

Internationaler Klimaschutz unter besonderer
Berücksichtigung der CCS-Technologie:
Quantitative Analyse auf globaler Ebene
und für Deutschland

Dissertation

zur Erlangung des akademischen Grades eines

Doktors der Wirtschaftswissenschaften

(Dr. rer. pol.)

durch die Fakultät für Wirtschaftswissenschaften der

Universität Duisburg-Essen
Campus Essen

vorgelegt von

Name: Volker Eickholt

Geburtsort: Bottrop

Essen 2017

Tag der mündlichen Prüfung: 07.09.2017

Erstgutachter: Prof. Dr. Christoph Weber
(Lehrstuhl für Energiewirtschaft)

Zweitgutachter: Prof. Dr. Volker Clausen
(Lehrstuhl für Volkswirtschaftslehre, insb. Internationale Wirtschaftsbeziehungen)

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	IV
Tabellenverzeichnis	IX
Abkürzungsverzeichnis	XI
Abbildungsverzeichnis	XIV
Symbolverzeichnis	XVIII
1 Einleitung	1
2 Naturwissenschaftlicher Hintergrund des anthropogenen Klimawandels	5
2.1 Charakteristika wesentlicher Treibhausgase und die besondere Rolle von Kohlenstoffdioxid	6
2.2 Kohlenstoffkreislauf und CO ₂ -Konzentration in der Atmosphäre	10
2.3 Solare Strahlungsbilanz und der natürliche Treibhauseffekt.....	16
2.3.1 Solare Strahlungsbilanz.....	16
2.3.2 Natürlicher Treibhauseffekt.....	18
2.4 Konzept des Radiative Forcing	21
2.5 Anthropogene Einflüsse auf das Klimasystem durch CO ₂ -Emissionen	24
2.6 Verbindung zwischen THG-Konzentration und Temperaturzunahme	26
3 Folgen des Treibhauseffektes und Strategieoptionen zur Minderung.....	32
3.1 Auswirkungen einer globalen Erwärmung.....	32
3.2 Mitigations- und Adaptionstrategien sowie Abschätzung der Kosten von Klimaschäden	37
3.3 Alternative Strategie: Negation des Klimawandels	40
3.3.1 Definition Klimaskeptiker sowie Historie der Klimaforschung	41
3.3.2 Kritikpunkte von Seiten der Klimaskeptiker und Bewertung	44
3.3.3 Austausch zwischen Klimaskeptikern und Klimaforschern	46
4 Internationaler Klimaschutz.....	50
4.1 Umweltökonomische Grundüberlegungen	50
4.1.1 Klassische Ansätze zur Internalisierung externer Effekte.....	51
4.1.1.1 Marktversagen und Internalisierung externer Effekte	51
4.1.1.2 Klassische Ansätze zur Internalisierung von externen Effekten	54

4.1.2	Standardorientierte Instrumente der Umweltpolitik.....	59
4.1.2.1	Auflagen	60
4.1.2.2	Steuern und Abgaben (Preislösungen).....	61
4.1.2.3	Zertifikate	64
4.1.3	Internationale Ebene von Umweltproblemen.....	68
4.1.4	Bewertungskriterien für umweltpolitische Instrumente.....	70
4.1.4.1	Ökologische Treffsicherheit/Effektivität	72
4.1.4.2	Kosteneffizienz	75
4.1.4.3	Dynamische Effizienz und Flexibilität.....	77
4.1.4.4	Informationsanforderungen und Transaktionskosten.....	79
4.1.4.5	Nationale/internationale Ebene: Politische Umsetzbarkeit	80
4.1.4.6	Internationale Ebene: Anreize zur Teilnahme und Compliance	81
4.1.4.7	Internationale Ebene: Fairness	83
4.1.5	Kurze Bewertung standardorientierter Instrumente der Umweltpolitik .	86
4.2	Historie und Status quo des internationalen Klimaschutzes	89
4.2.1	Historie.....	89
4.2.2	Kyoto-Protokoll	93
4.2.3	Pariser Abkommen	97
4.2.4	Klimaschutzziele der EU und Deutschlands (Stand 2015)	103
4.2.5	Zwischenfazit	104
4.3	Weitere Vorschläge für umfassende globale Klimaschutzstrategien	104
4.3.1	Überblick und Kategorisierung	105
4.3.2	Identifikation relevanter Ansätze	112
4.3.2.1	Überblick des Artikels „Formulas for quantitative emission targets“	112
4.3.2.2	Überblick des Artikels „Fragmented carbon markets and reluctant nations“	113
4.3.2.3	Überblick des Artikels „A portfolio system of climate treaties“	114
4.3.3	Detaillierte Darstellung des Artikels „Formulas for quantitative emission targets“	116
4.3.3.1	Grundgerüst mit quantitativen Emissionszielen	117
4.3.3.2	Voraussetzung für eine Teilnahme von Entwicklungsländern	119
4.3.3.3	Axiome	119
4.3.3.4	Vorgeschlagene Minderungspfade	122

4.3.3.5	Ausführliche Bewertung des Vorschlags von Frankel und Bosetti.....	124
4.3.4	Kritische Würdigung	127
5	Kohlenstoffdioxidemissionen und Technologien im globalen Elektrizitätssektor	128
5.1	Emissionen aus der fossilen Stromerzeugung	128
5.2	Gängige Technologien zur Stromerzeugung	136
5.3	Implikation: Einsatz von CCS als Option zur CO ₂ -Reduktion.....	141
6	CCS als Option zukünftiger Klimaschutzvereinbarungen	143
6.1	Prozesskette der CCS-Technologie und aktueller Entwicklungsstand	144
6.2	Abscheidung von CO ₂	146
6.2.1	Post-Combustion-Technologie	150
6.2.2	Pre-Combustion-Technologie	151
6.2.3	Oxyfuel-Technologie	152
6.2.4	Unterschied zwischen abgetrenntem und vermiedenem CO ₂	153
6.2.5	Kosten und wesentliche technische Parameter	155
6.3	Transport von CO ₂	158
6.3.1	Alternativen für den Kohlenstoffdioxidtransport.....	158
6.3.2	Pipeline-Transport von CO ₂	159
6.3.3	Kosten und wesentliche technische Parameter	162
6.4	Speicherung von CO ₂	165
6.4.1	Mögliche Speicheroptionen für CO ₂	165
6.4.2	Speicherung in ausgeförderten Erdöl- und Erdgaslagerstätten	167
6.4.3	Speicherung in tiefen salinen Aquiferen	168
6.4.4	Kosten und wesentliche technische Parameter	170
6.5	Globale, europäische und nationale CO ₂ -Speicherpotenziale.....	172
6.5.1	Speicherpotenziale weltweit	173
6.5.2	Speicherpotenziale in Europa	176
6.5.3	Speicherpotenziale in Deutschland	176
7	Anforderungen einer modellgestützten Untersuchung eines globalen CCS-	
	Einsatzes.....	179
7.1	Abbildung von globalen, regionalen und nationalen Ebenen.....	179
7.2	Abbildung von Klimaschutzzielen und Klimaschutzvereinbarungen	180
7.3	Substitutionsmöglichkeiten, Technologien und Kosten	181

7.4	Methodische Grundüberlegungen.....	182
7.4.1	Überblick über mögliche Modellansätze und Modellklassen.....	182
7.4.2	Modellierung von Energiesystemen	184
7.5	Zusammenfassung und weiteres Vorgehen.....	185
8	Modellierung globaler Energiemärkte: Berücksichtigung von CO ₂ - Minderungsstrategien und CCS	189
8.1	Modellbeschreibung CORECCS, Modellinput und Erweiterungen	189
8.1.1	Modellbeschreibung CORECCS	189
8.1.2	Modellinput	191
8.1.3	Modellerweiterung um die CCS-Technologien.....	197
8.2	Szenarien und Sensitivitäten für CORECCS	200
8.2.1	500 ppm-Szenario	201
8.2.2	460 ppm-Szenario	202
8.2.3	Sensitivität Kernenergie.....	205
8.2.4	Sensitivität Globales CO ₂ -Limit	205
8.2.5	Sensitivität Kein CO ₂ -Limit	206
8.3	Verknüpfung zwischen den verwendeten Modellen (Fokus auf globale und europäische Ebene)	206
9	Modellierung des Strommarktes in Europa und Deutschland	208
9.1	Methodische Grundüberlegungen.....	208
9.2	Teilmodelle E2M2s und GEM2s	212
9.2.1	Modellierungsschritt 1: Europa	213
9.2.2	Modellierungsschritt 2: Deutschland	214
9.3	Wesentliche Parameter und verschiedene Szenarien	216
9.3.1	Geographischer Rahmen	216
9.3.2	Szenarien und Brennstoffpreise	217
9.3.3	CCS-Technologien	219
10	Quantitative Ergebnisse der Modellierung.....	222
10.1	Ergebnisse für die globale Ebene: CORECCS	222
10.1.1	Ergebnisse des 500 ppm-Szenarios.....	222
10.1.1.1	Stromproduktion.....	222
10.1.1.2	Installierte Kapazitäten	227

10.1.1.3	Strompreise	230
10.1.1.4	CO ₂ -Preise.....	232
10.1.1.5	Abgeschiedenes und gespeichertes CO ₂	238
10.1.2	Ergebnisse des 460 ppm-Szenarios.....	240
10.1.2.1	Stromproduktion.....	241
10.1.2.2	Installierte Kapazitäten	245
10.1.2.3	Strompreise	248
10.1.2.4	CO ₂ -Preise.....	250
10.1.2.5	Abgeschiedenes und gespeichertes CO ₂	251
10.1.3	Sensitivität Kernenergie.....	253
10.1.3.1	Stromproduktion.....	253
10.1.3.2	Installierte Kapazitäten auf globaler Ebene	256
10.1.3.3	Strompreise	257
10.1.3.4	CO ₂ -Preise.....	258
10.1.3.5	Abgeschiedenes und gespeichertes CO ₂	260
10.1.4	Sensitivität Globales CO ₂ -Limit	261
10.1.5	Sensitivität Kein CO ₂ -Limit	264
10.1.6	Zusammenfassung der Ergebnisse des CORECCS-Modells.....	268
10.2	Ergebnisse für Deutschland: GEM2s und E2M2s	269
10.2.1	Stromproduktion, Außenhandelsaldo und installierte Kapazitäten in Deutschland	270
10.2.2	CCS-Kapazitäten	273
10.2.3	CO ₂ -Speicherung und Transport	275
10.2.4	E2M2s: Stromproduktion und installierte Kapazitäten in Europa.....	278
10.2.5	Analyse der Ergebnisse der E2M2s- und GEM2s-Modelle	280
11	Zusammenfassung, Kritikpunkte und Ausblick.....	282
12	Literaturverzeichnis	X
13	Anhang.....	XXX

