvestitionen in Deutschland bereits. Sie sind allgemein als *Hermesbürgschaften* bekannt und decken sowohl Exportrisiken als auch Risiken ausländischer Investitionen ab, letzteres durch ein Instrument welches *Investitionsgarantien*[55] genannt wird. Im Rahmen der CDM- und JI-Projekte sind vor allem die letzteren Garantien von besonderem Interesse. Sie werden von PriceWaterhouseCoopers (PWC) verwaltet und wurden bereits für mehrere Erneuerbare- und Energieeffizienzprojekte genutzt. Es existiert allerdings kein spezielles Programm, um die Nutzung dieser Investitionsgarantien für CDM- und JI-Projekte zu fördern, und es scheint auch nicht notwendig zu sein, da das Instrument auch für diesen Zweck genutzt werden kann.[56] Dennoch kann es hilfreich sein, die Existenz dieser Investitionsgarantien innerhalb der Gruppe der Firmen, die unter das EU ETS fallen, und potenziellen Projektentwicklern besser bekannt zu machen.

---

[54] Persönliche Mitteilung von Herrn Lafeld, 3C, am 25. Januar 2006

[55] Investitionsgarantien der Bundesrepublik Deutschland, AuslandsGeschäftsAbsicherung (AGA), http://www.agaportal.de

[56] Persönliche Mitteilung von Herrn Pfitzner, PWC AG Wirtschaftsprüfungsgesellschaft am 25. Januar 2006.

5.4.3 Information

Eine Verbesserung der Kenntnisse über die Nutzungsoption projektbezogener Kyoto-Mechanismen in Deutschland könnte ebenfalls helfen, die Nutzung der Mechanismen zu fördern und auszuweiten. Eine solche Strategie könnte Informationskampagnen beinhalten, die so gestaltet werden, dass sie einerseits die Nutzungsoption dieser Instrumente in Deutschland innerhalb der relevanten Fokusgruppen (hauptsächlich Firmen, die unter das EU ETS fallen) verbreiten und andererseits Firmen, die sich bereits für die Nutzung der Instrumente entschieden haben, Ratschläge und Empfehlungen für die Anwendung der sehr komplexen Instrumente anbieten.

Allerdings haben die Teilnehmer der Delphi-Umfrage dieses Instrument nicht als wesentlich für die Überwindung der Hemmnisse des CDM angesehen. Die Mehrheit der Experten erachtet diese Strategie als weniger wichtig; mehr als die Hälfte der Experten glaubt, dass sie nur eine geringe oder gar keine Bedeutung hat (Tabelle 52, S. 214). Ein Grund für diese Sichtweise ist selbstverständlich, dass die Experten mehrere andere Maßnahmen und Strategien als wichtiger für die Überwindung der Hemmnisse der projektbezogenen Mechanismen erachten (Abschnitt 4.2.2). Allerdings sind bereits zahlreiche Informationen über JI und CDM verfügbar. Die Möglichkeit der Mechanismen ist bei den Firmen gut bekannt, weshalb die Experten zusätzlichen Aufwand (in Form von Informationskampagnen über die projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls) als nicht notwendig erachten.

Das trifft nicht nur für Informationskampagnen zu, sondern auch für Anleitungen zur Umsetzung dieser Instrumente durch deutsche Firmen. Die erste ausführliche Anleitung zur Nutzung der flexiblen Mechanismen wurde bereits im Jahr 2001 vom Baden-württembergischen Umweltministerium publiziert (Betz et al., 2001). Seitdem wurde das Dokument zweimal aktualisiert. Die neueste Version wurde 2005 publiziert und beinhaltet auf über 700 Seiten (Betz et al., 2005) alle Aspekte, die für die Nutzung der flexiblen Mechanismen in Deutschland wichtig sind. Da das Niveau und die Qualität der erhältlichen Informationen über projektbezogene Mechanismen bereits sehr gut sind, empfehlen wir keinen zusätzlichen Aufwand in Bezug auf weitere Informationsmaterialien hierfür zu machen.

Es könnte dennoch hilfreich sein regelmäßige Stakeholder-Treffen zwischen der staatlichen Administration für flexible Mechanismen in Deutschland und einer Auswahl von Stakeholdern aus Unternehmensverbänden, Nicht-Regierungsorganisationen, Wissenschaft und Projektentwicklern, etc. durchzuführen. Solche Treffen sollten genutzt werden um neue Hemmnisse, die immer bei der praktischen Umsetzung solcher Instrumente auftreten, zu identifizieren. Es könnten auch – wie in Großbritannien der Fall (PointCarbon 2006a) – andere Themen adressiert werden, die mit der Umsetzung des Gesetzes zur Einführung der projektbezogenen Mechanismen (ProMechG), die deutsche Umsetzung der Linking Direktive (2004/101/EC), verbunden sind. Die deutsche Arbeitsgruppe Emissionshandel (AGE), welche im Jahr 2000 (Schafhausen 2004) gegründet wurde, kurz nachdem die Europäische Kommission das Grünbuch für Emissionshandel (COM(2000) 87 final) präsentiert hatte, entspricht mit ihren verschiedenen Unterarbeitsgruppen einem solchen Stakeholder-Treffen. Die Treffen sollten regelmäßig weitergeführt werden – auch wenn die Strukturen des Emissionshandels schon gut etabliert sind – um die auf-

kommenden Probleme bezüglich der Nutzung der flexiblen Mechanismen in Deutschland frühzeitig klären zu können.

5.4.4 Staatlicher Erwerb

Während wir in den vorangegangenen Abschnitten Instrumente diskutiert haben, die möglicherweise zur Überwindung der Hemmnisse für eine umfangreichere Nutzung der projektbezogenen Mechanismen durch private Akteure oder Firmen, die unter das EU ETS fallen, hilfreich sind, betrachten wir in diesem Abschnitt die Frage, ob die deutsche Regierung ihre inländischen Politiken zur Reduktion von Treibhausgasemissionen durch eine Strategie zur Nutzung der projektbezogenen Kyoto-Mechanismen ergänzen soll.

Hierfür ist es hilfreich, die potenziellen Ziele des staatlichen Erwerbs, wie sie in Abschnitt 5.2 präsentiert wurden, in Erinnerung zu rufen:

1. Reduktion der Kosten;
2. Strategische Reserve für zukünftige Verpflichtungsperioden;
3. Reserve für die Deckung von konjunkturzyklus- oder temperaturbedingten Unsicherheiten;
4. Förderung von speziellen Technologien oder Projektkategorien;
5. Erfahrungsaufbau über Lernen durch Handeln.

Diese Ziele des staatlichen Erwerbs sind nicht unbedingt Alternativen. Einige von ihnen können gleichzeitig erreicht werden, während andere Optionen nur alternativ gewählt werden können:

1. *Reduktion der Kosten:* Die Kostenreduzierung kann ein Ziel für die Investition in flexible Kyoto-Mechanismen sein. Dennoch sollte die ökonomische Attraktivität nicht das einzige Kriterium sein, besonders da die meisten Experten erwarten, dass viele Projekte nicht wirklich zusätzlich sind (Abbildung 39). Da die ausgiebige Nutzung der flexiblen Kyoto-Mechanismen in Deutschland auch den notwendigen strukturellen Wandel hin zu einer CO_2-armen Wirtschaft verhindert (Abschnitt 5.2), sollten die kurzfristig erreichbaren ökonomischen Vorteile nicht das einzige und das Hauptargument sein. Wenn die flexiblen Kyoto-Einheiten allerdings erworben werden, um andere Ziele zu erreichen, werden sie höchstwahrscheinlich gleichzeitig dazu beitragen die Vermeidungskosten kurz- bis mittelfristig zu reduzieren (Abschnitt 3.7).
2. *Strategische Reserve für zukünftige Verpflichtungsperioden:* Die Erwartung, dass die Kohlenstoffpreise zukünftig beträchtlich ansteigen werden, kann als Begründung für den Aufbau einer strategischen Reserve herangezogen werden. Beachtet man die weithin akzeptierte Notwendigkeit, dass die Treibhausgasemissionen erheblich reduziert werden müssen, so scheint diese Erwartung nicht gewagt. Sollten die Mitglieder des Kyoto-Protokolls allerdings keine Übereinkunft zur Fortsetzung von Kyoto oder eines ähnlichen Regimes finden, so würden die Kohlenstoffpreise einbrechen. Die Investition in eine strategische Reserve für flexible Kyoto-Mechanismen könnte daher als eine ernsthafte Intention betrachtet werden mit Kyoto oder einem ähnlichen Re-

gime fortzufahren. Dennoch kann eine Reserve nur als strategisch angesehen werden, wenn sie einen beträchtlichen Anteil des zukünftigen Reduktionszieles deckt. Deutschland hat zugesagt seine Emissionen bis 2020 um mehr als 30% im Vergleich zu 1990 zu reduzieren, wenn die EU insgesamt ebenfalls zustimmt um 30% zu reduzieren (CDU/CSU/SPD 2005, S. 54). In diesem Fall muss Deutschland zwischen 2017 und 2022 seine THG Emissionen um mindestens 370 Mt CO_2e gegenüber 1990 reduzieren. Unter der Annahme, dass eine strategische Reserve 20% dieses Reduktionsziels decken würde, und vorausgesetzt, der Preis einer Kyoto-Einheit wäre € 10, wären € 3,7 Mrd. notwendig um diese Einheiten heute zu erwerben. Die ökonomischen Vorteile einer strategischen Reserve würden enorm sein: geht man davon aus, dass der Kohlenstoffpreis im Jahr 2020 auf 40 €/t CO_2e steigen wird und setzt man einen Diskontierungszinssatz von 6% voraus, würden die Kosten für die Erfüllung des Ziels allein durch eine frühe Investition in die flexiblen Mechanismen halbiert werden.

Zieht man allerdings in Betracht, dass Deutschland die EU Maastricht Kriterien mehrere Jahren nicht erfüllen konnte, scheint eine Investition in strategische Kyoto-Reserven wenig wahrscheinlich.

3. *Reserve für die Deckung von konjunkturzyklus- oder temperaturbedingten Unsicherheiten:* Die Kyoto-Ziele sind absolute Ziele. Um sie zu erfüllen müssen die Länder das Ziel erreichen oder es unterschreiten. Allerdings können ein unerwarteter Aufschwung oder eine Reihe von kalten Jahren zu höheren Emissionen als erwartet führen. Der Temperatureffekt allein kann die gesamten CO_2-Emissionen in einer 5 Jahres Periode um bis zu 0.8%, oder 37 Mt CO_2e[57] erhöhen. Werden die Unsicherheiten des Konjunkturzyklus auch einbezogen, würde eine Reserve von 1 oder 2% des Reduktionsziels gerechtfertigt sein. Bei einem mittelfristigen Reduktionsziel von -40% würde das einer Reserve von 25 bis 50 Mio. Kyoto-Einheiten zur Abdeckung der Unsicherheiten einer Fünfjahresperiode entsprechen. Für den Ankauf dieser Einheiten würden bis zu € 500 Mio. aus dem staatlichen Budget benötigt werden. Da diese Reserve allerdings über mehrere Jahre aufgebaut werden kann, ist es nicht notwenig diese Finanzmittel in einem Haushaltsjahr zur Verfügung zu stellen. Ein Risiko bei dieser Reserve bleibt: sie könnte als regulärer Beitrag für die Erfüllung des Treibhausgasminderungsziels verstanden werden. In diesem Fall würde die Reserve nicht mehr als Reserve dienen. Es würde außerdem bedeuten das Ziel aufzugeben, die Vermeidungsziele allein durch inländische Maßnahmen zu erreichen.

4. *Förderung von speziellen Technologien oder Projektkategorien:* Der staatliche Erwerb von projektbezogenen Kyoto-Einheiten könnte spezielle Projekttypen oder Kategorien ausschließen und andere fördern. Auf diese Weise könnte die deutsche Regierung die Verbreitung von Projekten hemmen, die als nicht zusätzlich oder nachhaltig betrachtet werden, oder die Verbreitung von Projekten fördern, die sich allein durch Marktmechanismen nicht entwickeln könnten (Verkehr, Endverbraucher Energieeffizienz etc.). Das würde allerdings zu vergleichsweise höheren Vermeidungskos-

[57] Die Schätzungen basieren auf den mittleren Abweichungen der Temperatur und den aktuellen CO_2 -Emissionen (Ziesing 2006, eigene Schätzungen).

ten führen, was an sich nicht problematisch wäre, aber dennoch beachtet werden sollte. Diese Strategie könnte auch angewandt werden, um Projekttypen zu fördern, in denen deutsche Firmen bisher sehr erfolgreich waren, um auf diese Weise den Export von deutschen Technologien zu unterstützen. Das wiederum könnte – als doppelte Dividende – die Beschäftigung in Deutschland erhöhen. Allerdings ist es fraglich, ob diese Auswirkungen überhaupt wahrnehmbar sind. Durch die Europäischen Wettbewerbs-Regeln könnten die Ausschreibungen für Projekte oder Kyoto-Einheiten nicht nur auf deutsche Firmen beschränkt werden, sondern müssten für alle Firmen offen sein. Dementsprechend lässt sich nicht garantieren, dass die deutschen Firmen die Hauptprofiteure dieser Akquisition sein werden. Eine frühe Analyse des niederländischen EruPT-Programms (Dutch Emissions Reduction Procurement Tender - EruPT) hat gezeigt, dass niederländische Firmen in der ersten Angebots-Runde am meisten profitierten, hauptsächlich durch ihre besseren Kenntnisse über den Hintergrund und die politischen Strukturen der Niederlande. Die Beteiligung ausländischer Firmen war jedoch in der zweiten Runde viel höher (Cames et al. 2004, S. 148f). Looijenstein (2002) geht trotzdem davon aus, dass niederländische Firmen von den Ausschreibungen (wenigstens indirekt) durch einen steigenden Bedarf an niederländischen Vermeidungstechnologien profitierten.

5. *Erfahrungsaufbau über Lernen durch Handeln:* Viele Mitglieder des Kyoto-Protokolls haben bereits Akquisitionsprogramme für projektbezogene flexible Kyoto-Einheiten aufgebaut (Tabelle 18). Dadurch ist es ihnen möglich, Erfahrungen auf diesem Gebiet zu sammeln, die Stärken und Schwächen dieser Instrumente zu identifizieren und zu einer Verbesserung des Designs und des Managements beizutragen. Deutschland kann zu dieser Debatte nur auf der theoretischen Ebene etwas beitragen. Deutschland müsste ein solches Akquisitionsprogramm ganz neu entwickeln, falls die deutsche Regierung von der Politik Abstand nimmt, die Vermeidungsziele allein durch inländische Maßnahmen zu erreichen.

Zieht man die unterschiedlichen Für und Wider der verschiedenen Motive des staatlichen Erwerbs von projektbezogenen Kyoto-Einheiten in Betracht, so kann die strategische Reserve wenigstens mittelfristig von weiteren Überlegungen ausgeschlossen werden. Zudem wird hier angenommen, dass die deutsche Regierung zu ihrer Verpflichtung steht, das Kyoto- und Lastenausgleichsziel ausschließlich durch inländische Maßnahmen zu erreichen.[58] Eine kleine Reserve zur Deckung der Temperatur- und konjunkturzyklusbedingten Unsicherheiten scheint sinnvoll und mit der deutschen Verpflichtung vereinbar, alle Treibhausgasemissionsreduktionen mittels inländischer Maßnahmen zu erreichen. Eine Reserve von 25 bis 50 Mt CO_2e sollte ausreichen, um die Unsicherheiten einer Fünfjahresperiode abzudecken. Bei einem Preis von € 10 pro CER oder ERU würde der Aufbau einer Reserve zwischen 2008 und 2017 finanzielle Ressourcen von € 25 bis 50 Mio. pro Jahr erfordern. Das sind natürlich keine „Peanuts“, aber es sollte möglich sein diesen Betrag aus dem staatlichen Budget zu finanzieren, auch wenn die Finanzmittel eher knapp sind. Gleichzeitig kann diese Unsicherheitsreserve genutzt werden, um be-

[58] Das deutsche Klimaschutzprogramm (BMU 2000) schließt die Nutzung der flexiblen Kyoto-Mechanismen nicht explizit aus. Allerdings nennt es nur inländische Maßnahmen um das Ziel zu erreichen (BMU 2000, S. 9-12).

stimmte Technologien und Projektkategorien zu fördern. Weiterhin würde sie definitiv die Kenntnisse über die flexiblen Kyoto-Mechanismen in Deutschland erhöhen und würde helfen die Strukturen zu stärken, die für die Nutzung dieser Instrumente in Deutschland notwendig sind.

5.5 Schlussfolgerungen und Empfehlungen

Instrumente zur Förderung der projektbezogenen Kyoto-Mechanismen in Deutschland können einerseits in Instrumente unterschieden werden, die die Nutzung der Mechanismen durch private Akteure (insbesondere Firmen, die unter das EU ETS fallen) fördern, und solchen Instrumenten, welche zur Nutzung der Mechanismen durch die deutsche Regierung führen.

Da die Einführung des EU ETS bereits eine große Nachfrage an projektbezogenen Kyoto-Einheiten im privaten Sektor erzeugt hat, zielt die erste Kategorie hauptsächlich darauf ab, die Hemmnisse, die mit der Nutzung dieser Mechanismen verbunden sind, abzubauen. Transaktionskosten und Risiken wurden als Haupthemmnisse für die Nutzung dieser Mechanismen identifiziert. Fonds, die die Nachfrage verschiedener Investoren zusammenfassen, können die Transaktionskosten mittels Spezialisierung und Mengen- bzw. Skaleneffekten reduzieren und – durch die Erstellung geschickter Projektportfolios – ebenfalls die Risiken senken. Die verbleibenden Risiken können ebenfalls mit Hilfe von Versicherungen reduziert (wenn auch nie vollständig beseitigt) werden.

Abschnitt 5.1 enthält einen Überblick über mehr als 30 Fonds, von denen manche ausschließlich staatlicher oder privater Natur sind, während andere eine staatlich-private Partnerschaft bilden. Deutschland hat ebenfalls einen Fonds für die Nutzung der projektbezogenen Mechanismen etabliert: der KfW-Klimaschutzfonds wurde im Jahr 2004 von der KfW (Deutschlands staatlicher Kreditanstalt für Wiederaufbau) eingeführt. Bisher war dieser Fond sehr erfolgreich und hat weitaus mehr private Investoren angezogen als erwartet, nicht nur deutscher Firmen, sondern auch Firmen aus Österreich, Luxemburg und Frankreich.

Versicherungen, die das Nicht-Lieferrisiko bei Vorauszahlungen oder das Nicht-Erfüllungsrisiko von Terminverträgen, bei denen die Zahlung bei Erhalt erfolgt, absichern, sind bisher noch nicht vollständig funktionsfähig aber bereits in Vorbereitung. Kürzlich haben mehrere Versicherungsunternehmen, wie z. B. Austrian Garant Insurance, French Global Sustainable Development Project and Swiss Re Greenhouse Gas Risk, die erste Kohlenstoff-Lieferungsgarantie-Versicherung (carbon delivery guarantee insurance) gestartet. Im Falle des Nicht-Erhalts wird die Versicherung einen vorher festgelegten Preis für alle nicht erhaltenen Zertifikate zahlen. In einer anderen Initiative sind verschiedene Akteure des Marktes für projektbezogene Mechanismen in den Aufbau einer Kohlenstoff-Lieferungsgarantie-Versicherung namens *Parhelion* involviert, welche die Vorauszahlungen für ein Projekt absichert.

Ausfuhrgarantien oder Ausfuhrbürgschaften für nationale Projektentwickler oder Exporteure von Technologien für CDM- oder JI-Projekte könnten CDM- und JI-Projekte gegen mehrere nicht ökonomische Risiken absichern, wie z. B. Verstaatlichung, Krieg, re-

volutionäre Konflikte oder den Bruch rechtsverbindlicher Zusagen. Allerdings existieren solche staatlichen Garantien für ausländische Direktinvestitionen – so genannte Investitionsgarantien – in Deutschland bereits und können für CDM- und JI-Projekte genutzt werden. Dennoch kann es hilfreich sein, die Existenz dieser Investitionsgarantien stärker der Gruppe der Firmen, die durch das ETS erfasst sind, und den potenziellen Projektentwicklern bekannt zu machen, so dass diese Investitionsgarantien vermehrt für CDM- und JI-Projekte genutzt werden können.

Die Reduktion von Transaktionskosten und Risiken sind intrinsische Ziele der Wirtschaft. Wenig überraschend hat unsere Analyse gezeigt, dass die Versicherungen bereits von privaten Firmen entwickelt und genutzt werden. Wir halten deshalb derzeit eine weitergehende finanzielle Unterstützung solcher Instrumente durch die deutsche Regierung für unangemessen.

Die Verbesserung der Kenntnisse über die Nutzungsoptionen der projektbezogenen Kyoto-Mechanismen in Deutschland könnte helfen, die Nutzung der Mechanismen durch private Investoren zu fördern und auszuweiten. Die Teilnehmer der Delphi-Umfrage schätzten Informationskampagnen zur Überwindung der Hemmnisse des CDM allerdings als nicht so wichtig ein. Die Mehrheit der Experten findet diese Strategie weniger wichtig. Allgemein sind die projektbezogenen Mechanismen unter den Firmen gut bekannt. In Deutschland wurde das erste ausführliche Dokument zur Nutzung der flexiblen Mechanismen im Jahr 2001 publiziert (Betz et al., 2001). Seitdem wurde das Dokument zweimal aktualisiert. Die aktuellste Version wurde 2005 veröffentlicht und beinhaltet auf über 700 Seiten alle Aspekte, die für die Nutzung der flexiblen Mechanismen in Deutschland relevant sind (Betz et al. 2005). Da das Niveau und die Qualität der erhältlichen Informationen über projektbezogene Mechanismen bereits sehr gut sind, sind aus unserer Sicht keine zusätzlichen Anstrengungen notwendig, um den Umfang der Informationen über projektbezogene Mechanismen auszuweiten.

Dennoch könnten Probleme auftreten oder zusätzliche Informationen benötigt werden, wenn die projektbezogenen Mechanismen in Deutschland genutzt werden. Deshalb empfehlen wir, dass die Stakeholderkonsultationen im Rahmen der so genannten Arbeitsgruppe Emissionshandel (AGE) regelmäßig weitergeführt werden. An diesen Konsultationen sollten sowohl Experten von Firmen, die die Mechanismen nutzen, als auch Experten von Industrievereinigungen, Projektentwicklern, Finanzinstitutionen, Nicht-Regierungsorganisationen, politischen Parteien, Forschungsorganisationen und der Regierung teilnehmen.

In Bezug auf die erweiterte Nutzung der projektbezogenen Mechanismen durch die Regierung haben wir diskutiert, ob die deutsche Regierung Kyoto-Einheiten erwerben sollte und wenn ja, in welchem Umfang. In erster Linie sollte hervorgehoben werden, dass die Regierung keine projektbezogenen Kyoto-Einheiten erwerben sollte, um die Reduktionsanforderungen an die Firmen durch den Emissionshandel zu senken. Durch diesen Schritt würde das Verursacherprinzip verletzt und die Last der Allgemeinheit anstatt einzelnen Firmen aufgebürdet. Allerdings erfasst der EU-Emissionshandel nur gut die Hälfte der Treibhausgasemissionen in Deutschland. Die deutsche Regierung ist für die Sektoren zuständig, die nicht unter den EU-Emissionshandel fallen, und kann ihren Anteil an der Emissionsreduktion entweder durch die Einführung von Politiken und Maßnahmen oder

durch den Ankauf von Kyoto-Einheiten erzielen. Während die Firmen des Emissionshandelssektors individuell entscheiden können in welchem Umfang sie die projektbezogenen Mechanismen nutzen, muss die deutsche Regierung für die Emissionen des Nicht-Handelssektors entscheiden, ob sie durch Politiken und Maßnahmen im Land reduziert werden oder ob Reduktionseinheiten aus dem Ausland erworben werden sollen.

Aus rein ökonomischer Sicht sollte die deutsche Regierung solange Kyoto-Einheiten erwerben, bis die marginalen Vermeidungskosten der inländischen Politiken und Maßnahmen im Nicht-Handelssektor äquivalent zu den Preisen der Kyoto-Einheiten sind. Auf diese Weise würde der Erwerb von CERs und ERUs die allgemeinen Vermeidungskosten zur Erreichung des Reduktionsziels reduzieren.

Das ist allerdings nur aus kurzer Sicht zutreffend. Langfristig beinhaltet eine extensive Nutzung der Mechanismen auch Nachteile. Erstens, die meisten Beteiligten glauben, dass die meisten CDM-Projekte nicht zusätzlich sind, d. h. sie würden auch unabhängig vom CDM umgesetzt werden. Durch die jetzige Gestaltung des CDM als projektbezogener Mechanismus würde die Nutzung des CDM wahrscheinlich zu einem Anstieg der globalen Treibhausgasemissionen führen. Zweitens legt eine Prüfung der Vermeidungsoptionen in Deutschland nahe, dass noch ein beträchtliches Vermeidungspotenzial zu vertretbaren Kosten verfügbar ist. Drittens müssen auch strukturelle Effekte berücksichtigt werden: ein Wechsel von inländischen Politiken und Maßnahmen hin zu einem Erwerb von projektbezogenen Kyoto-Einheiten würde den strukturellen Wandel hin zu einer CO_2-armen Wirtschaft in Deutschland verzögern, was wiederum zu einem *lock-in* von CO_2-intensiven Technologien in der Praxis führen könnte. Das könnte die Erfüllung ehrgeiziger Ziele in der Zukunft schwieriger und teurer werden lassen. Auf der anderen Seite könnte die Nutzung der flexiblen Mechanismen den strukturellen Wandel in Entwicklungsländern oder in Transformationsstaaten beschleunigen und daher positive Effekte in den Gastländern auslösen. Bis jetzt wird die CDM- und JI-Projektpipeline allerdings von Projekten dominiert, die nicht zu einem systematischen, strukturellen Wandel des Energiesystems führen (HFKW-23-Zerstörung, N_2O-Vermeidung, Deponiegaserfassung, etc.). Offensichtlich kann durchaus in Frage gestellt werden, ob Investitionen in projektbezogene Kyoto-Mechanismen zurzeit überhaupt zu strukturellen Änderungen in Entwicklungsländern oder Transformationsstaaten beitragen. Kurzfristige ökonomische Vorteile sollten deshalb nicht die einzigen Motive für den Erwerb der projektbezogenen Kyoto-Einheiten sein und sollten nicht isoliert verwendet werden, um den Umfang zu bestimmen, in dem diese Einheiten durch die Regierung erworben werden sollen.

Für die erste Verpflichtungsperiode von 2008 bis 2012 nehmen wir an, dass Deutschland seine Verpflichtung (die bei verschiedenen Anlässen bekräftigt wurde) einhalten wird, das Reduktionsziel allein durch inländische Politiken und Maßnahmen zu erreichen. Der Aufbau einer Reserve für die Absicherung von konjunkturellen und temperaturbedingten Unsicherheiten, für die Förderung besonderer Technologien oder Projektkategorien und für das Sammeln von Erfahrungen mittels Lernen durch Handeln könnten allerdings andere Motive (neben einer Reduktion der Vermeidungskosten) für den Erwerb von CERs und ERUs durch die Regierung zu einem späteren Zeitpunkt darstellen. Schätzungen zeigen, dass die temperaturbedingten Unsicherheiten in etwa 1 % des deutschen Reduktionsziels entsprechen. Wenn die konjunkturell bedingen Unsicherheiten ebenfalls abgedeckt werden sollen, müsste sich die Reserve auf 1 bis 2 % des mittelfristigen Redukti-

onsziels von -40% oder 25 bis 50 Mio. Kyoto-Einheiten belaufen, um diese Risiken abzudecken. Diese Reserve könnte über einen Zeitraum von 10 Jahren aufgebaut werden und würde bei einem Preis von € 10 pro Einheit Finanzmittel von € 25 bis € 50 Mio. pro Jahr erfordern.

Diese Unsicherheitsreserve könnte ebenfalls genutzt werden, um Projektkategorien zu fördern, die Technologien nutzen, in denen Deutschland besonders erfolgreich ist (Erneuerbare, Energieeffizienz, etc.). Auf diese Weise würde die Akquisition auch die Nachfrage nach deutschen Technologien stimulieren, obwohl diese Effekte wohl eher gering ausfallen werden. Letztendlich würde diese Unsicherheitsreserve unbestritten die Erfahrungen mit projektbezogenen, flexiblen Kyoto-Mechanismen in Deutschland erweitern und Strukturen etablieren, welche genutzt werden können falls diese Instrumente später in größerem Maßstab angewendet werden.

Eher indirekt kann Deutschland die Nutzung der projektbezogenen, flexiblen Kyoto-Mechanismen fördern, indem es hilft CDM- und JI-Institutionen zu stärken. Da Deutschland allerdings kürzlich bereits erhebliche Beiträge für das Budget geleistet hat, sehen wir kurzfristig keinen weiteren Grund für zusätzliche Zuwendungen Deutschlands.

Letztlich könnte Deutschland die Nutzung der Instrumente indirekt fördern, indem es neue Baseline- und Monitoringmethoden entwickelt. Die PDD-Entwicklung ist die wichtigste Ursache für die hohen Transaktionskosten. Diese Kosten werden allerdings erheblich reduziert, sobald die verabschiedeten Baselinemethoden verfügbar sind. Eine Unterstützung ist vor allem für die Projektkategorien notwendig, die weniger aus der Investoren- als aus der Gastlandperspektive attraktiv erscheinen, wie z. B. Verkehr, Effizienz auf der Nachfrageseite, etc. Eine derartige methodische Unterstützung könnte den Marktanteil dieser Projektkategorien erhöhen und damit gleichzeitig die Nachfrage nach deutschen Technologien geringfügig steigern.

6 Zusammenfassung

Dieses Kapitel stellt eine Zusammenfassung des Berichts "Langfristige Perspektiven von CDM und JI" dar. Der Bericht basiert auf einem durch das Öko-Institut und das ZEW für das Umweltbundesamt durchgeführten Forschungsvorhaben. Das Projekt zielt darauf ab, das mittel- und langfristige Potenzial des Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung (CDM) und der Gemeinsamen Umsetzung (JI) zu bewerten. Ferner werden die mit der Nutzung der flexiblen Mechanismen einhergehenden Kostenreduktionseffekte, mit CDM und JI verbundene Hemmnisse und Risiken sowie Rahmenbedingungen und Instrumente untersucht, mit denen die Nutzung flexibler Mechanismen gefördert werden können.

Vor dem Hintergrund des im Jahr 2005 in Kraft getretenen Kyoto-Protokolls und zunehmender Diskussionen über ein künftiges Klimaregime, ist eine Bewertung künftiger Vermeidungsoptionen in Rahmen der Emissionsverpflichtungen Deutschlands erforderlich. Neben inländischen Maßnahmen können die so genannten flexiblen Mechanismen des Kyoto-Protokolls – internationaler Emissionshandel (IET), JI und CDM – genutzt werden. Diese Mechanismen ermöglichen es, Verpflichtungen durch den Erwerb von Emissionszertifikaten im Emissionshandel bzw. durch Klimaschutzprojekte in Industrieländern (JI) oder Entwicklungsländern (CDM) teilweise zu erfüllen. So lassen sich Kostenvorteile erschließen, die nicht erschlossen würden, wenn ausschließlich inländische Maßnahmen genutzt würden.

Deutschland hat stets sowohl für strenge Verpflichtungen als auch für ein Klimasystem mit ökologischer Integrität plädiert. Ferner nutzen deutsche Unternehmen flexible Mechanismen innerhalb des europäischen Emissionshandelssystems (EU ETS) entweder bereits heute oder beabsichtigen dies für die Zukunft. Daher sollte die Rolle flexibler Mechanismen im Hinblick auf ehrgeizige künftige Klimaziele sowie unter strategischen Aspekten diskutiert werden.

Das zukünftige Potenzial von CDM und JI

Das zukünftige Potenzial von CDM und JI wurde mit Hilfe einer Literaturauswertung und auch eigener Projektionen abgeschätzt und umfasst sowohl das mittelfristige Potenzial bis zum Ende der ersten Verpflichtungsperiode als auch das langfristige Potenzial darüber hinaus. Die Analyse umfasst sowohl CO_2-Projekte als auch Nicht-CO_2 Projekte.

Das zukünftige Marktpotenzial des CDM wird in erster Linie von den künftigen Emissionsminderungszielen und der Weiterentwicklung des CDM in einem nachfolgenden Klimaregime abhängen. Basierend auf der Analyse der potenziellen und tatsächlichen Marktentwicklungen erwarten wir ein Marktvolumen von 2.000 bis 3.000 Mio. CERs bis 2012, was einem Umfang von 200 bis 500 Mt CO_2e im Jahr 2010 entspricht. Dieser Umfang ist erheblich kleiner als das theoretische Potenzial von mehreren Gt CO_2e, aber immer noch beträchtlich im Vergleich zu den Kyoto-Verpflichtungen der Industriestaaten und unter Berücksichtigung der Transaktionskosten sowie des späten Starts des CDM.

Langfristig gesehen könnten die Entwicklungsländer unter dem CDM oder ähnlichen Mechanismen beträchtliche Mengen an Zertifikaten liefern. Das theoretische globale Potenzial zur Vermeidung von CO_2-Emissionen wurde in verschiedenen Studien und Modellen mit mehreren Gt angegeben. Bei anspruchsvolleren Vermeidungspfaden sinkt die Menge in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts auf Grund der Annahme, dass mehr Entwicklungsländer Reduktionsverpflichtungen übernehmen.

Die Berechnungen des Vermeidungspotenzials für Methanemissionen aus Deponien, N_2O-Emissionen aus der Adipinsäureproduktion und der Vermeidung von HFKW-23-Emissionen aus der Herstellung von HFCKW-22 zeigen, dass die Vermeidung von Nicht-CO_2-Gasen weiterhin eine wichtige Rolle spielen wird.

Wirtschaftlicher Nutzen durch den Einsatz flexibler Mechanismen

Um die möglichen Kostenreduktionseffekte durch die Verwendung flexibler Mechanismen zu bestimmen, wurden Modellsimulationen durchgeführt. Die Szenarien umfassen mehrere Emissionspfade, die verschiedenen Stabilisierungsniveaus der Treibhausgase und regionalen Verteilungen der Emissionsminderungen entsprechen. Dabei wurde der Beitrag der flexiblen Mechanismen zum Erreichen dieser Ziele untersucht. Mehrere Wirtschafts- und Umwelt-Indikatoren wurden verwendet, um die erhaltenen Ergebnisse zu bewerten. Außerdem wurden die klimatischen Auswirkungen der alternativen Stabilisierungsszenarien bestimmt.

Die Simulationen unter Verwendung eines dynamischen Integrated-Assessment-Modells der Weltwirtschaft, das auf intertemporaler Optimierung basiert, zeigen, dass Deutschland im Vergleich zu inländischen Vermeidungsmaßnahmen erheblich von der Nutzung der flexiblen Mechanismen profitiert. Zentrale Triebkräfte der simulierten wirtschaftlichen Auswirkungen umfassen die Strenge der globalen Ziele zur Emissionsreduktion und individueller Ziele, Wechselwirkungen zwischen Emissionen und Gütermärkten sowie internationale Spillovers durch internationalen Handel mit Gütern und Brennstoffen.

Deutschland stellt einen bedeutenden Importeur von Emissionszertifikaten und CDM-Einheiten dar. Für andere industrialisierte Regionen der Welt zeigt die Simulation ebenso einen deutlichen Beitrag der projektbezogenen Mechanismen zur Erreichung der weltweiten Stabilisierungsziele. In der ersten Hälfte dieses Jahrhunderts wird China das deutlich dominierende Gastland für CDM-Projekte sein, während Indien diese Rolle in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts übernehmen wird. Im Gegensatz dazu stellt Brasilien einen relativ unbedeutenden CER-Exporteur dar.

In Bezug auf die makroökonomischen Auswirkungen der zu Grunde liegenden Stabilisierungsszenarien zeigt sich, dass es Deutschland möglich ist, potenzielle Verluste an BIP und Realkonsum, die auf Grund von Emissionskontrollpolitiken entstehen würden, durch die Nutzung der flexiblen Mechanismen deutlich zu reduzieren. Entscheidend ist hier, dass auch die Zertifikate exportierenden Entwicklungsländer im Allgemeinen makroökonomische Kosteneinsparungen verzeichnen, wenn Deutschland an den flexiblen Mechanismen teilnimmt (wobei Indien sogar absolute BIP-Gewinne erzielt). Diese Wohlfahrtseffekte beruhen auf der einen Seite auf der zusätzlichen deutschen Nachfrage nach Zertifikaten, auf der anderen Seite auf dem internationalen Güterhandel, der weniger abnimmt, wenn Deutschland als Handelspartner geringere BIP-Verluste verzeichnet.

Zudem profitieren alle Regionen der Welt ökonomisch im Sinn der sozialen Wohlfahrt, wenn Deutschland die flexiblen Mechanismen nutzt. Mit der Teilnahme am internationalen Emissionshandel und dem CDM ist Deutschland auch selbst in der Lage, potenzielle Wohlfahrtsverluste um bis zu 70 Prozent im Vergleich zu inländischen Maßnahmen zu vermeiden. Außerdem können absolute Wohlfahrtsgewinne für China beobachtet werden und ein noch größerer Nutzen für Indien – trotz ihren eigenen stufenweisen Verpflichtungen zur Emissionskontrolle.

Einige Einschränkungen der vorgestellten Analyse sollen an dieser Stelle erwähnt werden. Erstens ist der Zweck der Kosteneffektivitätsanalyse, Strategien der Klimapolitik zu beleuchten, die die wirtschaftlichen Kosten der Stabilisierung von CO_2-Konzentrationen minimieren. Die Vorteile des vermiedenen Klimawandels, welche die positiven Kostenauswirkungen überwiegen und selbst die angenommenen regionalen wirtschaftlichen Entwicklungspfade verändern könnten, werden dabei bewusst ignoriert. Es werden nur Strategien der CO_2-Vermeidung betrachtet, wobei zudem potenziell günstigere Vermeidungsstrategien vernachlässigt werden, die mit anderen Gasen (wie CH_4) verbunden sind; die wirtschaftlichen Anpassungskosten könnten somit überschätzt werden. Schließlich könnte die zu Grunde liegende Annahme der unbeschränkten Nutzung des CDM durch so genannte *Supplementarity*-Überlegungen gelockert werden. Hierdurch würden die simulierten Kosteneinsparungen für industrialisierte Länder und die nutzbringenden Auswirkungen für Entwicklungsländer allerdings deutlich begrenzt.

Delphi-Befragung

Eine Delphi-Befragung wurde unter internationalen Experten auf dem Gebiet der flexiblen Mechanismen durchgeführt. Die Fragen beinhalten beispielsweise die Themen Hemmnisse für die Umsetzung von CDM- und JI-Projekten, Kosten, Risiken sowie Einschätzungen zum künftigen Klimaregime und der Rolle von CDM und JI.