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Wesentliche Charakteristika und Global Warming Potential ausgewählter Treibhausgase	7
Tabelle 2: Sektor- und regionenübergreifende Auswirkungen des Klimawandels	33
Tabelle 3: Wesentliche Charakteristika unterschiedlicher IPCC-Szenarien.....	36
Tabelle 4: Geschätzte globale makro-ökonomische Kosten für die Erreichung unterschiedlicher Stabilisierungsniveaus in den Jahren 2030 und 2050	39
Tabelle 5: Bewertung standardorientierter Umweltinstrumente	87
Tabelle 6: Historie des globalen Klimaschutzes anhand ausgewählter Klimaschutzkonferenzen.....	90
Tabelle 7: Bewertung des Kyoto-Protokolls	96
Tabelle 8: Bewertung des Pariser Abkommens	101
Tabelle 9: Tabellarischer Überblick: Vorschläge zu Post-Kyoto-Architekturen	107
Tabelle 10: Bewertung von drei ausgewählten globalen Klimaschutzstrategien	115
Tabelle 11: Parameter gängiger Stromerzeugungstechnologien	139
Tabelle 12: Differenz zwischen abgedehntem und vermiedenem CO ₂	154
Tabelle 13: Technische und wirtschaftliche Parameter der CCS-Abscheidetechnologien getrennt nach Post-, Pre- und Oxyfuelcombustion sowie nach Brennstoffen.....	156
Tabelle 14: Übersicht Parameter CCS-Technologien für nachfolgende Modellierung	157
Tabelle 15: CO ₂ -Transportkosten für On- und Offshore-Pipelines.....	163
Tabelle 16: CO ₂ -Transportkosten als Grundlage für die CCS-Modellierung.....	164
Tabelle 17: Durchschnittliche CO ₂ -Transportentfernung (km) pro Region und Technologie.....	165
Tabelle 18: Überblick über CO ₂ -Speicheroptionen.....	166
Tabelle 19: Speicherkosten für verschiedene Speicheralternativen in €/t CO ₂	171
Tabelle 20: CO ₂ -Speicherkosten als Grundlage für CCS-Modellierung in €/t CO ₂	172
Tabelle 21: Speicherpotenzial für acht Weltregionen in Gt (gerundet)	174
Tabelle 22: Investitionskosten CCS für das CORECCS-Modell	191
Tabelle 23: Übersicht CCS-bezogene Modellparameter (Beispiel Steinkohle CCS).....	192
Tabelle 24: Brennstoffpreise in USD ₂₀₁₄ (Gas = 1.000m ³ , Oil, Lignite und Coal = t)	194
Tabelle 25: Regionale Emissionsgrenzen (Gt) des Stromsektors (500 ppm-Szenario).	201

Tabelle 26: Regionale Emissionsgrenzen (Gt) des Stromsektors (460 ppm-Szenario). 203	203
Tabelle 27: Vergleich der CO ₂ -Grenzen (Gt) zwischen 460 - und 500 ppm-Szenario... 204	204
Tabelle 28: Übersicht der verwendeten Szenarien im E2M2s und GEM2s-Modell 218	218
Tabelle 29: Technische und wirtschaftliche Parameter für CCS-Technologien in den Jahren 2020-2030	220
Tabelle 30: Technische und wirtschaftliche Parameter für CCS-Technologien in den Jahren 2040-2050	220
Tabelle 31: Investitionskosten für CO ₂ -Pipeline und Stromnetzausbau	221
Tabelle 32: CO ₂ -Speicherkosten für On-/Offshore Varianten	221
Tabelle 33: Strompreise (USD/MWh) im 500 ppm-Szenario nach Lastsegment in der Region WEU	231
Tabelle 34: Strompreise (USD/MWh) im 500 ppm-Szenario nach Lastsegment in der Region NAM	232
Tabelle 35: Strompreise (USD/MWh) im 500 ppm-Szenario nach Lastsegment in der Region ASI	232
Tabelle 36: CO ₂ -Preise (USD/t) im 500 ppm-Szenario	233
Tabelle 37: Strompreise (USD/MWh) im 460 ppm-Szenario nach Lastsegment in der Region WEU	248
Tabelle 38: Vergleich der Strompreise (USD/MWh) zwischen 460 - und 500 ppm-Szenario (Region WEU)	249
Tabelle 39: CO ₂ -Preise (USD/t) im 460 ppm-Szenario	250
Tabelle 40: Vergleich der CO ₂ -Preise (USD/t) zwischen 460 - und 500 ppm-Szenario	250
Tabelle 41: Strompreise (USD/MWh) Sensitivität Kernenergie nach Lastsegment in der Region WEU	257
Tabelle 42: Vergleich der Strompreise (USD/MWh) zwischen Sensitivität Kernenergie und 500 ppm-Szenario.....	258
Tabelle 43: CO ₂ -Preise (USD/t) Sensitivität Kernenergie.....	259
Tabelle 44: Vergleich der CO ₂ -Preise (USD/t) zwischen Sensitivität Kernenergie und 500 ppm-Szenario.....	259

Abkürzungsverzeichnis

AFR	Region Africa (Afrika)
ASI	Region Asia (Asien)
BAU	Business as Usual
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BIP	Bruttoinlandsprodukt
BRICS	BRICS-Staaten (Brasilien, Russland, Indien, China, Südafrika)
C	Kohlenstoff (engl. Carbon)
CAN	Climate Action Network
CCS	Carbon Capture and Storage
CDM	Clean Development Mechanism
CGIAR	Consultative Group on International Agricultural Research
CH ₄	Methan
CICERO	Center for International Climate and Energy Research
CO ₂	Kohlenstoffdioxid (engl. Carbon dioxide)
CSP	Concentrated Solar Power (Solarthermie)
DEA	Diethanolamine
DOE	Department of Energy
ECBM	Enhanced Coal Bed Methane
ECN	Energy research Centre of the Netherlands
EGR	Enhanced Gas recovery
EOR	Enhanced Oil recovery
EPR	European Pressurised Water Reactor
ESRL	Earth System Research Laboratory
EU-ETS	European Union Emission Trading System
FKW	Fluorkohlenwasserstoffe/Perfluorierte Kohlenwasserstoffe
GATT	General Agreement on Tariffs and Trade
GCF	Green Climate Fund
GDP	Gross Domestic Product
GEF	Gradual Equalization Factor
GGM	Gleichgewichtsmodell(e)
Gt	Gigatonne(n)
GuD	Gas- und Dampfturbinenkraftwerk
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
GWP	Global Warming Potential
H	Wasserstoff
H ₂ O	Wasser

H ₂ S	Schwefelwasserstoff
HFC/H-FKW	Halogenierte Fluorkohlenwasserstoffe
HWR	Heavy-Water Reactors (Schwerwasserreaktoren)
IEA	International Energy Agency
IMF	International Monetary Fund
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
ISCC	Integrated Solar Combined Cycle
JI	Joint Implementation
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LAM	Region Latin America (Lateinamerika)
LCF	Latecomer Catch-up Factor
LWR	Leichtwasserreaktoren
m ²	Quadratmeter
MDEA	Methyldiethanolamin
MEA	Region Middle East Asia (Mittlerer Osten)
MEA	Monoethanolamine
METI	Ministry of Energy, Trade and Industry, Government of Japan
MIP	Mixed Integer Program
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunden
N ₂	Distickstoff
N ₂ O	Distickstoffmonoxid
NAM	Region North America (Nordamerika)
NDC	Nationally Determined Contributions
NEA	Nuclear Energy Agency
NOAA	National Oceanic & Atmospheric Administration
NO _x	Stickstoffoxide (oder auch Stickoxide, nitrose Gase)
OCE	Region Oceania (Ozeanien)
PFC	Perflourierte Fluorkohlenwasserstoffe
PGGM	Partielle Gleichgewichtsmodelle
ppb	parts per billion
ppm	parts per million
PV	Photovoltaik
RES	Renewable Energy Sources (= Erneuerbare Energien)
SEPA	Swedish Environmental Protection Agency
SF ₆	Schwefelhexafluorid

SO ₂	Schwefeldioxid
t	Tonne(n)
TEA	Triethanolamine
THG	Treibausgas(e)
TRA	Region Economies in Transition (Osteuropa und Russland)
TW	Terawatt
TWh	Terawattstunden
u	unified atomic mass unit (Atommasse)
UNDP	United Nations Development Programme
UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
VOC	Volatile organic compounds (emissions)
W	Watt
WEU	Region Western Europe (Westeuropa)
Wh	Wattstunden
ZEP	Zero emission platform

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Vereinfachte schematische Darstellung der Wechselbeziehungen zwischen dem System Erde und dem System Mensch.....	5
Abbildung 2: Gesamte THG-Emissionen im Jahr 2010, Aufteilung nach Treibhausgas sowie weitere Aufteilung der CO ₂ -Emissionen.....	8
Abbildung 3: Historische Entwicklung der globalen CO ₂ -Emissionen zwischen 1971 und 2011 durch Verbrennung fossiler Brennstoffe	9
Abbildung 4: Schematische Darstellung des Kohlenstoffkreislaufs inklusive der weltweiten Kohlenstoff-Reservoirs und Bilanz der Kohlenstoffflüsse.....	11
Abbildung 5: Entwicklung der CO ₂ -Konzentration in der Atmosphäre seit Beginn der Aufzeichnungen (März 1958 bis Januar 2012) (so genannte Keeling-Kurve)	14
Abbildung 6: CO ₂ -Konzentration in ppm in den vergangenen 420.000 Jahren	15
Abbildung 7: Natürlicher Treibhauseffekt auf der Erde	19
Abbildung 8: Strahlungsantrieb verschiedener Faktoren und Bandbreite der Unsicherheit.....	23
Abbildung 9: Aufteilung der weltweiten CO ₂ -Emissionen nach Sektoren im Jahr 2010	25
Abbildung 10: Entwicklung der CO ₂ -Emissionen ab 1970 für ausgewählte Bereiche	26
Abbildung 11: Temperaturabweichungen im Vergleich zum Langzeitdurchschnitt	27
Abbildung 12: CO ₂ -Aufzeichnungen und EPICA Dome C Temperaturabweichungen innerhalb der letzten 800.000 Jahre.....	29
Abbildung 13: Schäden durch Naturkatastrophen in Mrd. US\$ (1980 bis 2011).....	35
Abbildung 14: Emissionspfade für ausgewählte Regionen im 500 ppm-Szenario	122
Abbildung 15: Emissionspfade für ausgewählte Regionen im 460 ppm-Szenario	123
Abbildung 16: Entwicklung der globalen CO ₂ -Emissionen durch Verbrennung fossiler Brennstoffe von 1971 bis 2010 in Mrd. t (Hinweis: Inklusive sonstige Emissionen in Höhe von 140 Mio. t).....	129
Abbildung 17: Globale CO ₂ -Emissionen nach Brennstoffen (Jahr 2010).....	130
Abbildung 18: Globale CO ₂ -Emissionen aufgeteilt nach Sektoren und fossilen Brennstoffen im Jahr 2010	130
Abbildung 19: Globale und regionale Entwicklung der CO ₂ -Emissionen durch Verbrennung von Stein- und Braunkohle	133

Abbildung 20: CO ₂ -Emissionen durch Verbrennung fossiler Brennstoffe nach Ländern (linke Achse) und CO ₂ -Emissionen pro Kopf (rechte Achse) im Jahr 2010.....	134
Abbildung 21: Unterscheidung von Kraftwerken nach Art des Prozesses (eigene Darstellung in Anlehnung an Konstantin, P. (2009), S.271).....	136
Abbildung 22: Klassifizierung Erzeugungstechnologien nach Einsatzcharakteristika ..	138
Abbildung 23: Spannungsfeld der Energieerzeugung	143
Abbildung 24: Prozesskette der CCS-Technologie.....	144
Abbildung 25: Einteilung der CCS-Prozessschritte in unterschiedliche Entwicklungsstadien	145
Abbildung 26: Verfahrensschemata der Post-, Pre- und Oxyfuel-Technologien (eigene Darstellung nach Radgen, P. u.a. (2006a), S. 39).....	148
Abbildung 27: Kosten verschiedener CO ₂ -Transportmöglichkeiten über 250 km	158
Abbildung 28: CO ₂ -Speicherpotenziale für acht Weltregionen (linke Achse) und CO ₂ -Emissionen aus dem Jahr 2010 (Energieerzeugung und Industrie, rechte Achse).....	175
Abbildung 29: CO ₂ -Speicherkapazitäten in Deutschland aufgeteilt nach salinen Aquiferen (türkis) und entleerten Gaslagerstätten (grün)	178
Abbildung 30: Acht Weltregionen des CORE-/CORECCS-Modells.....	190
Abbildung 31: Linear interpolierte CO ₂ -Grenzen für ausgewählte Regionen im Szenario 500 ppm (regional = linke Achse, global = rechte Achse).....	202
Abbildung 32: Linear interpolierte CO ₂ -Grenzen für ausgewählte Regionen im Szenario 460 ppm (regional = linke Achse, global = rechte Achse).....	203
Abbildung 33: Darstellung Modellrahmen für das E2M2s- und GEM2s-Modell.....	209
Abbildung 34: Konzept eines rekombinierenden Entscheidungsbaumes.....	210
Abbildung 35: Regionale Aufteilung im GEM2s.....	217
Abbildung 36: Globale (alle Regionen umfassende) Stromproduktion im 500 ppm-Szenario.....	223
Abbildung 37: Stromproduktion Region WEU im 500 ppm-Szenario.....	225
Abbildung 38: Stromproduktion Region NAM im 500 ppm-Szenario	226
Abbildung 39: Stromproduktion Region ASI im 500 ppm-Szenario	227
Abbildung 40: Installierte Kapazitäten global im 500 ppm-Szenario	228
Abbildung 41: Installierte Kapazitäten Region WEU im 500 ppm-Szenario	228
Abbildung 42: Installierte Kapazitäten Region NAM im 500 ppm-Szenario.....	229

Abbildung 43: Installierte Kapazitäten Region ASI im 500 ppm-Szenario	230
Abbildung 44: Kostenfunktionen von CCS- und Nicht-CCS-Kraftwerken	234
Abbildung 45: Relation zwischen CO ₂ -Preis und kritischen Vollbenutzungsstunden ..	237
Abbildung 46: Onshore gespeichertes CO ₂ nach Regionen und Jahren (500 ppm-Szenario)	238
Abbildung 47: Über die Jahre kumulierte Mengen gespeichertes CO ₂ nach Regionen in Gt (500 ppm-Szenario).....	240
Abbildung 48: Globale (alle Regionen) Stromproduktion im 460 ppm-Szenario	242
Abbildung 49: Stromproduktion Region WEU im 460 ppm-Szenario.....	243
Abbildung 50: Stromproduktion Region NAM im 460 ppm-Szenario	244
Abbildung 51: Stromproduktion Region ASI im 460 ppm-Szenario	245
Abbildung 52: Installierte Kapazitäten global im 460 ppm-Szenario	246
Abbildung 53: Installierte Kapazitäten Region WEU im 460 ppm-Szenario	247
Abbildung 54: Onshore gespeichertes CO ₂ nach Regionen und Jahren (460 ppm-Szenario)	252
Abbildung 55: Kumulierte gespeicherte Mengen CO ₂ nach Regionen in Gt (460 ppm-Szenario)	252
Abbildung 56: Sensitivität Kernenergie: Globale Stromproduktion	254
Abbildung 57: Sensitivität Kernenergie: Stromproduktion Region WEU	255
Abbildung 58: Sensitivität Kernenergie: Stromproduktion Region ASI	256
Abbildung 59: Sensitivität Kernenergie: Installierte Kapazitäten global	257
Abbildung 60: Onshore gespeichertes CO ₂ nach Regionen und Jahren in Gt (Sensitivität Kernenergie)	260
Abbildung 61: Über die Jahre kumulierte Mengen gespeichertes CO ₂ nach Regionen in Gt im Vergleich zu den 500 und 460 ppm-Szenarien	261
Abbildung 62: Sensitivität Globales CO ₂ -Limit: Globale Stromproduktion	262
Abbildung 63: Sensitivität Globales CO ₂ -Limit: Unterschiede globale Stromproduktion im Vergleich zum 500 ppm-Szenario	263
Abbildung 64: Sensitivität Globales CO ₂ -Limit: Unterschiede Stromproduktion im Vergleich zum 500 ppm-Szenario in der Region WEU.....	264
Abbildung 65: Sensitivität Kein CO ₂ -Limit: Globale Stromproduktion	265
Abbildung 66: Sensitivität Kein CO ₂ -Limit: Stromproduktion Region WEU.....	266

Abbildung 67: Sensitivität Kein CO ₂ -Limit: Stromproduktion Region ASI.....	267
Abbildung 68: Kumulierte CO ₂ -Emissionen im Vergleich zum 500 ppm-Szenario	267
Abbildung 69: Entwicklung Stromproduktion in Deutschland für verschiedene Szenarien.....	270
Abbildung 70: Entwicklung installierter Kapazitäten in Deutschland für verschiedene Szenarien.....	271
Abbildung 71: Entwicklung CO ₂ -Emissionen für Deutschland und Handelssaldo nach Szenarien.....	272
Abbildung 72: Entwicklung Investitionen in fossile und CCS-Kraftwerke (On- und Offshore Speicherung möglich)	273
Abbildung 73: Gespeichertes CO ₂ aufgeteilt nach Speicherregionen in den Szenarien Climate (links), Climate + (mittig), Conventional Wisdom (rechts)	276
Abbildung 74: Transportkapazitäten und -wege sowie Speicherregionen in Deutschland im Jahr 2050 für die Szenarien Conventional Wisdom (On- und Offshore-Speicherung, links), Conventional Wisdom (nur Offshore-Speicherung, mittig) und Climate + (On- und Offshore-Speicherung, rechts)	277
Abbildung 75: Entwicklung Stromproduktion in Europa für verschiedene Szenarien .	279
Abbildung 76: Entwicklung installierter Kapazitäten in Europa für verschiedene Szenarien.....	280

Symbolverzeichnis

Verwendete Symbole im E2M2s- und GEM2s-Modell (Kapitel 9)

Variablen

<i>E</i>	Übertragungsfluss
<i>FC</i>	Fixkosten
<i>H</i>	Speicherlevel
<i>L</i>	Kapazität
<i>OC</i>	operative Kosten
<i>P</i>	Stromproduktion
<i>SC</i>	Anfahrkosten
<i>STC</i>	Speicherkosten
<i>TC</i>	Gesamtkosten (total costs)
<i>V</i>	Abgeschiedene CO ₂ -Emissionen

Indizes

<i>0</i>	Minimum
<i>CCS</i>	CCS
<i>CO₂</i>	Kohlenstoffdioxid
<i>cyc</i>	Cycling
<i>fix</i>	fix
<i>FUEL</i>	Brennstoff
<i>inv</i>	Investition
<i>life</i>	Lebensdauer
<i>n</i>	Knoten
<i>new</i>	neu
<i>onl</i>	online
<i>m</i>	Maximum
<i>op</i>	in Betrieb
<i>oth</i>	andere
<i>r</i>	Region
<i>pum</i>	Pumpen (in Bezug auf Pumpspeicher)
<i>res</i>	Stromreserve
<i>s</i>	Stochastischer Schritt
<i>stor</i>	CO ₂ -Speicher
<i>stu</i>	Start-up
<i>t</i>	Zeitschritt
<i>u</i>	Einheit (in Bezug auf Kraftwerk, Unit)
<i>y</i>	Jahr

Parameter

a	Annuitätenfaktor
c	spezifische Kosten
cr	Abscheidungsrate
D	Nachfrage (Strom)
d	Dauer
f	Frequenz
i	Zinssatz
p	Preis
B	Obergrenze CO ₂ (Bound/Limit)
b	Lebensdauer
l	minimale Last (Kraftwerk)
W	Wasserzufluss
η	Wirkungsgrad
ς	Teilproduktion
ψ	Eintrittswahrscheinlichkeit
ρ	Verfügbarkeit
τ	Übergangswahrscheinlichkeit
ε	Emissionsfaktor

Zusätzliche verwendete Symbole im CORECCS-Modell (Kapitel 8)

$ainv$	Annuitätische Investition(-skosten)
C	Costs/Kosten
dec	Decommissioning/Rückbau
δ	Barwertfaktor
$dist$	Distance/Entfernung
fue	Fuel/Brennstoff
λ	Load segment/Lastsegment
op	Operational/operativ
sys	System/Modell
tra	Transport (CO ₂)
χ	Onshore/Offshore

1 Einleitung

Seit Beginn der industriellen Revolution im 18. Jahrhundert ist der Wohlstand und die wirtschaftliche Entwicklung fast aller Länder der Erde maßgeblich an die Nutzung fossiler Brennstoffe wie Öl, Kohle oder Gas gekoppelt. In den vergangenen zwei Jahrhunderten erwiesen sich fossile Brennstoffe als relativ billig zu erschließende, ausreichend verfügbare und verlässliche Energieträger, mit deren Hilfe die rasante Entwicklung hin zu modernen Industrienationen vollzogen werden konnte. Auch für hoch technologisierte Volkswirtschaften ist bislang ein vollständiger Verzicht auf Öl, Kohle und Gas zur Strom- und Wärmeproduktion oder als Treibstoff für den Verkehrs- und Transportsektor nur schwer vorstellbar. Bei der Verbrennung von fossilen Brennstoffen werden jedoch Treibhausgase freigesetzt, was seit nahezu zwei Jahrhunderten zu einem kontinuierlichen Anstieg ihrer Konzentration in der Atmosphäre führt. Bereits Ende des 19. Jahrhundert wurde der Zusammenhang zwischen der Verbrennung von fossilen Brennstoffen und einer möglichen Klimaänderung vor allem durch steigende Kohlenstoffdioxidemissionen erkannt.¹ Seit den 1960er Jahren machten amerikanische Forscher vermehrt darauf aufmerksam, dass der durch Menschen verursachte Treibhauseffekt ein reales und ernstes Problem darstellen wird. Mittlerweile gilt der anthropogene Klimawandel als wissenschaftlich erwiesen und zweifelsfrei beobachtbar.² Es kann aktuell davon ausgegangen werden, dass die Nutzung fossiler Brennstoffe in kurzer und mittlerer Frist für moderne Gesellschaften unabdingbar ist. Auf der anderen Seite sind die damit verbundenen negativen Effekte ansteigender CO₂-Emissionen in Bezug auf den Klimawandel bekannt und akzeptiert. Somit stellt sich die Frage, wie der CO₂-Ausstoß signifikant reduziert werden kann, ohne die wirtschaftliche Leistungsfähigkeit und die zukünftige ökonomische Entwicklung zahlreicher Länder zu gefährden.