Im Allgemeinen bestätigt die Delphi-Befragung die Auffassungen, die von Stakeholdern in verschiedenen Foren zum CDM und JI vertreten worden sind. Die meisten Ergebnisse waren nicht unerwartet. Jedoch untermauern mehrere Antworten die allgemeine (und etwas diffuse) Wahrnehmung der Zukunft von CDM und JI und ermöglichen eine ungefähre Quantifizierung der Erwartungen im Hinblick auf künftige Transaktionskosten, Marktgrößen und -anteile, Vermeidungskosten usw. Die wichtigsten Ergebnisse der Delphi-Befragung werden im Folgenden zusammengefasst:

- Das zeitaufwändige Genehmigungs- und Registrierungsverfahren zusammen mit der Unsicherheit in Hinblick auf den Bedarf an CDM- und JI-Emissionszertifikaten nach 2012, stellen die wichtigsten Hemmnisse für die Entwicklung der projektbezogenen Mechanismen dar. Dementsprechend sind die wichtigsten Maßnahmen zur Überwindung dieser Hemmnisse: Stärkung der internationalen Institutionen, vor allem des CDM-Exekutivrats und des CDM-Methodenausschusses sowie klarere Vorstellungen für den Zeitraum nach 2012. Mehrere Entscheidungen, wie Gespräche zu künftigen Verpflichtungsperioden zu beginnen, die Einrichtung des JI Supervisory Committee oder die Bereitstellung zusätzlicher Geldmittel für den CDM-Exekutivrat haben in der Zwischenzeit bereits zur Überwindung dieser Hemmnisse beigetragen. Jedoch sind weitere Anstrengungen notwendig.

- Die PDD-Entwicklung wird zurzeit als der wichtigste Treiber für Transaktionskosten erachtet. Allerdings lässt sich dieser Anteil der Transaktionskosten deutlich reduzieren, sobald genehmigte Methoden vorliegen und ähnliche Projekte umgesetzt werden. Seit dem Start des CDM wurden zahlreiche Methoden genehmigt und viele Projekte registriert. Demzufolge wird dieses Hemmnis bereits überwunden. Die Genehmigung durch das Gastland und die Registrierung der Projekte stellen dagegen den unbedeutendsten Beitrag zu den Transaktionskosten dar. Für große CDM-Projekte sowie Second-Track JI-Projekte werden Transaktionskosten für die Projektentwicklung zwischen US$ 50.000 und US$ 100.000 erwartet. Für kleine CDM-Projekte sowie First-Track JI-Projekte werden die Transaktionskosten auf unter US$ 50.000 geschätzt. Im Durchschnitt kann angenommen werden, dass die Transaktionskosten für CDM-Projekte zwischen US$ 0.05 pro CER für große CDM-Projekte und US$ 0.70 pro CER für kleine CDM-Projekte betragen werden. Die Transaktionskosten für das Monitoring und die Berichterstattung liegen im Durchschnitt zwischen US$ 10.000 und US$ 25.000 pro Jahr. CCS-, Verkehrs- sowie Aufforstungs- und Wiederaufforstungsprojekte werden vergleichsweise hohe Monitoring- und Verifizierungskosten aufweisen, während die Monitoring- und Verifizierungskosten von Projekten im Bereich erneuerbarer Energien, angebotsseitiger Energieeffizienz und des Brennstoffwechsels in der Industrie sich am unteren Ende der Spannbreite bewegen werden.
- Die erwarteten Vermeidungskosten pro t CO_2e variieren zwischen den Projekttypen beträchtlich, von etwa US$ 0 pro t CO_2e bis etwa US$ 50 pro t CO_2e. Sie lassen sich in 5 Kategorien aufteilen: 1) HFKW-, N_2O- und Deponiegasprojekte weisen Vermeidungskosten zwischen 0 und 5 US$/t CO_2e auf; 2) Große Wasserkraft, angebotsseitige Energieeffizienz usw. haben durchschnittliche Vermeidungskosten zwischen 5 und 10 US$/t CO_2e; 3) Aufforstungs- und Wiederaufforstungsprojekte, nachfrageseitige Energieeffizienz, Biomasse usw. liegen durchschnittlich zwischen 10 und 15 US$/t CO_2e; 4) Verkehrsprojekte sowie einige Projekte im Bereich erneuerbarer Energien weisen durchschnittliche Vermeidungskosten zwischen 15 und 20 US$/t CO_2e auf; 5) CCS- sowie Fotovoltaik-Projekte führen zu Vermeidungskosten von über 40 US$/t CO_2e. Es ist daher nicht überraschend, dass die Projektvolumen, das zurzeit entwickelt wird, von Projekten dominiert wird, die in die erste Kategorie fallen.
- Es wird erwartet, dass sich die aggregierte gewichtete Marktgröße der projektbezogenen Mechanismen zwischen 2010 und 2050 zweimal verdoppeln wird und ungefähr 450 Mt CO_2e im Jahr 2010, 900 Mt CO_2e im Jahr 2020 und 1.800 Mt CO_2e im Jahr 2050 betragen wird. Jedoch existiert unter den Teilnehmern diesbezüglich eine deutliche Unsicherheit. Zudem zeigen sich wesentliche Unterschiede zwischen den Auffassungen der verschiedenen Gruppen von Befragten.
- Mittelfristig (2020) wird erwartet, dass Nicht-CO_2 Projekte (27%) sowie Projekte im Bereich erneuerbarer Energien (18%) den CDM- und JI-Markt dominieren werden. Alle anderen Projektkategorien werden deutlich kleinere Marktanteile aufweisen. Langfristig (2050) wird der Marktanteil der Nicht-CO_2-Projekte deutlich sinken (15%), während Projekte im Bereich erneuerbarer Energien eine beträchtliche Steigerung erfahren werden (25%). Der Marktanteil von Projekten im Bereich der CO_2-Sequestrierung und -Speicherung (12%) sowie von Verkehrsprojekten (11%) wird ebenfalls bedeutend zunehmen, während Brennstoffwechsel sowie angebotsseitige E-

nergieeffizienz an Marktanteil einbüßen werden (jeweils 9%). Forstprojekte und nachfrageseitige Energieeffizienz sowie sonstige Projekte werden sich nach 2020 nicht wesentlich entwickeln und bei einem Anteil von unter 10% bleiben.

- Hinsichtlich der Nachfrage nach Emissionszertifikaten bzw. deren Angebot durch projektbezogene Mechanismen wird erwartet, dass die Regierungen der Industrieländer den CDM und JI nicht vorwiegend nutzen werden, um ihre Verpflichtungen zu erfüllen. Sie werden diese Instrumente eher dazu nutzen, um inländische Maßnahmen sowie den Ankauf von Emissionszertifikaten innerhalb des internationalen Emissionshandels zu *ergänzen*. Das gleiche gilt für Unternehmen: Es wird erwartet, dass sie vor allem interne Vermeidungsmaßnahmen und den Emissionshandel nutzen werden, jedoch eher nicht den CDM oder JI. Dennoch glauben die Experten, dass die Nachfrage nach CDM- und JI-Zertifikaten von Unternehmen dominiert werden wird. Allerdings werden sie vor allem auf Zertifikatfonds zurückgreifen, anstatt direkt in CDM- oder JI-Projekte zu investieren. Außerdem wird erwartet, dass große Projekte den Angebotsmarkt dominieren werden. Ferner glauben die Experten, dass nicht nur große Staaten von ihrem CDM- oder JI-Potenzial Gebrauch machen und dass der Zertifikatsmarkt daher nicht von China und Indien beherrscht wird, obwohl sie als die größten Anbieter betrachtet werden.
- Im Hinblick auf die Entwicklung des künftigen Klimaschutzregimes glauben die meisten Experten (88%), dass alle Industrieländer bis 2020 Emissionshandelssysteme eingeführt haben werden. Darüber hinaus wird erwartet, dass alle Treibhausgase und die meisten Sektoren der Industrieländer von diesen Systemen erfasst werden, spätestens bis zum Jahr 2030. Zu einem späteren Zeitpunkt werden die meisten energieintensiven Industrien weltweit von derartigen Handelssystemen erfasst sein (2030). Die meisten Experten nehmen außerdem an, dass Emissionshandelssysteme zu diesem Zeitpunkt alle Staaten und Sektoren umfassen werden. Jedoch glaubt ein Fünftel der Experten, dass dies nie der Fall sein wird. Es wird erwartet, dass JI im Vergleich zum Emissionshandel vernachlässigbar wird, nachdem Emissionshandelssysteme in den meisten Industrieländern eingeführt worden sind. Später könnte JI sogar verschwinden (um 2040). Die Auflösung des projektbezogenen CDM scheint eher unwahrscheinlich zu sein. Hingegen wird erwartet, dass ein sektoraler CDM den existierenden projektbezogenen Mechanismus bis 2020 oder 2030 ergänzen wird.
- Die Teilnehmer der Delphi-Befragung glauben, dass die Vereinigten Staaten sowie große Entwicklungsländer – Brasilien, China und Indien – mittelfristig (2020) Emissionsziele übernehmen werden. Es wird erwartet, dass Afrika zusammen mit den übrigen Entwicklungsländern solche Ziele erst langfristig übernehmen wird. Die Einführung von Emissionshandelssystemen für Unternehmen ist mit der Erweiterung des Klimaregimes eng verknüpft.

Alles in allem lässt sich daraus schließen, dass die künftigen Perspektiven für die projektbezogenen Kyoto-Mechanismen vielfältig sind und sich in Bezug auf CDM und JI unterscheiden. Während JI mittelfristig an Bedeutung verlieren oder durch den Emissionshandel ersetzt werden und langfristig ganz entfallen könnte, wird der CDM möglicherweise reformiert und von einem rein projektbezogenen Mechanismus um breitere Konzepte erweitert, beispielsweise in Form eines sektoralen CDM. Dennoch könnte eine mittelfris-

tige Ausweitung verbindlicher quantitativer Emissionsziele auf Entwicklungsländer die Marktgröße des CDM auch einschränken, obwohl nicht erwartet wird, dass dieser ganz wegfällt, auch nicht langfristig. Kurzfristig ist es vergleichsweise wichtig, dass die internationalen Institutionen der flexiblen Mechanismen gestärkt werden und ein Folgeabkommen für das Kyoto-Protokoll gefunden wird.

Rahmenbedingungen und Instrumente

Zum Abschluss wurden die Rahmenbedingungen und Instrumente zur Förderung der Nutzung von CDM und JI in Deutschland analysiert. Diese Analyse beinhaltet auf der einen Seite Instrumente, die die Hemmnisse für die Nutzung von CDM und JI beseitigen und deren Nutzung durch die Industrie, die unter das EU ETS fällt, fördern. Auf der anderen Seite werden staatliche Programme für den Erwerb von Zertifikaten aus CDM- und JI-Projekten durch die deutsche Regierung betrachtet.

Da die Einführung des EU ETS bereits eine große Nachfrage an projektbezogenen Kyoto-Einheiten im privaten Sektor erzeugt hat, zielt die erste Kategorie hauptsächlich darauf ab, die Hemmnisse, die mit der Nutzung dieser Mechanismen verbunden sind, abzubauen. Transaktionskosten und Risiken wurden als Haupthemmnisse für die Nutzung dieser Mechanismen identifiziert. Fonds, welche die Bedürfnisse verschiedener Investoren zusammenfassen, können die Transaktionskosten durch Spezialisierung und Mengen- bzw. Skaleneffekte reduzieren und – durch die Erstellung geschickter Projektportfolios – ebenfalls die Risiken senken. Die verbleibenden Risiken können ebenfalls (wenn auch nie komplett beseitigt) mit Hilfe von Versicherungen reduziert werden.

Unser Bericht enthält eine Übersicht über mehr als 30 Fonds, von denen manche komplett staatlich oder privat sind, während andere eine staatlich-private Partnerschaft bilden. Deutschland hat ebenfalls einen Fonds für die Nutzung der projektbezogenen Mechanismen etabliert: den KfW-Klimaschutzfonds. Bisher war dieser Fond sehr erfolgreich und hat weitaus mehr private Investoren angezogen als erwartet, auch aus den Nachbarländern.

Versicherungen werden derzeit entwickelt, die das Nicht-Lieferrisiko bei Vorauszahlungen oder das Nicht-Erfüllungsrisiko von bei Erhalt zu zahlenden Terminverträgen absichern. Mehrere Versicherungsunternehmen haben zusammen die erste Kohlenstoff-Lieferungsgarantie-Versicherung etabliert. Im Falle des Nicht-Erhalts wird die Versicherung einen vorher festgelegten Preis für alle nicht erhaltenen Zertifikate zahlen. In einer anderen Initiative sind verschiedene Akteure des Markts für projektbezogene Mechanismen in den Aufbau einer Kohlenstoff-Lieferungsgarantie-Versicherung namens *Parhelion* involviert, welche die Vorauszahlungen für ein Projekt absichern wird.

Ausfuhrgarantien oder Ausfuhrbürgschaften für nationale Projektentwickler oder Exporteure von Technologien für CDM- oder JI-Projekte könnten diese Projekte gegen mehrere nicht-ökonomische Risiken absichern, wie z. B. Verstaatlichung, Krieg, revolutionäre Konflikte oder den Bruch rechtsverbindlicher Versprechen. Allerdings existieren solche staatliche Garantien für Direktinvestitionen im Ausland in Form von *Hermesbürgschaften* und *Investitionsgarantien* bereits in Deutschland und können für CDM- und JI-Projekte genutzt werden. Dennoch kann es hilfreich sein, die Existenz dieser Investitionsgarantien stärker der Gruppe der Firmen, die durch das ETS erfasst sind, und den

potenziellen Projektentwicklern bekannt zu machen, so dass diese Investitionsgarantien vermehrt für CDM- und JI-Projekte genutzt werden können.

Die Analyse hat gezeigt, dass beide Instrumente bereits umfassend von den privaten Unternehmen genutzt werden. Daher gibt es zurzeit keine zusätzlichen Gründe für die deutsche Regierung diese Instrumente über die derzeitige Förderung hinaus finanziell zu unterstützen.

Die Verbesserung der Kenntnisse über die projektbezogenen Mechanismen in Deutschland könnte helfen, die Nutzung der Mechanismen durch private Investoren zu fördern und auszuweiten. Die Teilnehmer der Delphi-Umfrage schätzten Informationskampagnen zur Überwindung der Hemmnisse des CDM allerdings als nicht so wichtig ein. Allgemein sind die projektbezogenen Mechanismen unter den Unternehmen gut bekannt. Eine umfassende Anleitung für die Nutzung der flexiblen Mechanismen in Deutschland ist erhältlich. Zusätzliche Anstrengungen werden daher nicht empfohlen.

Dennoch könnten Probleme auftreten oder zusätzliche Informationen benötigt werden, wenn die projektbezogenen Mechanismen in Deutschland genutzt werden. Deshalb ist zu empfehlen, dass die Stakeholder-Konsultationen im Rahmen der so genannten Arbeitsgruppe Emissionshandel (AGE) regelmäßig weitergeführt werden. An diesen Konsultationen sollten sowohl Experten von Unternehmen, die die Mechanismen nutzen, als auch Experten von Industrievereinigungen, Projektentwicklern, Finanzinstitutionen, Nicht-Regierungsorganisationen, Parteien, Forschungsorganisationen und der Regierung teilnehmen. Sie sollten die aufkommenden Fragen zur Nutzung der flexiblen Kyoto-Mechanismen in Deutschland behandeln.

In Bezug auf den potenziellen staatlichen Ankauf von Emissionszertifikaten durch die deutsche Regierung wurden verschiedene Aspekte diskutiert. Projektbasierte Kyoto-Einheiten sollten nicht von der Regierung erworben werden, um die Reduktionsanforderungen an die Unternehmen durch den Emissionshandel zu senken. Durch diesen Schritt würde das *Verursacherprinzip* verletzt werden. Die Kosten würden der Allgemeinheit aufgebürdet statt individuellen Unternehmen. Allerdings fällt nur die Hälfte der Treibhausgasemissionen in Deutschland unter das EU-Emissionshandelssystem. Die deutsche Regierung ist für die Sektoren verantwortlich, die nicht unter den EU-Emissionshandel fallen und kann deren Anteil der Emissionsreduktion entweder durch die Einführung von Politiken und Maßnahmen oder durch den Ankauf von Kyoto-Einheiten erreichen. Während die Unternehmen des Emissionshandelssektors individuell entscheiden können, in welchem Umfang sie die projektbezogenen Mechanismen nutzen, muss die deutsche Regierung für die Emissionen des Nicht-Handelssektors entscheiden, ob sie durch nationale Politiken und Maßnahmen reduziert werden oder ob Reduktionseinheiten aus dem Ausland gekauft werden.

Aus rein ökonomischer Sicht sollte die deutsche Regierung Kyoto-Einheiten erwerben, solange die Grenzvermeidungskosten der inländischen Politiken und Maßnahmen in den Nicht-Handelssektor höher oder äquivalent zu den Preisen der Kyoto-Einheiten sind. Auf diesem Weg würde der Erwerb von CERs und ERUs die Erfüllungskosten zur Erreichung des Reduktionsziels reduzieren.

Das ist allerdings vornehmlich aus kurzer Sicht zutreffend. Langfristig hat eine umfassende Nutzung der Mechanismen auch Nachteile. Erstens glauben die meisten Experten,

dass viele CDM-Projekte nicht zusätzlich sind, d. h. sie würden auch ohne den CDM umgesetzt werden. Durch die jetzige Gestaltung des CDM als projektbezogener Mechanismus führt die Nutzung des CDM wahrscheinlich zu einem Anstieg der globalen Treibhausgasemissionen. Zweitens legen Prüfungen der Vermeidungsoptionen in Deutschland nahe, dass noch ein beträchtliches Vermeidungspotenzial zu vertretbaren Kosten besteht. Drittens müssen auch strukturelle Effekte berücksichtigt werden: ein Wechsel von nationalen Politiken und Maßnahmen hin zu einem Erwerb von projektbezogenen Kyoto-Einheiten würde den strukturellen Wandel hin zu einer weniger CO_2-intensiven Wirtschaft in Deutschland verringern, was wiederum zu einer Fortführung von CO_2-intensiven Technologien bzw. Verfahren führen könnte. Das würde die Erfüllung ehrgeiziger Ziele in der Zukunft schwieriger und teurer werden lassen. Auf der anderen Seite könnte die Nutzung der flexiblen Mechanismen den strukturellen Wandel in Entwicklungsländern oder in Transformationsstaaten beschleunigen und daher positive Effekte für die Gastländer haben. Zurzeit wird die CDM- und JI-Projekt-Pipeline allerdings von Projekten dominiert, die nicht zu einem systematischen strukturellen Wandel des Energiesystems führen (HFKW-23-Zerstörung, N_2O-Vermeidung, Deponiegaserfassung, usw.). Es ist also offensichtlich fraglich, ob Investitionen in projektbezogene Kyoto-Mechanismen zurzeit überhaupt zu strukturellen Änderungen in Entwicklungsländern oder Transformationsstaaten beitragen. Kurzfristige ökonomische Vorteile sollten deshalb nicht die einzigen Motive für den Erwerb von CERs und ERUs sein und sollten deshalb nicht allein genutzt werden, um die Menge der Einheiten zu bestimmen, die durch die deutsche Regierung erworben werden sollen.

Für die erste Verpflichtungsperiode von 2008 bis 2012 nehmen wir an, dass Deutschland seine Zusage, das Reduktionsziel allein durch nationale Politiken und Maßnahmen zu erreichen, einhalten wird. Allerdings könnten andere Motive (neben der Reduktion der Vermeidungskosten) für den staatlichen Erwerb von CERs und ERUs sprechen, wie z. B. der Aufbau einer Reserve um konjunkturell- und temperatur-bedingte Unsicherheiten auszugleichen, besondere Technologien oder Projektkategorien zu fördern oder Erfahrungen mit den projektbezogenen Mechanismen zu sammeln. Temperaturbedingte Unsicherheiten entsprechen etwa 1% des deutschen Reduktionsziels. Wenn konjunkturell bedingte Unsicherheiten ebenfalls abgedeckt werden sollen, müsste die Reserve 1% bis 2% des Reduktionsziels, oder 25 bis 50 Mio. Kyoto-Einheiten enthalten, um diese Risiken abzudecken. Eine Reserve könnte über einen Zeitraum von 10 Jahren aufgebaut werden und würde bei einem Preis von 10 € pro Einheit Finanzierungsmittel von 25 bis 50 Mio. € pro Jahr benötigen.

Diese Unsicherheitsreserve könnte ebenfalls genutzt werden, um Projektkategorien zu fördern, die Technologien benötigen, die in Deutschland erfolgreich waren (erneuerbare, Energieeffizienz, usw.). Auf diesem Weg würde der Aufkauf auch die Nachfrage nach deutschen Technologien erhöhen, obwohl diese Effekte wohl eher gering ausfallen werden. Letztendlich würde diese Unsicherheitsreserve unbestritten dazu führen, die Erfahrungen mit projektbezogenen flexiblen Kyoto-Mechanismen in Deutschland zu verbessern und Strukturen einzuführen, welche genutzt werden können, falls diese Instrumente zu einem späteren Zeitpunkt in größerem Maßstab angewandt werden.

7 Literaturverzeichnis

ADB (Asian Development Bank, 1998a), Asia Least Cost GHG Abatement strategy (ALGAS): India. Asian Development Bank, Global Environmental Facility and United Nations Development Program.

ADB (Asian Development Bank, 1998b), Asia Least Cost GHG Abatement Strategy (ALGAS), People's Republic of China, Asian Development Bank, Global Environmental Facility and United Nations Development Program.

Armington, P. S. (1969), A Theory of Demand for Products Distinguished by Place of Production, *IMF Staff Papers*, 16, 159-178.

Babiker, M., Reilly, J.; Viguier, L. (2004), Is Emissions Trading Always Beneficial? *Energy Journal*, 25 (2), 33-56

Bertram, G. (1992), Tradable emission permits and the control of greenhouse gases, *Journal of Development Studies*, 28 (3), 423-446.

Betz, R.; Gagelmann, F.; Schleich, J.; Schmidt, S.; Schön, M.; Wartmann, S. (2001), Flexible Mechanismen im Klimaschutz – Eine Anleitung für Unternehmen, Karlsruhe/Stuttgart, http://www.isi.fhg.de/publ/downloads/isi01b29/klimaschutz.pdf.

Betz, R.; Rogge, K; Schleich, J. (2005), Flexible Mechanismen im Klimaschutz – Emissionsrechtehandel, Clean Development Mechanism, Joint Implementation – Eine Anleitung für Unternehmen, Karlsruhe/Stuttgart, http://www.isi.fraunhofer.de/n/druckversi on072005.htm.

Bingemer, H. G.; Crutzen, P.J. (1987), The Production of Methane From Solid Wastes, *Journal of Geophysical Research*, 90 (D2), 2181-2187.

Blanchard, O.; Criqui, P.; Kitous, A. (2002), After The Hague, Bonn and Marrakech: the future international market for emissions permits and the issue of hot air, Cahier de recherche N° 27BIS.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Reaktorsicherheit und Naturschutz, 2000), Nationales Klimaschutzprogramm, Berlin, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/ima_teil01.pdf.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Reaktorsicherheit und Naturschutz, 2005), Nationales Klimaschutzprogramm 2005, Berlin, http://www.bmu.de/files/klimaschutz/downloads/application/pdf/klimaschutzprogramm_2005_lang.pdf.

BMU (Bundesministerium für Umwelt, Reaktorsicherheit und Naturschutz, 2006), Nationaler Allokationsplan 2008 - 2012, Berlin, http://www.bmu.de/files/emissionshandel/downloads/application/pdf/nap_2008_2012.pdf.

Böhringer, C. (2002), Industry-level Emission Trading between Power Producers in the EU, *Applied Economics*, 34, 523-533.

Böhringer, C., Vogt, C. (2004), The Dismantling of a Breakthrough: The Kyoto Protocol as Symbolic Policy, *European Journal of Political Economy*, 20, 597-617.

Böhringer, C.; Löschel, A. (2005), Climate Policies Beyond Kyoto: Quo Vadis? A Computable General Equilibrium Analysis based on Expert Judgments, *KYKLOS*, 58 (4), 453-479.

Böhringer, C.; Löschel, A.; Rutherford, T. F. (2005), Efficiency Gains from "What" – Flexibility in Climate Policy – An Integrated CGE Assessment, ZEW Discussion Paper 04-48, ftp://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp0448.pdf.

Böhringer, C.; Rutherford, T. F. (2002), Carbon Abatement and International Spillovers, *Environmental and Resource Economics*, 22, 391-417.

Böhringer, C.; Vogt, C. (2003), Economic and Environmental Impacts of the Kyoto Protocol, *Canadian Journal of Economics*, 36 (2), 475-494.

Böhringer, C.; Welsch, H. (2004), C&C – Contraction and Convergence of Carbon Emissions: The Implications of Permit Trading, *Journal of Policy Modeling*, 26 (1), 21-39.

Böhringer, C.; Welsch, H. (2006), Burden sharing in a greenhouse: egalitarianism and sovereignty reconciled, *Applied Economics*, 38 (9), 981-996.

Brown Rudnick Berlack Israels LLP (2006), Emissions Trading – Questions & Answers, New York et al. http://www.brownrudnick.com/nr/pdf/alerts/BrownRudnick_Emissions_Trading_Q&A_10-05.pdf

Burniaux, J.-M.; Martin, J. P.; Nicoletti, G.; Olivera Martins, J. (1992), A Multi-Sector, Multi-Region General Equilibrium Model for Quantifying the Costs of Curbing CO_2 Emissions: A Technical Manual, OECD Economics Department Working Paper No. 116, Paris.

Cames, M.; Matthes, F. Chr.; Deuber, O.; Blazejczak, J.; Becker, D. (2004), Innovative Ansätze zur Schaffung von Arbeitsplätzen im Umweltschutz. UBA Texte 14/04, Berlin, http://www.umweltdaten.de/publikationen/fpdf-l/2737.pdf

Canada (2002); Climate Change Plan for Canada, http://climatechange.gc.ca/english/publications/plan_for_canada/plan/pdf/full_version.pdf.

CDU/CSU/SPD (2005), Gemeinsam für Deutschland – mit Mut und Menschlichkeit, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, http://www.cducsu.de/upload/2C2581D5821FD61A7A4DEA71E3C644CA11376-by1b0oli.pdf.

CEU (Council of the European Union, 2005), European Council Brussels, 22nd and 23rd March 2005, Presidency Conclusions, http://ue.eu.int/ueDocs/cms_Data/docs/pressData/en/ec/84335.pdf.

Chemical Week (1998), Adipic Acid, The Winners and Losers of N_2O Emission Control, 18th February, p. 37.

Chemical Week (1999), Product Focus, Adipic Acid. 10th March, p. 31.

Chemical Week (2005), Product Focus, Adipic Acid, 4th May, p. 31.

Damodaran (1999), Estimating Country Premiums, Dataset, http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/.

Dimaranan, B. V.; McDougall, R. A.; Hertel, T. W. (2001), GTAP 5, Chapter 20: Behavioral Parameters (GTAP resource 783), www.gtap/agecon.purdue.edu/databases/v5/v5_doco.asp.

Eckermann, F.; Hunt, A.; Stronzik, M., Taylor, T. (2003), The Role of Transaction Costs and Risk Premia in the Determination of Climate Change Policy Responses, ZEW Discussion Paper, ftp://ftp.zew.de/pub/zew-docs/dp/dp0359.pdf.

Edmond, J.; MacCrachen, C.; Sands, R.; Kim, S. (1998), Unfinished business: The economics of the Kyoto Protocol, Pacific Northwest National Laboratory, Prepared for US Department of Energy.

EEA (European Environment Agency, 2005), GHG emission trends and projections in Europe 2005, EEA-Report No. 8/2005, http://reports.eea.eu.int/eea_report_2005_8/en.

Ellerman A. D.; Decaux, A. (1998), Analysis of Post-Kyoto CO_2 emissions trading using marginal abatement curves, MIT Joint Program on the Science and Policy of Global Change, Report No. 40, Massachusetts Institute of Technology.

Enquete-Kommission (2002), Endbericht der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“, Bundestagsdrucksache 14/9400, Berlin, http://dip.bundestag.de/btd/14/094/1409400.pdf.

EPA (2005), International Non-CO_2 Greenhouse Gas Marginal Abatement Report: Draft Methane and Nitrous Oxide from Non-Agricultural resources, Washington DC.

Eyckmans, J.; Regemorter, D. van; Steenberghe, V. van (2001), Is Kyoto Fatally Flawed? Working Paper 2001-18, Center for Economic Studies, Katholieke Universiteit Leuven, Leuven.

Gordon, T. J. (1994), The Delphi Method, http://www.futurovenezuela.org/_curso/5-delphi.pdf.

Goulder, L.H. (1995), Environmental taxation and the double dividend : a reader's guide, *International tax and public finance*, 2 (2), 157-183.

Grubb, M. (2003), The Real World Economics of the Kyoto-Marrakech System and Implications for AAU Availability, Imperial College, London.

Grütter, J. (2001), The GHG Market after Bonn, Grütter Consulting, *Joint Implementation Quarterly*, 7 (3), p. 9.

Hagem, C.; Holtsmark, B. (2001), From Small to Insignificant: Climate Impact of the Kyoto Protocol with and without US, Policy Note 2001:1, CICERO Center for International Climate and Environmental Research, Oslo.

Haites, E. (1998), Estimate of the potential market for co-operative mechanisms 2010, Margaree Consultants Inc., Toronto, Canada.

Haites, E. (2004), Estimating the Market Potential for the Clean Development Mechanism: Review of Models and Lessons Learned, Margaree Consultants Inc, Washington DC, http://iea.org/textbase/papers/2004/cdm.pdf.

Helmer, O.; Rescher, N. (1959), On the Epistemology of the Inexact Sciences, *Management Sciences*, 6 (1).

Hu, X. et al. (2001), Application of AIM/Endues Model to China, ERI.

IGES (2005), Option survey for Japan to acquire credits from abroad, IGES March 2005, http://www.iges.or.jp/en/cp/pdf/report11/full.pdf.

IIASA (1998), IIASA/WEC Global Energy Perspectives, http://www.iiasa.ac.at/cgi-bin/ecs/book_dyn/bookcnt.py.

IPCC (2001a), Climate Change 2001: Working Group I: The Scientific Basic, Cambridge University Press, Cambridge, http://www.grida.no/climate/ipcc_tar/wg1/.

IPCC (2001b), Climate Change 2001: Working Group III: Mitigation, Cambridge University Press, Cambridge/UK, http://www.grida.no/climate/ipcc_tar/wg3/.

IPCC/TEAP (2005), Safeguarding the Ozone Layer and the Climate System, Special report by the Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) and the Technology and Economic Assessment Panel (TEAP), ISBN 92-9169-118-6.

Jahn, M.; Michaelowa, A.; Raubenheimer, S.; Liptow, H. (2004), Measuring the Potential of Unilateral CDM – A Pilot Study, HWWA Discussion Paper263, http://www.hwwa.de/Forschung/Publikationen/Discussion_Paper/2004/263.pdf.

Jakeman, G.; Heyhoe, E.; Pant, H.; Woffenden, K.; Fisher, B. S. (2001), The Kyoto Protocol, Economic Impacts Under the Terms of the Bonn Agreement, ABARE Conference Paper 2001.28, Canberra.

Jefferson, M. (2000), Long-term-energy scenarios: the approach of The World Energy Council, *International Journal of Global Energy Issues*, 13(1-3), 277-284.

Jomini, P.; Zeitsch, J. F.; McDougall, R., Welsh¸ A.; Brown, S.; Hambley, J.; Kelly, J. (1991), SALTER: A General Equilibrium Model of the World Economy, Vol. 1, Model Structure, Data base, and Parameters, Canberra, Australia: Industry Commission.

Jotzo, F.; Michaelowa, A. (2002), Estimating the CDM Market under the Marrakech Accords, *Climate Policy*, 2 (3-4), 179-196, http://www.hwwa.de/orschung/Klimapolitik/docs/Archiv/Jotzo_Michaelowa_2002.pdf.

Kapshe, M.; Garg, A.; Shukla, P. R. (2002), Application of AIM/Local model to India using Area and Large Point sources, in: Kainuma, M., Matsuoka, Y.; Morita, T. (eds.), Climate Policy Assessment: Asia-Pacific Integrated Modelling, Springer-Verlag, Tokyo, Japan, http://www.pnl.gov/aisu/pubs/eemw/papers/Application%20of%20AIM%20Local%20Model.pdf.

Kelly, D. L.; Kolstad, C. D. (1999), Integrated Assessment Models for Climate Change Control, in: Folmer, H.; Tietenberg, T. (eds.), International Yearbook of Environmental and Resource Economics 1999/2000: A Survey of Current Issus, Edward Elgar, Cheltenham.

Krey, M. (2004), Transaction Costs of CDM Projects in India – An Empirical Survey, HWWA Report 238. http://www.hwwa.de/Forschung/Publikationen/Report/2004/Report238.pdf.

Kverndokk, S. (1995), Tradable CO_2 emission permits: Initial distribution as a justice problem, *Environmental Values*, 4, 129-148.

Linstone, H. A.; Turoff, M.; Helmer, O. (2002), The Delphi Method – Techniques and Applications, Addison-Wesley, Boston/MA.

Looijenstein, G. (Carboncredits.nl, 2002), Personal communication as of 9th September 2002

Manne, A.; Mendelsohn, R.; Richels, R. (1994), MERGE: A Model for Evaluating Regional and Global Effects of GHG Reduction Policies, in: Nakicenovic, N.; Nordhaus, W.; Richels, R.; Toth, F. (eds.), Integrative Assessment of Mitiga-

tion, Impacts, and Adaptation to Climate Change, CP-94-9, International Institute for Applied Systems Analysis, Laxenburg, Austria, 143-172.

Manne, A.; Mendelsohn, R.; Richels, R. (1995), MERGE. A model for evaluating regional and global effects of GHG reduction policies, Energy Policy, 23(1), 17-34.

Manne, A.; Richels, R. G. (1992), Buying Greenhouse Insurance: The Economic Costs of CO_2 Emission Limits, Cambridge, MIT Press.

Mansur, A.; Whalley, J. (1984), Numerical Specification of Applied General Equilibrium Models: Estimation, Calibration, and Data, in: Scarf H. E.; Shoven, J. B. (eds.), Applied General Equilibrium Analysis, New York, Cambridge University Press, 69-127.

Markewitz, P.; Ziesing, H.-J. (Eds., 2004), Politikszenarien für den Klimaschutz. Langfristszenarien und Handlungsempfehlungen ab 2012 (Politikszenarien III). Untersuchungen im Auftrag des Umweltbundesamtes. Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe Umwelt/Environment, Band 50, Jülich 2004.

McDougall et al. (2005), Global Trade, Assistance and Protection: The GTAP 6 Data Base, Center for Global Trade Analysis, Purdue University, West Lafayette.

McKibbin W.J.; Ross, M.T.; Shackleton, R.; Wilcoxen (1999), Emissions trading capital flows and the Kyoto Protocol, Presented at the Inter Governmental Panel on Climate Change (IPCC) Working Group III experts meeting on economic impacts of Annex I mitigation policies on the non-Annex I countries, 27th-28th May, The Hague.

Mensbrugghe, D. van der (1998), A preliminary analysis of the Kyoto Protocol: using the OECD GREEN model, Presented at the OECD workshop on the economic modeling of climate change, 18th September 1998, Paris.

Michaelowa, A.; Buen, J.; Eik, A.; Lokshall, E. (2005), The market potential of large-scale non-CO_2 CDM projects, In: Non-CO_2 Greenhouse Gases (NCGG-4), Millpress, Rotterdam, ISBN 90 5966 043 9.

Michaelowa, A.; Jotzo, F. (2005), Transaction costs, institutional rigidities and the size of the clean development mechanism, *Energy Policy*, 33, 511-523, http://www.hwwa.de/Forschung/Klimapolitik/docs/2005/Publ/Michaelowa_Jotzo_Transaction.pdf.

Michaelowa, A.; Stronzik, M. (2002), Transaction costs of the Kyoto Mechanisms, HWWA Discussion Paper 175, http://www.hwwa.de/Forschung/Publikationen/Discussion_Paper/2002/175.pdf.

NIES/CGER (National Institute for Environmental Studies/Center for Global Environmental Research, 2006), Greenhouse Gas Emission Scenarios, Tsukuba, http://www-cger.nies.go.jp/scenario/index.html

Nordhaus, W. D.; Boyer, J. (2000), Warming the World: Economic Models of Global Warming, Cambridge/MA, MIT Press.

PointCarbon (2005), Kyoto parties pledge cash for CDM, 9th December http://www.pointcarbon.com/Home/News/All%20news/article12740-703.html

PointCarbon (2006a), UK government tries to clarify rules for CER buyers, 19th January, http://www.pointcarbon.com/Home/News/All%20news/article13365-703.html.

PointCarbon (2006b), CDM & JI Monitor, 28th June 2006, http://www.pointcarbon.com/getfile.php/fileelement_79698/CJM28062006_3.pdf.

PriceWaterhouseCoopers (2000), A Business View on Key Issues Relating to Kyoto Mechanisms. London.

Rose, A.; Stevens, B.; Edmonds, J.; Wise, M. (1998), International equity and differentiation in global warming policy, *Environmental and Resource Economics*, 12, 25-51.

Sawyer, W. C.; Sprinkle, R. L. (1999), The Demand for Imports and Exports in the World Economy, Aldershot, Asgate Publishing Company.

Schafhausen, F. (2004), Arbeitsgruppe „Emissionshandel zur Bekämpfung des Treibhauseffekts“ – Mandat, Berlin, http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/mandat_age_2004.pdf

Schneider, L.; Graichen, J.; Matz, N. (2005), Implications of the Clean Development Mechanism under the Kyoto Protocol on other Conventions, The case of HFC-23 destruction, *ELNI Review*, (1), 41-52

Shukla, P. et al. (2001), Integrated Modelling and Analysis of Long-term Energy and Emission Trajectories for India.

Sijm, J. P. M.; Ormel, F. T.; Martens, J. W.; Rooijen, S. N. M. van; Voogt, M. H., Wees, M. T. van; Zoeten-Dartenset, C. de (2000), Kyoto Mechanisms: The Role of Joint Implementation, the Clean Development Mechanism and Emissions Trading in Reducing Greenhouse Gas Emissions, ECN report C-00-026, Petten, The Netherlands, http://www.ecn.nl/docs/library/report/2000/c00026.pdf.

Tol, R. S. J. (2002), Estimates of the Damage Costs of Climate Change, *Environmental and Resource Economics*, 21, 47-73 and 135-160.

UN (United Nations, 1996), World Population Prospects: The 1996 Revision, New York.

UN (United Nations, 2002), World Population Prospects: The 2002 Revision, Statistics Population Division of the United Nations, New York.

UN (United Nations, 2005), Municipal Waste Treatment. UN Statistics Division, http://unstats.un.org/unsd/environment/wastetreatment.htm.

UNEP/RISOE (United Nations Environment Programme, Risø National Laboratory, 2005), Database on CDM project activities in the pipeline, http://www.cd4cdm.org/Publications/CDMpipeline.xls.

UNEP/WMO/OECD/IEA (1996), Revised 1996 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories: Reference Manual (Volume 3), http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gl/invs6.htm.

UNEP/WMO/OECD/IEA (2000), Good practice guidance and uncertainty management in national greenhouse gas inventories, http://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/gp/english/.

UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change, 1992), United Nations Framework Convention on Climate Change, New York, 9th May 1992, in force 21st March 1994, 31 ILM 849.

UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change, 2002): Report of the Conference of the Parties on its seventh session, held at Marrakesh from 29th October to 10th November 2001. Part one: Proceedings, http://unfccc.int/resource/docs/cop7/13.pdf

UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change,2005), Approved business as usual methodology AM0021, Business as usual Methodology for decomposition of N_2O from existing adipic acid production plants, UNFCCC, CDM-Executive Board, 21st February 2005.