Da sich Kohlenstoffdioxid nahezu gleichmäßig in der Atmosphäre verteilt, muss auch die nachhaltige Reduktion von CO₂-Emissionen im Rahmen einer globalen Klimaschutzstrategie angegangen werden. Zuletzt stimmten im Dezember 2015 ca. 200 Länder dem Pariser Abkommen zu, welches eine deutliche CO₂-Reduktion vorsieht, um die Klimaerwär-

¹ Vgl. Arrhenius, S. (1896).

² Vgl. IPCC (2007a), S. 35 und 37 und UNFCCC (2011), S. 2.

mung im besten Falle auf 1,5° Celsius zu beschränken. Dem Elektrizitäts- und Wärmesektor kommt dabei eine tragende Rolle zu, da diesem Sektor ungefähr 50% der weltweiten CO₂-Emissionen zuzuschreiben sind. Die langfristige Abkehr von fossilen Brennstoffen stellt für diesen Sektor eine besonders große Herausforderung dar. Bislang basiert die klassische Elektrizitätserzeugung hauptsächlich auf großen, zentralen Kraftwerken mit technischen Lebensdauern von vier Jahrzehnten oder mehr. Weitgehende CO₂-Minderungsverpflichtungen bedingen deutliche Veränderungen innerhalb dieses Sektors und haben mittel- und langfristige einen kompletten Strukturwechsel (z.B. Zuwachs Erneuerbarer Energien,³ Gewährleistung der Netzstabilität durch Ausbau/Umbau, Nutzung von Speichertechnologien etc.) zur Folge. In vielen Ländern, wie z.B. Deutschland, wird dieser Paradigmenwechsel weg von zentralen Großkraftwerken hin zu kleineren, dezentralen und möglichst erneuerbaren Technologien bereits vollzogen. Dabei gilt es, abzuwägen zwischen a) den sehr verlässlichen, etablierten und billigen konventionellen Kraftwerken, die eine hohe Versorgungssicherheit gewährleisten, aber mit hohen CO₂-Emissionen einhergehen und b) den bislang noch vergleichsweise teuren Erneuerbaren Energien, die nahezu CO₂-frei Strom produzieren, aber deren fluktuierende Einspeisung eine große Herausforderung für konventionelle Netze darstellt.

Eine etablierte Technologie, die sowohl CO₂-arm und gleichzeitig steuerbar und verlässlich Strom generiert, stellen Kernkraftwerke dar. Doch Katastrophen wie in Tschernobyl 1986 und Fukushima 2011 sowie die Endlagerproblematik für Atommüll heben die mit der Nutzung dieser Technologie verbundenen Probleme deutlich hervor. Eine Technologie, die beim Übergang zu einem 100% erneuerbaren Stromsektor helfen kann, ist die sogenannte *Carbon Capture and Storage Technologie* - kurz CCS.⁴ Dabei wird in Kohle- oder Gaskraftwerken das im Abgas enthaltene CO₂ größtenteils abgeschieden, transportiert und letztendlich in unterirdischen Speichern endgelagert. Auf der einen Seite ergibt sich eine ähnliche Endlagerproblematik wie bei der Kernenergie. Auf der anderen Seite können insbesondere rasant wachsende Volkswirtschaften wie China und Indien bei der Stromerzeugung auf heimische und billige Brennstoffe wie Steinkohle zurückgreifen und

³ Im Folgenden wird der Begriff *Erneuerbare Energien* als feststehender Begriff verstanden und entsprechend großgeschrieben.

⁴ Vereinzelt wird auch von Carbon Capture and Sequestration gesprochen. Im Folgenden wird jedoch CCS als Carbon Capture and Storage verstanden.

trotzdem Emissionen in diesem Sektor signifikant reduzieren. Demzufolge können weitreichende CO₂-Reduktionsverpflichtungen eingegangen werden, ohne dabei auf die nukleare Stromerzeugung zurückzugreifen oder massive Veränderungen des Stromsektors zu veranlassen. Vor diesem Hintergrund werden in der vorliegenden Arbeit zunächst der aktuelle Wissensstand zur globalen Erwärmung dargestellt und erforderliche Klimaschutzstrategien zur Eindämmung diskutiert. Eine mögliche Nutzung der CCS-Technologie wird sowohl von den globalen Klimaschutzzielen und –strategien als auch von den jeweiligen nationalen bzw. supranationalen Energie- und Klimaschutzpolitiken beeinflusst.

Darauf aufbauend wird die mögliche globale Diffusion der CCS-Technologie im Spannungsfeld von CO₂-Reduktionspfaden, etablierten Kraftwerkstechnologien und Erneuerbaren Energien untersucht. Dabei wird ein zweiteiliger Modellansatz verfolgt. Es wird zum einen auf globaler Ebene im Rahmen von verschiedenen Szenarien modelliert, ob CCS eine wirtschaftliche Technologieoption zur Erreichung ambitionierter Klimaschutzziele darstellt. Zum anderen wird eine mögliche Diffusion der CCS-Technologie auf nationaler Ebene in Deutschland modelliert, wobei die Einbettung Deutschlands in den europäischen Elektrizitäts- und CO₂-Zertifikatemarkt explizit berücksichtigt wird. Über diesen Ansatz wird herausgearbeitet, wie sich der anthropogene Klimawandel als globales Problem und die zur Eindämmung notwendigen CO₂-Reduktionen auf den Erzeugungsmix eines einzelnen Landes auswirken.

Die vorliegende Arbeit ist thematisch in drei Teile unterteilt:

- *I: Klimawandel und globale Klimaschutzpolitik*
- *II: Beitrag des Elektrizitätssektors zum Klimawandel und CCS als Technologieoption im globalen Klimaschutz*
- *III: Modellierung und Ergebnisse.*

Im Rahmen von **Teil I** wird untersucht, was der naturwissenschaftliche Hintergrund (Kapitel 2) und die Ursachen sowie Folgen der Klimaerwärmung (Kapitel 3) sind. Das vierte Kapitel behandelt den internationalen Klimaschutz (inklusive umweltökonomischer Grundüberlegungen) und die Entwicklung hin zum Pariser Abkommen vom Dezember 2015. Ferner werden Anforderungen und relevante Zielsetzungen eines umfassenden

Klimaschutzabkommens hergeleitet und konkrete Vorschläge für internationale Klimaschutzabkommen anhand der zuvor hergeleiteten Anforderungen analysiert und bewertet. Ein ausgewählter Ansatz soll abschließend CO₂-Minderungspfade für die späteren Modelle liefern, mit denen eine Klimaerwärmung von maximal 2° Celsius erreicht werden kann. **Teil II** gibt zunächst einen Überblick über den Anteil des Elektrizitätssektors an den globalen Kohlenstoffdioxidemissionen (Kapitel 5). Im Rahmen von Kapitel 6 wird die CCS-Technologie inklusive der Prozessschritte Abscheidung, Transport und Speicherung näher dargestellt. **Teil III** beschreibt zunächst in Kapitel 7 die Anforderungen einer modellgestützten Abbildung von Klimaschutzzielen und eines globalen CCS-Einsatzes. Kapitel 8 erläutert anschließend die Modellierung globaler Energiemärkte unter Berücksichtigung von CO₂-Minderungsstrategien und CCS. In Kapitel 9 wird die Modellierung des europäischen und deutschen Stromsektors tiefergehend dargestellt. Die Ergebnisse des globalen, europäischen und deutschen Modells werden anschließend in Kapitel 10 detailliert beschrieben. Die Arbeit schließt mit einer Zusammenfassung, Kritikpunkten und einem Ausblick (Kapitel 11).

2 Naturwissenschaftlicher Hintergrund des anthropogenen Klimawandels

In diesem Kapitel wird der naturwissenschaftliche Hintergrund des anthropogenen Klimawandels erläutert und der Zusammenhang mit den globalen Kohlenstoffdioxid (CO₂)-Emissionen dargestellt. Dabei wird die hohe Komplexität des Systems⁵ Erde in den Grundzügen erklärt und die wesentlichen Aspekte im Kontext der vorliegenden Arbeit aufgearbeitet.⁶ Abbildung 1 zeigt eine vereinfachte Darstellung der Verknüpfungen und Interdependenzen zwischen den Systemen Erde und Mensch. Diese Abbildung dient als Grundschemata für die Inhalte der Kapitel zwei und drei. Ein Ziel ist es, die Rolle des Kohlenstoffdioxids für das Klimasystem Erde klar darzustellen, aber auch darauf hinzuweisen, dass CO₂ nicht der einzige Faktor ist, der Einfluss auf das irdische Klima hat.

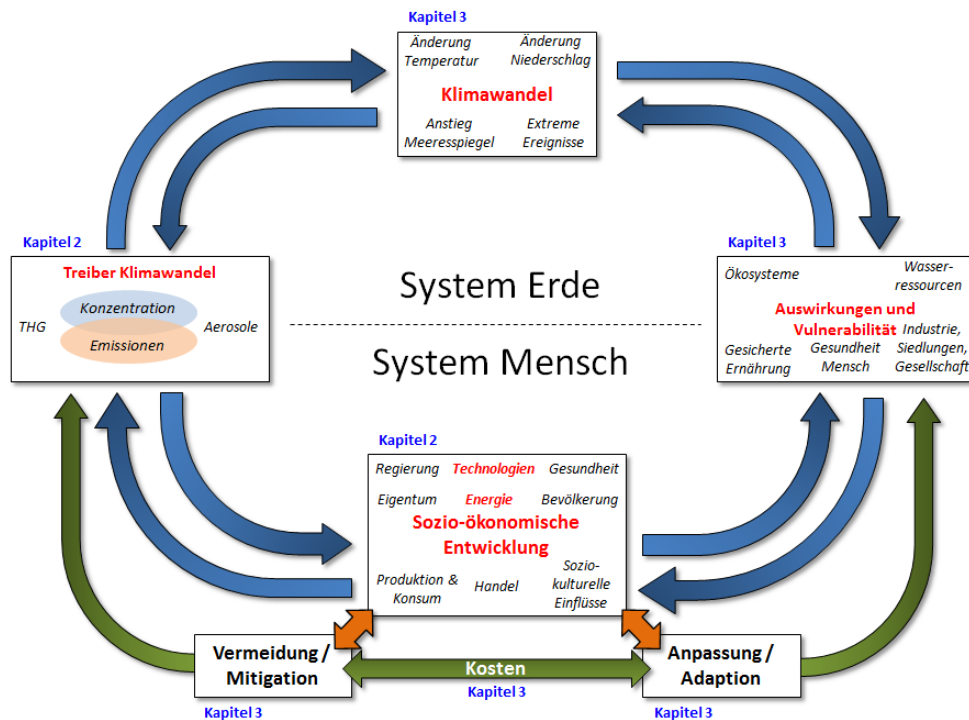


Abbildung 1: Vereinfachte schematische Darstellung der Wechselbeziehungen zwischen dem System Erde und dem System Mensch⁷

⁵ Im nachfolgenden wird der Begriff System als „fundamentaler Begriff, der die Zusammenfassung mehrerer, im Allgemeinen untereinander in Wechselwirkung stehender Komponenten zu einer als Ganzes aufzufassenden Einheit bezeichnet“ (vgl. Brockhaus Enzyklopädie (2002)).