Vrolijk, C. (1999), The potential Size of the CDM, *Global Greenhouse Emissions Trader*, (6).

Vuuren, D. van et al. (2003), Energy and emission scenarios for China in the 21st century, National Institute of Public Health and the Environment (RIVM, Netherlands) and Energy Research Institute (ERI), China.

Weyant, J., (ed., 1999), The Costs of the Kyoto Protocol: A Multi-Model Evaluation, *The Energy Journal*, Special Issue.

World Bank (1999), What a Waste, Solid Waste Management in Asia, Washington DC.

Zhang, Z. X. (1999), Estimating the Size of the Potential Market for the Kyoto Flexibility Mechanisms, Faculty of Law and Faculty of Economics, University of Groningen, The Netherlands.

Ziesing, Hans-Joachim (2006), CO_2-Emissionen in Deutschland im Jahre 2005 deutlich gesunken. *DIW-Wochenbericht*, (12), 153-162.

8 Anhang

8.1 Ergebnisse der Delphi-Umfrage

Tabelle 30: Background, experience and origin of experts (Question 1)

	1st round	2nd round
Background	231	94
Consultant	52	14
Research organisation	46	14
Government representative	41	15
NGO	18	10
Project developer	14	7
Enterprise buying CERs and/or ERUs	10	6
Development cooperation agency	9	5
Multilateral organisation	9	3
Public buyer of CERs and/or ERUs	8	4
Other	8	5
Broker	7	6
Designated Operational Entity	6	4
Business association	2	1
Bank	1	
Background group	231	94
Consultants	72	25
Officials	59	23
Research	46	14
Business	28	17
NGO	18	10
Other	8	5
Experience	212	90
0 - 2 years	43	16
3 - 5 years	98	41
6 - 10 years	61	28
more than 10 years	10	5
Country	226	94
EU-15	107	44
Rest of industrialized countries	34	17
USA	23	11
Rest of Latin America	16	8
EU-10	9	1
Rest of Asia	9	1
Africa	8	4
India	8	4
Brazil	6	1
Former Soviet Union	5	3
China	1	
Region	226	94
Europe	116	45
Other	34	17
USA	23	11
Latin America	22	9
Asia	18	5
Africa	8	4
Former Soviet Union	5	3
Industrialised or developing country	226	94
Industrialized countries	178	76
Developing countries	48	18

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 31: Number of answers to each question

	Round	Answers	I don't know	total
At least one answer	1st	234		234
	2nd	98		98
Question 2	1st	221		221
	2nd	78		78
Question 3	1st	188	16	204
	2nd	82	2	84
Question 4	1st	194		194
	2nd	76		76
Question 5	1st	130	84	214
	2nd	57	20	77
Question 6	1st	112	74	186
	2nd	55	23	78
Question 7	1st	186		186
	2nd	76		76
Question 8	1st	119	63	182
	2nd	53	21	74
Question 9	1st	160	27	187
	2nd	69	6	75
Question 10	1st	142	33	175
	2nd	68	8	76
Question 11	1st	89	73	162
	2nd	44	29	73
Question 12	1st	58	107	165
	2nd	33	37	70
Question 13	1st	147	34	181
	2nd	68	7	75
Question 14	1st	147	33	180
	2nd	67	7	74
Question 15	1st	93	77	170
	2nd	51	23	74
Question 16	1st	109		109
	2nd	72		72
Question 17	1st	112		112
	2nd	46		46

Quelle: Öko-Institut

8.1.1 Erste Runde

Tabelle 32: What are the most important barriers to the implementation of CDM projects? (Question 2)

	All	Business	Consultants	NGO	Officials	Research	IC	DC	EU-25	USA
n	221	26	68	17	54	40	163	48	107	19
CDM	- share of all answers -									
Time consuming approval and registration process	67%	92%	69%	59%	59%	63%	70%	60%	75%	79%
Uncertainty about demand for carbon credits after 2012	63%	65%	63%	65%	57%	65%	64%	56%	64%	63%
Project implementation and operation risks (national approval, validation, registration, technical failure, etc)	63%	62%	60%	59%	69%	60%	63%	60%	64%	74%
Lack of knowledge about the CDM/JI	50%	46%	46%	59%	61%	45%	46%	60%	49%	47%
Difficulties in preparing relevant documents (PDD, determination of baseline etc.)	43%	27%	44%	53%	43%	43%	42%	46%	44%	47%
Lack of access to capital	38%	35%	44%	35%	37%	30%	32%	56%	30%	21%
Difficulties in establishing contacts between project developers and potential investors	31%	15%	31%	47%	35%	25%	25%	48%	21%	26%
Lack of upfront payment for CERs or ERUs	31%	15%	40%	41%	24%	25%	27%	38%	28%	21%
Low market price for emission allowances	26%	8%	26%	47%	17%	33%	21%	35%	14%	32%
Validation costs / requirements	26%	8%	31%	24%	17%	43%	23%	38%	23%	21%
Monitoring costs / requirements	19%	12%	22%	18%	9%	35%	17%	25%	19%	21%
Projects are not easily replicable	13%	12%	10%	12%	17%	13%	12%	17%	11%	21%
Share of proceeds (CDM)	8%		9%	18%	9%	10%	6%	19%	7%	11%
Problems in project development not specifically related to CDM or JI										
JI	- share of all answers -									
Project implementation and operation risks (national approval, validation, registration, technical failure, etc)	40%	58%	35%	35%	48%	35%	49%	10%	53%	58%
Uncertainty about demand for carbon credits after 2012	39%	42%	35%	35%	37%	40%	47%	6%	49%	53%
Lack of knowledge about the CDM/JI	35%	42%	29%	41%	50%	23%	41%	15%	43%	42%
Time consuming approval and registration process	34%	54%	24%	12%	41%	40%	43%	8%	50%	42%
Difficulties in preparing relevant documents (PDD, determination of baseline etc.)	23%	15%	18%	24%	35%	18%	27%	8%	31%	32%
Difficulties in establishing contacts between project developers and potential investors	18%	12%	16%	35%	20%	13%	20%	10%	15%	21%
Low market price for emission allowances	15%	12%	15%	12%	9%	23%	17%	6%	13%	32%
Lack of upfront payment for CERs or ERUs	14%	4%	16%	18%	17%	13%	16%	6%	18%	16%
Validation costs / requirements	14%	4%	13%	12%	15%	20%	17%	6%	17%	21%
Lack of access to capital	12%	12%	12%	12%	17%	3%	14%	4%	10%	16%
Monitoring costs / requirements	10%	8%	7%	12%	11%	18%	12%	6%	14%	16%
Projects are not easily replicable	8%	12%	6%	6%	9%	10%	10%		10%	16%
Problems in project development not specifically related to CDM or JI										

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 33: Which measures do you consider most important to overcome the barriers to the project-based mechanism? (Question 3)

	n	Very important	Important	Less important	Not important	I don't know
		- share of all answers -				
Strengthen international institutions						
CDM Executive Board						
All	204	59%	31%	6%	4%	4%
Business	25	86%	9%	5%		
Consultants	64	65%	23%	8%	3%	3%
NGO	15	29%	64%	7%		
Officials	48	60%	30%	5%	5%	4%
Research	38	46%	40%	6%	9%	5%
IC	149	58%	31%	6%	4%	4%
DC	46	59%	32%	7%	2%	
EU-25	93	62%	31%	2%	5%	2%
USA	19	56%	25%	13%	6%	16%
CDM Methodological Panel						
All	204	63%	29%	6%	2%	3%
Business	25	96%	4%			
Consultants	64	60%	33%	7%		2%
NGO	15	43%	43%	14%		
Officials	48	68%	23%	7%	2%	4%
Research	38	49%	37%	9%	6%	5%
IC	149	61%	30%	8%	1%	3%
DC	46	67%	28%	2%	2%	
EU-25	93	63%	29%	7%	1%	2%
USA	19	53%	41%		6%	11%
JI Supervisory Committee						
All	204	34%	40%	22%	4%	20%
Business	25	65%	25%	10%		9%
Consultants	64	27%	37%	34%	2%	24%
NGO	15	29%	43%	29%		46%
Officials	48	31%	51%	14%	3%	17%
Research	38	24%	41%	24%	10%	12%
IC	149	33%	40%	23%	4%	16%
DC	46	29%	48%	19%	5%	36%
EU-25	93	36%	40%	20%	4%	12%
USA	19	18%	45%	27%	9%	39%
UNFCCC Secretariat						
All	204	21%	37%	31%	11%	8%
Business	25	29%	33%	29%	10%	9%
Consultants	64	19%	36%	42%	4%	9%
NGO	15	23%	31%	31%	15%	13%
Officials	48	32%	34%	20%	15%	5%
Research	38	9%	44%	32%	15%	6%
IC	149	16%	40%	33%	11%	9%
DC	46	33%	30%	28%	10%	5%
EU-25	93	13%	44%	38%	5%	8%
USA	19	18%	12%	35%	35%	11%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 33: Which measures do you consider most important to overcome the barriers to the project-based mechanism?(Question 3) – continued

	n	Very important	Important	Less important	Not important	I don't know
		- share of all answers -				
Strengthen international institutions						
Simplify procedures						
All	204	58%	25%	12%	5%	1%
Business	25	75%	21%	4%		
Consultants	64	56%	30%	10%	5%	
NGO	15	21%	29%	29%	21%	7%
Officials	48	62%	18%	16%	4%	2%
Research	38	57%	30%	8%	5%	
IC	149	55%	27%	13%	6%	1%
DC	46	70%	16%	9%	5%	
EU-25	93	60%	24%	10%	7%	1%
USA	19	47%	26%	16%	11%	
Concretise procedures						
All	204	40%	44%	13%	2%	3%
Business	25	59%	23%	18%		
Consultants	64	33%	44%	21%	2%	2%
NGO	15	38%	38%	23%		7%
Officials	48	49%	42%	7%	2%	4%
Research	38	26%	69%	3%	3%	3%
IC	149	38%	48%	12%	2%	4%
DC	46	50%	30%	20%		
EU-25	93	41%	49%	8%	1%	1%
USA	19	33%	44%	17%	6%	5%
Clarify procedures						
All	204	48%	39%	12%	1%	1%
Business	25	54%	29%	17%		
Consultants	64	51%	39%	10%		
NGO	15	33%	33%	33%		
Officials	48	49%	44%	2%	5%	2%
Research	38	39%	50%	11%		
IC	149	45%	42%	12%	1%	1%
DC	46	57%	31%	12%		
EU-25	93	42%	47%	9%	2%	
USA	19	50%	28%	22%		
Remove share of proceeds						
All	204	5%	10%	47%	38%	22%
Business	25	5%	11%	53%	32%	14%
Consultants	64	2%	7%	50%	41%	19%
NGO	15	11%	11%	33%	44%	36%
Officials	48	6%	15%	36%	42%	18%
Research	38	8%	8%	52%	32%	29%
IC	149	4%	10%	49%	38%	23%
DC	46	9%	13%	44%	34%	16%
EU-25	93	6%	10%	45%	39%	18%
USA	19		11%	67%	22%	53%
Streamline national approval process						
All	204	26%	47%	21%	7%	6%
Business	25	38%	38%	19%	5%	9%
Consultants	64	25%	47%	20%	7%	2%
NGO	15	25%	33%	33%	8%	20%
Officials	48	26%	38%	29%	7%	5%
Research	38	18%	67%	6%	9%	8%
IC	149	23%	53%	17%	7%	8%
DC	46	34%	27%	32%	7%	
EU-25	93	22%	56%	18%	5%	8%
USA	19	31%	38%	6%	25%	16%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 33: Which measures do you consider most important to overcome the barriers to the project-based mechanism?(Question 3) – continued

	n	Very important	Important	Less important	Not important	I don't know
		- share of all answers -				
PDD pre-check by designated operational entity or other institution						
All	204	9%	45%	33%	13%	7%
Business	25	19%	38%	24%	19%	5%
Consultants	64	9%	36%	39%	16%	5%
NGO	15	21%	43%	36%		
Officials	48	8%	68%	19%	5%	10%
Research	38		41%	41%	19%	9%
IC	149	9%	47%	31%	13%	6%
DC	46	11%	42%	36%	11%	5%
EU-25	93	5%	51%	31%	13%	7%
USA	19	12%	29%	41%	18%	6%
Intensify capacity building for PDD preparation and baseline development						
All	204	24%	40%	27%	9%	2%
Business	25	10%	43%	33%	14%	5%
Consultants	64	18%	39%	30%	13%	2%
NGO	15	27%	33%	27%	13%	
Officials	48	37%	41%	20%	2%	2%
Research	38	29%	40%	26%	6%	
IC	149	16%	45%	30%	9%	2%
DC	46	49%	26%	16%	9%	
EU-25	93	16%	43%	32%	9%	2%
USA	19	6%	39%	28%	28%	5%
Standardisation of baselines						
All	204	40%	47%	9%	4%	3%
Business	25	33%	48%	14%	5%	13%
Consultants	64	35%	47%	11%	6%	
NGO	15	14%	71%	7%	7%	
Officials	48	51%	40%	9%		4%
Research	38	53%	39%	6%	3%	3%
IC	149	36%	51%	10%	4%	4%
DC	46	57%	30%	9%	5%	
EU-25	93	41%	51%	8%		6%
USA	19	32%	42%	11%	16%	
Standardisation of the monitoring process						
All	204	34%	42%	19%	4%	4%
Business	25	24%	33%	33%	10%	5%
Consultants	64	21%	48%	28%	3%	2%
NGO	15	15%	62%	15%	8%	7%
Officials	48	50%	34%	11%	5%	6%
Research	38	53%	42%	6%		3%
IC	149	29%	46%	21%	4%	5%
DC	46	52%	31%	12%	5%	
EU-25	93	34%	42%	20%	4%	4%
USA	19	33%	39%	17%	11%	5%
Pooling of similar projects (use of same baseline etc.)						
All	204	34%	47%	15%	4%	3%
Business	25	22%	48%	26%	4%	
Consultants	64	30%	50%	15%	5%	3%
NGO	15	29%	57%	7%	7%	
Officials	48	33%	44%	20%	2%	2%
Research	38	54%	31%	9%	6%	5%
IC	149	30%	48%	18%	4%	4%
DC	46	48%	41%	9%	2%	
EU-25	93	32%	46%	18%	4%	5%
USA	19	37%	42%	11%	11%	

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 33: Which measures do you consider most important to overcome the barriers to the project-based mechanism?(Question 3) – continued

	n	Very important	Important	Less important	Not important	I don't know
		- share of all answers -				
Information campaigns about the CDM and JI in general among companies in the investor and host countries						
All	204	20%	37%	29%	14%	1%
Business	25	10%	19%	52%	19%	
Consultants	64	10%	43%	37%	10%	2%
NGO	15	21%	21%	36%	21%	
Officials	48	33%	38%	20%	9%	
Research	38	27%	42%	12%	18%	3%
IC	149	16%	36%	32%	15%	1%
DC	46	29%	44%	17%	10%	
EU-25	93	12%	39%	31%	18%	
USA	19	18%	18%	35%	29%	11%
Public procurement tenders						
All	204	14%	36%	36%	14%	8%
Business	25	15%	25%	40%	20%	5%
Consultants	64	9%	31%	46%	13%	8%
NGO	15	21%	57%	7%	14%	
Officials	48	13%	37%	34%	16%	14%
Research	38	19%	34%	34%	13%	9%
IC	149	10%	36%	38%	16%	8%
DC	46	27%	35%	30%	8%	10%
EU-25	93	6%	29%	45%	19%	7%
USA	19	17%	50%	11%	22%	5%
Private carbon funds						
All	204	21%	43%	25%	11%	5%
Business	25	29%	42%	21%	8%	
Consultants	64	31%	31%	28%	10%	3%
NGO	15		71%	14%	14%	
Officials	48	15%	50%	25%	10%	9%
Research	38	13%	42%	32%	13%	9%
IC	149	17%	43%	28%	12%	6%
DC	46	34%	41%	17%	7%	2%
EU-25	93	18%	36%	30%	16%	3%
USA	19	18%	53%	12%	18%	11%
Public-private partnerships						
All	204	19%	48%	22%	12%	6%
Business	25	14%	48%	19%	19%	
Consultants	64	22%	38%	27%	13%	7%
NGO	15	13%	53%	13%	20%	
Officials	48	18%	54%	23%	5%	5%
Research	38	17%	48%	24%	10%	12%
IC	149	16%	44%	27%	13%	7%
DC	46	23%	60%	8%	10%	2%
EU-25	93	16%	43%	28%	14%	4%
USA	19	18%	35%	24%	24%	11%
Upfront payment for CERs or ERUs						
All	204	24%	44%	24%	8%	5%
Business	25	14%	48%	29%	10%	5%
Consultants	64	29%	43%	16%	12%	2%
NGO	15	8%	42%	33%	17%	14%
Officials	48	27%	41%	27%	5%	5%
Research	38	18%	50%	32%		13%
IC	149	17%	48%	26%	10%	7%
DC	46	45%	30%	23%	3%	2%
EU-25	93	16%	47%	30%	8%	4%
USA	19	13%	47%	13%	27%	21%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 33: Which measures do you consider most important to overcome the barriers to the project-based mechanism? (Question 3) – continued

	n	Very important	Important	Less important	Not important	I don't know
		- share of all answers -				
Special credit lines for financing investments in CDM or JI projects (e.g. in combination with procurement tenders)						
All	204	29%	46%	20%	5%	10%
Business	25	32%	42%	21%	5%	10%
Consultants	64	30%	51%	18%	2%	5%
NGO	15	17%	25%	33%	25%	14%
Officials	48	22%	46%	30%	3%	12%
Research	38	27%	57%	7%	10%	12%
IC	149	22%	50%	21%	7%	11%
DC	46	45%	39%	16%		5%
EU-25	93	22%	49%	22%	7%	13%
USA	19	27%	27%	20%	27%	17%
Investor's forum (carbon expo, etc.)						
All	204	12%	40%	38%	10%	3%
Business	25	9%	41%	36%	14%	
Consultants	64	20%	37%	36%	7%	3%
NGO	15		31%	54%	15%	7%
Officials	48	17%	46%	29%	7%	5%
Research	38		34%	47%	19%	3%
IC	149	11%	37%	41%	11%	4%
DC	46	15%	50%	28%	8%	
EU-25	93	13%	30%	43%	14%	5%
USA	19		24%	59%	18%	11%
Set up a clearing house for CDM and JI projects						
All	204	19%	37%	34%	11%	11%
Business	25	11%	21%	47%	21%	10%
Consultants	64	27%	29%	31%	14%	17%
NGO	15	14%	21%	50%	14%	7%
Officials	48	10%	63%	20%	8%	11%
Research	38	21%	36%	36%	6%	6%
IC	149	14%	36%	39%	11%	11%
DC	46	32%	41%	19%	8%	12%
EU-25	93	10%	37%	41%	12%	13%
USA	19	17%	22%	39%	22%	5%
Debt guarantees for national project developers						
All	204	14%	43%	35%	8%	17%
Business	25	6%	39%	50%	6%	14%
Consultants	64	20%	47%	29%	4%	20%
NGO	15	10%	30%	50%	10%	23%
Officials	48	6%	48%	36%	9%	15%
Research	38	7%	48%	28%	17%	15%
IC	149	9%	41%	39%	11%	19%
DC	46	19%	56%	25%		10%
EU-25	93	10%	37%	42%	10%	17%
USA	19	7%	21%	36%	36%	26%
Debt guarantees for exporters of technologies for CDM or JI projects						
All	204	15%	35%	40%	10%	19%
Business	25	12%	41%	35%	12%	19%
Consultants	64	23%	38%	30%	9%	20%
NGO	15	10%	10%	60%	20%	23%
Officials	48	3%	41%	47%	9%	16%
Research	38	11%	36%	39%	14%	15%
IC	149	14%	33%	40%	14%	21%
DC	46	14%	40%	43%	3%	10%
EU-25	93	16%	34%	39%	10%	16%
USA	19	18%	9%	36%	36%	42%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 33: Which measures do you consider most important to overcome the barriers to the project-based mechanism? (Question 3) – continued

	n	Very important	Important	Less important	Not important	I don't know
		- share of all answers -				
Cooperation with chambers of commerce and national investment authorities						
All	204	14%	36%	38%	13%	10%
Business	25	6%	18%	53%	24%	15%
Consultants	64	14%	42%	40%	4%	14%
NGO	15	23%	15%	38%	23%	7%
Officials	48	17%	42%	28%	14%	8%
Research	38	6%	45%	30%	18%	3%
IC	149	9%	33%	41%	17%	10%
DC	46	23%	49%	29%		8%
EU-25	93	9%	32%	39%	19%	9%
USA	19	6%	19%	50%	25%	16%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 34: Which CDM or JI project types are particularly attractive from …? (Question 4)

	All	Business	Consultants	NGO	Officials	Research	IC	DC	EU-25	USA
n	194	23	61	15	44	36	138	46	87	16
a) the investor's perspective	- share of all answers -									
Landfills	70%	78%	77%	47%	68%	64%	72%	61%	69%	75%
HFC23 from HCFC22 production	64%	52%	77%	60%	57%	58%	62%	65%	66%	63%
Wind power generation	58%	70%	62%	60%	52%	53%	56%	63%	48%	56%
Fuel switch in energy and industry	57%	78%	59%	40%	57%	47%	55%	63%	55%	63%
N_2O from nitric or adipic acid production	51%	52%	64%	27%	48%	44%	51%	50%	51%	50%
Biomass power generation	47%	74%	46%	53%	41%	42%	48%	46%	46%	56%
Coal Mine Methane	53%	61%	72%	33%	41%	36%	56%	43%	59%	44%
Supply-side efficiency	39%	48%	36%	33%	36%	47%	38%	41%	38%	50%
Large hydro power generation	48%	43%	51%	53%	50%	50%	47%	52%	51%	31%
Small hydro power generation	27%	26%	33%	7%	34%	19%	24%	37%	15%	44%
Demand-side efficiency	24%	35%	26%	20%	20%	28%	26%	22%	23%	38%
Afforestation and reforestation	22%	17%	15%	20%	27%	39%	22%	22%	24%	25%
Carbon capture and storage	33%	30%	30%	33%	39%	36%	33%	37%	30%	31%
Waste water treatment	33%	39%	46%	20%	23%	25%	36%	28%	34%	38%
Solar thermal power generation	18%	26%	15%	20%	18%	19%	18%	17%	21%	31%
Photovoltaics	16%	22%	15%	20%	14%	22%	16%	17%	20%	19%
Geothermal power generation	29%	35%	30%	33%	30%	25%	32%	20%	33%	13%
Transport	16%	13%	20%	13%	16%	19%	17%	15%	17%	19%
b) the government of the host country's perspective										
Biomass power generation	73%	48%	74%	87%	73%	75%	65%	89%	67%	63%
Small hydro power generation	65%	39%	79%	53%	66%	64%	59%	80%	52%	69%
Wind power generation	65%	52%	70%	73%	73%	53%	61%	72%	63%	56%
Transport	64%	43%	70%	60%	66%	61%	58%	76%	57%	50%
Landfills	62%	48%	66%	40%	75%	56%	57%	78%	54%	63%
Demand-side efficiency	56%	48%	62%	60%	48%	61%	54%	61%	52%	50%
Fuel switch in energy and industry	61%	43%	59%	67%	75%	58%	61%	61%	66%	56%
Afforestation and reforestation	56%	35%	61%	67%	61%	50%	50%	76%	46%	63%
Waste water treatment	49%	39%	57%	33%	55%	44%	44%	65%	43%	50%
Supply-side efficiency	52%	39%	52%	80%	48%	50%	49%	57%	48%	38%
Photovoltaics	48%	30%	52%	60%	41%	56%	44%	59%	46%	44%
Large hydro power generation	38%	22%	43%	27%	55%	25%	35%	48%	36%	31%
Solar thermal power generation	48%	30%	51%	47%	48%	50%	43%	57%	44%	50%
Geothermal power generation	52%	35%	52%	47%	66%	44%	51%	50%	53%	44%
Coal Mine Methane	33%	22%	41%	20%	34%	28%	32%	37%	28%	50%
N_2O from nitric or adipic acid production	18%	26%	13%	13%	23%	17%	19%	15%	21%	6%
Carbon capture and storage	22%	22%	25%	13%	27%	17%	18%	33%	21%	31%
HFC23 from HCFC22 production	20%	22%	15%	20%	25%	17%	21%	17%	22%	19%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 35: What do you expect will be the typical transaction costs for the development of CDM and JI projects by 2010? (Question 5)

	n	Less than 50,000 US$	50,000 - 100,000 US$	100,000 - 200,000 US$	More than 200,000 US$	I don't know
		- share of all answers -				
CDM large scale projects	**194**	**9%**	**38%**	**36%**	**17%**	**20%**
Business	23	11%	33%	44%	11%	22%
Consultants	63	7%	30%	41%	21%	22%
NGO	14	10%	50%	20%	20%	29%
Officials	45	10%	40%	37%	13%	29%
Research	36	15%	41%	30%	15%	25%
IC	141	11%	33%	41%	14%	23%
DC	45	2%	46%	27%	24%	9%
EU-25	87	13%	35%	44%	8%	28%
USA	17		33%	27%	40%	12%
CDM small scale projects	**194**	**51%**	**39%**	**9%**	**1%**	**19%**
Business	23	33%	56%	11%		22%
Consultants	63	48%	43%	7%	2%	22%
NGO	14	55%	27%	9%	9%	21%
Officials	45	48%	42%	10%		26%
Research	36	70%	26%	4%		25%
IC	141	49%	42%	7%	2%	21%
DC	45	58%	30%	13%		9%
EU-25	87	47%	44%	8%	2%	26%
USA	17	47%	33%	13%	7%	12%
JI first track projects	**194**	**52%**	**31%**	**14%**	**3%**	**46%**
Business	23	44%	38%	19%		27%
Consultants	63	47%	29%	18%	6%	27%
NGO	14		50%	50%		83%
Officials	45	65%	20%	10%	5%	52%
Research	36	60%	33%	7%		53%
IC	141	54%	30%	12%	4%	40%
DC	45	25%	38%	38%		76%
EU-25	87	49%	35%	13%	4%	35%
USA	17	63%	13%	25%		53%
JI second track projects	**194**	**25%**	**40%**	**26%**	**8%**	**46%**
Business	23	33%	33%	27%	7%	29%
Consultants	63	20%	34%	37%	9%	29%
NGO	14			100%		83%
Officials	45	26%	47%	11%	16%	55%
Research	36	40%	47%	7%	7%	53%
IC	141	26%	39%	27%	9%	40%
DC	45	14%	43%	29%	14%	79%
EU-25	87	26%	37%	31%	6%	35%
USA	17	13%	50%	13%	25%	53%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 36: What do you expect will be the typical annual costs for the monitoring and verification of CDM or JI projects by 2010? (Question 6)

	n	Less than 5,000 US$	5,000 - 10,000 US$	10,000 - 20,000 US$	20,000 - 50,000 US$	More than 50,000 US$	I don't know
		- share of all answers -					
Renewables	**186**	**23%**	**38%**	**29%**	**7%**	**3%**	**28%**
Business	22	27%	33%	33%	7%		29%
Consultants	61	27%	35%	29%	8%		16%
NGO	13	13%	63%			25%	38%
Officials	43	23%	33%	30%	10%	3%	30%
Research	34	15%	45%	30%	5%	5%	41%
IC	137	22%	40%	31%	4%	2%	31%
DC	41	27%	30%	21%	15%	6%	20%
EU-25	84	21%	46%	26%	4%	4%	31%
USA	17	17%	42%	42%			29%
Fuel switch in energy and industry sectors	**186**	**19%**	**37%**	**31%**	**7%**	**7%**	**33%**
Business	22	13%	27%	47%	13%		29%
Consultants	61	27%	31%	29%	10%	2%	19%
NGO	13		20%	20%		60%	62%
Officials	43	15%	48%	22%	7%	7%	37%
Research	34	16%	32%	42%		11%	44%
IC	137	20%	41%	31%	4%	5%	38%
DC	41	15%	21%	33%	18%	12%	18%
EU-25	84	21%	49%	23%	2%	6%	36%
USA	17		40%	50%		10%	41%
Supply-side efficiency	**186**	**15%**	**34%**	**38%**	**10%**	**4%**	**39%**
Business	22	17%	17%	58%	8%		40%
Consultants	61	21%	26%	33%	19%		28%
NGO	13		50%	17%	17%	17%	54%
Officials	43	4%	52%	35%	4%	4%	47%
Research	34	16%	37%	37%		11%	44%
IC	137	16%	35%	40%	6%	3%	43%
DC	41	11%	29%	32%	21%	7%	30%
EU-25	84	15%	42%	38%	4%	2%	41%
USA	17		25%	38%	25%	13%	53%
Carbon capture and storage (CCS)	**186**	**8%**	**23%**	**27%**	**24%**	**19%**	**46%**
Business	22	17%	17%	33%	25%	8%	37%
Consultants	61	12%	26%	26%	24%	12%	42%
NGO	13		50%		17%	33%	54%
Officials	43	5%	19%	29%	33%	14%	49%
Research	34	6%	13%	25%	19%	38%	53%
IC	137	7%	21%	28%	23%	21%	47%
DC	41	14%	27%	18%	27%	14%	44%
EU-25	84	4%	24%	31%	24%	16%	45%
USA	17				33%	67%	47%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 36: What do you expect will be the typical annual costs for the monitoring and verification of CDM or JI projects by 2010? (Question 6) – continued

	n	Less than 5,000 US$	5,000 - 10,000 US$	10,000 - 20,000 US$	20,000 - 50,000 US$	More than 50,000 US$	I don't know
		- share of all answers -					
Demand-side efficiency	**186**	**8%**	**28%**	**31%**	**26%**	**7%**	**37%**
Business	22	8%	31%	38%	23%		38%
Consultants	61	14%	20%	30%	32%	5%	25%
NGO	13		57%			43%	42%
Officials	43	4%	32%	28%	32%	4%	40%
Research	34	6%	29%	35%	18%	12%	50%
IC	137	9%	29%	33%	25%	5%	41%
DC	41	7%	28%	28%	24%	14%	26%
EU-25	84	8%	30%	36%	22%	4%	40%
USA	17		33%	11%	33%	22%	47%
Non-CO2 projects	**186**	**17%**	**33%**	**43%**	**7%**	**1%**	**44%**
Business	22	25%	17%	58%			45%
Consultants	61	21%	33%	36%	10%		31%
NGO	13		40%	60%			62%
Officials	43	12%	35%	46%	4%	4%	40%
Research	34	9%	36%	36%	18%		67%
IC	137	17%	31%	49%	4%		47%
DC	41	16%	36%	28%	16%	4%	38%
EU-25	84	15%	33%	50%	2%		43%
USA	17		17%	67%	17%		65%
Transport	**186**	**5%**	**22%**	**32%**	**28%**	**13%**	**46%**
Business	22		25%	33%	42%		37%
Consultants	61	8%	19%	31%	28%	14%	39%
NGO	13		33%	33%		33%	54%
Officials	43	4%	12%	36%	32%	16%	42%
Research	34	8%	38%	23%	15%	15%	62%
IC	137	4%	26%	28%	31%	10%	49%
DC	41	8%	12%	38%	19%	23%	35%
EU-25	84	2%	29%	33%	33%	2%	48%
USA	17		22%	22%	22%	33%	47%
Afforestation and reforestation	**186**	**13%**	**27%**	**28%**	**20%**	**12%**	**44%**
Business	22		22%	56%	22%		50%
Consultants	61	23%	23%	23%	21%	10%	33%
NGO	13	20%	40%			40%	62%
Officials	43	5%	32%	32%	23%	9%	46%
Research	34	13%	27%	20%	27%	13%	55%
IC	137	11%	29%	25%	22%	14%	50%
DC	41	21%	21%	32%	21%	4%	30%
EU-25	84	8%	35%	23%	25%	10%	49%
USA	17			33%	22%	44%	47%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 37: What will be the three most important drivers for transaction costs by 2010? (Question 7)

	n	Most important	Second most important	Third most important	Impor-tance
		- share of all answers -			
PDD development (including baseline determination)	**186**	**46%**	**22%**	**19%**	**370**
Business	21	38%	29%	19%	40
Consultants	60	53%	20%	18%	131
NGO	13	38%	8%	31%	21
Officials	44	45%	20%	20%	87
Research	33	36%	24%	21%	59
IC	133	43%	21%	22%	256
DC	44	50%	23%	11%	91
EU-25	81	42%	20%	21%	151
USA	16	25%	19%	38%	24
Monitoring and verification	**186**	**16%**	**25%**	**21%**	**220**
Business	21	10%	19%	19%	18
Consultants	60	15%	22%	27%	69
NGO	13	15%	31%	8%	15
Officials	44	18%	25%	23%	56
Research	33	21%	30%	18%	47
IC	133	17%	27%	20%	164
DC	44	14%	18%	25%	45
EU-25	81	17%	28%	19%	103
USA	16	19%	38%	13%	23
Validation	**186**	**13%**	**24%**	**19%**	**197**
Business	21	14%	19%	24%	22
Consultants	60	8%	23%	22%	56
NGO	13	23%	23%	23%	18
Officials	44	11%	32%	14%	49
Research	33	24%	21%	15%	43
IC	133	16%	20%	23%	145
DC	44	7%	34%	11%	44
EU-25	81	15%	22%	23%	91
USA	16	38%	13%	19%	25
Negotiation of emission reduction purchase agreements	**186**	**11%**	**9%**	**14%**	**120**
Business	21	24%	14%	10%	23
Consultants	60	10%	15%	8%	41
NGO	13		8%	15%	4
Officials	44	9%	7%	18%	26
Research	33	6%	3%	18%	14
IC	133	10%	12%	14%	89
DC	44	14%	2%	11%	25
EU-25	81	9%	11%	11%	48
USA	16	6%	6%	25%	9

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 37: What will be the three most important drivers for transaction costs by 2010? (Question 7) – continued

	n	Most important	Second most important	Third most important	Impor-tance
		- share of all answers -			
Registration	**186**	**9%**	**4%**	**11%**	**86**
Business	21	14%		14%	12
Consultants	60	5%	7%	12%	24
NGO	13	15%	15%	8%	11
Officials	44	16%		9%	25
Research	33	3%	3%	9%	8
IC	133	9%	4%	9%	58
DC	44	11%	5%	18%	27
EU-25	81	11%	4%	7%	39
USA	16	6%	6%	6%	6
Host country approval	**186**	**4%**	**11%**	**9%**	**79**
Business	21		19%	14%	11
Consultants	60	3%	10%	8%	23
NGO	13	8%	8%	8%	6
Officials	44		11%	7%	13
Research	33	9%	12%	9%	20
IC	133	4%	13%	8%	59
DC	44	2%	9%	11%	16
EU-25	81	4%	10%	11%	34
USA	16	6%	19%		9

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 38: What project size is necessary to make a CDM or JI projects feasible (taking into account transaction costs)? (Question 8)

	n	Less than 10,000	10,000 - 20,000	20,000 - 50,000	50,000 - 100,000	100,000 - 250,000	250,000 - 500,000	More than 500,000	I don't know
		emission reductions during crediting period (t CO_2e)							
		- share of all answers -							
CDM large scale projects	**182**	**1%**	**3%**	**11%**	**21%**	**19%**	**22%**	**22%**	**22%**
Business	21		6%		35%	12%	24%	24%	19%
Consultants	59	2%	2%	15%	21%	15%	27%	17%	10%
NGO	12		13%		25%	13%		50%	33%
Officials	43		3%	3%	25%	16%	28%	25%	24%
Research	33			18%	9%	32%	14%	27%	33%
IC	130	1%	4%	9%	23%	18%	25%	21%	24%
DC	43			11%	22%	22%	19%	27%	14%
EU-25	79	2%	3%	7%	22%	22%	19%	24%	27%
USA	15			7%	21%	7%	36%	29%	7%
CDM small scale projects	**182**	**4%**	**27%**	**23%**	**21%**	**14%**	**7%**	**4%**	**21%**
Business	21		24%	24%	24%	24%		6%	19%
Consultants	59	4%	25%	31%	17%	15%	6%	2%	10%
NGO	12		33%	22%	11%	22%		11%	25%
Officials	43		28%	13%	28%	13%	13%	6%	24%
Research	33	10%	25%	20%	25%	5%	15%		35%
IC	130	5%	28%	22%	21%	13%	7%	4%	24%
DC	43		22%	28%	25%	14%	8%	3%	12%
EU-25	79	3%	24%	22%	21%	16%	9%	5%	27%
USA	15	14%	7%	21%	21%	14%	14%	7%	7%
JI first track projects	**182**	**6%**	**15%**	**17%**	**25%**	**16%**	**15%**	**6%**	**48%**
Business	21	6%	12%	18%	24%	12%	12%	18%	19%
Consultants	59	10%	10%	29%	19%	16%	16%		42%
NGO	12					100%			91%
Officials	43		16%	5%	32%	26%	11%	11%	51%
Research	33	8%	17%	8%	25%	8%	33%		60%
IC	130	7%	14%	17%	25%	16%	16%	5%	40%
DC	43			14%	29%	29%	14%	14%	79%
EU-25	79	2%	12%	22%	27%	16%	14%	8%	35%
USA	15	13%		13%	38%	13%	25%		47%
JI second track projects	**182**	**1%**	**10%**	**22%**	**22%**	**19%**	**14%**	**13%**	**48%**
Business	21		12%	18%	18%	12%	18%	24%	19%
Consultants	59	3%	13%	25%	19%	28%	3%	9%	41%
NGO	12							100%	91%
Officials	43			22%	33%	11%	28%	6%	54%
Research	33		15%	31%	15%	8%	15%	15%	57%
IC	130	1%	9%	23%	21%	18%	16%	12%	39%
DC	43			14%	29%	29%		29%	79%
EU-25	79	2%	8%	22%	20%	22%	16%	12%	35%
USA	15			13%	38%	13%	13%	25%	47%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 39: What is the overall risk associated with the generation of CERs or ERUs? (Question 9)

	n	Very low	Low	High	Very high	I don't know
		- share of all answers -				
Renewables	187	14%	54%	27%	5%	5%
Business	22	23%	55%	18%	5%	
Consultants	60	14%	45%	36%	5%	3%
NGO	14	8%	54%	31%	8%	7%
Officials	43	13%	61%	21%	5%	10%
Research	34	19%	56%	22%	3%	6%
IC	135	12%	55%	31%	2%	5%
DC	43	22%	49%	17%	12%	5%
EU-25	83	11%	53%	34%	3%	8%
USA	17	18%	53%	29%		
Fuel switch in energy and industry sectors	187	16%	61%	18%	5%	8%
Business	22	27%	50%	23%		
Consultants	60	9%	64%	20%	7%	7%
NGO	14	9%	82%		9%	15%
Officials	43	19%	61%	17%	3%	16%
Research	34	28%	50%	19%	3%	6%
IC	135	15%	63%	18%	5%	9%
DC	43	23%	59%	15%	3%	7%
EU-25	83	13%	64%	17%	5%	10%
USA	17	18%	53%	18%	12%	
Supply-side efficiency	187	10%	56%	31%	3%	15%
Business	22	10%	50%	30%	10%	5%
Consultants	60	6%	54%	36%	4%	15%
NGO	14		70%	30%		23%
Officials	43	13%	48%	39%		28%
Research	34	21%	59%	21%		9%
IC	135	10%	55%	33%	2%	16%
DC	43	12%	55%	27%	6%	18%
EU-25	83	9%	53%	35%	3%	16%
USA	17	13%	47%	40%		12%
Carbon capture and storage (CCS)	187	4%	11%	41%	44%	24%
Business	22		19%	33%	48%	5%
Consultants	60	2%	2%	59%	37%	31%
NGO	14		9%	27%	64%	21%
Officials	43	4%	14%	32%	50%	33%
Research	34	7%	18%	43%	32%	18%
IC	135	5%	9%	42%	43%	21%
DC	43	4%	18%	36%	43%	33%
EU-25	83	2%	10%	35%	54%	23%
USA	17	13%	7%	40%	40%	12%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 39: What is the overall risk associated with the generation of CERs or ERUs? (Question 9) – continued

	n	Very low	Low	High	Very high	I don't know
		- share of all answers -				
Demand-side efficiency	187	6%	28%	51%	15%	14%
Business	22	10%	24%	48%	19%	5%
Consultants	60	6%	26%	48%	20%	17%
NGO	14		45%	27%	27%	15%
Officials	43		35%	53%	12%	21%
Research	34	10%	27%	57%	7%	9%
IC	135	6%	30%	50%	15%	13%
DC	43	3%	29%	50%	18%	19%
EU-25	83	4%	27%	56%	13%	13%
USA	17	20%	33%	20%	27%	12%
Non-CO2 projects	187	20%	49%	30%	1%	21%
Business	22		68%	26%	5%	14%
Consultants	60	24%	49%	24%	2%	18%
NGO	14	10%	40%	50%		23%
Officials	43	27%	39%	33%		21%
Research	34	19%	52%	29%		36%
IC	135	21%	47%	31%	1%	21%
DC	43	16%	48%	32%	3%	23%
EU-25	83	20%	47%	31%	2%	23%
USA	17	17%	58%	25%		29%
Transport	187	3%	15%	49%	33%	13%
Business	22		5%	60%	35%	5%
Consultants	60	2%	13%	46%	40%	19%
NGO	14		25%	58%	17%	8%
Officials	43	3%	19%	44%	33%	16%
Research	34	10%	17%	50%	23%	12%
IC	135	3%	14%	52%	31%	13%
DC	43	3%	23%	40%	34%	15%
EU-25	83	3%	11%	52%	35%	20%
USA	17	13%	13%	44%	31%	6%
Afforestation and reforestation	187	6%	13%	44%	37%	14%
Business	22		5%	30%	65%	5%
Consultants	60	4%	9%	40%	47%	12%
NGO	14		10%	40%	50%	23%
Officials	43	6%	23%	49%	23%	19%
Research	34	17%	13%	53%	17%	12%
IC	135	4%	12%	44%	39%	14%
DC	43	11%	19%	43%	27%	12%
EU-25	83	3%	14%	42%	41%	13%
USA	17	7%	13%	40%	40%	12%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 40: Characteristics of project types: Project size (Question 10)

	n	Very small	Small	Large	Very large	I don't know
		- share of all answers -				
Renewables	175	6%	68%	23%	3%	10%
Business	20	5%	63%	26%	5%	10%
Consultants	57	9%	62%	29%		10%
NGO	13		92%	8%		8%
Officials	37	3%	74%	23%		16%
Research	33	7%	60%	20%	13%	9%
IC	123	5%	71%	21%	3%	9%
DC	42	11%	54%	29%	6%	13%
EU-25	72		69%	26%	5%	10%
USA	16	8%	85%	8%		13%
Fuel switch in energy and industry sectors	175	1%	20%	66%	13%	9%
Business	20		5%	68%	26%	9%
Consultants	57		30%	61%	9%	10%
NGO	13		18%	73%	9%	15%
Officials	37		25%	63%	13%	14%
Research	33		13%	80%	7%	6%
IC	123		15%	72%	12%	9%
DC	42		36%	50%	14%	10%
EU-25	72		13%	72%	15%	9%
USA	16		15%	77%	8%	13%
Supply-side efficiency	175		28%	64%	8%	17%
Business	20		18%	76%	6%	17%
Consultants	57		28%	60%	13%	17%
NGO	13		17%	83%		8%
Officials	37		46%	50%	4%	30%
Research	33		24%	72%	3%	9%
IC	123		26%	64%	9%	17%
DC	42		32%	62%	6%	15%
EU-25	72		23%	65%	12%	15%
USA	16		20%	80%		33%
Carbon capture and storage (CCS)	175	1%	15%	43%	41%	31%
Business	20		15%	54%	31%	31%
Consultants	57		21%	41%	38%	40%
NGO	13		10%	50%	40%	23%
Officials	37	5%	18%	41%	36%	41%
Research	33		4%	46%	50%	16%
IC	123	1%	13%	45%	40%	28%
DC	42		27%	41%	32%	42%
EU-25	72	2%	8%	49%	41%	24%
USA	16		11%	33%	56%	40%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 40: Characteristics of project types: Project size (Question 10) – continued

	n	Very small	Small	Large	Very large	I don't know
		- share of all answers -				
Demand-side efficiency	175	10%	57%	29%	5%	19%
Business	20	13%	50%	31%	6%	19%
Consultants	57	14%	59%	22%	5%	23%
NGO	13		73%	27%		8%
Officials	37	12%	50%	38%		26%
Research	33	4%	56%	30%	11%	16%
IC	123	11%	60%	25%	3%	19%
DC	42	6%	45%	39%	10%	18%
EU-25	72	10%	62%	25%	4%	20%
USA	16	9%	45%	36%	9%	27%
Non-CO2 projects	175	2%	14%	35%	49%	17%
Business	20	7%	13%	27%	53%	17%
Consultants	57		7%	36%	57%	12%
NGO	13	11%	11%	33%	44%	25%
Officials	37		18%	32%	50%	22%
Research	33		22%	35%	43%	26%
IC	123	1%	17%	33%	49%	17%
DC	42	3%	7%	33%	57%	21%
EU-25	72	2%	13%	35%	51%	17%
USA	16		36%	18%	45%	27%
Transport	175	4%	33%	52%	11%	24%
Business	20	15%	38%	38%	8%	24%
Consultants	57	3%	30%	55%	12%	30%
NGO	13		22%	67%	11%	31%
Officials	37	7%	26%	63%	4%	27%
Research	33		30%	52%	19%	16%
IC	123	6%	39%	50%	5%	27%
DC	42		15%	61%	24%	18%
EU-25	72	6%	43%	47%	4%	29%
USA	16		30%	70%		33%
Afforestation and reforestation	175	5%	33%	46%	17%	25%
Business	20	8%	17%	67%	8%	25%
Consultants	57	5%	35%	46%	14%	21%
NGO	13		25%	50%	25%	38%
Officials	37		61%	32%	7%	24%
Research	33	8%	17%	42%	33%	25%
IC	123	7%	35%	45%	13%	25%
DC	42		31%	45%	24%	24%
EU-25	72	4%	39%	45%	12%	26%
USA	16		20%	60%	20%	33%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 41: Characteristics of project types: Determination of the baseline (Question 10)

	n	Very easy	Easy	Difficult	Very difficult	I don't know
		- share of all answers -				
Renewables	175	13%	60%	24%	2%	6%
Business	20	16%	63%	21%		6%
Consultants	57	15%	57%	25%	4%	7%
NGO	13		70%	20%	10%	23%
Officials	37	20%	54%	26%		5%
Research	33	9%	66%	22%	3%	3%
IC	123	11%	61%	26%	2%	7%
DC	42	20%	55%	20%	5%	5%
EU-25	72	11%	62%	26%	2%	10%
USA	16	7%	53%	33%	7%	6%
Fuel switch in energy and industry sectors	175	12%	60%	27%	1%	9%
Business	20	16%	58%	26%		9%
Consultants	57	16%	49%	35%		11%
NGO	13		80%	10%	10%	23%
Officials	37	16%	59%	25%		11%
Research	33	10%	67%	23%		3%
IC	123	10%	61%	27%	1%	11%
DC	42	18%	55%	28%		5%
EU-25	72	15%	54%	31%		10%
USA	16	7%	67%	20%	7%	6%
Supply-side efficiency	175	4%	51%	41%	4%	13%
Business	20	6%	56%	39%		13%
Consultants	57	7%	41%	48%	4%	16%
NGO	13		50%	30%	20%	17%
Officials	37	3%	50%	40%	7%	17%
Research	33	3%	59%	38%		6%
IC	123	4%	57%	35%	4%	13%
DC	42	6%	27%	61%	6%	13%
EU-25	72	5%	51%	41%	3%	10%
USA	16		69%	23%	8%	19%
Carbon capture and storage (CCS)	175	10%	32%	35%	23%	29%
Business	20	7%	13%	53%	27%	29%
Consultants	57	12%	32%	32%	24%	37%
NGO	13	22%	33%	22%	22%	31%
Officials	37		36%	45%	18%	41%
Research	33	11%	33%	30%	26%	10%
IC	123	11%	32%	38%	20%	30%
DC	42	7%	29%	36%	29%	28%
EU-25	72	12%	24%	40%	24%	29%
USA	16		42%	42%	17%	25%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 41: Characteristics of project types: Determination of the baseline (Question 10) – continued

	n	Very easy	Easy	Difficult	Very difficult	I don't know
		- share of all answers -				
Demand-side efficiency	175	2%	16%	59%	23%	16%
Business	20	6%	29%	47%	18%	16%
Consultants	57	5%	7%	64%	25%	19%
NGO	13		20%	60%	20%	23%
Officials	37		21%	54%	25%	24%
Research	33		10%	72%	17%	6%
IC	123	3%	15%	55%	27%	18%
DC	42		18%	74%	9%	15%
EU-25	72	2%	12%	51%	36%	16%
USA	16	8%	15%	62%	15%	19%
Non-CO2 projects	175	12%	52%	30%	6%	21%
Business	20		75%	25%		21%
Consultants	57	9%	58%	28%	5%	22%
NGO	13	17%	33%	33%	17%	45%
Officials	37	17%	40%	33%	10%	19%
Research	33	14%	43%	33%	10%	28%
IC	123	11%	58%	26%	4%	24%
DC	42	10%	37%	40%	13%	17%
EU-25	72	15%	53%	28%	4%	23%
USA	16		64%	18%	18%	31%
Transport	175	1%	8%	38%	54%	14%
Business	20			50%	50%	14%
Consultants	57	2%	4%	30%	64%	15%
NGO	13		20%	50%	30%	23%
Officials	37		3%	41%	56%	14%
Research	33		17%	34%	48%	9%
IC	123	1%	6%	43%	50%	17%
DC	42		14%	27%	59%	8%
EU-25	72	2%	7%	35%	56%	17%
USA	16		8%	46%	46%	19%
Afforestation and reforestation	175	3%	8%	44%	45%	20%
Business	20			25%	75%	20%
Consultants	57	2%	9%	54%	35%	16%
NGO	13	13%		25%	63%	38%
Officials	37	4%	11%	50%	36%	24%
Research	33	4%	7%	43%	46%	13%
IC	123	2%	8%	44%	45%	21%
DC	42	6%	6%	47%	42%	12%
EU-25	72	4%	7%	44%	46%	19%
USA	16		8%	17%	75%	25%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 42: Characteristics of project types: Demonstration of additionality (Question 10)

	n	Very easy	Easy	Difficult	Very difficult	I don't know
		- share of all answers -				
Renewables	175	17%	47%	28%	7%	9%
Business	20	11%	56%	28%	6%	9%
Consultants	57	24%	38%	30%	8%	7%
NGO	13	27%	18%	45%	9%	15%
Officials	37	18%	53%	24%	6%	8%
Research	33	14%	57%	21%	7%	13%
IC	123	16%	48%	29%	7%	11%
DC	42	27%	49%	19%	5%	3%
EU-25	72	10%	51%	30%	10%	13%
USA	16		40%	47%	13%	6%
Fuel switch in energy and industry sectors	175	5%	45%	40%	10%	11%
Business	20	6%	39%	50%	6%	11%
Consultants	57	4%	43%	43%	11%	11%
NGO	13		27%	55%	18%	15%
Officials	37	6%	56%	28%	9%	14%
Research	33	7%	52%	33%	7%	13%
IC	123	5%	42%	42%	11%	14%
DC	42	6%	61%	31%	3%	5%
EU-25	72	7%	32%	45%	17%	14%
USA	16		53%	40%	7%	6%
Supply-side efficiency	175	3%	32%	53%	12%	15%
Business	20		24%	71%	6%	15%
Consultants	57	5%	27%	55%	14%	17%
NGO	13		42%	33%	25%	8%
Officials	37	3%	35%	45%	16%	16%
Research	33		36%	64%		19%
IC	123	3%	32%	53%	12%	17%
DC	42	3%	33%	58%	6%	13%
EU-25	72	3%	25%	54%	17%	16%
USA	16		38%	54%	8%	19%
Carbon capture and storage (CCS)	175	19%	41%	28%	12%	29%
Business	20	21%	36%	14%	29%	29%
Consultants	57	20%	49%	23%	9%	34%
NGO	13	10%	30%	30%	30%	23%
Officials	37	29%	29%	33%	8%	33%
Research	33	17%	46%	33%	4%	23%
IC	123	20%	39%	31%	10%	27%
DC	42	13%	46%	25%	17%	35%
EU-25	72	26%	26%	36%	12%	29%
USA	16	8%	58%	25%	8%	25%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 42: Characteristics of project types: Demonstration of additionality (Question 10) – continued

	n	Very easy	Easy	Difficult	Very difficult	I don't know
		- share of all answers -				
Demand-side efficiency	175	1%	22%	58%	18%	16%
Business	20		29%	47%	24%	16%
Consultants	57	5%	12%	63%	21%	19%
NGO	13		30%	60%	10%	17%
Officials	37		23%	58%	19%	16%
Research	33		27%	69%	4%	16%
IC	123	2%	22%	57%	19%	17%
DC	42		23%	71%	6%	16%
EU-25	72	2%	17%	59%	22%	16%
USA	16		15%	69%	15%	19%
Non-CO2 projects	175	14%	48%	29%	8%	21%
Business	20	7%	53%	33%	7%	21%
Consultants	57	23%	50%	20%	7%	15%
NGO	13	13%	38%	38%	13%	33%
Officials	37	7%	53%	30%	10%	19%
Research	33	5%	47%	32%	16%	37%
IC	123	13%	52%	26%	9%	23%
DC	42	10%	45%	34%	10%	19%
EU-25	72	16%	49%	24%	12%	25%
USA	16		50%	33%	17%	25%
Transport	175	1%	16%	47%	36%	17%
Business	20		23%	46%	31%	17%
Consultants	57	2%	13%	42%	42%	15%
NGO	13		40%	50%	10%	23%
Officials	37		6%	55%	39%	16%
Research	33	4%	24%	36%	36%	19%
IC	123	1%	14%	48%	37%	21%
DC	42	3%	26%	41%	29%	11%
EU-25	72	2%	11%	45%	42%	23%
USA	16		23%	46%	31%	19%
Afforestation and reforestation	175	6%	24%	46%	24%	23%
Business	20		29%	29%	43%	23%
Consultants	57	7%	26%	49%	19%	17%
NGO	13	14%	14%	57%	14%	42%
Officials	37	7%	17%	48%	28%	22%
Research	33	9%	22%	43%	26%	26%
IC	123	3%	25%	48%	24%	25%
DC	42	16%	23%	42%	19%	16%
EU-25	72	4%	21%	48%	27%	26%
USA	16		23%	46%	31%	19%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 43: Characteristics of project types: Sustainability benefits (Question 10)

	n	Very high	High	Low	Very low	I don't know
		- share of all answers -				
Renewables	175	55%	41%	4%	1%	2%
Business	20	50%	50%			2%
Consultants	57	61%	39%			2%
NGO	13	62%	31%	8%		
Officials	37	54%	43%	3%		5%
Research	33	55%	36%	9%		
IC	123	53%	44%	3%		2%
DC	42	63%	33%	5%		2%
EU-25	72	55%	41%	4%		1%
USA	16	47%	47%	7%		
Fuel switch in energy and industry sectors	175	13%	54%	26%	7%	3%
Business	20	20%	50%	25%	5%	3%
Consultants	57	8%	48%	33%	12%	4%
NGO	13	17%	33%	42%	8%	8%
Officials	37	21%	68%	12%		6%
Research	33	9%	59%	22%	9%	
IC	123	13%	55%	26%	6%	3%
DC	42	13%	55%	25%	8%	2%
EU-25	72	18%	56%	22%	4%	1%
USA	16	7%	33%	40%	20%	
Supply-side efficiency	175	11%	59%	25%	4%	7%
Business	20	11%	63%	21%	5%	7%
Consultants	57	8%	59%	27%	6%	8%
NGO	13	23%	23%	46%	8%	
Officials	37	23%	55%	23%		14%
Research	33	3%	74%	19%	3%	3%
IC	123	12%	60%	23%	5%	7%
DC	42	14%	54%	30%	3%	8%
EU-25	72	17%	56%	24%	3%	4%
USA	16		46%	38%	15%	13%
Carbon capture and storage (CCS)	175	4%	21%	38%	37%	16%
Business	20		12%	47%	41%	16%
Consultants	57		17%	39%	44%	23%
NGO	13	18%	9%	18%	55%	15%
Officials	37	3%	34%	45%	17%	19%
Research	33	3%	21%	41%	34%	6%
IC	123	2%	21%	45%	33%	15%
DC	42	3%	26%	26%	45%	21%
EU-25	72	3%	27%	42%	28%	13%
USA	16		15%	54%	31%	13%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 43: Characteristics of project types: Sustainability benefits (Question 10) – continued

	n	Very high	High	Low	Very low	I don't know
		- share of all answers -				
Demand-side efficiency	175	25%	59%	14%	1%	7%
Business	20	32%	47%	21%		7%
Consultants	57	31%	57%	12%		8%
NGO	13	23%	46%	31%		
Officials	37	32%	61%	6%		14%
Research	33	10%	71%	16%	3%	3%
IC	123	30%	58%	12%	1%	7%
DC	42	11%	65%	24%		8%
EU-25	72	27%	55%	17%	2%	4%
USA	16	31%	62%	8%		13%
Non-CO2 projects	175	9%	27%	43%	21%	17%
Business	20	13%	31%	44%	13%	17%
Consultants	57	10%	21%	44%	25%	11%
NGO	13	10%	10%	50%	30%	17%
Officials	37	13%	33%	37%	17%	19%
Research	33		33%	48%	19%	34%
IC	123	8%	28%	46%	18%	18%
DC	42	9%	27%	33%	30%	18%
EU-25	72	14%	34%	38%	14%	19%
USA	16		20%	70%	10%	33%
Transport	175	35%	54%	10%	2%	9%
Business	20	25%	56%	19%		9%
Consultants	57	44%	48%	8%		9%
NGO	13	23%	69%	8%		
Officials	37	34%	47%	16%	3%	11%
Research	33	38%	55%	3%	3%	9%
IC	123	34%	53%	12%	1%	10%
DC	42	38%	54%	5%	3%	8%
EU-25	72	36%	52%	10%	2%	10%
USA	16	31%	46%	23%		13%
Afforestation and reforestation	175	28%	44%	23%	5%	12%
Business	20	18%	41%	29%	12%	12%
Consultants	57	42%	35%	19%	4%	11%
NGO	13	40%	30%	20%	10%	23%
Officials	37	19%	58%	23%		16%
Research	33	16%	52%	26%	6%	6%
IC	123	24%	46%	25%	5%	14%
DC	42	37%	45%	13%	5%	7%
EU-25	72	20%	43%	33%	5%	13%
USA	16	8%	69%	15%	8%	13%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 44: What will be the typical mitigation costs in 2010? (Question 11)

	n	Less than 0 US$/t CO_2e	0 - 5 US$/t CO_2e	5 - 10 US$/t CO_2e	10 - 25 US$/t CO_2e	25 - 50 US$/t CO_2e	Higher than 50 US$/t CO_2e	I don't know
		- share of all answers -						
Large hydro	**162**	**6%**	**40%**	**28%**	**17%**	**6%**	**3%**	**44%**
Business	20	14%	43%	14%	21%	7%		30%
Consultants	52	7%	37%	30%	15%	4%	7%	46%
NGO	9		20%	40%	20%	20%		44%
Officials	36		44%	22%	22%	6%	6%	49%
Research	31		47%	29%	18%	6%		43%
IC	117	6%	38%	28%	20%	3%	5%	44%
DC	36		45%	30%	10%	15%		43%
EU-25	69	3%	47%	22%	22%		6%	46%
USA	15		17%	17%	33%	17%	17%	60%
Small hydro	**162**	**2%**	**19%**	**34%**	**29%**	**13%**	**3%**	**39%**
Business	20	7%	29%	29%	21%	7%	7%	30%
Consultants	52		18%	36%	25%	18%	4%	43%
NGO	9		17%	33%	17%	17%	17%	33%
Officials	36		14%	38%	33%	14%		42%
Research	31		26%	32%	37%	5%		34%
IC	117	1%	19%	35%	29%	13%	3%	39%
DC	36		23%	27%	32%	14%	5%	39%
EU-25	69	3%	16%	30%	32%	14%	5%	43%
USA	15		29%	43%	14%	14%		53%
Biomass	**162**	**4%**	**23%**	**36%**	**32%**	**5%**	**1%**	**36%**
Business	20	7%	13%	40%	33%	7%		25%
Consultants	52	3%	23%	29%	39%	3%	3%	37%
NGO	9		33%	17%	50%			33%
Officials	36		20%	55%	20%	5%		44%
Research	31	5%	24%	33%	38%			30%
IC	117	4%	18%	36%	35%	5%	1%	35%
DC	36		32%	36%	27%	5%		39%
EU-25	69	7%	16%	40%	28%	7%	2%	35%
USA	15				100%			60%
Wind	**162**	**1%**	**12%**	**32%**	**38%**	**13%**	**4%**	**38%**
Business	20	7%	13%	20%	40%	13%	7%	25%
Consultants	52		13%	43%	23%	17%	3%	40%
NGO	9			50%	50%			33%
Officials	36		5%	21%	53%	16%	5%	46%
Research	31		10%	30%	45%	10%	5%	31%
IC	117	1%	10%	32%	37%	15%	5%	36%
DC	36		5%	40%	45%	10%		43%
EU-25	69	2%	7%	31%	36%	17%	7%	36%
USA	15			17%	50%	33%		60%
Solar thermal power	**162**	**3%**	**10%**	**26%**	**26%**	**23%**	**11%**	**43%**
Business	20	7%	14%	7%	36%	21%	14%	30%
Consultants	52	4%	8%	25%	21%	29%	13%	51%
NGO	9	17%		50%		33%		33%
Officials	36		11%	39%	28%	11%	11%	49%
Research	31		11%	22%	28%	28%	11%	36%
IC	117	3%	11%	26%	21%	26%	14%	42%
DC	36	6%	6%	29%	35%	18%	6%	50%
EU-25	69	3%	13%	24%	13%	26%	21%	42%
USA	15		20%		20%	60%		67%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 44: What will be the typical mitigation costs in 2010? (Question 11) – continued

	n	Less than 0 US$/t CO_2e	0 - 5 US$/t CO_2e	5 - 10 US$/t CO_2e	10 - 25 US$/t CO_2e	25 - 50 US$/t CO_2e	Higher than 50 US$/t CO_2e	I don't know
		- share of all answers -						
Photovoltaics	**162**		**3%**	**13%**	**24%**	**29%**	**31%**	**41%**
Business	20		7%	14%	14%	29%	36%	30%
Consultants	52		4%	21%	7%	25%	43%	43%
NGO	9		17%		50%	17%	17%	33%
Officials	36			12%	47%	29%	12%	51%
Research	31			11%	28%	22%	39%	36%
IC	117		3%	9%	25%	26%	38%	39%
DC	36		6%	29%	18%	35%	12%	50%
EU-25	69		3%	8%	23%	20%	48%	38%
USA	15			17%		33%	50%	60%
Geothermal	**162**	**1%**	**14%**	**25%**	**35%**	**16%**	**8%**	**49%**
Business	20		21%	14%	43%	21%		30%
Consultants	52	4%	13%	30%	26%	17%	9%	53%
NGO	9			20%	60%	20%		38%
Officials	36		7%	33%	40%	7%	13%	57%
Research	31		19%	19%	31%	25%	6%	43%
IC	117	2%	14%	24%	35%	19%	6%	44%
DC	36		8%	25%	42%	8%	17%	64%
EU-25	69		14%	22%	39%	14%	11%	45%
USA	15		20%		60%	20%		67%
Landfills	**162**	**6%**	**48%**	**30%**	**9%**	**5%**	**1%**	**38%**
Business	20	7%	36%	43%	7%	7%		26%
Consultants	52	10%	48%	32%	3%	3%	3%	38%
NGO	9		25%	25%	50%			50%
Officials	36		57%	29%	10%	5%		42%
Research	31	6%	44%	31%	13%	6%		43%
IC	117	6%	48%	32%	8%	4%	1%	37%
DC	36	6%	39%	28%	17%	11%		45%
EU-25	69	5%	46%	33%	10%	3%	3%	39%
USA	15		57%	29%		14%		53%
HFC23 from HCFC22 production	**162**	**13%**	**60%**	**12%**	**11%**	**2%**	**1%**	**46%**
Business	20	20%	30%	30%	10%	10%		47%
Consultants	52	15%	70%	7%	4%		4%	45%
NGO	9		67%	33%				63%
Officials	36	16%	58%	16%	11%			47%
Research	31		62%	8%	23%	8%		54%
IC	117	14%	56%	15%	12%	2%	2%	47%
DC	36	13%	63%	6%	13%	6%		52%
EU-25	69	15%	47%	21%	15%		3%	46%
USA	15	20%	60%		20%			67%
N2O from nitric or adipic acid production	**162**	**10%**	**62%**	**14%**	**10%**	**1%**	**1%**	**55%**
Business	20	11%	33%	33%	22%			53%
Consultants	52	13%	61%	17%	4%		4%	54%
NGO	9		67%	33%				63%
Officials	36	13%	75%	6%	6%			54%
Research	31		67%	8%	17%	8%		57%
IC	117	10%	58%	18%	12%		2%	55%
DC	36	7%	71%	7%	7%	7%		56%
EU-25	69	10%	50%	23%	13%		3%	52%
USA	15		100%					93%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 44: What will be the typical mitigation costs in 2010? (Question 11) – continued

	n	Less than 0 US$/t CO_2e	0 - 5 US$/t CO_2e	5 - 10 US$/t CO_2e	10 - 25 US$/t CO_2e	25 - 50 US$/t CO_2e	Higher than 50 US$/t CO_2e	I don't know
		- share of all answers -						
Waste water treatment	**162**	**1%**	**36%**	**35%**	**21%**	**5%**	**1%**	**50%**
Business	20	11%	22%	33%	33%			53%
Consultants	52		41%	37%	19%		4%	46%
NGO	9			60%	20%	20%		44%
Officials	36		38%	46%	15%			63%
Research	31		44%	19%	31%	6%		43%
IC	117	2%	34%	36%	22%	3%	2%	48%
DC	36		36%	36%	21%	7%		58%
EU-25	69	3%	38%	38%	19%		3%	50%
USA	15		20%	20%	60%			67%
Coal Mine Methane	**162**	**4%**	**43%**	**27%**	**18%**	**6%**	**3%**	**49%**
Business	20		33%	25%	17%	17%	8%	37%
Consultants	52	4%	52%	33%	7%		4%	46%
NGO	9		25%	50%	25%			56%
Officials	36	6%	38%	19%	38%			56%
Research	31		50%	17%	17%	17%		57%
IC	117	2%	47%	24%	17%	7%	3%	48%
DC	36	7%	33%	33%	20%	7%		56%
EU-25	69	3%	41%	21%	24%	6%	6%	47%
USA	15		40%	20%	40%			67%
Fuel switch in energy and industry	**162**	**6%**	**29%**	**34%**	**26%**	**3%**	**2%**	**41%**
Business	20	7%	29%	36%	21%	7%		26%
Consultants	52	3%	24%	45%	24%		3%	40%
NGO	9		33%	67%				63%
Officials	36	6%	24%	35%	24%	12%		53%
Research	31		41%	18%	35%		6%	37%
IC	117	5%	29%	35%	25%	3%	3%	41%
DC	36	5%	21%	37%	32%	5%		42%
EU-25	69	3%	35%	30%	22%	5%	5%	41%
USA	15	14%	29%	57%				53%
Supply-side efficiency	**162**	**8%**	**31%**	**36%**	**18%**	**4%**	**2%**	**46%**
Business	20	8%	42%	25%	17%	8%		37%
Consultants	52	12%	31%	38%	15%		4%	47%
NGO	9		67%	33%				63%
Officials	36	7%	20%	40%	20%	13%		57%
Research	31	6%	22%	39%	28%		6%	36%
IC	117	7%	27%	40%	20%	3%	3%	46%
DC	36	6%	38%	31%	19%	6%		50%
EU-25	69	9%	29%	31%	20%	6%	6%	46%
USA	15		20%	40%	40%			64%
Carbon capture and storage	**162**		**14%**	**9%**	**29%**	**25%**	**23%**	**55%**
Business	20		17%	17%	17%	17%	33%	40%
Consultants	52		16%	11%	42%	16%	16%	60%
NGO	9		25%	25%	25%		25%	56%
Officials	36		20%	10%	30%	20%	20%	72%
Research	31		13%		27%	27%	33%	48%
IC	117		13%	7%	28%	24%	28%	53%
DC	36		30%	20%	30%	10%	10%	70%
EU-25	69		9%	6%	25%	31%	28%	52%
USA	15				40%	20%	40%	67%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 44: What will be the typical mitigation costs in 2010? (Question 11) – continued

	n	Less than 0 US$/t CO_2e	0 - 5 US$/t CO_2e	5 - 10 US$/t CO_2e	10 - 25 US$/t CO_2e	25 - 50 US$/t CO_2e	Higher than 50 US$/t CO_2e	I don't know
		- share of all answers -						
Demand-side efficiency	**162**	**12%**	**22%**	**35%**	**26%**	**4%**	**1%**	**45%**
Business	20	8%	33%	25%	25%	8%		37%
Consultants	52	9%	17%	52%	17%		4%	50%
NGO	9		25%	50%	25%			50%
Officials	36	6%	24%	41%	24%	6%		51%
Research	31	24%	24%	18%	35%			39%
IC	117	11%	23%	35%	26%	3%	2%	44%
DC	36	13%	20%	33%	27%	7%		53%
EU-25	69	12%	21%	35%	24%	6%	3%	45%
USA	15	29%	14%	29%	29%			53%
Transport	**162**		**9%**	**28%**	**32%**	**19%**	**11%**	**51%**
Business	20		11%	33%	33%		22%	53%
Consultants	52		9%	35%	35%	13%	9%	50%
NGO	9			50%	25%	25%		56%
Officials	36			31%	38%	13%	19%	56%
Research	31		27%	7%	33%	33%		48%
IC	117		8%	25%	33%	21%	13%	53%
DC	36		18%	35%	35%	12%		50%
EU-25	69		11%	21%	25%	21%	21%	55%
USA	15			20%	40%	20%	20%	67%
Afforestation and reforestation	**162**	**4%**	**35%**	**37%**	**16%**	**6%**	**2%**	**47%**
Business	20	9%	36%	36%	18%			42%
Consultants	52	4%	32%	44%	12%	4%	4%	49%
NGO	9		25%	25%	50%			56%
Officials	36	6%	29%	53%	12%			53%
Research	31		28%	28%	17%	22%	6%	38%
IC	117	3%	33%	38%	16%	7%	3%	46%
DC	36	6%	38%	38%	13%	6%		53%
EU-25	69	3%	33%	39%	14%	8%	3%	45%
USA	15	14%	14%	14%	43%	14%		53%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 45: What will be the market price of temporary and long-term CERs relative to CERs from other project types in 2010? (Question 12)

	n	≤ 20 %	≤ 40 %	≤ 60 %	≤ 80 %	≤ 100 %	> 100 %	Average	I don't know
		- share of all answers -							
Long-term CERs (lCERs)	**164**	**7%**	**11%**	**36%**	**32%**	**11%**	**4%**	**63%**	**65%**
Business	20	33%		33%	33%			47%	85%
Consultants	53	4%	13%	35%	22%	22%	4%	66%	53%
NGO	11				100%			75%	91%
Officials	38	11%	11%	44%	33%			54%	76%
Research	30	7%	7%	36%	43%	7%		62%	53%
IC	119	3%	12%	38%	26%	18%	3%	66%	71%
DC	38	12%	12%	35%	41%			55%	53%
EU-25	71	4%	13%	43%	30%	4%	4%	62%	66%
USA	15			33%	33%	33%		75%	80%
Temporary CERs (tCERs)	**164**	**25%**	**25%**	**33%**	**14%**	**4%**		**42%**	**65%**
Business	20	50%		50%				28%	90%
Consultants	53	21%	21%	38%	17%	4%		46%	55%
NGO	11			100%				60%	91%
Officials	38	33%	22%	11%	22%	11%		43%	76%
Research	30	33%	40%	27%				31%	50%
IC	119	29%	23%	34%	11%	3%		40%	71%
DC	38	18%	35%	35%	12%			41%	55%
EU-25	71	35%	22%	26%	13%	4%		39%	68%
USA	15		67%	33%				40%	80%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 46: Future development of CDM and JI (Do you agree with the following statements?) (Question 13)

	All	Business	Consultants	NGO	Officials	Research	IC	DC	EU-25	USA
n	181	21	58	13	41	32	129	41	78	15
Question	- share of affirmative answers ("I agree") -									
Industrialized countries will mainly use project-based mechanisms to fulfill their Kyoto commitments.	33%	39%	35%	54%	20%	29%	28%	44%	28%	33%
Industrialized countries will mainly implement domestic measures and use international emissions trading but not project-based mechanisms to fulfill their Kyoto commitments.	45%	44%	46%	40%	47%	50%	46%	44%	42%	54%
Industrialized countries will mainly use international emissions trading and project-based mechanisms to fulfill their Kyoto commitments.	54%	63%	48%	50%	47%	66%	52%	61%	53%	42%
Companies covered under emissions trading schemes will mainly use project-based mechanisms to fulfill their commitments.	29%	41%	37%	42%	19%	21%	23%	56%	20%	29%
Companies covered under emissions trading schemes will mostly carry out internal abatement measures and/or use emissions trading but not project-based mechanisms to meet their commitments.	68%	67%	65%	60%	70%	80%	73%	53%	75%	64%
By 2010, the demand for CERs and ERUs will be dominated by governmental procurement tenders.	46%	25%	34%	78%	50%	58%	46%	42%	43%	50%
By 2010, the demand for CERs and ERUs will be dominated by companies covered under emissions trading schemes.	54%	70%	60%	56%	53%	37%	46%	76%	49%	22%
Buyers using CERs or ERUs for voluntary compensation of greenhouse gas emissions will make up more than 3 % of the overall demand for CERs and ERUs.	49%	50%	51%	86%	38%	36%	47%	69%	46%	60%
Most companies covered under emissions trading schemes will use carbon funds to purchase CERs or ERUs.	75%	83%	67%	89%	70%	77%	76%	68%	76%	67%
Most companies covered under emissions trading schemes will directly invest in CDM or JI projects.	17%	15%	18%	20%	23%	12%	14%	32%	13%	33%
By 2010, 20 % of all projects will provide more than 80 % of all CERs and ERUs.	68%	79%	64%	67%	81%	52%	68%	68%	64%	80%
By 2010, more than two thirds of the global CERs will come from China and India.	45%	33%	39%	36%	76%	39%	45%	50%	50%	30%
Only large host countries will utilise the domestic JI or CDM mitigation potential.	38%	36%	33%	55%	48%	35%	36%	44%	34%	27%
By 2010, most procurement tenders and carbon funds will also purchase tCERs and lCERs from afforestation and reforestation projects.	44%	44%	37%	40%	52%	50%	42%	52%	41%	67%
The temporary character of lCERs and tCERs is in many cases prohibitive to the implementation of afforestation or reforestation projects under the CDM.	75%	69%	74%	71%	70%	86%	76%	72%	69%	100%
Most afforestation and reforestation projects aim at a temporary storage of carbon (such as, for example, commercial plantations).	77%	69%	67%	91%	80%	95%	79%	72%	81%	73%
On a global scale, less than 10 % of the carbon stored in afforestation and reforestation projects will be released unintentionally (e.g. as a result of fires, illegal logging, etc)	63%	70%	61%	33%	73%	53%	58%	74%	57%	56%
Carbon revenues significantly increase the profitability of CDM and JI projects.	57%	58%	60%	45%	58%	57%	59%	50%	68%	40%
In many cases, carbon revenues are the icing on the cake, but are not decisive for the investment decision.	74%	60%	73%	64%	83%	85%	70%	84%	72%	60%
Many projects would also be implemented without registration under the CDM.	56%	35%	59%	60%	48%	71%	51%	67%	49%	69%
Many CDM electricity generation projects result in an increased consumption of electricity.	51%	40%	42%	67%	50%	73%	60%	31%	56%	60%
Most CDM projects have sustainable development benefits (health, poverty alleviation, etc).	70%	82%	75%	58%	74%	62%	75%	68%	70%	80%
Most CDM projects lead to a transfer of technology to developing countries.	61%	83%	56%	42%	61%	57%	71%	35%	71%	71%
Transaction costs are significantly reduced once project developers can draw on approved methodologies and projects of the same type.	91%	95%	90%	92%	94%	87%	91%	90%	92%	100%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 47: Evolution of the climate mitigation regime (By when do you expect the following to happen?) (Question 14)

	n	2010	2020	2030	2040	2050	Later or never	I don't know
		- share of all answers -						
More than 80 % of global GHG emissions will be regulated by binding and quantitative reduction commitments under national or international law.	**180**	**1%**	**33%**	**32%**	**8%**	**8%**	**18%**	**11%**
Business	21	5%	42%	32%		11%	11%	10%
Consultants	59		35%	29%	9%	9%	18%	5%
NGO	13		55%	36%			9%	15%
Officials	40		29%	39%	10%	6%	16%	23%
Research	32	3%	21%	28%	17%	7%	24%	9%
IC	129	1%	34%	32%	7%	7%	19%	9%
DC	41	3%	34%	28%	13%	9%	13%	22%
EU-25	77	1%	29%	35%	8%	6%	21%	6%
USA	16		54%	31%			15%	13%
All major industrialized countries will have introduced emissions trading schemes.	**180**	**23%**	**57%**	**9%**	**3%**	**2%**	**6%**	**6%**
Business	21	32%	37%	11%		11%	11%	10%
Consultants	59	29%	60%	7%	2%		2%	2%
NGO	13	17%	50%	33%				8%
Officials	40	26%	60%		6%		9%	13%
Research	32	10%	62%	10%	7%	3%	7%	6%
IC	129	19%	61%	10%	2%	2%	5%	5%
DC	41	41%	41%	8%	5%		5%	10%
EU-25	77	21%	53%	11%	4%	4%	7%	4%
USA	16	21%	57%	14%			7%	13%
Emissions trading schemes in industrialized countries will have been extended to most sectors of the economy (i.e. including the transport, residential, and commercial sectors).	**180**	**8%**	**53%**	**21%**	**4%**	**3%**	**12%**	**10%**
Business	21	11%	53%	37%				10%
Consultants	59	6%	49%	25%	4%		17%	9%
NGO	13	17%	50%	17%		8%	8%	8%
Officials	40	9%	59%	15%	3%	6%	9%	15%
Research	32	4%	61%	14%	7%	4%	11%	7%
IC	129	4%	54%	23%	4%	1%	14%	10%
DC	41	20%	46%	20%	3%	9%	3%	13%
EU-25	77	4%	48%	22%	4%	1%	20%	9%
USA	16	7%	57%	21%			14%	13%
Emissions trading schemes in industrialized countries will cover all GHGs.	**180**	**10%**	**49%**	**16%**	**5%**	**1%**	**20%**	**12%**
Business	21	5%	53%	11%	11%	5%	16%	10%
Consultants	59	13%	44%	20%	4%		19%	7%
NGO	13		42%	17%			42%	8%
Officials	40	10%	68%	3%	3%		16%	23%
Research	32	4%	43%	18%	11%		25%	7%
IC	129	6%	53%	14%	4%	1%	22%	10%
DC	41	18%	36%	21%	9%		15%	18%
EU-25	77	6%	49%	14%	4%		27%	7%
USA	16	8%	42%	17%	8%		25%	25%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 47: Evolution of the climate mitigation regime (By when do you expect the following to happen?) (Question 14) – continued