⁶ In diesem Kapitel wird auf Erkenntnisse aus vielen Wissenschaftsgebieten von der Atmosphären- über die Klimaforschung bis hin zur Geologie zurückgegriffen. Im Rahmen dieser Arbeit steht die fokussierte Aufarbeitung des relevanten Kontextes im Vordergrund, so dass auf eine zu komplexe Aufarbeitung der zahlreichen klimarelevanten Prozesse verzichtet wird.

⁷ Eigene Darstellung nach IPCC (2007a), S. 26.

2.1 Charakteristika wesentlicher Treibhausgase und die besondere Rolle von Kohlenstoffdioxid

Als THG werden gasförmige Stoffe bezeichnet, die in der Luft bzw. in der Atmosphäre eine strahlungsbeeinflussende Wirkung entfalten.⁸ Die Konzentration von Treibhausgasen in der Atmosphäre hat einen direkten Einfluss auf die Strahlungsbilanz der Erde und nachgelagert auf den so genannten natürlichen Treibhauseffekt. Der natürliche Treibhauseffekt ist wiederum ein bestimmender Faktor der durchschnittlichen Temperatur auf der Erde.⁹ Es gibt eine Vielzahl von Treibhausgasen, die sich hinsichtlich vieler Parameter unterscheiden.¹⁰ Im Kyoto-Protokoll von 1997 werden sechs Treibhausgase aufgeführt, die die Grundlage für die im Protokoll vereinbarte Reduzierungsverpflichtung von anthropogenen Emissionen bilden.¹¹ Dabei handelt es sich um Kohlenstoffdioxid (CO₂)¹², Methan (CH₄), Distickstoffoxid (N₂O), teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe (H-FKW/HFC), perfluorierte Kohlenwasserstoffe (FKW/PFC) und Schwefelhexafluorid (SF₆).¹³ Ein wesentlicher Parameter zur Charakterisierung der Treibhausgase ist ihr *Global Warming Potential* (GWP). Das Konzept des GWP wird in den verschiedenen Berichten des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) und im Kyoto-Protokoll verwendet und basiert auf einem physikalischen GWP-Index.¹⁴ Dieser GWP-Index basiert auf einem zeitlich integrierten globalen Mittel der Strahlungsbeeinflussung bzw. der Strahlungseffizienz (in Bezug auf die geophysikalische Strahlungsbilanz der Erde) von einem Kilogramm eines Treibhausgases in Relation zu einem Kilogramm eines Referenzgases. Tabelle 1 zeigt wesentliche Charakteristika wie Verweildauer und GWP (bezogen auf einen Betrachtungshorizont von 100 Jahren) von ausgewählten THG.

⁸ Vgl. Schneider, S. H. (1989), S. 772 f.

⁹ Weiterführende Erklärungen zur Strahlungsbilanz und zum natürlichen Treibhauseffekt finden sich im nachfolgenden Kapitel 2.2.

¹⁰ Eine detaillierte Übersicht über die wesentlichen Treibhausgase und deren Charakteristika findet sich in IPCC (2007b), S. 212–213.

¹¹ Weitere Ausführung zum Kyoto-Protokoll finden sich in Kapitel 4.2.

¹² Weitere Ausführungen zu physikalischen Charakteristika von CO₂ erfolgen in Kapitel 6.3.2.

¹³ Vgl. UNFCCC (1997) Artikel III und Anlage A.

¹⁴ Eine detaillierte Diskussion der verschiedenen Ansätze zur Bestimmung und Verwendung des GWP von Treibhausgasen sowie deren Vor- und Nachteile findet sich in IPCC (2007b), S. 210 f.

Tabelle 1: Wesentliche Charakteristika und Global Warming Potential ausgewählter Treibhausgase¹⁵

<i>Bezeichnung</i>	<i>Chemische Formel</i>	<i>Verweildauer (Jahre)</i>	<i>Strahlungseffizienz (W/m² ppb)</i>	<i>Global Warming Potential (100 Jahre)</i>
Kohlenstoffdioxid	CO ₂	variabel	1,4*10 ⁻⁵	1
Methan	CH ₄	12	3,7*10 ⁻⁴	25
Distickstoffmonoxid	N ₂ O	114	3,03*10 ⁻³	298
Schwefelhexafluorid	SF ₆	3.200	0,52	22.800

Aus der Tabelle wird ersichtlich, dass Kohlenstoffdioxid für das GWP als Referenzgas verwendet wird und somit den Wert 1 zugewiesen bekommt. Die Emission von z.B. einem Kilogramm Schwefelhexafluorid hat indes bezogen auf die Strahlungseffizienz eine Wirkung, die um das 22.800-fache größer ist als bei Kohlenstoffdioxid. Anders formuliert bedeutet dies, dass die Freisetzung von einem Kilogramm SF₆ die gleiche Strahlungsbeeinflussung wie 22,8 Tonnen CO₂ auslöst. Das GWP-Konzept soll einen verlässlichen Rahmen und numerische Werte liefern und den Trade-off zwischen den Emissionen verschiedener THG verdeutlichen. Dadurch soll es Ländern oder auch Industrieunternehmen, die eine Vielzahl von Treibhausgasen emittieren, ermöglicht werden, die unterschiedlichen Wirkungen der verschiedenen Treibhausgase zu quantifizieren und umfassende und kosteneffiziente Vermeidungsstrategien zu implementieren.

Neben dem GWP ist auch die Verweildauer in der Atmosphäre von großer Bedeutung. Bei CO₂ kann diese zwischen mehreren Jahrzehnten bis hin zu einem Jahrtausend betragen.¹⁶ Es gibt wieder deutliche Unterschiede im Vergleich zu anderen THG wie z.B. SF₆ mit einer Verweilzeit von 3.200 Jahren und ein GWP von 22.800. Die teilweise erheblichen Unterschiede zwischen den THG in puncto GWP zeigen, dass eine Vermeidung/Reduktion aller THG eine hohe Bedeutung hat. Bei einer Priorisierung im Vergleich zu CO₂ sind aber auch Faktoren wie z.B. das Emissionsvolumen, die technischen Möglichkeiten, Alternativen oder die Grenzkosten der Vermeidung in Betracht zu ziehen.

Im Jahr 2010 wurden weltweit ca. 49,5 Gigatonnen (Gt) an THG (in CO₂-Äquivalenten) ausgestoßen. Abbildung 2 zeigt die Aufteilung nach Treibhausgasen auf Basis des GWP

¹⁵ Eigene Darstellung nach IPCC (2007b), S. 212. Eine ausführliche Übersicht über das GWP von Treibhausgasen findet sich ebenfalls in IPCC (2007b), S. 212–213.

¹⁶ Vgl. IPCC (2007a), S. 47.

für 100 Jahre. Kohlendioxid hat mit 76% der THG-Emissionen den größten Anteil. Ca. 82% der weltweiten CO₂-Emissionen sind energiebedingt und entstehen durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe. Bei Annex I-Staaten¹⁷ beläuft sich der Anteil auf ca. 94%, in Nord-Amerika sogar auf nahezu 98%. Im Jahr 2010 wurden entsprechend ca. 30,7 Gt CO₂ durch Verbrennung von Stein-/Braunkohle, Erdöl und Erdgas emittiert. In diesen 30,7 Gt sind gem. der IEA-Daten flüchtige Emissionen (VOC) in Höhe von 0,42 Gt enthalten. Werden diese abgezogen, ergibt sich ein Wert von 30,28 Gt, der für die Analysen in Kapitel 5 als Bezugspunkt verwendet wird (siehe z.B. Abbildung 16). Methan-Emissionen sind weltweit zu 37% energiebedingt, wobei der Großteil (45%) aus landwirtschaftlicher Nutzung stammt.¹⁸

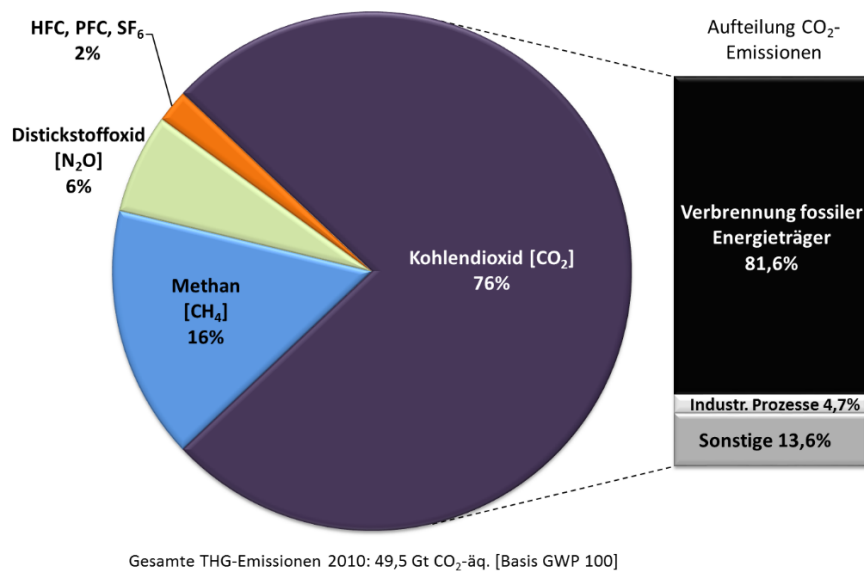


Abbildung 2: Gesamte THG-Emissionen im Jahr 2010, Aufteilung nach Treibhausgas sowie weitere Aufteilung der CO₂-Emissionen¹⁹

Beim Ausstoß von THG ist zu beachten, dass u.a. aufgrund der Erdrotation eine nahezu gleichmäßige Verteilung der THG in der gesamten Atmosphäre erfolgt. Somit ist die Vermeidung von THG ein globales Problem und es ist für den Klimaschutz irrelevant, wo

¹⁷ Als Annex I-Staaten werden die Staaten bezeichnet, die im Annex I der Klimarahmenkonvention (UNFCCC) von 1992 aufgeführt sind (vgl. http://www.bmu.de/klimaschutz/internationale_klimapolitik/klimarahmenkonvention/doc/44134.php, abgerufen am 23.03.2012).

¹⁸ Vgl. IEA (2011b), S. III 44–45.