	n	2010	2020	2030	2040	2050	Later or never	I don't know
		- share of all answers -						
Emissions trading will have been extended to most countries and sectors worldwide.	**180**	**1%**	**24%**	**32%**	**18%**	**7%**	**19%**	**13%**
Business	21		31%	19%	13%	13%	25%	24%
Consultants	59		27%	24%	24%	5%	20%	4%
NGO	13		36%	27%	18%		18%	15%
Officials	40		20%	57%	10%	3%	10%	23%
Research	32	3%	10%	28%	17%	14%	28%	3%
IC	129		21%	34%	20%	7%	18%	13%
DC	41	3%	32%	24%	12%	6%	24%	13%
EU-25	77		16%	33%	22%	7%	21%	11%
USA	16		38%	23%	23%	8%	8%	19%
More than 80 % of global CO2 emissions from energy-intensive industries will be covered under emissions trading schemes.	**180**	**4%**	**39%**	**29%**	**9%**	**8%**	**11%**	**10%**
Business	21	6%	44%	11%		17%	22%	14%
Consultants	59		42%	33%	10%	8%	8%	4%
NGO	13	8%	50%	8%	25%	8%		8%
Officials	40	6%	48%	35%	3%	3%	3%	23%
Research	32	7%	21%	24%	17%	10%	21%	3%
IC	129	3%	39%	31%	11%	8%	8%	9%
DC	41	13%	41%	16%	3%	9%	19%	16%
EU-25	77	3%	37%	28%	14%	11%	7%	5%
USA	16		50%	29%			21%	13%
The market price for emission allowances (AAUs, ERUs, CERs, etc) will exceed 50 US$/t CO2e.	**180**	**12%**	**29%**	**20%**	**7%**	**9%**	**23%**	**22%**
Business	21	25%	13%	25%		13%	25%	24%
Consultants	59	14%	27%	16%	14%	7%	23%	21%
NGO	13	11%	67%	11%		11%		31%
Officials	40	7%	36%	29%		4%	25%	26%
Research	32	9%	22%	22%	4%	17%	26%	23%
IC	129	13%	26%	21%	9%	8%	22%	22%
DC	41	11%	43%	14%		14%	18%	26%
EU-25	77	18%	21%	20%	8%	7%	26%	19%
USA	16		33%	11%	11%	11%	33%	40%
The market price for emission allowances (AAUs, ERUs, CERs, etc) will exceed 100 US$/t CO2e.	**180**	**2%**	**13%**	**15%**	**8%**	**9%**	**53%**	**25%**
Business	21		19%	13%	6%	13%	50%	20%
Consultants	59		20%	11%	2%	5%	61%	21%
NGO	13		25%	25%	13%		38%	38%
Officials	40	3%	7%	20%	17%	10%	43%	25%
Research	32	5%		10%	5%	20%	60%	33%
IC	129		13%	16%	6%	12%	54%	25%
DC	41	7%	17%	14%	14%	3%	45%	24%
EU-25	77		13%	11%	8%	11%	56%	20%
USA	16			13%	13%	25%	50%	47%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 47: Evolution of the climate mitigation regime (By when do you expect the following to happen?)(Question 14) – continued

	n	2010	2020	2030	2040	2050	Later or never	I don't know
		- share of all answers -						
A sectoral CDM will be introduced, which allows developing countries to obtain credits for reducing emissions in a sector or subsector of the economy (e.g. through respective policies)	**180**	**19%**	**56%**	**12%**	**2%**	**1%**	**11%**	**18%**
Business	21	13%	40%	27%			20%	25%
Consultants	59	13%	65%	9%	2%		11%	16%
NGO	13	50%	30%	10%			10%	23%
Officials	40	15%	56%	18%	3%	3%	6%	15%
Research	32	25%	50%	4%	4%		17%	20%
IC	129	16%	61%	11%	1%		10%	23%
DC	41	22%	42%	14%	6%	3%	14%	5%
EU-25	77	15%	56%	15%	2%		13%	17%
USA	16	10%	70%	10%			10%	33%
The project-based CDM will completely disappear.	**180**	**2%**	**17%**	**14%**	**11%**	**3%**	**52%**	**27%**
Business	21		13%	13%	7%		67%	25%
Consultants	59		9%	20%	9%	4%	58%	20%
NGO	13	11%	44%				44%	31%
Officials	40		18%	14%	27%		41%	44%
Research	32	9%	9%	13%	13%	9%	48%	21%
IC	129	2%	15%	16%	12%	4%	49%	27%
DC	41	4%	12%	4%	12%		68%	34%
EU-25	77		15%	18%	15%	5%	47%	25%
USA	16	15%	31%	23%			31%	19%
The role of JI in reducing GHG emissions will be negligible in comparison to emissions trading.	**180**	**32%**	**39%**	**11%**	**2%**		**15%**	**32%**
Business	21	33%	20%	7%			40%	25%
Consultants	59	21%	53%	8%	3%		16%	31%
NGO	13	50%	50%					54%
Officials	40	36%	28%	20%	4%		12%	38%
Research	32	38%	48%	10%			5%	30%
IC	129	35%	35%	10%	1%		18%	30%
DC	41	20%	50%	15%	5%		10%	46%
EU-25	77	35%	33%	12%	2%		18%	20%
USA	16	50%	50%					60%
JI will completely disappear.	**180**	**5%**	**36%**	**20%**	**13%**	**2%**	**25%**	**35%**
Business	21	8%	46%	8%			38%	35%
Consultants	59	3%	32%	26%	13%	3%	24%	31%
NGO	13	25%	25%	25%			25%	38%
Officials	40	4%	35%	9%	26%		26%	43%
Research	32	5%	30%	35%	10%	5%	15%	33%
IC	129	6%	31%	20%	13%	1%	28%	34%
DC	41	5%	35%	25%	10%	5%	20%	47%
EU-25	77	2%	36%	23%	11%	2%	26%	29%
USA	16	17%	50%	17%	17%			60%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 48: What will be the global annual market size of project-based mechanisms (JI and CDM) in 2010, 2020 and 2050? (Question 15)

	n	< 100 Mt CO_2e	100 - 250 Mt CO_2e	250 - 500 Mt CO_2e	500 - 1,000 Mt CO_2e	1,000 - 2,000 Mt CO_2e	2,000 - 5,000 Mt CO_2e	> 5,000 Mt CO_2e	I don't know
		- share of all answers -							
2010	**170**	**14%**	**31%**	**25%**	**14%**	**11%**	**5%**	**1%**	**36%**
Business	19	7%	29%	21%	7%	29%	7%		26%
Consultants	53	9%	28%	22%	16%	16%	6%	3%	40%
NGO	13	14%	29%	43%	14%				46%
Officials	38	17%	26%	30%	17%		9%		39%
Research	32	24%	24%	29%	14%	10%			32%
IC	120	16%	33%	20%	13%	12%	4%	1%	38%
DC	40	8%	16%	44%	16%	12%	4%		36%
EU-25	72	23%	33%	16%	9%	9%	7%	2%	40%
USA	15	25%	38%	25%	13%				47%
2020	**170**	**6%**	**10%**	**30%**	**18%**	**15%**	**17%**	**4%**	**47%**
Business	19	8%	15%	15%	15%	8%	31%	8%	32%
Consultants	53	7%		29%	29%	7%	21%	7%	46%
NGO	13	17%		33%	17%	17%	17%		54%
Officials	38	5%	21%	32%	5%	26%	5%	5%	50%
Research	32		12%	35%	18%	24%	12%		43%
IC	120	6%	10%	40%	11%	15%	13%	5%	48%
DC	40	4%	9%	4%	35%	17%	30%		39%
EU-25	72	5%	11%	43%	11%	8%	16%	5%	49%
USA	15	17%	17%	50%		17%			60%
2050	**170**	**10%**	**6%**	**9%**	**16%**	**19%**	**16%**	**23%**	**54%**
Business	19	8%		8%	8%	31%	15%	31%	32%
Consultants	53	4%	4%	12%	20%	20%	16%	24%	52%
NGO	13	20%			20%	60%			58%
Officials	38	19%	13%	19%	6%		25%	19%	57%
Research	32		15%		15%	23%	15%	31%	58%
IC	120	10%	10%	10%	14%	22%	16%	20%	57%
DC	40	5%		9%	18%	18%	18%	32%	44%
EU-25	72	7%	14%	10%	7%	24%	17%	21%	59%
USA	15	25%	25%		25%	25%			73%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 49: What will be the geographic distribution of CDM and JI projects in 2020 and 2050? (Question 16)

	All	Business	Consultants	NGO	Officials	Research	IC	DC	EU-25	USA
n	109	10	34	5	25	23	72	30	42	8
2020					- average share -					
Non-Annex I countries										
China	22%	30%	21%	16%	21%	22%	22%	23%	22%	21%
India	17%	20%	16%	12%	18%	16%	17%	17%	17%	15%
Rest of Asia	8%	8%	8%	8%	8%	7%	8%	7%	8%	7%
Brazil	9%	7%	9%	6%	11%	9%	9%	8%	10%	6%
Rest of Latin America	7%	7%	8%	8%	7%	6%	7%	8%	7%	5%
Africa	4%	6%	4%	6%	4%	6%	4%	5%	5%	4%
Rest of developing countries	4%	2%	4%	5%	4%	3%	4%	4%	3%	4%
Annex I countries										
EU-15	10%	6%	12%	21%	10%	9%	9%	14%	7%	21%
EU-10										
USA	4%	2%	5%	7%	4%	4%	5%	3%	5%	5%
Former Soviet Union	8%	9%	8%	4%	9%	9%	9%	6%	11%	6%
Rest of industrialized countries	6%	2%	7%	6%	5%	8%	6%	6%	7%	6%
2050					- average share -					
Non-Annex I countries										
China	19%	26%	17%	16%	17%	20%	18%	21%	19%	18%
India	15%	16%	13%	14%	17%	16%	15%	15%	17%	14%
Rest of Asia	9%	11%	8%	11%	8%	7%	9%	7%	9%	7%
Brazil	7%	10%	7%	5%	7%	9%	8%	7%	8%	7%
Rest of Latin America	7%	7%	8%	9%	7%	5%	7%	7%	6%	6%
Africa	7%	7%	6%	12%	5%	7%	6%	6%	6%	7%
Rest of developing countries	4%	3%	5%	9%	4%	4%	5%	4%	4%	1%
Annex I countries										
EU-15	8%	5%	8%	5%	10%	8%	7%	11%	5%	12%
EU-10	5%	3%	6%	5%	6%	6%	6%	5%	5%	6%
USA	6%	1%	7%	5%	7%	6%	6%	6%	5%	10%
Former Soviet Union	8%	9%	7%	6%	7%	8%	9%	6%	10%	7%
Rest of industrialized countries	5%	2%	6%	5%	5%	5%	5%	5%	5%	4%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 50: Share of the global CDM and JI market by mitigation options (What will be the distribution of CDM and JI projects across mitigation options in 2020 and 2050?) (Question 17)

	All	Business	Consultants	NGO	Officials	Research	IC	DC	EU-25	USA
	- weighted average -									
2020										
Non-CO2 projects	25%	19%	29%	20%	29%	20%	27%	18%	26%	19%
Renewables	18%	16%	20%	20%	17%	19%	17%	22%	16%	18%
Fuel switch in energy and industry sectors	13%	13%	12%	14%	13%	15%	14%	12%	15%	17%
Supply-side efficiency	12%	15%	10%	8%	12%	14%	12%	10%	15%	10%
Demand-side efficiency	8%	12%	6%	10%	6%	8%	8%	7%	7%	14%
Afforestation and reforestation	8%	8%	8%	10%	6%	8%	7%	9%	8%	6%
Transport	7%	11%	6%	8%	7%	8%	6%	10%	6%	7%
Carbon Capture and Storage (CCS)	5%	3%	6%	5%	5%	5%	5%	6%	5%	4%
Other projects	4%	2%	4%	4%	5%	4%	4%	5%	3%	5%
2050										
Non-CO2 projects	13%	8%	12%	17%	17%	12%	13%	13%	13%	9%
Renewables	23%	19%	22%	19%	24%	27%	22%	26%	24%	22%
Fuel switch in energy and industry sectors	10%	12%	10%	11%	10%	7%	9%	11%	10%	10%
Supply-side efficiency	10%	9%	10%	7%	9%	10%	10%	8%	11%	10%
Demand-side efficiency	9%	14%	9%	10%	7%	9%	10%	5%	8%	17%
Afforestation and reforestation	9%	11%	9%	12%	8%	8%	9%	9%	9%	11%
Transport	10%	10%	12%	9%	11%	9%	11%	10%	10%	9%
Carbon Capture and Storage (CCS)	11%	10%	12%	10%	9%	14%	11%	11%	10%	10%
Other projects	5%	7%	6%	3%	5%	4%	5%	6%	5%	2%

Quelle: Öko-Institut

8.1.2 Zweite Runde

Tabelle 51: What are the most important barriers to the implementation of CDM projects? (Question 2)

	All	Business	Consultants	NGO	Officials	Research	IC	DC	EU-25	USA
n	78	11	18	6	19	12	59	14	34	8
CDM	- share of all answers -									
Time consuming approval and registration process	74%	91%	89%	83%	63%	58%	76%	71%	79%	50%
Uncertainty about demand for carbon credits after 2012	64%	45%	67%	50%	68%	67%	63%	64%	68%	38%
Project implementation and operation risks (national approval, validation, registration, technical failure, etc)	60%	91%	50%	83%	47%	58%	64%	50%	68%	50%
Lack of knowledge about the CDM/JI	42%	27%	44%	33%	53%	50%	37%	57%	44%	38%
Difficulties in preparing relevant documents (PDD, determination of baseline etc.)	37%	18%	50%	33%	26%	33%	32%	50%	29%	50%
Lack of access to capital	35%	9%	56%	67%	37%	25%	32%	50%	26%	50%
Difficulties in establishing contacts between project developers and potential investors	15%		28%	17%	16%	8%	12%	29%	9%	25%
Lack of upfront payment for CERs or ERUs	22%		28%	33%	5%	42%	19%	29%	12%	50%
Low market price for emission allowances	19%	9%	17%	50%	11%	25%	20%	14%	12%	38%
Validation costs / requirements	15%	9%	6%	33%	11%	33%	12%	29%	15%	25%
Monitoring costs / requirements	15%	9%	17%	33%	11%	17%	14%	21%	12%	25%
Projects are not easily replicable	12%	9%	6%	33%	16%	17%	12%	14%	15%	25%
Share of proceeds (CDM)	6%			33%	11%	8%	8%		9%	25%
Problems in project development not specifically related to CDM or JI	19%		33%	67%	11%	8%	19%	21%	12%	50%
JI	- share of all answers -									
Project implementation and operation risks (national approval, validation, registration, technical failure, etc)	60%	91%	50%	83%	58%	50%	73%	14%	85%	38%
Uncertainty about demand for carbon credits after 2012	51%	73%	44%	50%	53%	50%	63%	14%	62%	63%
Lack of knowledge about the CDM/JI	29%	36%	22%	33%	32%	33%	36%	7%	35%	50%
Time consuming approval and registration process	26%	45%	17%	50%	21%	25%	31%	14%	44%	25%
Difficulties in preparing relevant documents (PDD, determination of baseline etc.)	18%	27%	22%	33%	5%	17%	20%		24%	50%
Difficulties in establishing contacts between project developers and potential investors	8%		6%	17%	5%	25%	10%		6%	25%
Low market price for emission allowances	13%	9%	6%	33%	11%	17%	15%	7%	9%	25%
Lack of upfront payment for CERs or ERUs	9%		6%	33%		25%	10%	7%	6%	38%
Validation costs / requirements	10%			33%	11%	25%	12%	7%	15%	25%
Lack of access to capital	6%	9%		17%	5%	17%	8%		9%	13%
Monitoring costs / requirements	6%			33%	5%	8%	7%	7%	6%	25%
Projects are not easily replicable	8%	9%	6%	33%	5%	8%	10%		12%	25%
Problems in project development not specifically related to CDM or JI										

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 52: Which measures do you consider most important to overcome the barriers to the project-based mechanism? (Question 3)

	n	Very important	Important	Less important	Not important	I don't know
		- share of all answers -				
Strengthen international institutions						
CDM Executive Board	84	58%	32%	8%	1%	1%
Business	12	67%	25%	8%		
Consultants	19	78%	22%			
NGO	8	33%	50%	17%		
Officials	20	56%	39%	6%		
Research	12	45%	45%		9%	8%
IC	65	55%	37%	7%	2%	2%
DC	14	75%	25%			
EU-25	37	57%	40%	3%		
USA	10	38%	25%	25%	13%	11%
CDM Methodological Panel	84	66%	26%	5%	3%	
Business	12	91%	9%			
Consultants	19	67%	28%	6%		
NGO	8	57%	43%			
Officials	20	67%	28%	6%		
Research	12	36%	36%	9%	18%	
IC	65	65%	27%	5%	3%	
DC	14	75%	25%			
EU-25	37	66%	29%	6%		
USA	10	56%	22%		22%	
JI Supervisory Committee	84	36%	36%	25%	3%	14%
Business	12	45%	55%			8%
Consultants	19	44%	31%	19%	6%	6%
NGO	8	80%		20%		29%
Officials	20	13%	40%	47%		17%
Research	12	20%	50%	20%	10%	9%
IC	65	37%	40%	21%	2%	15%
DC	14	22%	22%	44%	11%	10%
EU-25	37	38%	41%	22%		6%
USA	10	60%	20%		20%	44%
UNFCCC Secretariat	84	20%	30%	36%	14%	1%
Business	12	18%	55%	27%		
Consultants	19	19%	31%	44%	6%	6%
NGO	8	29%	29%	29%	14%	
Officials	20	26%	26%	47%		
Research	12		18%	27%	55%	
IC	65	19%	32%	37%	12%	2%
DC	14	25%	17%	42%	17%	
EU-25	37	18%	27%	48%	6%	
USA	10		22%	33%	44%	

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 52: Which measures do you consider most important to overcome the barriers to the project-based mechanism?(Question 3) – continued

	n	Very important	Important	Less important	Not important	I don't know
		- share of all answers -				
Revise regulatory framework (Modalities and Procedures for the CDM, etc.)						
Simplify procedures	84	64%	22%	11%	3%	
Business	12	83%	17%			
Consultants	19	72%	28%			
NGO	8	14%	57%	14%	14%	
Officials	20	61%	11%	28%		
Research	12	55%	27%	9%	9%	
IC	65	66%	21%	10%	3%	
DC	14	67%	25%	8%		
EU-25	37	63%	20%	17%		
USA	10	67%	11%		22%	
Concretise procedures	84	43%	46%	10%	1%	
Business	12	36%	55%	9%		
Consultants	19	50%	44%	6%		
NGO	8	43%	29%	29%		
Officials	20	44%	50%	6%		
Research	12	30%	50%	10%	10%	
IC	65	44%	46%	9%	2%	
DC	14	45%	45%	9%		
EU-25	37	36%	55%	9%		
USA	10	56%	22%	11%	11%	
Clarify procedures	84	59%	31%	7%	3%	
Business	12	64%	36%			
Consultants	19	50%	44%	6%		
NGO	8	57%	29%	14%		
Officials	20	71%	29%			
Research	12	50%	30%		20%	
IC	65	63%	30%	5%	2%	
DC	14	40%	50%		10%	
EU-25	37	61%	33%	6%		
USA	10	56%	33%		11%	
Remove share of proceeds	84	5%	8%	42%	46%	7%
Business	12		9%	64%	27%	
Consultants	19			44%	56%	
NGO	8		17%	50%	33%	14%
Officials	20	12%	6%	53%	29%	
Research	12	14%	14%		71%	30%
IC	65	4%	8%	42%	47%	7%
DC	14	10%	10%	50%	30%	
EU-25	37	3%	6%	48%	42%	3%
USA	10	17%		33%	50%	33%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 52: Which measures do you consider most important to overcome the barriers to the project-based mechanism?(Question 3) – continued

	n	Very important	Important	Less important	Not important	I don't know
		- share of all answers -				
Streamline national approval process	84	21%	45%	32%	3%	1%
Business	12	9%	73%	18%		
Consultants	19	19%	50%	31%		
NGO	8	33%	33%	17%	17%	14%
Officials	20	26%	32%	42%		
Research	12	40%	40%	20%		
IC	65	22%	45%	31%	2%	2%
DC	14	18%	45%	36%		
EU-25	37	15%	55%	30%		3%
USA	10	44%	22%	22%	11%	
PDD pre-check by designated operational entity or other institution	84	10%	44%	38%	7%	3%
Business	12		44%	56%		
Consultants	19	18%	41%	35%	6%	
NGO	8		29%	57%	14%	
Officials	20	19%	50%	25%	6%	6%
Research	12		78%	11%	11%	10%
IC	65	11%	42%	40%	7%	4%
DC	14		70%	30%		
EU-25	37	10%	35%	48%	6%	3%
USA	10		63%	25%	13%	11%
Intensify capacity building for PDD preparation and baseline development	84	26%	33%	33%	7%	
Business	12	9%	45%	36%	9%	
Consultants	19	24%	35%	35%	6%	
NGO	8	43%	29%	14%	14%	
Officials	20	38%	38%	25%		
Research	12	20%	30%	30%	20%	
IC	65	18%	40%	35%	7%	
DC	14	55%	9%	27%	9%	
EU-25	37	19%	38%	41%	3%	
USA	10		56%	11%	33%	
Standardisation of baselines	84	44%	45%	7%	4%	
Business	12	27%	64%	9%		
Consultants	19	61%	28%	6%	6%	
NGO	8	43%	43%		14%	
Officials	20	50%	44%	6%		
Research	12	20%	70%		10%	
IC	65	44%	46%	7%	3%	
DC	14	50%	42%		8%	
EU-25	37	50%	47%	3%		
USA	10	11%	56%	11%	22%	

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 52: Which measures do you consider most important to overcome the barriers to the project-based mechanism? (Question 3) – continued

	n	Very important	Important	Less important	Not important	I don't know
		- share of all answers -				
Standardisation of the monitoring process	84	31%	52%	13%	4%	
Business	12	9%	82%	9%		
Consultants	19	47%	41%	6%	6%	
NGO	8	29%	57%		14%	
Officials	20	38%	44%	19%		
Research	12	20%	70%	10%		
IC	65	28%	54%	16%	2%	
DC	14	45%	45%		9%	
EU-25	37	30%	58%	12%		
USA	10	11%	67%	11%	11%	
Pooling of similar projects (use of same baseline etc.)	84	35%	49%	14%	3%	1%
Business	12	25%	67%	8%		
Consultants	19	35%	53%	12%		
NGO	8	43%	43%		14%	
Officials	20	35%	47%	18%		6%
Research	12	40%	50%	10%		
IC	65	32%	53%	14%	2%	2%
DC	14	55%	45%			
EU-25	37	30%	52%	18%		3%
USA	10	33%	56%		11%	
Information campaigns about the CDM and JI in general among companies in the investor and host countries	84	19%	29%	41%	11%	3%
Business	12	18%	36%	36%	9%	
Consultants	19	6%	44%	44%	6%	
NGO	8	33%	17%	33%	17%	
Officials	20	25%	19%	50%	6%	11%
Research	12	20%	20%	40%	20%	
IC	65	16%	23%	47%	14%	3%
DC	14	33%	56%	11%		
EU-25	37	13%	28%	47%	13%	6%
USA	10	22%	11%	33%	33%	
Public procurement tenders	84	8%	32%	52%	8%	5%
Business	12		20%	70%	10%	
Consultants	19	6%	50%	44%		
NGO	8	40%	40%	20%		17%
Officials	20		29%	57%	14%	7%
Research	12	11%	33%	44%	11%	10%
IC	65	6%	33%	53%	8%	6%
DC	14	11%	33%	56%		
EU-25	37	7%	22%	59%	11%	7%
USA	10	13%	38%	50%		11%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 52: Which measures do you consider most important to overcome the barriers to the project-based mechanism? (Question 3) – continued

	n	Very important	Important	Less important	Not important	I don't know
		- share of all answers -				
Private carbon funds	84	11%	51%	35%	3%	
Business	12		50%	50%		
Consultants	19	12%	59%	29%		
NGO	8	29%	29%	29%	14%	
Officials	20	6%	56%	38%		
Research	12	20%	50%	30%		
IC	65	10%	53%	34%	2%	
DC	14	10%	40%	50%		
EU-25	37	9%	50%	41%		
USA	10	22%	44%	22%	11%	
Public-private partnerships	84	12%	52%	30%	6%	1%
Business	12		55%	27%	18%	
Consultants	19	18%	59%	24%		
NGO	8	17%	33%	33%	17%	
Officials	20	7%	60%	33%		6%
Research	12	22%	44%	33%		
IC	65	13%	51%	30%	6%	2%
DC	14		70%	30%		
EU-25	37	4%	54%	36%	7%	3%
USA	10	25%	38%	25%	13%	
Upfront payment for CERs or ERUs	84	27%	34%	31%	8%	4%
Business	12	20%	30%	30%	20%	
Consultants	19	35%	41%	18%	6%	
NGO	8	20%	20%	40%	20%	17%
Officials	20	7%	47%	40%	7%	6%
Research	12	33%	33%	33%		10%
IC	65	25%	31%	35%	10%	5%
DC	14	22%	56%	22%		
EU-25	37	25%	25%	39%	11%	7%
USA	10	38%	25%	13%	25%	11%
Special credit lines for financing investments in CDM or JI projects (e.g. in combination with procurement tenders)	84	33%	37%	25%	4%	3%
Business	12	20%	30%	40%	10%	
Consultants	19	44%	50%	6%		
NGO	8	50%	17%	17%	17%	14%
Officials	20	19%	38%	44%		6%
Research	12	30%	40%	30%		
IC	65	25%	40%	32%	4%	4%
DC	14	64%	36%			
EU-25	37	21%	45%	31%	3%	6%
USA	10	33%	33%	22%	11%	

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 52: Which measures do you consider most important to overcome the barriers to the project-based mechanism?(Question 3) – continued

	n	Very important	Important	Less important	Not important	I don't know
		- share of all answers -				
Investor's forum (carbon expo, etc.)	84	5%	45%	45%	5%	3%
Business	12		89%		11%	
Consultants	19	6%	50%	44%		
NGO	8	14%	29%	43%	14%	
Officials	20		15%	77%	8%	7%
Research	12		56%	44%		10%
IC	65	4%	44%	46%	6%	4%
DC	14		50%	50%		
EU-25	37	3%	48%	45%	3%	3%
USA	10	13%	25%	38%	25%	11%
Set up a clearing house for CDM and JI projects	84	17%	41%	34%	7%	3%
Business	12	18%	27%	36%	18%	
Consultants	19	18%	53%	24%	6%	
NGO	8	33%	17%	33%	17%	14%
Officials	20	19%	50%	31%		6%
Research	12	10%	50%	40%		
IC	65	18%	38%	38%	5%	4%
DC	14	9%	64%	18%	9%	
EU-25	37	21%	38%	38%	3%	6%
USA	10	11%	33%	33%	22%	
Debt guarantees for national project developers	84	11%	50%	31%	8%	3%
Business	12		60%	40%		
Consultants	19	6%	69%	19%	6%	
NGO	8	17%	33%	33%	17%	
Officials	20	14%	36%	50%		7%
Research	12	13%	38%	25%	25%	11%
IC	65	10%	45%	37%	8%	4%
DC	14	9%	82%	9%		
EU-25	37	15%	33%	48%	4%	4%
USA	10		71%		29%	13%
Cooperation with chambers of commerce and national investment authorities	84	11%	38%	43%	8%	4%
Business	12		40%	50%	10%	
Consultants	19	6%	56%	38%		
NGO	8	29%	29%	14%	29%	
Officials	20	15%	31%	54%		19%
Research	12		33%	67%		
IC	65	8%	35%	50%	8%	4%
DC	14	22%	67%	11%		10%
EU-25	37	10%	37%	53%		3%
USA	10		25%	25%	50%	

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 52: Which measures do you consider most important to overcome the barriers to the project-based mechanism?(Question 3) – continued

	n	Very important	Important	Less important	Not important	I don't know
		- share of all answers -				
Clarify perspective of JI/CDM after 2012	84	75%	20%	1%	4%	
Business	12	82%	18%			
Consultants	19	79%	21%			
NGO	8	63%	25%		13%	
Officials	20	67%	28%	6%		
Research	12	78%	11%		11%	
IC	65	73%	20%	2%	5%	
DC	14	73%	27%			
EU-25	37	79%	18%	3%		
USA	10	56%	11%		33%	
Promote unilateral CDM	84	39%	30%	21%	10%	8%
Business	12	38%	25%	13%	25%	20%
Consultants	19	61%	33%	6%		
NGO	8	13%	13%	50%	25%	
Officials	20	35%	35%	29%		6%
Research	12	14%	43%	14%	29%	22%
IC	65	36%	30%	21%	13%	9%
DC	14	55%	27%	18%		
EU-25	37	38%	31%	19%	13%	6%
USA	10	43%	14%	14%	29%	22%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 53: Which CDM or JI project types are particularly attractive from …? (Question 4)

	All	Business	Consultants	NGO	Officials	Research	IC	DC	EU-25	USA
n	76	12	18	5	19	10	60	11	36	8
a) the investor's perspective	- share of all answers -									
Landfills	76%	75%	72%	80%	79%	80%	77%	82%	72%	88%
HFC23 from HCFC22 production	63%	58%	61%	80%	68%	60%	63%	64%	75%	25%
Wind power generation	49%	58%	33%	60%	63%	60%	52%	45%	50%	63%
Fuel switch in energy and industry	49%	67%	44%	60%	47%	50%	53%	36%	44%	88%
Coal Mine Methane	42%	25%	61%	60%	42%	20%	45%	27%	50%	38%
N_2O from nitric or adipic acid production	46%	25%	56%	60%	37%	50%	47%	27%	47%	25%
Large hydro power generation	26%	25%	17%	40%	26%	40%	27%	27%	31%	25%
Biomass power generation	45%	67%	39%	80%	37%	40%	47%	45%	50%	75%
Supply-side efficiency	29%	42%	28%	40%	21%	30%	30%	36%	25%	50%
Carbon capture and storage	16%		11%	60%	16%	40%	15%	27%	11%	25%
Waste water treatment	14%	8%	28%	20%	5%	10%	17%	9%	17%	25%
Geothermal power generation	8%	8%	11%	20%	5%	10%	10%		8%	25%
Small hydro power generation	17%	33%	17%	20%	11%	20%	20%	9%	25%	25%
Demand-side efficiency	16%	8%	22%	20%	11%	20%	17%	18%	11%	50%
Afforestation and reforestation	16%	8%	33%	40%	5%	20%	17%	18%	11%	38%
Solar thermal power generation	9%	17%	11%	20%	11%		12%		14%	25%
Photovoltaics	9%	17%	11%	20%	5%	10%	12%		11%	38%
Transport	8%		17%	20%	5%		7%	18%	8%	
b) the government of the host country's perspective										
Biomass power generation	84%	92%	89%	80%	79%	80%	88%	64%	89%	75%
Small hydro power generation	75%	83%	72%	80%	68%	70%	73%	82%	72%	50%
Wind power generation	68%	75%	67%	80%	63%	60%	70%	55%	75%	50%
Transport	58%	33%	67%	80%	58%	40%	53%	73%	47%	38%
Landfills	58%	50%	50%	60%	63%	50%	60%	45%	47%	75%
Fuel switch in energy and industry	49%	50%	44%	80%	53%	40%	50%	45%	47%	63%
Demand-side efficiency	50%	25%	61%	60%	47%	60%	50%	45%	56%	50%
Afforestation and reforestation	49%	25%	72%	60%	47%	20%	43%	73%	39%	50%
Geothermal power generation	22%	25%	17%	60%	16%	30%	25%	9%	25%	38%
Supply-side efficiency	32%	25%	39%	60%	16%	30%	32%	18%	31%	38%
Waste water treatment	34%	17%	39%	80%	37%	30%	33%	45%	33%	38%
Photovoltaics	28%	33%	22%	60%	16%	40%	27%	18%	25%	63%
Solar thermal power generation	25%	25%	22%	60%	11%	30%	25%	9%	28%	25%
Large hydro power generation	26%	25%	22%	40%	26%	40%	27%	27%	33%	38%
Coal Mine Methane	17%	17%	28%	40%	11%		20%	9%	22%	25%
Carbon capture and storage	12%		22%	20%		30%	12%	9%	6%	38%
HFC23 from HCFC22 production	11%	8%	6%	40%	16%	10%	13%		17%	25%
N_2O from nitric or adipic acid production	14%	17%	17%	40%	16%	10%	15%	18%	19%	25%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 54: What do you expect will be the typical transaction costs for the development of CDM and JI projects by 2010? (Question 5)

	n	Less than 50,000 US$	50,000 - 100,000 US$	100,000 - 200,000 US$	More than 200,000 US$	I don't know
		- share of all answers -				
CDM large scale projects	**77**	**8%**	**67%**	**20%**	**5%**	**21%**
Business	13		75%	13%	13%	33%
Consultants	19	24%	71%	6%		33%
NGO	6		67%		33%	50%
Officials	20		53%	41%	6%	15%
Research	9	14%	71%	14%		22%
IC	61	9%	66%	19%	6%	22%
DC	12	9%	73%	18%		8%
EU-25	34	13%	67%	17%	4%	29%
USA	8		50%	17%	33%	25%
CDM small scale projects	**77**	**70%**	**28%**		**2%**	**20%**
Business	13	50%	50%			33%
Consultants	19	76%	24%			33%
NGO	6	75%			25%	33%
Officials	20	65%	35%			15%
Research	9	86%	14%			22%
IC	61	70%	28%		2%	20%
DC	12	73%	27%			8%
EU-25	34	68%	32%			26%
USA	8	33%	50%		17%	25%
JI first track projects	**77**	**78%**	**20%**		**2%**	**32%**
Business	13	80%	20%			23%
Consultants	19	77%	23%			23%
NGO	6	33%	33%		33%	50%
Officials	20	69%	31%			35%
Research	9	100%				33%
IC	61	79%	19%		2%	28%
DC	12	67%	33%			45%
EU-25	34	75%	25%			29%
USA	8	67%			33%	63%
JI second track projects	**77**	**12%**	**78%**	**8%**	**2%**	**32%**
Business	13		100%			25%
Consultants	19	23%	69%	8%		25%
NGO	6	33%	33%		33%	50%
Officials	20		77%	23%		35%
Research	9	17%	83%			33%
IC	61	12%	81%	5%	2%	28%
DC	12	17%	50%	33%		45%
EU-25	34	17%	75%	8%		29%
USA	8		75%		25%	50%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 55: What do you expect will be the typical annual costs for the monitoring and verification of CDM or JI projects by 2010? (Question 6)

	n	Less than 5,000 US$	5,000 - 10,000 US$	10,000 - 20,000 US$	20,000 - 50,000 US$	More than 50,000 US$	I don't know
		- share of all answers -					
Renewables	**78**	**18%**	**64%**	**16%**		**2%**	**27%**
Business	15		73%	18%		9%	21%
Consultants	20	29%	59%	12%			15%
NGO	6		50%	50%			67%
Officials	21	7%	80%	13%			29%
Research	9	43%	29%	29%			22%
IC	62	23%	61%	14%		2%	28%
DC	12		70%	30%			17%
EU-25	35	22%	61%	17%			34%
USA	8	20%	40%	20%		20%	38%
Fuel switch in energy and industry sectors	**78**	**16%**	**55%**	**23%**	**4%**	**2%**	**25%**
Business	15	9%	55%	27%	9%		21%
Consultants	20	24%	53%	24%			11%
NGO	6			67%		33%	50%
Officials	21	14%	64%	14%	7%		30%
Research	9	29%	43%	29%			22%
IC	62	18%	57%	20%	2%	2%	25%
DC	12	10%	40%	40%	10%		17%
EU-25	35	23%	68%	9%			33%
USA	8	17%	33%	17%	17%	17%	25%
Supply-side efficiency	**78**	**8%**	**51%**	**39%**	**2%**		**30%**
Business	15		55%	36%	9%		21%
Consultants	20	13%	53%	33%			17%
NGO	6		50%	50%			67%
Officials	21		62%	38%			35%
Research	9	29%	14%	57%			22%
IC	62	10%	53%	35%	3%		31%
DC	12		40%	60%			17%
EU-25	35	10%	57%	33%			38%
USA	8	20%	40%	20%	20%		38%
Carbon capture and storage (CCS)	**78**	**6%**	**24%**	**36%**	**18%**	**16%**	**34%**
Business	15		40%	30%	20%	10%	33%
Consultants	20	12%	24%	47%	6%	12%	15%
NGO	6			67%		33%	50%
Officials	21		22%	33%	33%	11%	53%
Research	9	14%	14%	14%	43%	14%	22%
IC	62	8%	28%	33%	20%	13%	33%
DC	12			50%	13%	38%	33%
EU-25	35	10%	15%	40%	25%	10%	39%
USA	8		17%	33%		50%	25%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 55: What do you expect will be the typical annual costs for the monitoring and verification of CDM or JI projects by 2010? (Question 6) – continued

	n	Less than 5,000 US$	5,000 - 10,000 US$	10,000 - 20,000 US$	20,000 - 50,000 US$	More than 50,000 US$	I don't know
		- share of all answers -					
Demand-side efficiency	**78**	**8%**	**39%**	**33%**	**18%**	**2%**	**30%**
Business	15		55%	36%		9%	21%
Consultants	20	13%	47%	20%	20%		17%
NGO	6		100%				67%
Officials	21		33%	33%	33%		37%
Research	9	29%		43%	29%		22%
IC	62	10%	39%	37%	12%	2%	31%
DC	12		38%	13%	50%		20%
EU-25	35	10%	33%	43%	14%		36%
USA	8	20%	20%	40%		20%	38%
Non-CO2 projects	**78**	**9%**	**30%**	**55%**	**5%**		**25%**
Business	15		20%	70%	10%		29%
Consultants	20	12%	41%	41%	6%		15%
NGO	6		50%	50%			60%
Officials	21	7%	27%	60%	7%		29%
Research	9	29%	14%	57%			13%
IC	62	11%	31%	56%	2%		24%
DC	12		22%	56%	22%		25%
EU-25	35	13%	17%	65%	4%		32%
USA	8		17%	83%			14%
Transport	**78**	**4%**	**18%**	**43%**	**29%**	**6%**	**30%**
Business	15		9%	64%	27%		21%
Consultants	20	7%	21%	50%	14%	7%	26%
NGO	6		33%	33%		33%	50%
Officials	21		23%	31%	38%	8%	35%
Research	9	17%		33%	50%		25%
IC	62	5%	13%	48%	30%	5%	30%
DC	12		33%	22%	33%	11%	25%
EU-25	35	5%	5%	45%	41%	5%	33%
USA	8	20%		60%		20%	29%
Afforestation and reforestation	**78**	**6%**	**31%**	**37%**	**20%**	**6%**	**33%**
Business	15		10%	60%	30%		29%
Consultants	20	13%	27%	47%	7%	7%	25%
NGO	6		67%			33%	50%
Officials	21		54%	31%	8%	8%	38%
Research	9	14%	14%	14%	57%		22%
IC	62	5%	29%	39%	20%	7%	33%
DC	12	11%	33%	33%	22%		25%
EU-25	35	10%	24%	29%	29%	10%	40%
USA	8		14%	71%		14%	13%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 56: What will be the three most important drivers for transaction costs by 2010? (Question 7)

	n	Most important	Second most important	Third most important	Impor-tance
		- share of all answers -			
PDD development (including baseline determination)	**76**	**62%**	**20%**	**13%**	**181**
Business	14	79%	7%	14%	37
Consultants	20	55%	20%	20%	45
NGO	7	29%	43%	14%	13
Officials	20	60%	15%	15%	45
Research	9	67%	33%		24
IC	59	63%	22%	12%	144
DC	14	50%	14%	21%	28
EU-25	33	64%	21%	12%	81
USA	8	63%	13%	25%	19
Monitoring and verification	**76**	**17%**	**37%**	**22%**	**112**
Business	14	14%	36%	14%	18
Consultants	20	15%	35%	25%	28
NGO	7	14%	43%	14%	10
Officials	20	20%	45%	10%	32
Research	9	33%	22%	44%	17
IC	59	19%	37%	22%	90
DC	14	14%	36%	21%	19
EU-25	33	21%	39%	18%	53
USA	8	13%	25%	38%	10
Validation	**76**	**1%**	**18%**	**36%**	**58**
Business	14		36%	36%	15
Consultants	20		5%	40%	10
NGO	7	14%		14%	4
Officials	20		15%	35%	13
Research	9		44%	44%	12
IC	59	2%	19%	39%	48
DC	14		14%	21%	7
EU-25	33		18%	42%	26
USA	8	13%	38%	38%	12
Negotiation of emission reduction purchase agreements	**76**	**1%**	**8%**	**12%**	**24**
Business	14		14%	14%	6
Consultants	20	5%	10%		7
NGO	7			29%	2
Officials	20		10%	15%	7
Research	9			11%	1
IC	59	2%	8%	14%	21
DC	14		7%		2
EU-25	33		9%	12%	10
USA	8		13%		2

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 56: What will be the three most important drivers for transaction costs by 2010?(Question 7) – continued

	n	Most important	Second most important	Third most important	Impor-tance
		- share of all answers -			
Registration	**76**	**3%**	**5%**	**8%**	**20**
Business	14	7%		14%	5
Consultants	20		15%	5%	7
NGO	7			14%	1
Officials	20	5%		10%	5
Research	9				
IC	59	3%	5%	7%	16
DC	14		7%	14%	4
EU-25	33	3%	3%	6%	7
USA	8		13%		2
Host country approval	**76**	**3%**	**1%**	**1%**	**9**
Business	14			7%	1
Consultants	20	5%	5%		5
NGO	7				
Officials	20	5%			3
Research	9				
IC	59	3%	2%	2%	9
DC	14				
EU-25	33	3%		3%	4
USA	8	13%			3
Project development (not related to CDM/JI)	**76**	**12%**	**8%**	**5%**	**43**
Business	14		7%		2
Consultants	20	20%	10%	10%	18
NGO	7	29%	14%		8
Officials	20	10%	5%	10%	10
Research	9				
IC	59	8%	7%	5%	26
DC	14	29%	7%	7%	15
EU-25	33	9%	9%	6%	17
USA	8				

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 57: What project size is necessary to make a CDM or JI projects feasible (taking into account transaction costs)? (Question 8)

	n	Less than 10,000	10,000 - 20,000	20,000 - 50,000	50,000 - 100,000	100,000 - 250,000	250,000 - 500,000	More than 500,000	I don't know
		emission reductions during crediting period (t CO_2e)							
		- share of all answers -							
CDM large scale projects	**74**	**2%**	**2%**	**7%**	**42%**	**17%**	**19%**	**12%**	**19%**
Business	12	10%			20%	30%	20%	20%	17%
Consultants	20		6%	6%	59%	12%	18%		15%
NGO	5					25%	25%	50%	20%
Officials	19			7%	43%	14%	21%	14%	22%
Research	9			29%	43%	14%		14%	22%
IC	58	2%	2%	9%	37%	20%	22%	9%	19%
DC	13				58%	8%	8%	25%	8%
EU-25	32		4%	13%	29%	33%	8%	13%	25%
USA	8	14%			43%		29%	14%	13%
CDM small scale projects	**74**	**2%**	**37%**	**41%**	**17%**	**2%**		**2%**	**19%**
Business	12	10%	10%	40%	40%				17%
Consultants	20		53%	24%	24%				15%
NGO	5			50%		25%		25%	20%
Officials	19		36%	50%	14%				22%
Research	9		29%	71%					22%
IC	58	2%	37%	39%	20%			2%	19%
DC	13		33%	50%	8%	8%			8%
EU-25	32		33%	42%	25%				25%
USA	8	14%	14%	43%	14%			14%	13%
JI first track projects	**74**	**2%**	**16%**	**22%**	**49%**	**7%**	**2%**	**2%**	**38%**
Business	12	10%		20%	60%		10%		17%
Consultants	20		18%	18%	55%	9%			42%
NGO	5					50%		50%	60%
Officials	19			30%	60%	10%			47%
Research	9		43%	29%	29%				22%
IC	58	3%	18%	24%	45%	5%	3%	3%	34%
DC	13			17%	67%	17%			50%
EU-25	32		19%	19%	52%	5%	5%		34%
USA	8	20%		40%	20%			20%	38%
JI second track projects	**74**	**2%**	**4%**	**20%**	**49%**	**16%**	**4%**	**4%**	**38%**
Business	12	10%		30%	20%	30%	10%		17%
Consultants	20		9%	27%	55%	9%			42%
NGO	5					50%		50%	60%
Officials	19			10%	60%	10%	10%	10%	47%
Research	9			29%	71%				22%
IC	58	3%	5%	21%	45%	18%	5%	3%	34%
DC	13			17%	67%			17%	50%
EU-25	32		5%	14%	48%	29%	5%		34%
USA	8	20%		20%	40%			20%	38%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 58: What is the overall risk associated with the generation of CERs or ERUs? (Question 9)

	n	Very low	Low	High	Very high	I don't know
		- share of all answers -				
Renewables	75	15%	66%	19%		3%
Business	15	13%	73%	13%		
Consultants	20	25%	50%	25%		
NGO	5		80%	20%		
Officials	20	11%	78%	11%		10%
Research	9	22%	33%	44%		
IC	60	14%	62%	24%		3%
DC	12	25%	75%			
EU-25	33	13%	65%	23%		6%
USA	8	25%	50%	25%		
Fuel switch in energy and industry sectors	75	23%	60%	12%	4%	1%
Business	15	14%	64%	21%		
Consultants	20	20%	70%	10%		
NGO	5		80%		20%	
Officials	20	32%	58%	11%		5%
Research	9	44%	33%	11%	11%	
IC	60	24%	59%	12%	5%	2%
DC	12	25%	67%	8%		
EU-25	33	24%	61%	12%	3%	
USA	8	38%	38%		25%	
Supply-side efficiency	75	17%	56%	27%		8%
Business	15	29%	43%	29%		
Consultants	20	11%	50%	39%		5%
NGO	5	20%	60%	20%		
Officials	20		82%	18%		15%
Research	9	50%	25%	25%		
IC	60	17%	56%	28%		5%
DC	12	20%	50%	30%		17%
EU-25	33	13%	57%	30%		3%
USA	8	43%	29%	29%		13%
Carbon capture and storage (CCS)	75		2%	38%	60%	11%
Business	15		7%	29%	64%	
Consultants	20			47%	53%	
NGO	5			20%	80%	
Officials	20			57%	43%	30%
Research	9			33%	67%	
IC	60			41%	59%	7%
DC	12		10%	30%	60%	17%
EU-25	33			37%	63%	6%
USA	8			13%	88%	

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 58: What is the overall risk associated with the generation of CERs or ERUs? (Question 9) – continued

	n	Very low	Low	High	Very high	I don't know
		- share of all answers -				
Demand-side efficiency	75	9%	23%	62%	6%	7%
Business	15	14%	43%	43%		
Consultants	20	5%	5%	79%	11%	5%
NGO	5	20%	40%	20%	20%	
Officials	20		35%	65%		15%
Research	9	22%	11%	56%	11%	
IC	60	11%	23%	61%	5%	3%
DC	12		30%	60%	10%	17%
EU-25	33	6%	26%	65%	3%	6%
USA	8	38%	13%	38%	13%	
Non-CO2 projects	75	8%	73%	16%	3%	12%
Business	15		75%	17%	8%	14%
Consultants	20	6%	72%	22%		5%
NGO	5		75%	25%		20%
Officials	20	12%	76%	12%		15%
Research	9	13%	63%	13%	13%	11%
IC	60	9%	72%	15%	4%	9%
DC	12		78%	22%		25%
EU-25	33	10%	79%	10%		9%
USA	8		57%	14%	29%	13%
Transport	75	3%	10%	55%	31%	9%
Business	15		14%	64%	21%	
Consultants	20	6%	6%	56%	33%	10%
NGO	5		20%	60%	20%	
Officials	20		18%	53%	29%	15%
Research	9	13%		50%	38%	11%
IC	60	4%	9%	60%	27%	7%
DC	12		20%	40%	40%	17%
EU-25	33	3%	6%	55%	35%	6%
USA	8	14%		57%	29%	13%
Afforestation and reforestation	75	4%	7%	56%	32%	8%
Business	15		15%	38%	46%	7%
Consultants	20	11%	5%	53%	32%	5%
NGO	5			50%	50%	20%
Officials	20		6%	71%	24%	15%
Research	9			56%	44%	
IC	60	2%	9%	56%	33%	7%
DC	12	10%		50%	40%	17%
EU-25	33	3%	6%	55%	36%	
USA	8		25%	13%	63%	

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 59: Characteristics of project types: Project size (Question 10)

	n	Very small	Small	Large	Very large	I don't know
		- share of all answers -				
Renewables	76	9%	72%	19%		5%
Business	15	7%	79%	14%		5%
Consultants	21	6%	61%	33%		5%
NGO	5		100%			
Officials	20	6%	83%	11%		10%
Research	9	11%	67%	22%		
IC	60	9%	76%	15%		5%
DC	13		64%	36%		8%
EU-25	33	9%	72%	19%		3%
USA	8		86%	14%		13%
Fuel switch in energy and industry sectors	76		20%	75%	4%	4%
Business	15		14%	79%	7%	4%
Consultants	21		28%	72%		5%
NGO	5		20%	80%		
Officials	20		6%	94%		10%
Research	9		25%	63%	13%	
IC	60		13%	82%	5%	4%
DC	13		45%	55%		8%
EU-25	33		10%	87%	3%	6%
USA	8			75%	25%	
Supply-side efficiency	76		25%	72%	3%	8%
Business	15		21%	71%	7%	8%
Consultants	21		18%	82%		11%
NGO	5		20%	80%		
Officials	20		29%	71%		15%
Research	9		44%	44%	11%	
IC	60		22%	75%	4%	5%
DC	13		40%	60%		17%
EU-25	33		16%	81%	3%	6%
USA	8		25%	63%	13%	
Carbon capture and storage (CCS)	76	3%	10%	34%	52%	15%
Business	15		17%	42%	42%	15%
Consultants	21	6%	19%	31%	44%	11%
NGO	5			20%	80%	
Officials	20	7%		33%	60%	25%
Research	9		11%	33%	56%	
IC	60	4%	10%	35%	52%	9%
DC	13		13%	38%	50%	33%
EU-25	33	3%	7%	41%	48%	9%
USA	8		25%	25%	50%	

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 59: Characteristics of project types: Project size (Question 10) – continued

	n	Very small	Small	Large	Very large	I don't know
		- share of all answers -				
Demand-side efficiency	76	12%	58%	29%		10%
Business	15		43%	57%		10%
Consultants	21	19%	50%	31%		16%
NGO	5	20%	20%	60%		
Officials	20	12%	76%	12%		11%
Research	9		89%	11%		
IC	60	9%	61%	30%		7%
DC	13	22%	44%	33%		18%
EU-25	33	9%	56%	34%		3%
USA	8		71%	29%		13%
Non-CO2 projects	76		6%	47%	47%	10%
Business	15			67%	33%	10%
Consultants	21			53%	47%	6%
NGO	5		20%	20%	60%	
Officials	20		11%	42%	47%	5%
Research	9		17%	50%	33%	25%
IC	60		8%	47%	45%	5%
DC	13			44%	56%	25%
EU-25	33		7%	50%	43%	3%
USA	8		17%	33%	50%	25%
Transport	76	5%	35%	58%	2%	15%
Business	15		46%	54%		15%
Consultants	21	7%	27%	67%		21%
NGO	5			100%		20%
Officials	20	6%	38%	50%	6%	20%
Research	9		56%	44%		
IC	60	4%	42%	52%	2%	14%
DC	13	11%	11%	78%		25%
EU-25	33	3%	40%	53%	3%	9%
USA	8		50%	50%		25%
Afforestation and reforestation	76	8%	39%	45%	8%	14%
Business	15		46%	46%	8%	14%
Consultants	21	14%	57%	21%	7%	22%
NGO	5			50%	50%	20%
Officials	20	12%	29%	53%	6%	15%
Research	9	11%	44%	44%		
IC	60	8%	42%	44%	6%	12%
DC	13	10%	30%	40%	20%	17%
EU-25	33	7%	40%	43%	10%	9%
USA	8	13%	25%	63%		

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 60: Characteristics of project types: Determination of the baseline (Question 10)

	n	Very easy	Easy	Difficult	Very difficult	I don't know
		- share of all answers -				
Renewables	76	10%	74%	13%	4%	3%
Business	15	8%	85%	8%		3%
Consultants	21	16%	58%	26%		5%
NGO	5		80%		20%	
Officials	20	15%	80%	5%		
Research	9		78%	22%		
IC	60	9%	74%	14%	4%	3%
DC	13	17%	75%	8%		
EU-25	33	9%	72%	19%		3%
USA	8	13%	63%		25%	
Fuel switch in energy and industry sectors	76	7%	75%	15%	3%	4%
Business	15	15%	54%	31%		4%
Consultants	21	11%	79%	11%		5%
NGO	5		60%	20%	20%	
Officials	20	5%	89%	5%		5%
Research	9		78%	11%	11%	
IC	60	7%	72%	18%	4%	3%
DC	13	9%	91%			8%
EU-25	33	9%	72%	19%		3%
USA	8		75%		25%	
Supply-side efficiency	76	4%	63%	29%	3%	8%
Business	15	15%	46%	38%		8%
Consultants	21	5%	53%	42%		5%
NGO	5		60%	20%	20%	
Officials	20		78%	22%		10%
Research	9		78%	11%	11%	
IC	60	5%	63%	29%	4%	5%
DC	13		60%	40%		17%
EU-25	33	6%	63%	31%		3%
USA	8	14%	57%		29%	13%
Carbon capture and storage (CCS)	76	9%	29%	40%	22%	18%
Business	15	8%	17%	58%	17%	18%
Consultants	21	6%	31%	38%	25%	11%
NGO	5		25%	50%	25%	
Officials	20	8%	23%	46%	23%	35%
Research	9	11%	44%	22%	22%	
IC	60	10%	30%	42%	18%	12%
DC	13		29%	29%	43%	36%
EU-25	33	14%	25%	43%	18%	13%
USA	8		57%	14%	29%	

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 60: Characteristics of project types: Determination of the baseline (Question 10) – continued

	n	Very easy	Easy	Difficult	Very difficult	I don't know
		- share of all answers -				
Demand-side efficiency	76	1%	15%	67%	16%	9%
Business	15	8%	31%	62%		9%
Consultants	21		6%	72%	22%	10%
NGO	5		20%	60%	20%	
Officials	20		18%	71%	12%	15%
Research	9		11%	67%	22%	
IC	60	2%	15%	67%	16%	7%
DC	13		20%	70%	10%	17%
EU-25	33		13%	68%	19%	6%
USA	8	13%	25%	38%	25%	
Non-CO2 projects	76	8%	65%	23%	5%	8%
Business	15		50%	42%	8%	8%
Consultants	21	18%	65%	18%		6%
NGO	5		80%		20%	
Officials	20	5%	68%	26%		5%
Research	9	13%	50%	25%	13%	11%
IC	60	9%	64%	22%	5%	4%
DC	13		67%	33%		25%
EU-25	33	10%	71%	19%		3%
USA	8		29%	29%	43%	13%
Transport	76		7%	37%	55%	9%
Business	15		8%	38%	54%	9%
Consultants	21		11%	37%	53%	5%
NGO	5				100%	20%
Officials	20		6%	35%	59%	15%
Research	9			50%	50%	11%
IC	60		2%	43%	55%	10%
DC	13		27%	9%	64%	8%
EU-25	33		3%	34%	63%	3%
USA	8			71%	29%	13%
Afforestation and reforestation	76	2%	16%	38%	44%	13%
Business	15		17%	8%	75%	13%
Consultants	21	6%	24%	47%	24%	11%
NGO	5				100%	20%
Officials	20		13%	50%	38%	16%
Research	9		11%	56%	33%	
IC	60		15%	38%	46%	10%
DC	13	11%	22%	33%	33%	18%
EU-25	33		6%	35%	58%	6%
USA	8		25%	38%	38%	

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 61: Characteristics of project types: Demonstration of additionality (Question 10)

	n	Very easy	Easy	Difficult	Very difficult	I don't know
		- share of all answers -				
Renewables	76	14%	69%	13%	4%	3%
Business	15	14%	64%	14%	7%	3%
Consultants	21	21%	68%	5%	5%	5%
NGO	5	50%	25%		25%	20%
Officials	20	10%	85%	5%		
Research	9		56%	44%		
IC	60	16%	65%	14%	5%	3%
DC	13	8%	83%	8%		
EU-25	33	19%	63%	16%	3%	3%
USA	8	13%	50%	25%	13%	
Fuel switch in energy and industry sectors	76	3%	54%	37%	7%	4%
Business	15		31%	62%	8%	4%
Consultants	21	11%	47%	37%	5%	5%
NGO	5		40%	40%	20%	
Officials	20		79%	21%		5%
Research	9		56%	33%	11%	
IC	60	4%	49%	39%	9%	3%
DC	13		82%	18%		8%
EU-25	33	3%	44%	50%	3%	3%
USA	8		63%	13%	25%	
Supply-side efficiency	76	5%	30%	53%	12%	10%
Business	15		21%	57%	21%	10%
Consultants	21	18%	18%	53%	12%	11%
NGO	5		60%	20%	20%	
Officials	20		41%	59%		15%
Research	9		33%	56%	11%	
IC	60	4%	28%	54%	15%	7%
DC	13	10%	40%	50%		17%
EU-25	33	3%	19%	69%	9%	3%
USA	8	14%	43%		43%	13%
Carbon capture and storage (CCS)	76	17%	44%	22%	17%	19%
Business	15	9%	45%	18%	27%	19%
Consultants	21	24%	35%	24%	18%	11%
NGO	5		20%	60%	20%	
Officials	20	23%	54%	8%	15%	35%
Research	9	22%	44%	33%		
IC	60	20%	46%	18%	16%	14%
DC	13		38%	50%	13%	33%
EU-25	33	19%	44%	22%	15%	16%
USA	8		63%	13%	25%	

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 61: Characteristics of project types: Demonstration of additionality (Question 10) – continued

	n	Very easy	Easy	Difficult	Very difficult	I don't know
		- share of all answers -				
Demand-side efficiency	76	3%	22%	60%	15%	8%
Business	15		29%	64%	7%	8%
Consultants	21	11%	5%	68%	16%	10%
NGO	5		20%	60%	20%	
Officials	20		41%	53%	6%	15%
Research	9		13%	63%	25%	
IC	60	2%	22%	60%	16%	5%
DC	13	9%	18%	64%	9%	15%
EU-25	33	3%	19%	65%	13%	3%
USA	8		25%	38%	38%	
Non-CO2 projects	76	13%	57%	19%	11%	14%
Business	15		45%	18%	36%	14%
Consultants	21	18%	59%	18%	6%	11%
NGO	5		50%	25%	25%	20%
Officials	20	17%	56%	28%		10%
Research	9	13%	63%	13%	13%	11%
IC	60	12%	58%	19%	12%	10%
DC	13	11%	56%	22%	11%	25%
EU-25	33	10%	62%	17%	10%	9%
USA	8		29%	29%	43%	13%
Transport	76	1%	7%	54%	37%	9%
Business	15		8%	50%	42%	9%
Consultants	21	5%	10%	45%	40%	5%
NGO	5			80%	20%	
Officials	20		6%	71%	24%	15%
Research	9		13%	38%	50%	11%
IC	60	2%	8%	57%	34%	10%
DC	13		8%	50%	42%	8%
EU-25	33	3%	6%	55%	35%	6%
USA	8		14%	29%	57%	13%
Afforestation and reforestation	76	8%	23%	51%	18%	15%
Business	15		17%	58%	25%	15%
Consultants	21	19%	25%	44%	13%	16%
NGO	5			50%	50%	20%
Officials	20	7%	27%	53%	13%	21%
Research	9	11%	11%	56%	22%	
IC	60	4%	24%	53%	20%	12%
DC	13	38%	13%	38%	13%	27%
EU-25	33	6%	6%	65%	23%	6%
USA	8		38%	38%	25%	

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 62: Characteristics of project types: Sustainability benefits (Question 10)

	n	Very high	High	Low	Very low	I don't know
		- share of all answers -				
Renewables	76	61%	36%	3%		
Business	15	67%	33%			
Consultants	21	65%	35%			
NGO	5	80%	20%			
Officials	20	60%	40%			
Research	9	78%	22%			
IC	60	63%	35%	2%		
DC	13	67%	33%			
EU-25	33	67%	33%			
USA	8	63%	25%	13%		
Fuel switch in energy and industry sectors	76	8%	68%	21%	3%	
Business	15	7%	86%	7%		
Consultants	21	21%	37%	37%	5%	
NGO	5		80%		20%	
Officials	20		95%	5%		
Research	9	11%	56%	33%		
IC	60	8%	69%	19%	3%	
DC	13	9%	73%	18%		
EU-25	33	12%	79%	9%		
USA	8		50%	38%	13%	
Supply-side efficiency	76	10%	68%	21%	1%	4%
Business	15	21%	71%	7%		4%
Consultants	21	11%	47%	37%	5%	5%
NGO	5	20%	80%			
Officials	20		84%	16%		5%
Research	9	11%	67%	22%		
IC	60	9%	72%	19%		2%
DC	13	18%	45%	27%	9%	8%
EU-25	33	6%	84%	9%		3%
USA	8	13%	50%	38%		
Carbon capture and storage (CCS)	76	1%	15%	31%	53%	8%
Business	15		8%	38%	54%	8%
Consultants	21	5%	11%	37%	47%	5%
NGO	5			40%	60%	
Officials	20		28%	28%	44%	10%
Research	9		13%	25%	63%	11%
IC	60	2%	16%	32%	50%	5%
DC	13		10%	30%	60%	17%
EU-25	33	3%	13%	34%	50%	3%
USA	8		14%	14%	71%	13%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 62: Characteristics of project types: Sustainability benefits (Question 10) – continued

	n	Very high	High	Low	Very low	I don't know
		- share of all answers -				
Demand-side efficiency	76	22%	68%	10%		1%
Business	15	21%	71%	7%		1%
Consultants	21	15%	65%	20%		
NGO	5	20%	80%			
Officials	20	25%	70%	5%		
Research	9	22%	78%			
IC	60	25%	68%	7%		
DC	13		75%	25%		
EU-25	33	21%	76%	3%		
USA	8	38%	50%	13%		
Non-CO2 projects	76	2%	28%	51%	20%	11%
Business	15		38%	38%	23%	11%
Consultants	21	6%	17%	67%	11%	5%
NGO	5			50%	50%	20%
Officials	20		37%	53%	11%	5%
Research	9		33%	50%	17%	33%
IC	60	2%	31%	44%	22%	7%
DC	13		11%	89%		25%
EU-25	33	3%	41%	38%	19%	
USA	8		20%	20%	60%	38%
Transport	76	26%	60%	13%	1%	5%
Business	15	14%	57%	29%		5%
Consultants	21	42%	47%	5%	5%	5%
NGO	5	20%	60%	20%		
Officials	20	22%	67%	11%		10%
Research	9	25%	75%			11%
IC	60	30%	55%	14%		5%
DC	13	9%	73%	9%	9%	8%
EU-25	33	26%	61%	13%		6%
USA	8	29%	43%	29%		13%
Afforestation and reforestation	76	32%	35%	24%	9%	8%
Business	15	23%	31%	23%	23%	8%
Consultants	21	63%	11%	26%		5%
NGO	5		33%	33%	33%	40%
Officials	20	17%	50%	22%	11%	10%
Research	9	22%	44%	33%		
IC	60	29%	33%	27%	11%	7%
DC	13	50%	40%	10%		17%
EU-25	33	19%	32%	35%	13%	6%
USA	8	38%	38%	13%	13%	

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 63: What will be the typical mitigation costs in 2010? (Question 11)

	n	Less than 0 US$/t CO_2e	0 - 5 US$/t CO_2e	5 - 10 US$/t CO_2e	10 - 25 US$/t CO_2e	25 - 50 US$/t CO_2e	Higher than 50 US$/t CO_2e	I don't know
		- share of all answers -						
Large hydro	**73**		**53%**	**38%**	**4%**	**2%**	**2%**	**36%**
Business	13		63%	25%	13%			38%
Consultants	20		38%	46%	8%		8%	35%
NGO	5		50%	50%				60%
Officials	20		71%	21%		7%		30%
Research	9		43%	57%				22%
IC	58		56%	33%	6%	3%	3%	38%
DC	12		50%	50%				17%
EU-25	32		60%	25%	5%	5%	5%	38%
USA	8		50%	50%				50%
Small hydro	**73**		**9%**	**51%**	**32%**	**6%**	**2%**	**36%**
Business	13		13%	75%		13%		38%
Consultants	20			38%	46%	8%	8%	35%
NGO	5			100%				60%
Officials	20		21%	43%	29%	7%		30%
Research	9			57%	43%			22%
IC	58		8%	58%	22%	8%	3%	38%
DC	12		10%	30%	60%			17%
EU-25	32		10%	50%	25%	10%	5%	38%
USA	8			100%				50%
Biomass	**73**		**7%**	**70%**	**17%**	**4%**	**2%**	**36%**
Business	13			75%	13%	13%		38%
Consultants	20		7%	71%	14%		7%	30%
NGO	5		50%	50%				60%
Officials	20			67%	33%			37%
Research	9		14%	71%	14%			22%
IC	58		9%	66%	17%	6%	3%	39%
DC	12			80%	20%			17%
EU-25	32		10%	55%	20%	10%	5%	35%
USA	8			100%				38%
Wind	**73**		**2%**	**39%**	**48%**	**9%**	**2%**	**36%**
Business	13			50%	38%	13%		38%
Consultants	20			38%	38%	15%	8%	32%
NGO	5			50%	50%			60%
Officials	20			31%	69%			35%
Research	9		14%	43%	43%			22%
IC	58		3%	40%	43%	11%	3%	39%
DC	12			40%	60%			17%
EU-25	32		5%	30%	45%	15%	5%	35%
USA	8			75%	25%			50%
Solar thermal power	**73**		**2%**	**33%**	**38%**	**22%**	**4%**	**38%**
Business	13			25%	38%	25%	13%	38%
Consultants	20			27%	45%	18%	9%	45%
NGO	5				100%			60%
Officials	20			43%	29%	29%		30%
Research	9			57%	29%	14%		22%
IC	58		3%	34%	31%	26%	6%	40%
DC	12			33%	56%	11%		25%
EU-25	32			37%	21%	32%	11%	41%
USA	8			50%	50%			50%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 63: What will be the typical mitigation costs in 2010? (Question 11) – continued

	n	Less than 0 US$/t CO_2e	0 - 5 US$/t CO_2e	5 - 10 US$/t CO_2e	10 - 25 US$/t CO_2e	25 - 50 US$/t CO_2e	Higher than 50 US$/t CO_2e	I don't know
		- share of all answers -						
Photovoltaics	**73**			**7%**	**19%**	**33%**	**42%**	**39%**
Business	13				17%	50%	33%	45%
Consultants	20			15%	8%	23%	54%	35%
NGO	5				50%	50%		60%
Officials	20				31%	31%	38%	35%
Research	9			14%	14%	29%	43%	22%
IC	58			9%	18%	29%	44%	40%
DC	12				25%	38%	38%	27%
EU-25	32				20%	20%	60%	35%
USA	8			50%		25%	25%	50%
Geothermal	**73**		**5%**	**30%**	**43%**	**18%**	**5%**	**45%**
Business	13		14%	29%	57%			46%
Consultants	20			27%	36%	27%	9%	45%
NGO	5			50%	50%			60%
Officials	20		8%	25%	50%	17%		40%
Research	9			33%	33%	17%	17%	33%
IC	58		6%	35%	39%	13%	6%	47%
DC	12				63%	38%		33%
EU-25	32		6%	18%	53%	12%	12%	47%
USA	8			75%	25%			50%
Landfills	**73**	**4%**	**71%**	**24%**				**36%**
Business	13		71%	29%				46%
Consultants	20	8%	75%	17%				29%
NGO	5		100%					80%
Officials	20	7%	60%	33%				25%
Research	9		67%	33%				33%
IC	58	3%	71%	26%				36%
DC	12	11%	67%	22%				25%
EU-25	32	5%	71%	24%				30%
USA	8		50%	50%				50%
HFC23 from HCFC22 production	**73**	**19%**	**74%**	**5%**	**2%**			**39%**
Business	13		86%	14%				46%
Consultants	20	25%	67%	8%				33%
NGO	5		100%					80%
Officials	20	33%	60%		7%			25%
Research	9		100%					56%
IC	58	18%	79%	3%				41%
DC	12	22%	56%	11%	11%			25%
EU-25	32	16%	84%					39%
USA	8		67%	33%				63%
N2O from nitric or adipic acid production	**73**	**14%**	**76%**	**10%**				**40%**
Business	13		88%	13%				38%
Consultants	20	17%	67%	17%				33%
NGO	5		100%					80%
Officials	20	29%	64%	7%				30%
Research	9		100%					56%
IC	58	16%	78%	6%				42%
DC	12	11%	67%	22%				25%
EU-25	32	15%	80%	5%				35%
USA	8		50%	50%				71%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 63: What will be the typical mitigation costs in 2010? (Question 11) – continued

	n	Less than 0 US$/t CO_2e	0 - 5 US$/t CO_2e	5 - 10 US$/t CO_2e	10 - 25 US$/t CO_2e	25 - 50 US$/t CO_2e	Higher than 50 US$/t CO_2e	I don't know
		- share of all answers -						
Waste water treatment	**73**	**2%**	**36%**	**50%**	**10%**		**2%**	**40%**
Business	13		43%	43%	14%			46%
Consultants	20		25%	58%	8%		8%	37%
NGO	5			100%				60%
Officials	20	8%	38%	46%	8%			32%
Research	9		40%	60%				38%
IC	58	3%	39%	52%	3%		3%	41%
DC	12		25%	50%	25%			27%
EU-25	32	5%	37%	53%			5%	39%
USA	8		33%	33%	33%			63%
Coal Mine Methane	**73**	**2%**	**63%**	**19%**	**12%**	**2%**	**2%**	**39%**
Business	13		50%	38%	13%			38%
Consultants	20		67%	17%	8%		8%	33%
NGO	5		50%	50%				60%
Officials	20	8%	69%	8%	15%			35%
Research	9		75%		25%			50%
IC	58	3%	68%	15%	9%	3%	3%	38%
DC	12		50%	25%	25%			33%
EU-25	32	5%	65%	15%	10%		5%	38%
USA	8			67%		33%		57%
Fuel switch in energy and industry	**73**	**2%**	**35%**	**49%**	**12%**		**2%**	**33%**
Business	13		63%	25%	13%			38%
Consultants	20	7%	20%	60%	7%		7%	25%
NGO	5		50%	50%				60%
Officials	20		36%	50%	14%			30%
Research	9		33%	33%	33%			33%
IC	58	3%	29%	50%	16%		3%	34%
DC	12		60%	40%				17%
EU-25	32		41%	36%	18%		5%	31%
USA	8		25%	75%				50%
Supply-side efficiency	**73**	**7%**	**33%**	**51%**	**7%**		**2%**	**39%**
Business	13	14%	29%	57%				42%
Consultants	20	17%	17%	42%	17%		8%	40%
NGO	5		100%					60%
Officials	20		36%	57%	7%			30%
Research	9		50%	50%				50%
IC	58	9%	30%	55%	3%		3%	41%
DC	12		44%	33%	22%			25%
EU-25	32	11%	33%	44%	6%		6%	42%
USA	8		25%	75%				50%
Carbon capture and storage	**73**		**6%**	**3%**	**26%**	**31%**	**34%**	**49%**
Business	13		14%		43%	14%	29%	46%
Consultants	20			11%	11%	22%	56%	47%
NGO	5				100%			80%
Officials	20				33%	44%	22%	55%
Research	9		17%		17%	33%	33%	33%
IC	58		3%	3%	23%	37%	33%	46%
DC	12		20%		40%		40%	55%
EU-25	32		6%		22%	44%	28%	42%
USA	8			25%			75%	50%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 63: What will be the typical mitigation costs in 2010? (Question 11) – continued

	n	Less than 0 US$/t CO_2e	0 - 5 US$/t CO_2e	5 - 10 US$/t CO_2e	10 - 25 US$/t CO_2e	25 - 50 US$/t CO_2e	Higher than 50 US$/t CO_2e	I don't know
		- share of all answers -						
Demand-side efficiency	**73**	**5%**	**19%**	**42%**	**30%**	**2%**	**2%**	**40%**
Business	13		38%	38%	25%			38%
Consultants	20		9%	36%	36%	9%	9%	42%
NGO	5		50%	50%				60%
Officials	20	8%	8%	46%	38%			35%
Research	9		40%	40%	20%			44%
IC	58	3%	21%	36%	33%	3%	3%	42%
DC	12	11%	11%	56%	22%			25%
EU-25	32		17%	39%	39%		6%	44%
USA	8	25%	50%	25%				50%
Transport	**73**		**5%**	**38%**	**31%**	**23%**	**3%**	**44%**
Business	13		13%	50%	13%	25%		38%
Consultants	20			20%	30%	40%	10%	44%
NGO	5			50%	50%			60%
Officials	20			58%	33%	8%		40%
Research	9		20%	20%	40%	20%		38%
IC	58		3%	45%	31%	17%	3%	47%
DC	12		11%	22%	22%	44%		25%
EU-25	32			47%	29%	18%	6%	47%
USA	8			100%				71%
Afforestation and reforestation	**73**	**5%**	**33%**	**44%**	**7%**	**7%**	**5%**	**40%**
Business	13		57%	29%		14%		46%
Consultants	20	8%	23%	38%	8%	8%	15%	32%
NGO	5			100%				80%
Officials	20	8%	25%	58%	8%			40%
Research	9		17%	50%	17%	17%		33%
IC	58	3%	36%	45%	3%	9%	3%	42%
DC	12	11%	22%	33%	22%		11%	25%
EU-25	32	5%	37%	42%	5%	5%	5%	41%
USA	8		50%	50%				50%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 64: What will be the market price of temporary and long-term CERs relative to CERs from other project types in 2010? (Question 12)

	n	≤ 20 %	≤ 40 %	≤ 60 %	≤ 80 %	≤ 100 %	> 100 %	Average	I don't know
		- share of all answers -							
Long-term CERs (lCERs)	**70**	**9%**	**24%**	**24%**	**36%**	**6%**		**55%**	**53%**
Business	13		20%	40%	40%			54%	62%
Consultants	20	18%	18%	27%	18%	18%		54%	45%
NGO	4								100%
Officials	18		29%	29%	43%			59%	61%
Research	9	11%	33%	11%	44%			51%	
IC	55	13%	21%	29%	33%	4%		52%	56%
DC	12		38%	13%	38%	13%		59%	33%
EU-25	30		27%	27%	40%	7%		59%	50%
USA	8		25%	50%	25%			52%	50%
Temporary CERs (tCERs)	**70**	**15%**	**52%**	**24%**	**6%**	**3%**		**39%**	**53%**
Business	13		80%		20%			41%	62%
Consultants	20	18%	64%	9%		9%		39%	45%
NGO	4								100%
Officials	18	29%	14%	57%				37%	61%
Research	9	11%	56%	33%				37%	
IC	55	17%	58%	17%	4%	4%		37%	56%
DC	12	13%	38%	50%				41%	33%
EU-25	30	7%	67%	13%	7%	7%		41%	50%
USA	8		75%	25%				40%	50%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 65: Future development of CDM and JI (Do you agree with the following statements?) (Question 13)