¹⁹ Eigene Darstellung nach Daten von IEA (2012a), S. III. 4 und III.46 f. Die CO₂-Emissionen, die dem Bereich Industrie zugeordnet sind, resultieren vor allem aus Prozessen zur Herstellung von Zement und sind zum Großteil (ca. 54%) China zuzuordnen. Unter der Kategorie Sonstige sind hauptsächlich Emissionen aus der Verbrennung von Biomasse zu subsumieren (vgl. ebenda, S. III.4).

THG-Emissionen vermieden werden, solange es in Summe zur Reduktion der Gesamtemissionen kommt. Ebenso ist eine ausschließliche Fokussierung auf ein einzelnes THG bei der Entwicklung und Durchführung von Vermeidungsstrategien zu hinterfragen. Sinnvoller ist eine ganzheitliche Betrachtung aller THG unabhängig von einzelnen Parametern wie Verweildauer, GWP oder emittierter Menge.²⁰ Dennoch stand in den vergangenen Jahren zumeist die Vermeidung von CO₂ im Vordergrund verschiedener Klimaschutzstrategien (wie z.B. dem europäischen Emissionshandelssystem EU-ETS). Dieser Fokus kann mit dem prozentualen Anteil gemäß Abbildung 2 begründet werden.

In Abbildung 3 ist die historische Entwicklung der globalen CO₂-Emissionen in Gigatonnen zwischen 1971 und 2011 dargestellt. In 41 Jahren haben sich die Emissionen von 14,4 auf 31,6 Gt mehr als verdoppelt. Der Trendeinbruch im Jahr 2009 ist weniger auf Klimaschutzmaßnahmen zurückzuführen, sondern zeigt den Einfluss der Weltwirtschaftskrise zu Beginn des Jahres 2008 und verdeutlicht somit auch den Zusammenhang zwischen Wirtschaftswachstum und CO₂-Emissionen. Die Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Kohlenstoffdioxidausstoß wird im Zuge umfassender Minderungsstrategien in den nächsten Dekaden vor allem bei aufstrebenden Entwicklungsländern eine der Schlüsselherausforderungen sein.²¹

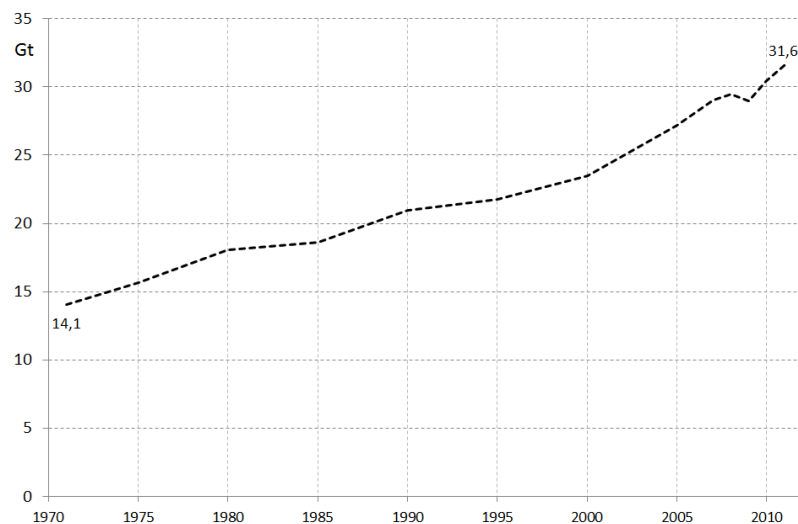


Abbildung 3: Historische Entwicklung der globalen CO₂-Emissionen zwischen 1971 und 2011 durch Verbrennung fossiler Brennstoffe²²

²⁰ Aktuelle Ansätze für internationale Klimaschutzvereinbarungen werden in Kapitel 4 diskutiert.

²¹ Weitere Ausführungen dazu finden sich in Kapitel 5.1.

²² Eigene Darstellung nach IEA (2011a), S. II 4 f; IEA (2012).

Bei internationalen Klimaschutzkonzepten lag in den vergangenen Jahren ein starker Fokus auf der Vermeidung von CO₂-Emissionen insbesondere im Elektrizitätssektor, was aufgrund des Anteils an den gesamten THG-Emissionen plausibel erscheint. Im weiteren Verlauf der vorliegenden Arbeit liegt der Schwerpunkt ebenfalls auf der CO₂-Vermeidung unter besonderer Berücksichtigung der Auswirkungen auf den Elektrizitätssektor. Neue Technologien, die beim fossil geprägten Sektor der Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung (oder beim Transport- und Verkehrssektor) ansetzen, könnten auf globaler Ebene schnell zu deutlichen CO₂-Einsparungen führen.

2.2 Kohlenstoffkreislauf und CO₂-Konzentration in der Atmosphäre

Das Leben auf dem Planeten Erde ist gekennzeichnet durch permanente Wachstums- und Absterbeprozesse. Die molekulare Grundlage des Lebens wird dabei von Kohlenstoffverbindungen²³ gebildet.²⁴ Kohlenstoff kommt auf der Erde im elementaren Zustand in der Natur nur in Lagerstätten in Form von Diamanten und Graphit vor. Mit Kohlenstoff können mehr chemische Verbindungen geformt werden als mit allen anderen Elementen zusammen. In der Literatur sind über eine Milliarde Verbindungen bekannt.²⁵ Hervorzuheben ist, dass Kohlenstoff der Hauptbestandteil von fossilen Energieträgern wie Kohle, Erdöl und Erdgas ist.²⁶ Die mit der Verbrennung dieser fossilen Energieträger einhergehende Freisetzung von Kohlenstoff als Sauerstoffverbindung Kohlenstoffdioxid (CO₂) und die damit verbundenen Auswirkungen werden nachfolgend weiter thematisiert. In Form von Kohlenstoffdioxid existiert Kohlenstoff frei in der Atmosphäre und vor

²³ Kohlenstoff ist ein nicht-metallisches chemisches Element, welches in die Gruppe 14 (bzw. IV A gem. CAS-Gruppe) und der zweiten Periode des Periodensystems eingeordnet ist. Das chemische Symbol für Kohlenstoff ist C und die (relative) Atommasse beträgt 12,0107 u (u = atomare Masseneinheit = 1/12 der Atommasse des Kohlenstoffisotops ¹²C). Astronomisch betrachtet ist Kohlenstoff das vierthäufigste Element im Universum. In Relation zu der 16 km dicken Erdkruste steht dieses Element in der Häufigkeitsreihe der Elemente mit einem Anteil von ca. 0,025% hingegen nur an 13. Stelle (vgl. Brockhaus Enzyklopädie (2006), Stichwort: Kohlenstoff; Encyclopaedia Britannica (1997), Stichwort: carbon (C)).

²⁴ Vgl. NASA Earth Observatory (2001), S. 1.

²⁵ Die Fähigkeit des Kohlenstoffs, durch einfache, doppelte oder dreifache Verbindungen mit sich selbst Ketten und Ringe von beliebiger Länge und Anordnung zu bilden, ist von elementarer Bedeutung für die Entstehung der Kohlenstoffverbindungen. Diese Eigenschaft ist Grundlage der organischen Chemie mit ihren unüberschaubaren und mannigfaltigen Verbindungen. In Verbindungen mit Wasserstoff, Sauerstoff, Stickstoff und anderen Elementen macht Kohlenstoff einen Anteil von ca. 18% an allen lebenden Organismen aus (vgl. Brockhaus Enzyklopädie (2006), Stichwort Kohlenstoff).

²⁶ Die Umwandlung zu fossilen Energieträgern erfolgt über einen Zeitraum von Millionen von Jahren durch den Prozess der Inkohlung fossiler Biomasse.

allein gelöst im Meerwasser. Kohlenstoffdioxid ist demzufolge kein Luftschadstoff, sondern natürlicher Bestandteil der Atmosphäre.²⁷

Der Prozess, bei dem Organismen Kohlenstoff bzw. Kohlenstoffverbindungen konsumieren und diese(n) wieder abgeben, wird als *Kohlenstoffkreislauf* bezeichnet. Der Prozess findet zwischen den großen Kohlenstoffreservoirs Atmosphäre, Ozeane, Sedimente/Erdkruste und Biomasse (lebend und tot) statt (siehe Abbildung 4).²⁸

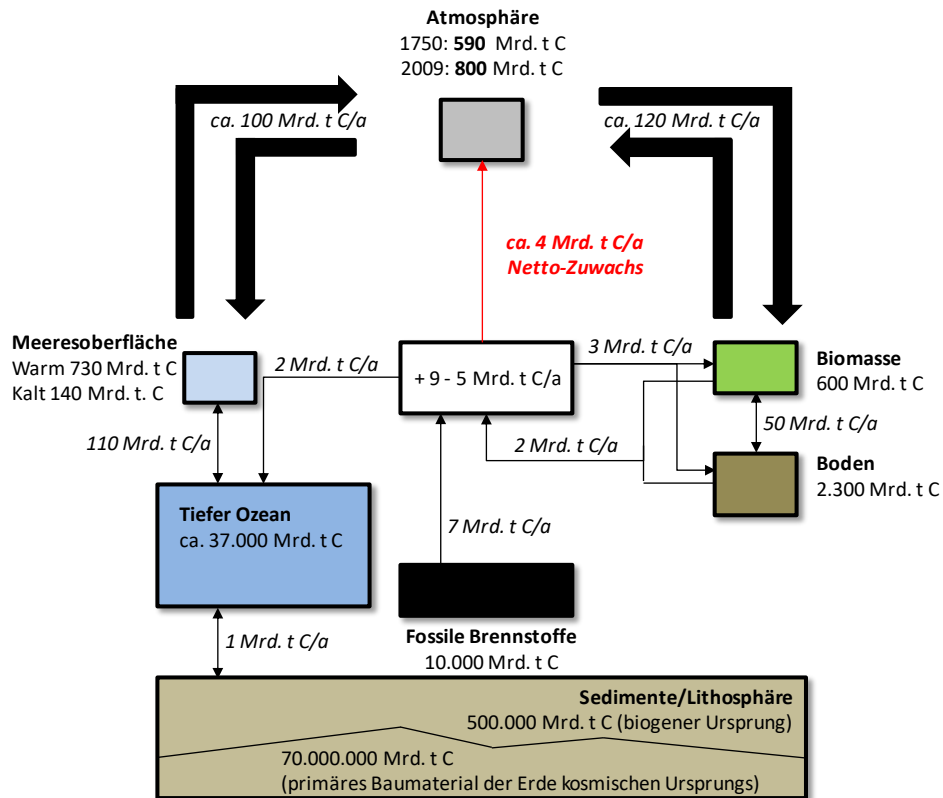


Abbildung 4: Schematische Darstellung des Kohlenstoffkreislaufs inklusive der weltweiten Kohlenstoff-Reservoirs und Bilanz der Kohlenstoffflüsse²⁹

²⁷ Siehe auch Abbildung 5, in der gezeigt wird, dass die im Januar 2012 gemessene Konzentration von CO₂ in der Luft ca. 0,39 Promille bzw. 393 ppm (parts per million) betrug und seit Beginn der Messungen konstant gestiegen ist.

²⁸ In der Literatur finden sich auch Einteilungen des Kohlenstoffkreislaufs in zwei Teile: Ein geologischer Kohlenstoffkreislauf, der große zeitliche Perioden bis zu Millionen von Jahren umfasst, und ein biologischer/physikalischer Kreislauf, der kürzere zeitliche Perioden von Tagen bis zu tausenden von Jahren betrachtet. Der Kohlenstoff-Umsatz pro Jahr ist beim biologischen Kreislauf zirka 1.000-Mal höher als beim geologischen Kreislauf (vgl. NASA Earth Observatory (2001), S. 1 ff.

²⁹ Eigene Darstellung nach U.S. DOE (2008), S. 2–3; Houghton, R. A. (2007), S. 316; Seinfeld, J. H. und Pandis, S. N. (2006), S. 1010; Heinloth, K. (2003), S. 202; NASA Earth Observatory (2001), S. 6; Kraatz, R. (1987), S. 197. Ein Update (2009) des C-Kreislaufs aus dem Workshopbericht des U.S. DOE (2008) findet sich unter: <https://public.ornl.gov/site/gallery/detail.cfm?id=313&topic=&citation=24&general=&rest-section=>, abgerufen am 12.2.2012).

Die Kohlenstoffflüsse sind in Gigatonnen bzw. Milliarden Tonnen Kohlenstoff (C) abgebildet.³⁰ Die schematische Darstellung des Kohlenstoffkreislaufs in Abbildung 4 ist eine Übersicht, die die an sich hochkomplexen Wechselwirkungen zwischen den terrestrischen Kohlenstoff/CO₂-Reservoiren auf einer aggregierten Ebene veranschaulicht.³¹

In der Theorie ist der Kohlenstoffkreislauf im Rahmen eines erdgeschichtlich kurzen Zeitraums von Jahrzehnten bis Jahrhunderten bilanziell ausgeglichen. Das heißt, dass sich Entnahmen und Rückflüsse aus den unterschiedlichen Reservoirs ausgleichen. So entspricht die Kohlenstoffentnahme in Form von CO₂ aus der Atmosphäre zur Photosynthese von neuer Biomasse einer Menge von umgerechnet ca. 120 Mrd. t Kohlenstoff. Auf der anderen Seite werden jährlich durch die Rückgabe von Kohlenstoffdioxid über die Veratmung (ca. 60 Mrd. t Kohlenstoff) und durch die Verwesung von Biomasse (ebenfalls ca. 60 Mrd. t Kohlenstoff) die gleiche Menge wieder an die Atmosphäre abgegeben. Bis auf Schwankungen im Rahmen von Prozentbruchteilen blieb der Kohlenstoff/Kohlenstoffdioxidgehalt in der Atmosphäre über die Warmzeit der letzten zirka 10.000 Jahre relativ stabil bei ungefähren 590 Mrd. t Kohlenstoff bzw. 0,28 Promille (in Relation von Kohlenstoffdioxid zum Luftvolumen). Über die vergangenen 800.000 Jahre schwankte der Anteil von CO₂ ungefähr zwischen 0,3 Promille (Warmzeiten) und 0,18 Promille während der Eiszeiten (siehe Abbildung 6 und Abbildung 12). Die variierende Konzentration von Kohlenstoffdioxid in der Luft hat entsprechende Auswirkungen auf die Intensität des Florawachstums und den Austausch des Kohlenstoffs in den Ozeanen und Meeressedimenten. So wird durch eine erhöhte Konzentration von CO₂ das Pflanzenwachstum unterstützt und andersherum gebremst. Ein Zusammenhang ist auch bei den monatlichen Werten der CO₂-Konzentration abzulesen. So ergeben sich aus dem unterschiedlich starken Pflanzenwachstum während der Jahreszeiten regelmäßige saisonale Schwankungen der CO₂-Konzentration (siehe auch Abbildung 5).

³⁰ Zum besseren Verständnis des Verhältnisses zwischen Kohlenstoff und der Kohlenstoff-Sauerstoffverbindung Kohlenstoffdioxid sei auf folgendes hingewiesen: Die Angabe von Tonnen Kohlenstoff (t C) kann bei Diskussionen und Darstellungen in Bezug auf das Thema Klimaerwärmung/Klimawandel irritierend wirken, da vor dem Hintergrund des Treibhauseffektes vor allem die Kohlenstoffverbindung Kohlenstoffdioxid relevant ist. Wie bereits erwähnt hat Kohlenstoff ein Atomgewicht von ca. 12 u. Das Element Sauerstoff (O) hat eine Atommasse von ca. 16 u. Die Verbindung CO₂ hat entsprechend eine Atommasse von 44 u. Das Masseverhältnis von Kohlenstoff zu Kohlenstoffdioxid ist somit 12/44 bzw. 3/11.

³¹ Detaillierte Übersichten über weitere wesentliche innere und äußerliche Einflüsse auf das „System Erde“ und den Kohlenstoffkreislauf findet sich in U.S. DOE (2008), S. 19. und IPCC (2007b), S. 104.

Ein wesentlicher Eingriff in den Kohlenstoffkreislauf ist die seit der Industrialisierung steigende Nachfrage und Verfeuerung von fossilen Brennstoffen wie Erdöl, Erdgas oder Kohle. Die fossilen Energieträger, die schätzungsweise jährlich verbrannt werden, haben in Summe einen Kohlenstoffgehalt von rund 7 Mrd. Tonnen. Bei einem Verhältnis von 3/11 entspricht diese Summe einem Ausstoß an CO₂ von ca. 26 Mrd. Tonnen pro Jahr. Aus Abbildung 4 kann entnommen werden, dass zu diesen 7 Mrd. t weitere 2 Mrd. t Kohlenstoff durch Entwaldung und Bodenerosionen addiert werden. Insgesamt werden jährlich 9 Mrd. t Kohlenstoff bzw. 33 Mrd. t CO₂ in die Atmosphäre eingebracht.³² Von diesen 9 Mrd. t werden zirka 2 Mrd. t von der Meeresoberfläche absorbiert (was zu einer erhöhten Versauerung führt). Durch erhöhtes Wachstum von Pflanzen auf dem Land und in den Ozeanen und der damit einhergehenden höheren Photosyntheseaktivität werden zumindest kurzfristig ca. 3 Mrd. t Kohlenstoff in Form von Zuwachs an lebender Biomasse und durch Anreicherung im Boden gespeichert. Aus der Zu- und Entnahmebilanz in Abbildung 4 ergibt sich, dass jährlich ungefähr 4 Mrd. t Kohlenstoff zusätzlich in die die Atmosphäre gelangen und dort für mehrere Jahrhunderte verbleiben.³³ Diese lange Verweilzeit für Kohlenstoffdioxid hat zur Folge, dass selbst bei einer abrupten Einstellung von CO₂-Emissionen es noch fast ein Jahrtausend dauern wird, bis die Kohlenstoffdioxid-Konzentration wieder auf ein vorindustrielles Niveau sinkt.³⁴

Diese Nettoeinbringung von 4 Mrd. t Kohlenstoff pro Jahr muss sich zwangsläufig auf die Kohlenstoffdioxid-Konzentration in der Atmosphäre auswirken. Seit ungefähr 250 Jahren ist eine stetige Erhöhung der CO₂-Konzentration zu verzeichnen.³⁵ Im Jahr 1750 betrug die Menge des Kohlenstoffs in der Atmosphäre etwa 590 Mrd. t, was einer Kohlenstoffdioxid-Konzentration von 280 ppm oder 0,28 Promille entspricht. Erste offizielle und regelmäßige Messungen wurden ab dem Jahr 1958 durchgeführt. Abbildung 5 zeigt die Monatsmittel und den Langzeittrend der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre.

³² Im Vergleich dazu beträgt die durch Vulkanausbrüche einhergehende natürliche Einbringung von CO₂ in die Luft im jährlichen Mittel lediglich 0,02 bis 0,13 Mrd. t Kohlenstoff (vgl. Heinloth, K. (2003), S. 203).

³³ Es soll erneut an dieser Stelle auf die Komplexität des gesamten Klima-Systems hingewiesen werden. Es herrscht nach wie vor noch keine absolute Klarheit darüber, wie viel von den zusätzlich durch anthropogene Aktivitäten verursachten CO₂-Emissionen durch eine erhöhte Absorptionsaktivität z.B. der Ozeane oder durch angeregtes Biomassewachstum dem Kreislauf wieder entzogen wird (vgl. NASA Earth Observatory (2001), S. 6–7). Nachfolgend soll aber von dem aktuellen Stand der Klimaforschung und von einer Nettoeinbringung von CO₂ in der oben genannten Höhe ausgegangen werden.

³⁴ Vgl. Seinfeld, J. H. und Pandis, S. N. (2006), S. 1017–1018.

³⁵ Vgl. IPCC (2007b), S. 2.

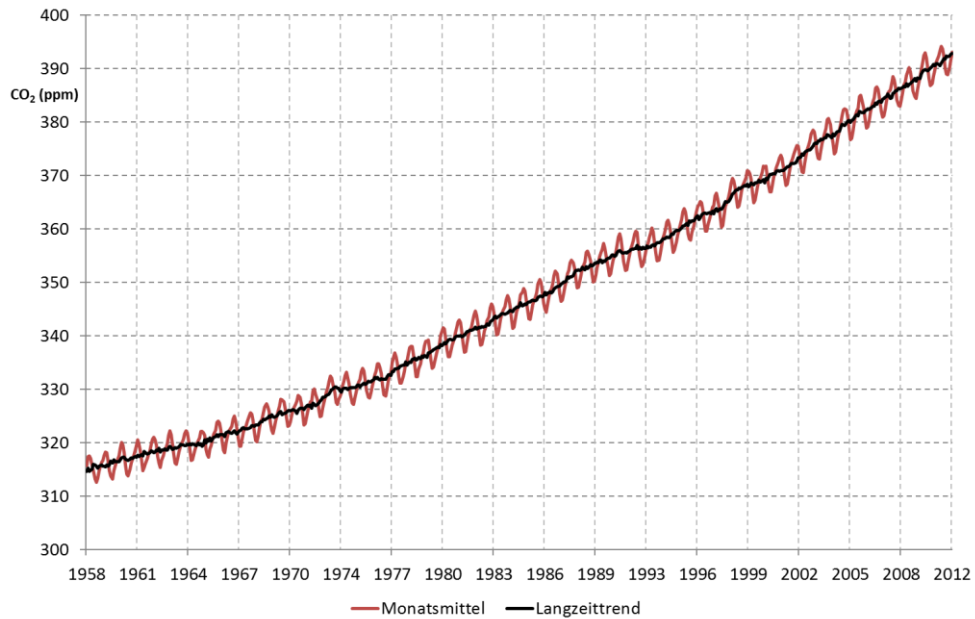


Abbildung 5: Entwicklung der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre seit Beginn der Aufzeichnungen (März 1958 bis Januar 2012) (so genannte Keeling-Kurve)^{36 37}

Der Grafik ist zu entnehmen, dass allein in den letzten 54 Jahren seit Beginn der Messungen die Konzentration von CO₂ um 25% von 315 auf 393 ppm (0,39 Promille) gestiegen ist. Diese Entwicklung ist eine Konsequenz aus den kontinuierlich gestiegenen CO₂-Emissionen in den letzten Dekaden, die in Abbildung 3 gezeigt wurde.