	All	Business	Consultants	NGO	Officials	Research	IC	DC	EU-25	USA
n	75	13	21	5	20	9	59	13	33	8
Question	- share of affirmative answers ("I agree") -									
Industrialized countries will mainly use project-based mechanisms to fulfill their Kyoto commitments.	22%	31%	15%	20%	25%		17%	33%	22%	13%
Industrialized countries will mainly implement domestic measures and use international emissions trading but not project-based mechanisms to fulfill their Kyoto commitments.	37%	15%	40%	40%	47%	43%	39%	27%	29%	43%
Industrialized countries will mainly use international emissions trading and project-based mechanisms to fulfill their Kyoto commitments.	54%	54%	50%	25%	56%	63%	52%	58%	55%	50%
Companies covered under emissions trading schemes will mainly use project-based mechanisms to fulfill their commitments.	21%	38%	20%		11%	25%	18%	36%	19%	29%
Companies covered under emissions trading schemes will mostly carry out internal abatement measures and/or use emissions trading but not project-based mechanisms to meet their commitments.	78%	62%	75%	100%	82%	89%	79%	73%	74%	88%
By 2010, the demand for CERs and ERUs will be dominated by governmental procurement tenders.	35%	23%	26%		47%	50%	32%	45%	29%	67%
By 2010, the demand for CERs and ERUs will be dominated by companies covered under emissions trading schemes.	69%	69%	81%	100%	65%	56%	69%	67%	61%	86%
Buyers using CERs or ERUs for voluntary compensation of greenhouse gas emissions will make up more than 3 % of the overall demand for CERs and ERUs.	51%	90%	40%	67%	46%	13%	48%	67%	48%	50%
Most companies covered under emissions trading schemes will use carbon funds to purchase CERs or ERUs.	85%	100%	68%	80%	88%	88%	88%	64%	90%	83%
Most companies covered under emissions trading schemes will directly invest in CDM or JI projects.	8%		25%				7%	10%	7%	
By 2010, 20 % of all projects will provide more than 80 % of all CERs and ERUs.	76%	100%	71%	100%	78%	56%	79%	73%	75%	75%
By 2010, more than two thirds of the global CERs will come from China and India.	32%	31%	30%		37%	50%	31%	36%	32%	50%
Only large host countries will utilise the domestic JI or CDM mitigation potential.	19%		11%	33%	29%	25%	19%	9%	19%	33%
By 2010, most procurement tenders and carbon funds will also purchase tCERs and lCERs from afforestation and reforestation projects.	48%	25%	48%	20%	64%	56%	51%	33%	53%	50%
The temporary character of lCERs and tCERs is in many cases prohibitive to the implementation of afforestation or reforestation projects under the CDM.	84%	91%	84%	100%	86%	78%	86%	82%	80%	88%
Most afforestation and reforestation projects aim at a temporary storage of carbon (such as, for example, commercial plantations).	84%	90%	67%	100%	94%	100%	84%	91%	91%	71%
On a global scale, less than 10 % of the carbon stored in afforestation and reforestation projects will be released unintentionally (e.g. as a result of fires, illegal logging, etc)	63%	45%	79%		92%	44%	59%	91%	64%	29%
Carbon revenues significantly increase the profitability of CDM and JI projects.	57%	69%	55%	50%	60%	43%	58%	58%	55%	38%
In many cases, carbon revenues are the icing on the cake, but are not decisive for the investment decision.	86%	77%	85%	75%	100%	88%	84%	100%	87%	75%
Many projects would also be implemented without registration under the CDM.	71%	67%	74%	100%	63%	89%	65%	100%	61%	100%
Many CDM electricity generation projects result in an increased consumption of electricity.	50%	50%	40%	100%	42%	71%	58%	20%	52%	67%
Most CDM projects have sustainable development benefits (health, poverty alleviation, etc).	79%	92%	79%	80%	79%	63%	84%	64%	90%	75%
Most CDM projects lead to a transfer of technology to developing countries.	63%	92%	47%	60%	63%	56%	71%	27%	71%	86%
Transaction costs are significantly reduced once project developers can draw on approved methodologies and projects of the same type.	99%	100%	95%	100%	100%	100%	98%	100%	100%	100%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 66: Evolution of the climate mitigation regime (By when do you expect the following to happen?) (Question 14)

	n	2010	2020	2030	2040	2050	Later or never	I don't know
		- share of all answers -						
More than 80 % of global GHG emissions will be regulated by binding and quantitative reduction commitments under national or international law.	**74**	**1%**	**30%**	**45%**	**4%**	**6%**	**14%**	**4%**
Business	13		38%	23%		8%	31%	
Consultants	21	5%	33%	43%	5%	5%	10%	
NGO	5			50%	25%		25%	20%
Officials	20		26%	63%		5%	5%	5%
Research	9		22%	44%	11%		22%	
IC	58	2%	28%	46%	5%	4%	16%	2%
DC	13		33%	42%		17%	8%	8%
EU-25	32	3%	25%	47%	3%		22%	
USA	8		43%	14%		29%	14%	13%
All major industrialized countries will have introduced emissions trading schemes.	**74**	**4%**	**84%**	**7%**		**1%**	**3%**	**4%**
Business	13		85%	15%				
Consultants	21	10%	76%	10%		5%		
NGO	5		100%					20%
Officials	20	6%	83%	6%			6%	5%
Research	9		89%				11%	
IC	58	4%	86%	9%			2%	2%
DC	13	9%	73%			9%	9%	8%
EU-25	32	6%	81%	13%				
USA	8		86%				14%	13%
Emissions trading schemes in industrialized countries will have been extended to most sectors of the economy (i.e. including the transport, residential, and commercial sectors).	**74**	**3%**	**68%**	**16%**	**1%**	**1%**	**10%**	**4%**
Business	13		85%	15%				
Consultants	21	5%	71%	5%	5%	5%	10%	
NGO	5		25%	75%				20%
Officials	20	5%	63%	21%			11%	
Research	9		50%	13%			38%	
IC	58	4%	65%	18%	2%		11%	4%
DC	13		75%	8%		8%	8%	
EU-25	32	6%	52%	26%			16%	3%
USA	8		71%	14%			14%	13%
Emissions trading schemes in industrialized countries will cover all GHGs.	**74**	**6%**	**70%**	**12%**	**3%**	**1%**	**9%**	**4%**
Business	13		77%	15%	8%			
Consultants	21	20%	60%	5%	5%	5%	5%	
NGO	5		25%	75%				20%
Officials	20		79%	11%			11%	
Research	9		78%				22%	
IC	58	7%	65%	15%	4%		9%	4%
DC	13		83%			8%	8%	
EU-25	32	6%	65%	19%			10%	3%
USA	8	14%	57%		14%		14%	13%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 66: Evolution of the climate mitigation regime (By when do you expect the following to happen?) (Question 14) – continued

	n	2010	2020	2030	2040	2050	Later or never	I don't know
		- share of all answers -						
Emissions trading will have been extended to most countries and sectors worldwide.	**74**	**1%**	**23%**	**45%**	**7%**	**3%**	**20%**	**5%**
Business	13		23%	46%	15%		15%	
Consultants	21	5%	20%	35%	10%	5%	25%	
NGO	5		25%	75%				20%
Officials	20		26%	53%	5%	5%	11%	5%
Research	9		22%	33%			44%	
IC	58	2%	25%	43%	7%	2%	21%	3%
DC	13		9%	55%	9%	9%	18%	8%
EU-25	32	3%	13%	45%	3%	3%	32%	3%
USA	8		57%	14%	14%		14%	13%
More than 80 % of global CO2 emissions from energy-intensive industries will be covered under emissions trading schemes.	**74**	**1%**	**54%**	**30%**	**3%**	**3%**	**9%**	**5%**
Business	13		38%	46%			15%	
Consultants	21	5%	43%	33%	10%	5%	5%	
NGO	5		100%					40%
Officials	20		74%	21%			5%	5%
Research	9		44%	22%		11%	22%	
IC	58	2%	54%	32%	2%	2%	9%	3%
DC	13		58%	17%	8%	8%	8%	8%
EU-25	32	3%	48%	32%		3%	13%	3%
USA	8		71%	14%			14%	13%
The market price for emission allowances (AAUs, ERUs, CERs, etc) will exceed 50 US$/t CO2e.	**74**	**6%**	**40%**	**17%**	**6%**	**3%**	**28%**	**12%**
Business	13	8%	25%	17%	17%	8%	25%	8%
Consultants	21	10%	29%	19%	5%		38%	
NGO	5		67%		33%			40%
Officials	20	6%	56%	17%			22%	10%
Research	9		43%	29%			29%	22%
IC	58	8%	40%	19%	6%	4%	25%	9%
DC	13		36%	9%	9%		45%	15%
EU-25	32	10%	38%	21%		7%	24%	9%
USA	8		33%		17%		50%	25%
The market price for emission allowances (AAUs, ERUs, CERs, etc) will exceed 100 US$/t CO2e.	**74**	**2%**		**16%**	**8%**	**8%**	**66%**	**16%**
Business	13			23%	15%	15%	46%	
Consultants	21	5%		10%			85%	5%
NGO	5						100%	80%
Officials	20			24%	12%	18%	47%	15%
Research	9				14%		86%	22%
IC	58	2%		18%	10%	10%	61%	12%
DC	13			10%			90%	23%
EU-25	32	3%		17%	17%	10%	52%	9%
USA	8			17%		17%	67%	25%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 66: Evolution of the climate mitigation regime (By when do you expect the following to happen?) (Question 14) – continued

	n	2010	2020	2030	2040	2050	Later or never	I don't know
		- share of all answers -						
A sectoral CDM will be introduced, which allows developing countries to obtain credits for reducing emissions in a sector or subsector of the economy (e.g. through respective policies)	**74**	**13%**	**69%**	**11%**			**8%**	**12%**
Business	13		75%	17%			8%	8%
Consultants	21	6%	72%	11%			11%	10%
NGO	5		75%				25%	20%
Officials	20	12%	76%	12%				15%
Research	9	33%	44%	11%			11%	
IC	58	12%	71%	10%			8%	9%
DC	13	10%	60%	20%			10%	23%
EU-25	32	10%	70%	10%			10%	6%
USA	8	13%	63%	13%			13%	
The project-based CDM will completely disappear.	**74**	**2%**	**2%**	**16%**	**13%**	**3%**	**64%**	**16%**
Business	13			31%	8%		62%	
Consultants	21			16%	16%		68%	5%
NGO	5	25%	25%	25%			25%	20%
Officials	20				20%	7%	73%	25%
Research	9			25%		13%	63%	11%
IC	58	2%	2%	20%	14%	4%	58%	14%
DC	13				10%		90%	17%
EU-25	32		4%	29%	7%	7%	54%	13%
USA	8	14%		14%	14%		57%	13%
The role of JI in reducing GHG emissions will be negligible in comparison to emissions trading.	**74**	**29%**	**53%**	**8%**	**3%**		**7%**	**18%**
Business	13	17%	67%		8%		8%	8%
Consultants	21	35%	40%	10%	5%		10%	5%
NGO	5	33%	33%	33%				40%
Officials	20	31%	54%	8%			8%	35%
Research	9	14%	86%					13%
IC	58	31%	49%	10%	2%		8%	14%
DC	13	22%	67%		11%			31%
EU-25	32	26%	56%	4%			15%	16%
USA	8	33%	33%	17%	17%			14%
JI will completely disappear.	**74**	**6%**	**31%**	**31%**	**3%**	**3%**	**25%**	**12%**
Business	13		33%	33%	8%	8%	17%	8%
Consultants	21	10%	35%	20%			35%	5%
NGO	5	33%		33%		33%		40%
Officials	20		35%	41%			24%	15%
Research	9	13%		50%			38%	11%
IC	58	6%	31%	35%	2%	4%	22%	7%
DC	13	11%	22%	11%	11%		44%	31%
EU-25	32	3%	34%	41%			21%	9%
USA	8	29%	14%		14%	14%	29%	13%

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 67: What will be the global annual market size of project-based mechanisms (JI and CDM) in 2010, 2020 and 2050? (Question 15)

	n	< 100 Mt CO_2e	100 - 250 Mt CO_2e	250 - 500 Mt CO_2e	500 - 1,000 Mt CO_2e	1,000 - 2,000 Mt CO_2e	2,000 - 5,000 Mt CO_2e	> 5,000 Mt CO_2e	I don't know
		- share of all answers -							
2010	**74**	**7%**	**54%**	**30%**	**6%**		**2%**	**2%**	**27%**
Business	13	13%	50%	38%					38%
Consultants	21	7%	71%	14%				7%	33%
NGO	5	33%	33%		33%				40%
Officials	20	6%	53%	29%	12%				15%
Research	9		50%	38%			13%		11%
IC	58	9%	51%	28%	7%		2%	2%	26%
DC	13		70%	30%					23%
EU-25	32	10%	57%	19%	10%			5%	34%
USA	8	25%	38%	25%			13%		
2020	**74**	**2%**	**10%**	**51%**	**22%**	**8%**	**2%**	**4%**	**33%**
Business	13		25%	38%	25%	13%			38%
Consultants	21			62%	23%		8%	8%	38%
NGO	5	33%		33%		33%			40%
Officials	20		13%	44%	31%	13%			20%
Research	9		14%	71%				14%	13%
IC	58	3%	11%	55%	16%	11%		5%	33%
DC	13		10%	40%	40%		10%		23%
EU-25	32		11%	63%	11%	11%		5%	41%
USA	8	13%	13%	50%		13%		13%	
2050	**74**	**10%**	**6%**	**2%**	**35%**	**24%**	**14%**	**8%**	**34%**
Business	13	13%				63%		25%	38%
Consultants	21	8%			62%	15%	8%	8%	38%
NGO	5	33%			33%	33%			40%
Officials	20	13%		7%	27%	13%	40%		25%
Research	9		38%		38%	13%		13%	11%
IC	58	10%	8%	3%	33%	28%	10%	8%	33%
DC	13	11%			44%		33%	11%	31%
EU-25	32	5%	11%	5%	21%	37%	11%	11%	41%
USA	8	13%	13%		38%	25%		13%	

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 68: Expansion of the climate regime (By when do you expect that the country or region has adopted absolute or relative greenhouse gas emission targets?) (Question 16)

	n	2020	2030	2040	2050
China	**72**	**60%**	**21%**	**8%**	**11%**
Business	13	77%	15%		8%
Consultants	19	58%	21%	11%	11%
NGO	5	40%	40%		20%
Officials	18	56%	17%	17%	11%
Research	11	64%	18%	9%	9%
IC	55	60%	18%	11%	11%
DC	13	62%	31%		8%
EU-25	33	61%	15%	9%	15%
USA	7	57%	14%	14%	14%
India	**72**	**59%**	**25%**	**4%**	**11%**
Business	13	75%	17%		8%
Consultants	19	47%	42%		11%
NGO	5	40%	40%		20%
Officials	18	61%	17%	11%	11%
Research	11	64%	18%	9%	9%
IC	55	61%	22%	6%	11%
DC	13	46%	46%		8%
EU-25	33	59%	25%		16%
USA	7	57%	14%	14%	14%
Rest of Asia	**72**	**31%**	**46%**	**15%**	**9%**
Business	13	33%	50%	8%	8%
Consultants	19	17%	50%	17%	17%
NGO	5	20%	40%	20%	20%
Officials	18	31%	56%	13%	
Research	11	45%	27%	27%	
IC	55	22%	53%	18%	8%
DC	13	62%	23%	8%	8%
EU-25	33	17%	55%	21%	7%
USA	7	29%	43%	14%	14%
Brazil	**72**	**67%**	**19%**	**10%**	**4%**
Business	13	75%	8%	8%	8%
Consultants	19	63%	26%	11%	
NGO	5	60%	20%	20%	
Officials	18	72%	11%	11%	6%
Research	11	64%	27%	9%	
IC	55	67%	19%	11%	4%
DC	13	69%	23%	8%	
EU-25	33	63%	19%	13%	6%
USA	7	71%	14%	14%	

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 68: Expansion of the climate regime (By when do you expect that the country or region has adopted absolute or relative greenhouse gas emission targets?) (Question 16) – continued

	n	2020	2030	2040	2050
Rest of Latin America	**72**	**31%**	**43%**	**22%**	**3%**
Business	13	42%	42%	17%	
Consultants	19	17%	44%	33%	6%
NGO	5	20%	40%	40%	
Officials	18	31%	56%	13%	
Research	11	45%	27%	27%	
IC	55	27%	47%	24%	2%
DC	13	46%	31%	23%	
EU-25	33	24%	48%	28%	
USA	7	43%	29%	14%	14%
Africa	**72**	**9%**	**23%**	**37%**	**31%**
Business	13	17%	17%	33%	33%
Consultants	19		29%	29%	41%
NGO	5	20%		80%	
Officials	18	6%	25%	63%	6%
Research	11	10%	40%		50%
IC	55	10%	22%	38%	30%
DC	13	8%	33%	33%	25%
EU-25	33	7%	20%	40%	33%
USA	7	33%	17%	17%	33%
Rest of developing countries	**72**	**12%**	**35%**	**27%**	**26%**
Business	13	15%	23%	23%	38%
Consultants	19		35%	41%	24%
NGO	5	20%	40%	20%	20%
Officials	18	13%	50%	25%	13%
Research	11	10%	40%	10%	40%
IC	55	12%	35%	27%	25%
DC	13	8%	42%	25%	25%
EU-25	33	10%	29%	26%	35%
USA	7	17%	50%	17%	17%
USA	**72**	**76%**	**13%**	**4%**	**7%**
Business	13	62%	8%	15%	15%
Consultants	19	89%	5%		5%
NGO	5	60%	20%		20%
Officials	18	78%	11%	6%	6%
Research	11	70%	30%		
IC	55	73%	16%	5%	5%
DC	13	83%			17%
EU-25	33	70%	18%	3%	9%
USA	7	71%	29%		

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 69: Introduction of emissions trading schemes for companies (By when do you expect that the country or region has established trading scheme for companies?) (Question 16)

	n	2020	2030	2040	2050
China	**72**	**54%**	**33%**	**7%**	**6%**
Business	13	67%	25%		8%
Consultants	19	42%	42%	11%	5%
NGO	5	60%		20%	20%
Officials	18	71%	18%	12%	
Research	11	36%	55%		9%
IC	55	57%	30%	8%	6%
DC	13	46%	38%	8%	8%
EU-25	33	52%	32%	10%	6%
USA	7	43%	43%		14%
India	**72**	**57%**	**32%**	**6%**	**6%**
Business	13	58%	33%		8%
Consultants	19	53%	42%	5%	
NGO	5	40%	20%		40%
Officials	18	71%	18%	12%	
Research	11	45%	36%	9%	9%
IC	55	58%	32%	6%	4%
DC	13	46%	31%	8%	15%
EU-25	33	48%	42%	3%	6%
USA	7	57%	29%	14%	
Rest of Asia	**72**	**29%**	**49%**	**18%**	**3%**
Business	13	33%	42%	17%	8%
Consultants	19	22%	67%	11%	
NGO	5		40%	40%	20%
Officials	18	33%	53%	13%	
Research	11	40%	30%	30%	
IC	55	24%	57%	16%	2%
DC	13	46%	23%	23%	8%
EU-25	33	21%	54%	21%	4%
USA	7	50%	50%		
Brazil	**72**	**65%**	**28%**	**4%**	**3%**
Business	13	67%	17%	8%	8%
Consultants	19	63%	37%		
NGO	5	40%	20%	20%	20%
Officials	18	75%	19%	6%	
Research	11	55%	45%		
IC	55	65%	29%	6%	
DC	13	54%	31%		15%
EU-25	33	57%	37%	7%	
USA	7	71%	29%		

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 69: Introduction of emissions trading schemes for companies (By when do you expect that the country or region has established trading scheme for companies?) (Question 16) – continued

	n	2020	2030	2040	2050
Rest of Latin America	**72**	**35%**	**42%**	**17%**	**6%**
Business	13	42%	25%	25%	8%
Consultants	19	24%	59%	18%	
NGO	5		60%		40%
Officials	18	47%	40%	13%	
Research	11	36%	36%	18%	9%
IC	55	33%	47%	16%	4%
DC	13	38%	31%	15%	15%
EU-25	33	32%	39%	21%	7%
USA	7	50%	50%		
Africa	**72**	**11%**	**25%**	**34%**	**30%**
Business	13	27%	9%	27%	36%
Consultants	19		38%	38%	25%
NGO	5			80%	20%
Officials	18	13%	40%	40%	7%
Research	11	11%	22%	11%	56%
IC	55	11%	24%	35%	30%
DC	13	17%	33%	33%	17%
EU-25	33	11%	18%	39%	32%
USA	7	20%	20%	20%	40%
Rest of developing countries	**72**	**18%**	**23%**	**33%**	**25%**
Business	13	30%	10%	30%	30%
Consultants	19		38%	44%	19%
NGO	5	20%	20%		60%
Officials	18	20%	33%	33%	13%
Research	11	22%	11%	22%	44%
IC	55	18%	22%	36%	24%
DC	13	17%	33%	17%	33%
EU-25	33	19%	11%	33%	37%
USA	7	20%	40%	20%	20%
USA	**72**	**88%**	**9%**	**1%**	**1%**
Business	13	83%	17%		
Consultants	19	100%			
NGO	5	80%			20%
Officials	18	88%	6%	6%	
Research	11	80%	20%		
IC	55	85%	11%	2%	2%
DC	13	100%			
EU-25	33	87%	6%	3%	3%
USA	7	71%	29%		

Quelle: Öko-Institut

Tabelle 70: Share of the global CDM and JI market by mitigation options (What will be the distribution of CDM and JI projects across mitigation options in 2020 and 2050?) (Question 17)

	All	Business	Consultants	NGO	Officials	Research	IC	DC	EU-25	USA
	- weighted average -									
2020										
Non-CO2 projects	27%	23%	24%	36%	26%	29%	27%	27%	28%	31%
Renewables	18%	17%	17%	19%	22%	15%	18%	20%	16%	20%
Fuel switch in energy and industry sectors	13%	13%	17%	16%	11%	10%	13%	18%	11%	13%
Supply-side efficiency	12%	13%	12%	10%	10%	14%	12%	9%	13%	9%
Demand-side efficiency	8%	8%	9%	5%	6%	13%	8%	8%	8%	10%
Afforestation and reforestation	7%	11%	5%	7%	9%	5%	8%	5%	9%	6%
Transport	7%	7%	7%	5%	7%	8%	7%	6%	7%	6%
Carbon Capture and Storage (CCS)	4%	5%	4%	1%	4%	3%	4%	3%	5%	2%
Other projects	4%	4%	4%	1%	5%	3%	3%	4%	4%	2%
2050										
Non-CO2 projects	15%	15%	15%	12%	13%	17%	15%	16%	16%	13%
Renewables	25%	23%	24%	27%	28%	21%	25%	26%	22%	31%
Fuel switch in energy and industry sectors	9%	11%	9%	14%	7%	7%	9%	8%	9%	9%
Supply-side efficiency	9%	10%	9%	8%	7%	11%	9%	5%	11%	7%
Demand-side efficiency	7%	8%	8%	6%	7%	9%	7%	10%	7%	7%
Afforestation and reforestation	9%	9%	9%	9%	11%	7%	9%	8%	8%	8%
Transport	11%	10%	13%	7%	10%	10%	10%	15%	10%	8%
Carbon Capture and Storage (CCS)	12%	10%	11%	16%	11%	15%	13%	5%	13%	15%
Other projects	3%	3%	3%	3%	7%	2%	3%	7%	3%	2%

Quelle: Öko-Institut

8.2 Fragebogen

8.2.1 Erste Runde

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

Dear colleague,

Thank you very much for participating in the Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM.

Several pre-tests have shown that answering the questionnaire takes about 30 to 45 minutes. If you wish to, you have the possibility after each question of stopping answering the questionnaire; you can then resume it at a later moment by opening the link provided in the email.

Some of the questions address rather uncertain future developments. These questions are difficult to answer: we would, however, like to encourage you to answer these questions to the best of your knowledge and to estimate future developments against the background of your expertise even if your answers are then somewhat speculative.

In answering the questions, please take into account that project-based mechanisms will not necessarily prevail in all countries. International emissions trading may replace project-based mechanisms in certain countries or sectors.

For all currency-related statements, please assume constant 2005 US$ prices.

Start the questionnaire

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Umwelt Bundes Amt Für Mensch und Umwelt

Öko-Institut e.V. Institut für angewandte Ökologie Institute for Applied Ecology

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

1. What is your background in project-based mechanisms?

Broker	○
Designated Operational Entity	○
Project developer	○
Public buyer of CERs and/or ERUs	○
Enterprise buying CERs and/or ERUs	○
Research organisation	○
Government representative	○
Development cooperation agency	○
Multilateral organisation	○
Consultant	○
NGO	○
Business association	○
Bank	○
Other (please specify)	○

How many years of experience do you have in the field of project-based mechanisms?

Your citizenship:

Previous page | Question 1/18 | Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

2. What are the most important barriers to the implementation of CDM and JI projects?

Note: Please tick the relevant boxes. You may add additional barriers.

Barrier	CDM	JI
Lack of knowledge about the CDM/JI	☐	☐
Low market price for emission allowances	☐	☐
Uncertainty about demand for carbon credits after 2012	☐	☐
Project implementation and operation risks (national approval, validation, registration, technical failure, etc)	☐	☐
Difficulties in establishing contacts between project developers and potential investors	☐	☐
Lack of access to capital	☐	☐
Lack of upfront payment for CERs or ERUs	☐	☐
Difficulties in preparing relevant documents (PDD, determination of baseline etc.)	☐	☐
Projects are not easily replicable	☐	☐
Time consuming approval and registration process	☐	☐
Validation costs / requirements	☐	☐
Monitoring costs / requirements	☐	☐
Share of proceeds (CDM)	☐	
	☐	☐
	☐	☐
	☐	☐

Your level of expertise on this question/statement:

Expert ○ ○ ○ ○ Unfamiliar

Please submit any comments you may have on this question/statement:

Previous page **Question 2/18** Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

3. Which measures do you consider most important to overcome the barriers to the project-based mechanism?

Note: Tick the relevant boxes. You may add additional measures.

	Very important	Important	Less important	Not important	I don't know
Strengthen international institutions					
CDM Executive Board	○	○	○	○	○
CDM Methodological Panel	○	○	○	○	○
JI Supervisory Committee	○	○	○	○	○
UNFCCC Secretariat	○	○	○	○	○
Revise regulatory framework (Modalities and Procedures for the CDM, etc.)					
Simplify procedures	○	○	○	○	○
Concretise procedures	○	○	○	○	○
Clarify procedures	○	○	○	○	○
Remove share of proceeds	○	○	○	○	○
Make JI procedures simpler than CDM procedures	○	○	○	○	○
Streamline national approval process	○	○	○	○	○
PDD pre-check by designated operational entity or other institution	○	○	○	○	○
Intensify capacity building for PDD preparation and baseline development	○	○	○	○	○
Standardisation of baselines	○	○	○	○	○
Standardisation of the monitoring process	○	○	○	○	○
Pooling of similar projects (use of same baseline etc.)	○	○	○	○	○
Information campaigns about the CDM and JI in general among companies in the investor and host countries	○	○	○	○	○
Public procurement tenders	○	○	○	○	○
Private carbon funds	○	○	○	○	○
Public-private partnerships	○	○	○	○	○

Upfront payment for CERs or ERUs	○	○	○	○	○
Special credit lines for financing investments in CDM or JI projects (e.g. in combination with procurement tenders)	○	○	○	○	○
Investor's forum (carbon expo, etc.)	○	○	○	○	○
Set up a clearing house for CDM and JI projects	○	○	○	○	○
Debt guarantees for national project developers	○	○	○	○	○
Debt guarantees for exporters of technologies for CDM or JI projects	○	○	○	○	○
Cooperation with chambers of commerce and national investment authorities	○	○	○	○	○
	○	○	○	○	○
	○	○	○	○	○
	○	○	○	○	○

Your level of expertise on this question/statement:

Expert ○ ○ ○ ○ Unfamiliar

Please submit any comments you may have on this question/statement:

Previous page **Question 3/18** Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

4. Which CDM or JI project types are particularly attractive from a) the investor's perspective and b) the government of the host country's perspective

Note: Please tick the relevant boxes.

	Investor	Host country
Renewable power generation		
Large hydro	☐	☐
Small hydro	☐	☐
Biomass	☐	☐
Wind	☐	☐
Solar thermal power	☐	☐
Photovoltaics	☐	☐
Geothermal	☐	☐
Fuel switch in energy and industry	☐	☐
Supply-side efficiency	☐	☐
Carbon capture and storage	☐	☐
Demand-side efficiency	☐	☐
Non-CO_2 projects		
Landfills	☐	☐
HFC23 from HCFC22 production	☐	☐
N_2O from nitric or adipic acid production	☐	☐
Waste water treatment	☐	☐
Coal Mine Methane	☐	☐
Transport	☐	☐
Afforestation and reforestation	☐	☐

Your level of expertise on this question/statement:

Expert ○ ○ ○ ○ Unfamiliar

Please submit any comments you may have on this question/statement:

Previous page | Question 4/18 | Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

5. What do you expect will be the typical transaction costs for the development of CDM and JI projects by 2010?

Note: Transaction costs include, for example, costs for PDD development and baseline determination, approval from the relevant designated national authorities (DNAs), validation by a designated operational entity (DOE), registration at the CDM Executive Board and negotiation of emission reductions purchase agreements (ERPAs). Costs for monitoring and verification are addressed in the following questions and should not be taken into account here. Moreover, transaction costs not directly related to the CDM or JI (such as technical design and planning, financing, etc.) should not be considered.

	US$ per project				I don't know
	Less than 50,000	50,000 - 100,000	100,000 - 200,000	More than 200,000	
CDM large scale projects	○	○	○	○	○
CDM small scale projects	○	○	○	○	○
JI first track projects	○	○	○	○	○
JI second track projects	○	○	○	○	○

Your level of expertise on this question/statement:

Expert ○ ○ ○ ○ Unfamiliar

Please submit any comments you may have on this question/statement:

Previous page | **Question 5/18** | Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

6. What do you expect will be the typical annual costs for the monitoring and verification of CDM or JI projects by 2010?

	US$ per project and year					I don't know
	Less than 5,000	5,000 - 10,000	10,000 - 20,000	20,000 - 50,000	More than 50,000	
Renewables	○	○	○	○	○	○
Fuel switch in energy and industry sectors	○	○	○	○	○	○
Supply-side efficiency	○	○	○	○	○	○
Carbon capture and storage (CCS)	○	○	○	○	○	○
Demand-side efficiency	○	○	○	○	○	○
Non-CO_2 projects	○	○	○	○	○	○
Transport	○	○	○	○	○	○
Afforestation and reforestation	○	○	○	○	○	○

Your level of expertise on this question/statement:

Expert ○ ○ ○ ○ Unfamiliar

Please submit any comments you may have on this question/statement:

Previous page | Question 6/18 | Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

7. What will be the three most important drivers for transaction costs by 2010?

Note: You may add additional cost drivers.

	Important cost drivers
PDD development (including baseline determination)	
Host country approval	
Validation	
Registration	
Negotiation of emission reduction purchase agreements	
Monitoring and verification	

Your level of expertise on this question/statement:

Expert ○ ○ ○ ○ Unfamiliar

Please submit any comments you may have on this question/statement:

Previous page **Question 7/18** Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

8. What project size is necessary to make a CDM or JI project feasible (taking into account transaction costs)?

	Emission reductions during crediting period (t CO_2e)							I don't know
	Less than 10,000	10,000 - 20,000	20,000 - 50,000	50,000 - 100,000	100,000 - 250,000	250,000 - 500,000	More than 500,000	
CDM large scale projects	○	○	○	○	○	○	○	○
CDM small scale projects	○	○	○	○	○	○	○	○
JI first track projects	○	○	○	○	○	○	○	○
JI second track projects	○	○	○	○	○	○	○	○

Your level of expertise on this question/statement:

Expert ○ ○ ○ ○ Unfamiliar

Please submit any comments you may have on this question/statement:

Previous page **Question 8/18** Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

9. What is the overall risk associated with the generation of CERs or ERUs?

Note: Consider all the relevant risks, including, for example, the risk of non-approval, non-validation or non-registration of the project (by the host country, the validator or the CDM Executive Board/JI Supervisory Committee) or the risk of non-delivery during project implementation and operation (e.g. due to technical failure, lower performance, non-permanence in the case of forestry projects, etc).

	Very low	Low	High	Very high	I don't know
Renewables	○	○	○	○	○
Fuel switch in energy and industry sectors	○	○	○	○	○
Supply-side efficiency	○	○	○	○	○
Carbon capture and storage (CCS)	○	○	○	○	○
Demand-side efficiency	○	○	○	○	○
Non-CO_2 projects	○	○	○	○	○
Transport	○	○	○	○	○
Afforestation and reforestation	○	○	○	○	○

Your level of expertise on this question/statement:

Expert ○ ○ ○ ○ Unfamiliar

Please submit any comments you may have on this question/statement:

Previous page | Question 9/18 | Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

10. Please classify the project types according to their characteristics.

Project size	Very small	Small	Large	Very large	I don't know
Renewables	○	○	○	○	○
Fuel switch in energy and industry sectors	○	○	○	○	○
Supply-side efficiency	○	○	○	○	○
Carbon capture and storage (CCS)	○	○	○	○	○
Demand-side efficiency	○	○	○	○	○
Non-CO_2 projects	○	○	○	○	○
Transport	○	○	○	○	○
Afforestation and reforestation	○	○	○	○	○
Baseline determination	Very easy	Easy	Difficult	Very difficult	I don't know
Renewables	○	○	○	○	○
Fuel switch in energy and industry sectors	○	○	○	○	○
Supply-side efficiency	○	○	○	○	○
Carbon capture and storage (CCS)	○	○	○	○	○
Demand-side efficiency	○	○	○	○	○
Non-CO_2 projects	○	○	○	○	○
Transport	○	○	○	○	○
Afforestation and reforestation	○	○	○	○	○
Demonstration of additionality	Very easy	Easy	Difficult	Very difficult	I don't know
Renewables	○	○	○	○	○
Fuel switch in energy and industry sectors	○	○	○	○	○
Supply-side efficiency	○	○	○	○	○
Carbon capture and storage (CCS)	○	○	○	○	○
Demand-side efficiency	○	○	○	○	○
Non-CO_2 projects	○	○	○	○	○
Transport	○	○	○	○	○
Afforestation and reforestation	○	○	○	○	○
Sustainability benefits	Very high	High	Low	Very low	I don't know
Renewables	○	○	○	○	○
Fuel switch in energy and industry sectors	○	○	○	○	○
Supply-side efficiency	○	○	○	○	○
Carbon capture and storage (CCS)	○	○	○	○	○

Demand-side efficiency	○	○	○	○	○
Non-CO_2 projects	○	○	○	○	○
Transport	○	○	○	○	○
Afforestation and reforestation	○	○	○	○	○

Your level of expertise on this question/statement:

Expert ○ ○ ○ ○ Unfamiliar

Please submit any comments you may have on this question/statement:

Previous page **Question 10/18** Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

11. What will be the typical mitigation costs in 2010?

Note: Transaction costs (related to project development as well as monitoring) should not be taken into account.

	US$/t CO_2e						I don't know
	Less than 0	0 - 5	5 - 10	10 - 25	25 - 50	Higher than 50	
Renewable power generation							
Large hydro	○	○	○	○	○	○	○
Small hydro	○	○	○	○	○	○	○
Biomass	○	○	○	○	○	○	○
Wind	○	○	○	○	○	○	○
Solar thermal power	○	○	○	○	○	○	○
Photovoltaics	○	○	○	○	○	○	○
Geothermal	○	○	○	○	○	○	○
Fuel switch in energy and industry	○	○	○	○	○	○	○
Supply-side efficiency	○	○	○	○	○	○	○
Carbon capture and storage (CCS)	○	○	○	○	○	○	○
Demand-side efficiency	○	○	○	○	○	○	○
Non-CO_2 projects							
Landfills	○	○	○	○	○	○	○
HFC23 from HCFC22 production	○	○	○	○	○	○	○
N_2O from nitric or adipic acid production	○	○	○	○	○	○	○
Waste water treatment	○	○	○	○	○	○	○
Coal Mine Methane	○	○	○	○	○	○	○
Transport	○	○	○	○	○	○	○
Afforestation and reforestation	○	○	○	○	○	○	○

Your level of expertise on this question/statement:

Expert ○ ○ ○ ○ Unfamiliar

Please submit any comments you may have on this question/statement:

Previous page | **Question 11/18** | Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

12. What will be the market price of temporary and long-term CERs relative to CERs from other project types in 2010?

Note: CERs from afforestation and reforestation projects differ from CERs from other projects, since they have to be replaced after a certain time. For that reason, the market price between these two types of CERs might be different. For example, 50 % means that the market price for a temporary or a long-term CER is only half of that for other project types.

	%	I don't know
Long-term CERs (lCERs)		☐
Temporary CERs (tCERs)		☐

Your level of expertise on this question/statement:

Expert ○ ○ ○ ○ Unfamiliar

Please submit any comments you may have on this question/statement:

Previous page | Question 12/18 | Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

13. Do you agree with the following statements?

Statement	I agree	I don't agree	I don't know
By 2010, 20 % of all projects will provide more than 80 % of all CERs and ERUs.	○	○	○
By 2010, more than two thirds of the global CERs will come from China and India.	○	○	○
By 2010, most procurement tenders and carbon funds will also purchase tCERs and lCERs from afforestation and reforestation projects.	○	○	○
By 2010, the demand for CERs and ERUs will be dominated by governmental procurement tenders.	○	○	○
By 2010, the demand for CERs and ERUs will be dominated by companies covered under emissions trading schemes.	○	○	○
Carbon revenues significantly increase the profitability of CDM and JI projects.	○	○	○
Companies covered under emissions trading schemes will mainly use project-based mechanisms to fulfill their commitments.	○	○	○
Companies covered under emissions trading schemes will mostly carry out internal abatement measures and/or use emissions trading but not project-based mechanisms to meet their commitments.	○	○	○
On a global scale, less than 10 % of the carbon stored in afforestation and reforestation projects will be released unintentionally (e.g. as a result of fires, illegal logging, etc)	○	○	○
The temporary character of lCERs and tCERs is in many cases prohibitive to the implementation of afforestation or reforestation projects under the CDM.	○	○	○
In many cases, carbon revenues are "the icing on the cake", but are not decisive for the investment decision.	○	○	○
Industrialized countries will mainly use project-based mechanisms to fulfill their Kyoto commitments.	○	○	○
Industrialized countries will mainly implement domestic measures and use international emissions trading but not project-based mechanisms to fulfill their Kyoto commitments.	○	○	○
Industrialized countries will mainly use international emissions trading and project-based mechanisms to fulfill their Kyoto commitments.	○	○	○
Most afforestation and reforestation projects aim at a temporary storage of carbon (such as, for example, commercial plantations).	○	○	○
Many CDM electricity generation projects result in an increased consumption of electricity.	○	○	○

Most companies covered under emissions trading schemes will use carbon funds to purchase CERs or ERUs.	○	○	○
Most companies covered under emissions trading schemes will directly invest in CDM or JI projects.	○	○	○
Many projects would also be implemented without registration under the CDM.	○	○	○
Most CDM projects have sustainable development benefits (health, poverty alleviation, etc).	○	○	○
Most CDM projects lead to a transfer of technology to developing countries.	○	○	○
Transaction costs are significantly reduced once project developers can draw on approved methodologies and projects of the same type.	○	○	○
Only large host countries will utilise the domestic JI or CDM mitigation potential.	○	○	○
Buyers using CERs or ERUs for voluntary compensation of greenhouse gas emissions will make up more than 3 % of the overall demand for CERs and ERUs.	○	○	○

Your level of expertise on this question/statement:

Expert ○ ○ ○ ○ Unfamiliar

Please submit any comments you may have on this question/statement:

Previous page **Question 13/18** Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

14. By when do you expect the following to happen?

Statement	2010	2020	2030	2040	2050	Later or never	I don't know
More than 80 % of global GHG emissions will be regulated by binding and quantitative reduction commitments under national or international law.	○	○	○	○	○	○	○
All major industrialized countries will have introduced emissions trading schemes.	○	○	○	○	○	○	○
Emissions trading schemes in industrialized countries will have been extended to most sectors of the economy (i.e. including the transport, residential, and commercial sectors).	○	○	○	○	○	○	○
Emissions trading schemes in industrialized countries will cover all GHGs.	○	○	○	○	○	○	○
Emissions trading will have been extended to most countries and sectors worldwide.	○	○	○	○	○	○	○
More than 80 % of global CO_2 emissions from energy-intensive industries will be covered under emissions trading schemes.	○	○	○	○	○	○	○
The market price for emission allowances (AAUs, ERUs, CERs, etc) will exceed 50 US$/t CO_2e.	○	○	○	○	○	○	○
The market price for emission allowances (AAUs, ERUs, CERs, etc) will exceed 100 US$/t CO_2e.	○	○	○	○	○	○	○
A sectoral CDM will be introduced, which allows developing countries to obtain credits for reducing emissions in a sector or subsector of the economy (e.g. through respective policies)	○	○	○	○	○	○	○
The project-based CDM will completely disappear.	○	○	○	○	○	○	○
The role of JI in reducing GHG emissions will be negligible in comparison to emissions trading.	○	○	○	○	○	○	○
JI will completely disappear.	○	○	○	○	○	○	○

Your level of expertise on this question/statement:

Expert ○ ○ ○ ○ Unfamiliar

Please submit any comments you may have on this question/statement:

Previous page **Question 14/18** Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

15. What will be the global annual market size of project-based mechanisms (JI and CDM) in 2010, 2020 and 2050?

	Million tons of CO_2 equivalents (Mt CO_2e)							I don't know
	Less than 100	100 - 250	250 - 500	500 - 1,000	1,000 - 2,000	2,000 - 5,000	More than 5,000	
2010	○	○	○	○	○	○	○	○
2020	○	○	○	○	○	○	○	○
2050	○	○	○	○	○	○	○	○

Your level of expertise on this question/statement:

Expert ○ ○ ○ ○ Unfamiliar

Please submit any comments you may have on this question/statement:

Previous page **Question 15/18** Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

16. What will be the geographic distribution of CDM and JI projects in 2020 and 2050?

Note: Indicate the market share of the regions in terms of CO_2 equivalents. You may enter relative or absolute numbers. Your entries will be scaled to sum to 100 %.

Region	2020 [%]	2050 [%]
Non-Annex I countries		
China		
India		
Rest of Asia		
Brazil		
Rest of Latin America		
Africa		
Rest of developing countries		
Annex I countries		
EU-15 (Austria, Belgium, Denmark, Finland, France, Germany, Greece, Ireland, Italy, Luxembourg, Netherlands, Portugal, Spain, Sweden, United Kingdom)		
EU-10 (Cyprus, Czech Republic, Estonia, Hungary, Latvia, Lithuania, Malta, Poland, Slovak Republic, Slovenia)		
USA		
Former Soviet Union		
Rest of industrialized countries		

Your level of expertise on this question/statement:

Expert ○ ○ ○ ○ Unfamiliar

Please submit any comments you may have on this question/statement:

Previous page | Question 16/18 | Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

17. What will be the distribution of CDM and JI projects across mitigation options in 2020 and 2050?

Note: Estimate the market share of the mitigation options below in terms of CO_2 equivalents. You may enter relative or absolute numbers. Your entries will be scaled to sum to 100 %.

Mitigation option	2020 [%]	2050 [%]
Renewables Hydro, biomass, wind, solar, geothermal, etc.		
Fuel switch in energy and industry sectors between fossil fuels		
Supply-side efficiency Clean coal, cogeneration, etc.		
Carbon capture and storage (CCS)		
Demand-side efficiency Households, Commercial, Industry		
Non-CO_2 projects Landfills, HFC23 from HCFC22 production, N_2O from nitric or adipic acid production, waste water treatment, coal mine, methane, etc.		
Transport Fuel switch, changes in the modal split, efficiency improvements, etc.		
Afforestation and reforestation		
Other projects		

Your level of expertise on this question/statement:

Expert ○ ○ ○ ○ Unfamiliar

Please submit any comments you may have on this question/statement:

Previous page | **Question 17/18** | Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

18. Any other comments:

Previous page | **Question 18/18** | End the questionnaire

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

Thank you for having taken the time to participate in this questionnaire.

You will receive the results of the assessment of the first round and may revise your answers in the second round in the light of your colleagues' answers. The second round will probably take place in early September.

Previous page | Back to the beginning

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Umwelt Bundes Amt Für Mensch und Umwelt

Öko-Institut e.V. Institut für angewandte Ökologie Institute for Applied Ecology

8.2.2 Zweite Runde

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

Dear colleague,

Thank you very much for participating in the first round of the Delphi survey on the perspectives of JI and CDM. More than 250 experts have participated in the first round. On the next pages you will find the results of the questionnaire together with the questions which you are already familiar with. Please have a look at these results and answer the questions again in the light of your colleagues' answers. Click here if you wish to print out your entries in the first round.

For each question you will find the numbers of answers to each option either in relative or absolute terms and the number of experts who have answered that question (n). If applicable, the number of experts who have answered "I don't know" (idk) is given as a percentage of the total number of answers (idk / n). The percentage distribution of the answers to the other options always refers to the number of experts who have not answered "I don't know" (n - idk).

Answering the questionnaire will take about 30 minutes again. If you wish to, you have the possibility after each question of stopping answering the questionnaire; you can then resume it at a later moment by opening the link provided in the email.

Some of the questions address rather uncertain future developments. These questions are difficult to answer: we would, however, like to encourage you to answer these questions to the best of your knowledge and to estimate future developments against the background of your expertise even if your answers are then somewhat speculative. Taking into account other experts' answers, some of these questions might be easier to answer in the second round.

In answering the questions, please take into account that project-based mechanisms will not necessarily prevail in all countries. International emissions trading may replace project-based mechanisms in certain countries or sectors. For all currency-related statements, please assume constant 2005 US$ prices.

Start the questionnaire

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Umwelt Bundes Amt Für Mensch und Umwelt

Öko-Institut e.V. Institut für angewandte Ökologie Institute for Applied Ecology

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

1. What is your background in project-based mechanisms?

Broker	○
Designated Operational Entity	○
Project developer	○
Public buyer of CERs and/or ERUs	○
Enterprise buying CERs and/or ERUs	○
Research organisation	○
Government representative	○
Development cooperation agency	○
Multilateral organisation	○
Consultant	○
NGO	○
Business association	○
Bank	○
Other (please specify)	○

How many years of experience do you have in the field of project-based mechanisms?

Your citizenship:

Previous page | Question 1/18 | Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

2. What are the most important barriers to the implementation of CDM and JI projects?

Number of answers to this question (n): 221

CDM		Results
Time consuming approval and registration process	☐	67%
Uncertainty about demand for carbon credits after 2012	☐	63%
Project implementation and operation risks (national approval, validation, registration, technical failure, etc)	☐	63%
Lack of knowledge about the CDM/JI	☐	50%
Difficulties in preparing relevant documents (PDD, determination of baseline etc.)	☐	43%
Lack of access to capital	☐	38%
Lack of upfront payment for CERs or ERUs	☐	31%
Difficulties in establishing contacts between project developers and potential investors	☐	31%
Low market price for emission allowances	☐	26%
Validation costs / requirements	☐	26%
Monitoring costs / requirements	☐	19%
Projects are not easily replicable	☐	13%
Share of proceeds (CDM)	☐	8%
Problems in project development not specifically related to CDM or JI	☐	not in the 1st round

JI		Results
Project implementation and operation risks (national approval, validation, registration, technical failure, etc)	☐	40%
Uncertainty about demand for carbon credits after 2012	☐	39%
Lack of knowledge about the CDM/JI	☐	35%
Time consuming approval and registration process	☐	34%
Difficulties in preparing relevant documents (PDD, determination of baseline etc.)	☐	23%
Difficulties in establishing contacts between project developers and potential investors	☐	18%
Low market price for emission allowances	☐	15%
Validation costs / requirements	☐	14%

Lack of upfront payment for CERs or ERUs	☐	14%
Lack of access to capital	☐	12%
Monitoring costs / requirements	☐	10%
Projects are not easily replicable	☐	8%
Problems in project development not specifically related to CDM or JI	☐	not in the 1st round

Please submit any comments you may have on this question/statement:

Previous page **Question 2/18** Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

3. Which measures do you consider most important to overcome the barriers to the project-based mechanism?

	n	Very important	Important	Less important	Not important	I don't know
Strengthen international institutions						
CDM Executive Board	189					4%
CDM Methodological Panel	191					3%
JI Supervisory Committee	171					20%
UNFCCC Secretariat	181					8%
Revise regulatory framework (Modalities and Procedures for the CDM, etc.)						
Simplify procedures	191					1%
Concretise procedures	183					3%
Clarify procedures	186					1%
Remove share of proceeds	172					22%
Streamline national approval process	187					6%
PDD pre-check by designated operational entity or other institution	184					7%
Intensify capacity building for PDD preparation and baseline development	189					2%
Standardisation of baselines	197					3%

Standardisation of the monitoring process	195					4%
Pooling of similar projects (use of same baseline etc.)	195					3%
Information campaigns about the CDM and JI in general among companies in the investor and host countries	188					1%
Public procurement tenders	181					8%
Private carbon funds	184					5%
Public-private partnerships	182					6%
Upfront payment for CERs or ERUs	183					5%
Special credit lines for financing investments in CDM or JI projects (e.g. in combination with procurement tenders)	184					10%
Investor's forum (carbon expo, etc.)	187					3%
Set up a clearing house for CDM and JI projects	188					11%
Debt guarantees for national project developers	181					17%
Debt guarantees for exporters of technologies for CDM or JI projects	177					19%
Cooperation with chambers of commerce and national investment authorities	178					10%
Clarify perspective of JI/CDM after 2012		not in the 1st round				
Promote unilateral CDM		not in the 1st round				

Please submit any comments you may have on this question/statement:

Previous page **Question 3/18** Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

4. Which CDM or JI project types are particularly attractive from a) the investor's perspective and b) the government of the host country's perspective

n: 194

Investor		Results
Landfills	☐	70%
HFC23 from HCFC22 production	☐	64%
Wind power generation	☐	58%
Fuel switch in energy and industry	☐	57%
Coal Mine Methane	☐	53%
N_2O from nitric or adipic acid production	☐	51%
Large hydro power generation	☐	48%
Biomass power generation	☐	47%
Supply-side efficiency	☐	39%
Waste water treatment	☐	33%
Carbon capture and storage	☐	33%
Geothermal power generation	☐	29%
Small hydro power generation	☐	27%
Demand-side efficiency	☐	24%
Afforestation and reforestation	☐	22%
Solar thermal power generation	☐	18%
Photovoltaics	☐	16%
Transport	☐	16%

Host country		Results
Biomass power generation	☐	73%
Small hydro power generation	☐	65%
Wind power generation	☐	65%
Transport	☐	64%
Landfills	☐	62%
Fuel switch in energy and industry	☐	61%
Demand-side efficiency	☐	56%
Afforestation and reforestation	☐	56%
Supply-side efficiency	☐	52%
Geothermal power generation	☐	52%
Waste water treatment	☐	49%
Photovoltaics	☐	48%
Solar thermal power generation	☐	48%

Large hydro power generation	☐	38%
Coal Mine Methane	☐	33%
Carbon capture and storage	☐	22%
HFC23 from HCFC22 production	☐	20%
N_2O from nitric or adipic acid production	☐	18%

Please submit any comments you may have on this question/statement:

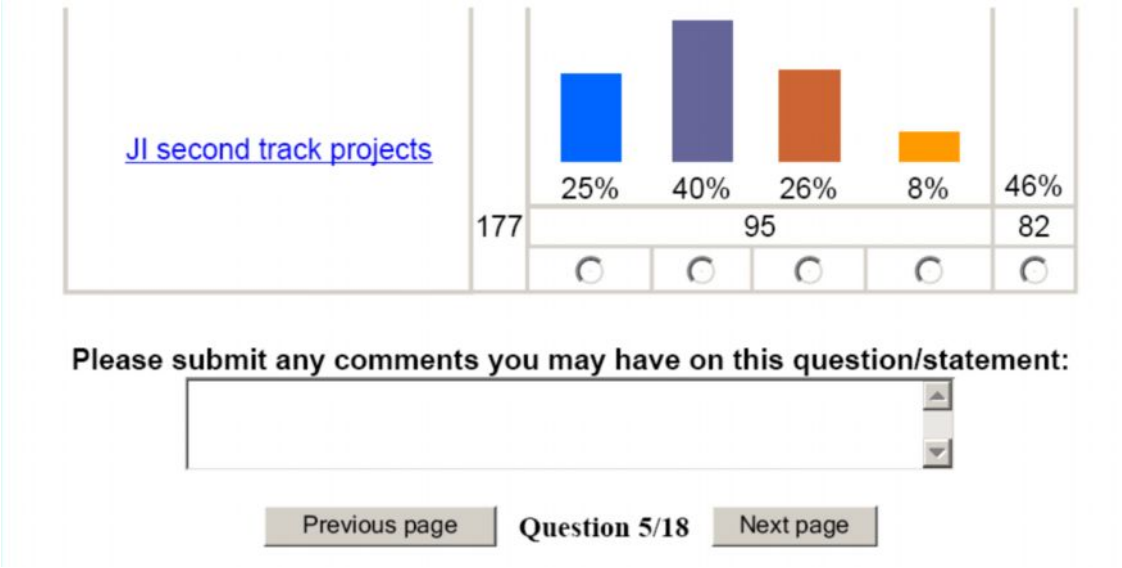
Previous page **Question 4/18** Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

5. What do you expect will be the typical transaction costs for the development of CDM and JI projects by 2010?

Note: Transaction costs include, for example, costs for PDD development and baseline determination, approval from the relevant designated national authorities (DNAs), validation by a designated operational entity (DOE), registration at the CDM Executive Board and negotiation of emission reductions purchase agreements (ERPAs). Costs for monitoring and verification are addressed in the following questions and should not be taken into account here. Moreover, transaction costs not directly related to the CDM or JI (such as technical design and planning, financing, etc.) should not be considered.

	n	US$ per project: Less than 50,000	50,000 - 100,000	100,000 - 200,000	More than 200,000	I don't know
CDM large scale projects	190	9%	38%	36%	17%	20%
		152				38
CDM small scale projects	188	51%	39%	9%	1%	19%
		152				36
JI first track projects	178	52%	31%	14%	3%	46%
		96				82



JI second track projects	177	25%	40%	26%	8%	46%
		95				82

Please submit any comments you may have on this question/statement:

Previous page Question 5/18 Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

6. What do you expect will be the typical annual costs for the monitoring and verification of CDM or JI projects by 2010?

	n	US$ per project and year: Less than 5,000	5,000 - 10,000	10,000 - 20,000	20,000 - 50,000	More than 50,000	I don't know
Renewables	185	23%	38%	29%	7%	3%	28%
		133					52
Fuel switch in energy and industry sectors	183	19%	37%	31%	7%	7%	33%
		123					60
Supply-side efficiency	181	15%	34%	38%	10%	4%	39%
		110					71
Carbon capture and storage (CCS)	179	8%	23%	27%	24%	19%	46%
		97					82
Demand-side efficiency	181	8%	28%	31%	26%	7%	37%
		114					67

Non-CO_2 projects	185	17%	33%	43%	7%	1%	44%
		103					82
Transport	180	5%	22%	32%	28%	13%	46%
		98					82
Afforestation and reforestation	176	13%	27%	28%	20%	12%	44%
		98					78

Please submit any comments you may have on this question/statement:

Previous page **Question 6/18** Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

7. What will be the three most important drivers for transaction costs by 2010?

n: 186

	Important cost drivers	1st	2nd	3rd
PDD development (including baseline determination)		85	40	35
Monitoring and verification		29	47	39
Validation		24	45	35
Negotiation of emission reduction purchase agreements		20	17	26
Registration		17	7	21
Host country approval		7	21	16
Project development (not related to CDM/JI)		not in the 1st round		

Please submit any comments you may have on this question/statement:

Previous page | Question 7/18 | Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

8. What project size is necessary to make a CDM or JI project feasible (taking into account transaction costs)?

	n	Emission reductions during crediting period (t CO_2e)							I don't know
		Less than 10,000	10,000 - 20,000	20,000 - 50,000	50,000 - 100,000	100,000 - 250,000	250,000 - 500,000	More than 500,000	
CDM large scale projects	179	1%	3%	11%	21%	19%	22%	22%	22%
					140				39
CDM small scale projects	178	4%	27%	23%	21%	14%	7%	4%	21%
					140				38
JI first track projects	167	6%	15%	17%	25%	16%	15%	6%	48%
					87				80
JI second track projects	168	1%	10%	22%	22%	19%	14%	13%	48%
					88				80

Please submit any comments you may have on this question/statement:

Previous page | Question 8/18 | Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

9. What is the overall risk associated with the generation of CERs or ERUs?

Note: Consider all the relevant risks, including, for example, the risk of non-approval, non-validation or non-registration of the project (by the host country, the validator or the CDM Executive Board/JI Supervisory Committee) or the risk of non-delivery during project implementation and operation (e.g. due to technical failure, lower performance, non-permanence in the case of forestry projects, etc).

	n	Very low	Low	High	Very high	I don't know
Renewables	185					5%
Fuel switch in energy and industry sectors	186					8%
Supply-side efficiency	182					15%
Carbon capture and storage (CCS)	185					24%
Demand-side efficiency	184					14%
Non-CO_2 projects	184					21%
Transport	184					13%
Afforestation and reforestation	185					14%

Please submit any comments you may have on this question/statement:

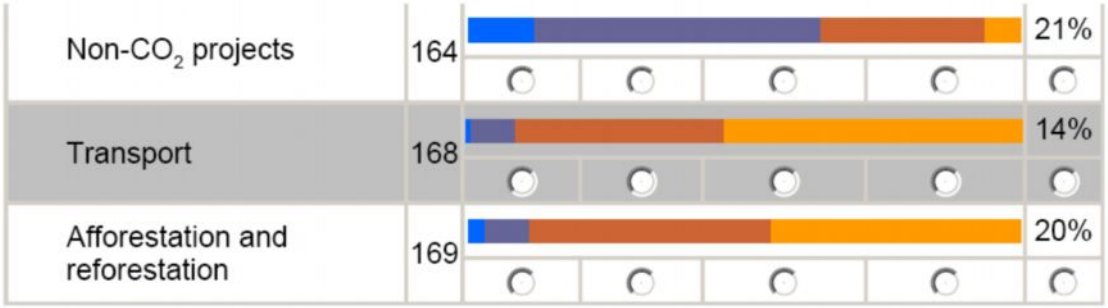
Previous page | Question 9/18 | Next page

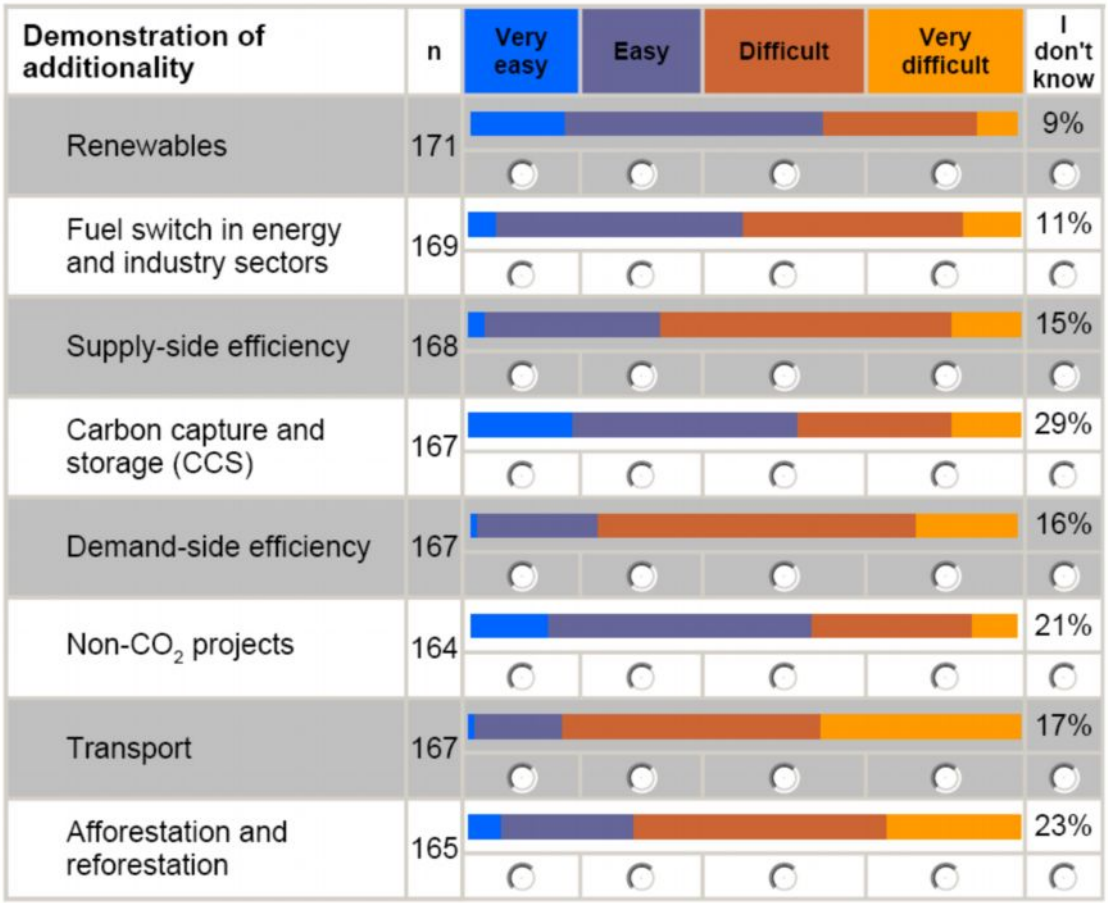
Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

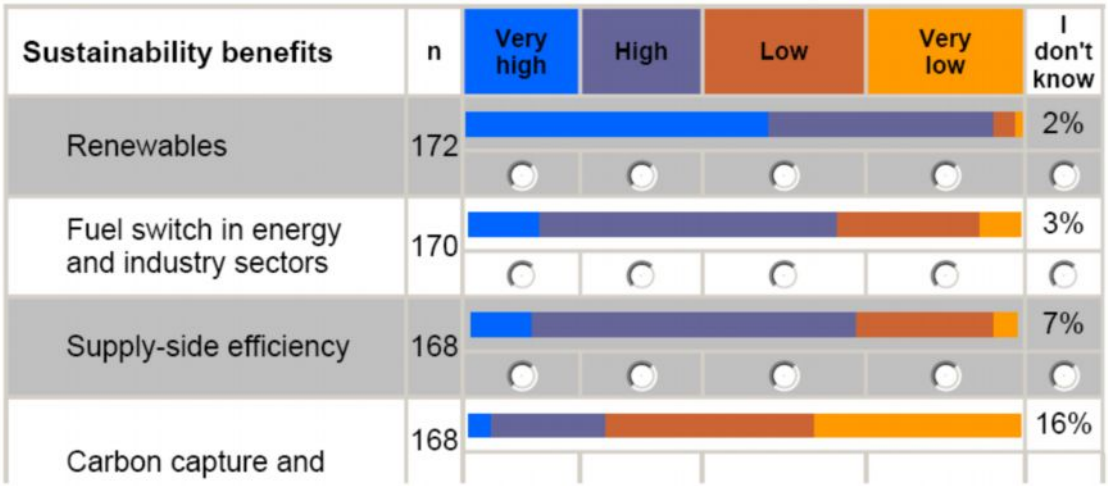
10. Please classify the project types according to their characteristics.

Project size	n	Very small	Small	Large	Very large	I don't know
Renewables	167					10%
Fuel switch in energy and industry sectors	164					9%
Supply-side efficiency	163					17%
Carbon capture and storage (CCS)	162					31%
Demand-side efficiency	159					19%
Non-CO_2 projects	161					17%
Transport	161					24%
Afforestation and reforestation	160					25%

Baseline determination	n	Very easy	Easy	Difficult	Very difficult	I don't know
Renewables	174					6%
Fuel switch in energy and industry sectors	169					9%
Supply-side efficiency	167					13%
Carbon capture and storage (CCS)	168					29%
Demand-side efficiency	168					16%


Non-CO_2 projects
164
21%
Transport
168
14%
Afforestation and reforestation
169
20%


Demonstration of additionality
n
Very easy
Easy
Difficult
Very difficult
I don't know
Renewables
171
9%
Fuel switch in energy and industry sectors
169
11%
Supply-side efficiency
168
15%
Carbon capture and storage (CCS)
167
29%
Demand-side efficiency
167
16%
Non-CO_2 projects
164
21%
Transport
167
17%
Afforestation and reforestation
165
23%


Sustainability benefits
n
Very high
High
Low
Very low
I don't know
Renewables
172
2%
Fuel switch in energy and industry sectors
170
3%
Supply-side efficiency
168
7%
Carbon capture and
168
16%

storage (CCS)						
Demand-side efficiency	168					7%
Non-CO_2 projects	169					17%
Transport	168					9%
Afforestation and reforestation	171					12%

Please submit any comments you may have on this question/statement:

Previous page **Question 10/18** Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

11. What will be the typical mitigation costs in 2010?

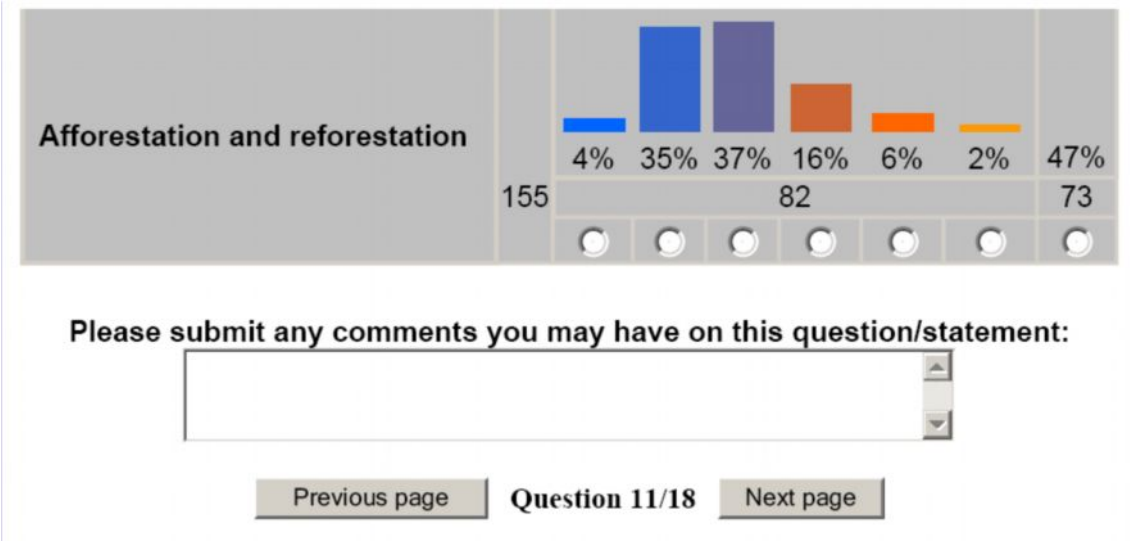
Note: Transaction costs (related to project development as well as monitoring) should not be taken into account.

	n	US$/t CO_2e						I don't know
		Less than 0	0 - 5	5 - 10	10 - 25	25 - 50	Higher than 50	
Renewable power generation								
Large hydro	158	6%	40%	28%	17%	6%	3%	44%
		89						69
Small hydro	157	2%	19%	34%	29%	13%	3%	39%
		96						61
Biomass	158	4%	23%	36%	32%	5%	1%	36%
		101						57
Wind	157	1%	12%	32%	38%	13%	4%	38%
		98						59
Solar thermal power	155	3%	10%	26%	26%	23%	11%	43%
		88						67

Photovoltaics	155	0%	3%	13%	24%	29%	31%	41%
		91						64
Geothermal	154	1%	14%	25%	35%	16%	8%	49%
		79						75
Fuel switch in energy and industry	152	6%	29%	34%	26%	3%	2%	41%
		90						62
Supply-side efficiency	153	8%	31%	36%	18%	4%	2%	46%
		83						70
Carbon capture and storage (CCS)	155	0%	14%	9%	29%	25%	23%	55%
		69						86
Demand-side efficiency	150	12%	22%	35%	26%	4%	1%	45%
		82						68

Non-CO_2 projects

Landfills	154	6%	48%	30%	9%	5%	1%	38%
		96						58
HFC23 from HCFC22 production	153	13%	60%	12%	11%	2%	1%	46%
		82						71
N_2O from nitric or adipic acid production	152	10%	62%	14%	10%	1%	1%	55%
		69						83
Waste water treatment	154	1%	36%	35%	21%	5%	1%	50%
		77						77
Coal Mine Methane	155	4%	43%	27%	18%	6%	3%	49%
		79						76
Transport	152	0%	9%	28%	32%	19%	11%	51%
		74						78


Afforestation and reforestation
155
4% 35% 37% 16% 6% 2%
82
47%
73
Please submit any comments you may have on this question/statement:
Previous page
Question 11/18
Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

12. What will be the market price of temporary and long-term CERs relative to CERs from other project types in 2010?

Note: CERs from afforestation and reforestation projects differ from CERs from other projects, since they have to be replaced after a certain time. For that reason, the market price between these two types of CERs might be different. For example, 50 % means that the market price for a temporary or a long-term CER is only half of that for other project types.

	n	%	I don't know	less 20	20-40	40-60	60-80	80-100	greater 100	avg.
Long-term CERs (lCERs)				7%	11%	36%	32%	11%	4%	63.3%
	162	56	106				56			
Temporary CERs (tCERs)				25%	25%	33%	14%	4%	0%	42.5%
	164	57	107				57			

Please submit any comments you may have on this question/statement:

Previous page | Question 12/18 | Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

13. Do you agree with the following statements?

Statement	n	I agree	I don't agree	I don't know
By 2010, 20 % of all projects will provide more than 80 % of all CERs and ERUs.	179			15%
By 2010, more than two thirds of the global CERs will come from China and India.	180			11%
By 2010, most procurement tenders and carbon funds will also purchase tCERs and lCERs from afforestation and reforestation projects.	178			24%
By 2010, the demand for CERs and ERUs will be dominated by governmental procurement tenders.	180			20%
By 2010, the demand for CERs and ERUs will be dominated by companies covered under emissions trading schemes.	178			15%
Carbon revenues significantly increase the profitability of CDM and JI projects.	176			10%
Companies covered under emissions trading schemes will mainly use project-based mechanisms to fulfill their commitments.	176			13%
Companies covered under emissions trading schemes will mostly carry out internal abatement measures and/or use emissions trading but not project-based mechanisms to	178			12%

meet their commitments.				
On a global scale, less than 10 % of the carbon stored in afforestation and reforestation projects will be released unintentionally (e.g. as a result of fires, illegal logging, etc)	179			47%
The temporary character of lCERs and tCERs is in many cases prohibitive to the implementation of afforestation or reforestation projects under the CDM.	175			30%
In many cases, carbon revenues are "the icing on the cake", but are not decisive for the investment decision.	176			6%
Industrialized countries will mainly use project-based mechanisms to fulfill their Kyoto commitments.	176			9%
Industrialized countries will mainly implement domestic measures and use international emissions trading but not project-based mechanisms to fulfill their Kyoto commitments.	179			10%
Industrialized countries will mainly use international emissions trading and project-based mechanisms to fulfill their Kyoto commitments.	176			10%
Most afforestation and reforestation projects aim at a temporary storage of carbon (such as, for example, commercial plantations).	176			36%
Many CDM electricity generation projects result in an increased	174			22%

consumption of electricity.				
Most companies covered under emissions trading schemes will use carbon funds to purchase CERs or ERUs.	176			28%
Most companies covered under emissions trading schemes will directly invest in CDM or JI projects.	178			19%
Many projects would also be implemented without registration under the CDM.	176			22%
Most CDM projects have sustainable development benefits (health, poverty alleviation, etc).	178			7%
Most CDM projects lead to a transfer of technology to developing countries.	179			10%
Transaction costs are significantly reduced once project developers can draw on approved methodologies and projects of the same type.	179			3%
Only large host countries will utilise the domestic JI or CDM mitigation potential.	178			21%
Buyers using CERs or ERUs for voluntary compensation of greenhouse gas emissions will make up more than 3 % of the overall demand for CERs and ERUs.	176			45%

Please submit any comments you may have on this question/statement:

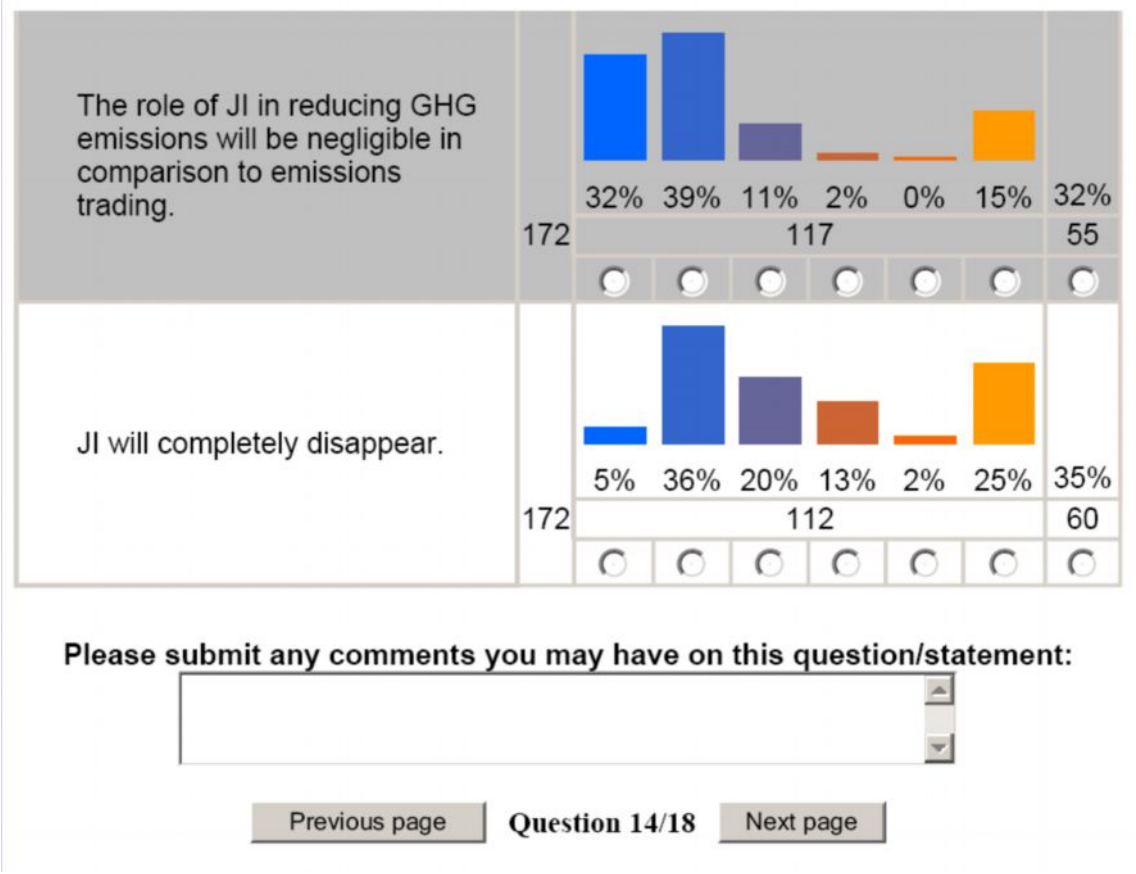
Previous page **Question 13/18** Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

14. By when do you expect the following to happen?

Statement	n	2010	2020	2030	2040	2050	Later or never	I don't know
More than 80 % of global GHG emissions will be regulated by binding and quantitative reduction commitments under national or international law.	178	1%	33%	32%	8%	8%	18%	11%
		158						20
All major industrialized countries will have introduced emissions trading schemes.	179	23%	57%	9%	3%	2%	6%	6%
		168						11
Emissions trading schemes in industrialized countries will have been extended to most sectors of the economy (i.e. including the transport, residential, and commercial sectors).	177	8%	53%	21%	4%	3%	12%	10%
		159						18
Emissions trading schemes in industrialized countries will cover all GHGs.	177	10%	49%	16%	5%	1%	20%	12%
		156						21
Emissions trading will have been extended to most countries and sectors worldwide.		1%	24%	32%	18%	7%	19%	13%

	175			152				23
More than 80 % of global CO_2 emissions from energy-intensive industries will be covered under emissions trading schemes.	173	4%	39%	29%	9%	8%	11%	10%
				156				17
The market price for emission allowances (AAUs, ERUs, CERs, etc) will exceed 50 US$/t CO_2e.	173	12%	29%	20%	7%	9%	23%	22%
				135				38
The market price for emission allowances (AAUs, ERUs, CERs, etc) will exceed 100 US$/t CO_2e.	169	2%	13%	15%	8%	9%	53%	25%
				127				42
A sectoral CDM will be introduced, which allows developing countries to obtain credits for reducing emissions in a sector or subsector of the economy (e.g. through respective policies)	173	19%	56%	12%	2%	1%	11%	18%
				142				31
The project-based CDM will completely disappear.	172	2%	17%	14%	11%	3%	52%	27%
				126				46



The role of JI in reducing GHG emissions will be negligible in comparison to emissions trading.	172	32%	39%	11%	2%	0%	15%	32%
		117						55
JI will completely disappear.	172	5%	36%	20%	13%	2%	25%	35%
		112						60

Please submit any comments you may have on this question/statement:

Previous page **Question 14/18** Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

15. What will be the global annual market size of project-based mechanisms (JI and CDM) in 2010, 2020 and 2050?

	n	Million tons of CO_2 equivalents (Mt CO_2e)							I don't know
		Less than 100	100 - 250	250 - 500	500 - 1,000	1,000 - 2,000	2,000 - 5,000	More than 5,000	
2010	169	14%	31%	25%	14%	11%	5%	1%	36%
		108							61
2020	167	6%	10%	30%	18%	15%	17%	4%	47%
		89							78
2050	166	10%	6%	9%	16%	19%	16%	23%	54%
		77							89

Please submit any comments you may have on this question/statement:

Previous page | Question 15/18 | Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

16. By when do you expect the following to happen?

Note: This question is new in the second Delphi round since question 16 of the first round (What will be the geographic distribution of CDM and JI projects in 2020 and 2050?) was neither easy to answer nor to evaluate and did not deliver the intended results.

The country or region has adopted absolute or relative greenhouse gas emission targets.	2020	2030	2040	2050
China	○	○	○	○
India	○	○	○	○
Rest of Asia	○	○	○	○
Brazil	○	○	○	○
Rest of Latin America	○	○	○	○
Africa	○	○	○	○
Rest of developing countries	○	○	○	○
USA	○	○	○	○

The country or region has established trading scheme for companies.	2020	2030	2040	2050
China	○	○	○	○
India	○	○	○	○
Rest of Asia	○	○	○	○
Brazil	○	○	○	○
Rest of Latin America	○	○	○	○
Africa	○	○	○	○
Rest of developing countries	○	○	○	○
USA	○	○	○	○

Please submit any comments you may have on this question/statement:

Previous page | Question 16/18 | Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

17. What will be the distribution of CDM and JI projects across mitigation options in 2020 and 2050?

n: 112

2020		Results
Non-CO_2 projects Landfills, HFC23 from HCFC22 production, N_2O from nitric or adipic acid production, waste water treatment, coal mine, methane, etc.		25%
Renewables Hydro, biomass, wind, solar, geothermal, etc.		18%
Fuel switch in energy and industry sectors between fossil fuels		13%
Supply-side efficiency Clean coal, cogeneration, etc.		12%
Afforestation and reforestation		8%
Demand-side efficiency Households, Commercial, Industry		8%
Transport Fuel switch, changes in the modal split, efficiency improvements, etc.		7%
Carbon capture and storage (CCS)		5%
Other projects		4%

2050		Results
Renewables Hydro, biomass, wind, solar, geothermal, etc.		23%
Non-CO_2 projects Landfills, HFC23 from HCFC22 production, N_2O from nitric or adipic acid production, waste water treatment, coal mine, methane, etc.		13%
Carbon capture and storage (CCS)		11%
Transport Fuel switch, changes in the modal split, efficiency improvements, etc.		10%
Fuel switch in energy and industry sectors between fossil fuels		10%
Supply-side efficiency Clean coal, cogeneration, etc.		10%
Afforestation and reforestation		9%
Demand-side efficiency Households, Commercial, Industry		9%
Other projects		5%

Please submit any comments you may have on this question/statement:

Previous page | **Question 17/18** | Next page

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

18. Any other comments:

Previous page | **Question 18/18** | End the questionnaire

Delphi questionnaire on the perspectives of JI and CDM

Thank you for having taken the time to participate in this Delphi survey.

You will receive the results of the assessment of the first and second round early next year.

Previous page | Back to the beginning

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

Umwelt Bundes Amt Für Mensch und Umwelt

Öko-Institut e.V. Institut für angewandte Ökologie Institute for Applied Ecology