Neben den genannten Aspekten können im komplexen Gesamtsystem auch Faktoren wie die Erdumlaufbahn um die Sonne Einfluss auf die CO₂-Konzentration und das Temperaturniveau auf der Erde ausüben und zu erheblichen Schwankungen führen. So resultieren aus Veränderungen z.B. der Exzentrizität (der Schiefelage der Eigenrotationsachse der Erde gegen die Achse der Erdumlaufbahn um die Sonne) oder der Präzession der Eigenrotationsachse der Erde immer wieder periodische Schwankungen des CO₂-

³⁶ Eigene Darstellung auf Basis der Daten von NOAA (National Oceanic & Atmospheric Administration) und ESRL (Earth System Research Laboratory). Die Messdaten stammen von der Messstation NOAA's Mauna Loa Observatory on Hawaii. Abrufbar unter [ftp://ftp.cmdl.noaa.gov/ccg/CO2/trends/CO2 mm mlo.txt](ftp://ftp.cmdl.noaa.gov/ccg/CO2/trends/CO2_mm_mlo.txt) (abgerufen am 13.02.2013). Siehe auch Wirth, T.E. in Aldy, J. E. und Stavins, N. R. (2010), S. xxxiii.

³⁷ Es können sich unterschiedliche Messergebnisse je nach Standort der Messstation ergeben. So sind saisonale CO₂-Konzentrationsunterschiede auf Hawaii zum Beispiel größer als bei Messstationen am Südpol. Dies liegt an der üppigeren Vegetation auf der Nordhalbkugel. Zudem ergeben sich (geringe) zeitliche Verzögerungen zwischen zwei Messstationen dadurch, dass CO₂ vornehmlich auf der industrialisierten Nordhalbkugel emittiert wird und eine gewisse Zeit benötigt, um bis z.B. zur Messstation in der Südarktis zu gelangen.

Gehalts in der Atmosphäre. Änderungen dieser Parameter beeinflussen den Kohlenstoffdioxidkreislauf und führen zu Modifikationen des Kohlenstoffdioxidaustauschs zwischen den Ozeanen und der Atmosphäre.³⁸ In erdgeschichtlich größeren Perioden schwankt der CO₂-Gehalt z.B. während den Eiszeiten, in denen die CO₂-Aufnahme durch Biomasse geringer als in Warmzeiten ist.

Abbildung 6 zeigt die Entwicklung der CO₂-Konzentration in der Atmosphäre in den letzten 420.000 Jahren. Über diesen Zeitraum werden sowohl die teilweise deutlichen Schwankungen als auch klare periodische Muster in einem Abstand von zirka 120.000 Jahren erkennbar. Eine Konzentrationszunahme ist nicht per se als Anomalie oder Störung des Systems bzw. des Kreislaufs anzusehen, wie die Abbildung verdeutlicht. Es gibt aber klare Beweise dafür, dass die extreme Zunahme der CO₂-Konzentration in den vergangenen Jahrhunderten auf 392 ppm (rote Linie) durch anthropogene Aktivitäten maßgeblich beeinflusst ist.³⁹

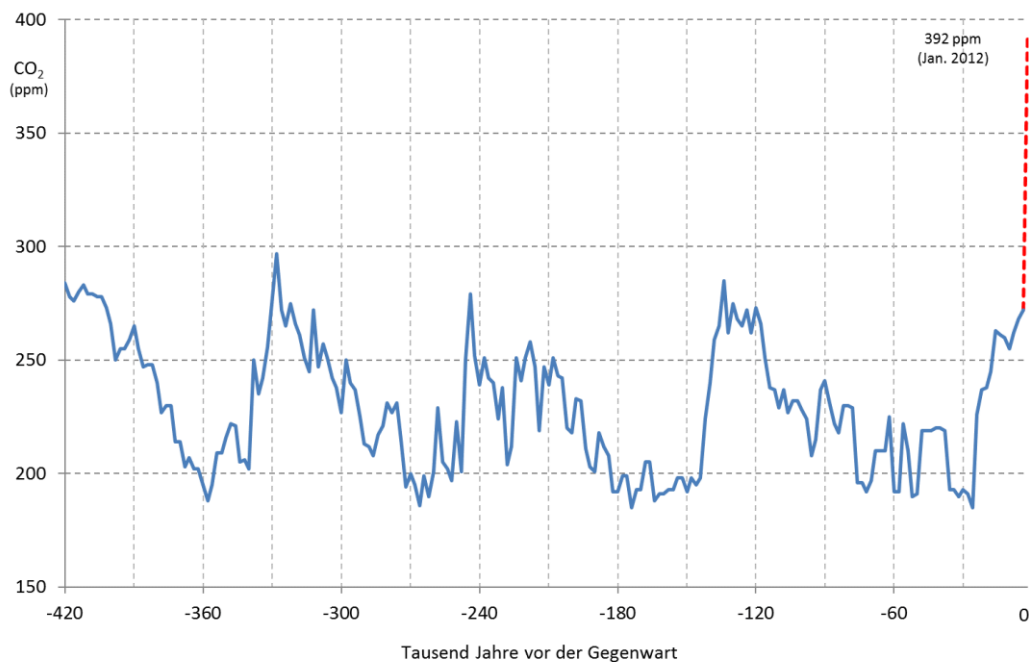


Abbildung 6: CO₂-Konzentration in ppm in den vergangenen 420.000 Jahren⁴⁰

³⁸ Vgl. Heinloth, K. (2003), S. 205 f.

³⁹ Vgl. IPCC (2007b), S. 10, 13.

⁴⁰ Eigene Darstellung nach Petit, J. R u.a. (1999), S. 431; Lorius, C. u.a. (1985), S. 594; Petit, J. R u.a. (1999), S. 928–929; NASA Earth Observatory (2001), S. 6; NOAA (2012).

Auch wenn Zu- und Abnahmen des CO₂-Anteils in der Luft in erdgeschichtlichen Zeiträumen ständig nachgewiesen werden und als natürlicher Prozess bezeichnet werden können, so ist der erdgeschichtlich sehr kurze Zeitraum von lediglich 250 Jahren, in dem sich die Konzentration sehr stark erhöht hat, ein erstes Indiz für eine außergewöhnliche Entwicklung.⁴¹ Darüber hinaus liegt der im Januar 2012 gemessene Wert von 392 ppm auch deutlich über den Werten der letzten 420.000 Jahre. In Kapitel 2.6 wird die Entwicklung der CO₂-Konzentration in Verbindung mit Temperaturänderungen für einen Zeitraum von 800.000 Jahren betrachtet (vgl. Abbildung 12), woraus sich aber identische Schlussfolgerungen wie aus Abbildung 6 ableiten lassen. Es sei an dieser Stelle ausdrücklich darauf hingewiesen, dass auch ein vermeintlich langer Zeitraum von 420.000 bis zu 800.000 Jahren vor einem erdgeschichtlichen Hintergrund als kurz zu bezeichnen ist und Vergleiche und abgeleitete Aussagen aus Zusammenhängen innerhalb dieses Zeitraums mit Vorsicht interpretiert werden müssen. Aus Abbildung 6 soll aber der Schluss gezogen werden, dass die deutliche Zunahme der CO₂-Konzentration in den letzten Jahrhunderten sich entscheidend von den Schwankungen der vergangenen 420.000 Jahren abhebt und der Anstieg auf 392 ppm nicht ohne weiteres mit periodischen Einflüssen der letzten 420.000 Jahre zu erklären ist. Welche grundlegenden Auswirkungen die Zunahme der Kohlenstoffdioxidkonzentration in der Luft auf die Strahlungsbilanz und den natürlichen Treibhauseffekt hat, wird im nachfolgenden Unterkapitel näher dargestellt.

2.3 Solare Strahlungsbilanz und der natürliche Treibhauseffekt

In einem ersten Schritt wird die Strahlungsbilanz der Erde in wesentlichen Punkten erläutert. Daraufaufgehend wird der natürliche Treibhauseffekt näher diskutiert und die Bedeutung des Kohlenstoffdioxids für die Temperatur auf der Erde hervorgehoben.

2.3.1 Solare Strahlungsbilanz

Das klimatische System der Erde wird durch die Energie der Sonne angetrieben. Die Sonne gibt Energie in Form von sehr kurzwelligem Strahlung ab. Diese Strahlen befinden sich im sichtbaren oder fast sichtbaren Strahlungsspektrum (z.B. ultraviolette Strahlen).

⁴¹ Schneider, S. H. (1989), S. 778; vgl. IPCC (2007b), S. 137.

Insgesamt sind drei Wege vorstellbar, wie die Strahlungsbilanz der Erde maßgeblich beeinflusst werden kann. Zunächst kann die einfallende solare Strahlung durch z.B. Veränderungen im Orbit der Erde oder durch Veränderungen des Strahlungsverhaltens der Sonne selbst beeinflusst werden. Darüber hinaus kann der Anteil der reflektierten Sonnenenergie durch Änderungen der Wolkenstruktur, der atmosphärischen Partikel oder durch Änderungen in der Vegetationsstruktur Variationen unterliegen. Ferner kann durch eine sich ändernde Konzentration von Treibhausgasen in der Atmosphäre die Langwellen-Strahlung, die von der Erde zurück ins All gestrahlt wird, verändert werden.⁴² Für die vorliegende Arbeit ist der dritte Effekt von besonderer Bedeutung.

Die von der Sonne abgestrahlte Energie, die in der oberen Atmosphäre auf eine senkrechte Fläche von einem Quadratmeter trifft, hat durchschnittlich eine Leistung von 1.368 Watt.⁴³ Bezogen auf die gesamte Erdoberfläche hat die Sonnenenergie durchschnittlich eine Leistung von 342 Watt/m².⁴⁴ Von diesen 342 Watt werden 77 Watt durch Wolken, Aerosole⁴⁵ und atmosphärische Gase und weitere 30 Watt primär durch Schnee-, Eis- und Wüstenflächen auf der Oberfläche reflektiert. Von den verbleibenden 235 Watt werden 67 Watt von der Atmosphäre und 168 Watt von der Erdoberfläche absorbiert.⁴⁶ Festzuhalten ist, dass in Relation zu der Erdoberfläche mit 510 Milliarden m² die Sonne im zeitlichen globalen Durchschnitt mit einer Leistung von ca. 235 W/m² auf die Erde einstrahlt.⁴⁷ Um die Strahlungsbilanz im Gleichgewicht zu halten, muss die Erde im Durchschnitt die gleiche Energie wieder zurück ins Weltall strahlen.⁴⁸ Dies geschieht durch Abstrahlung in Form von langwelliger Strahlung. Während die eingehenden Strahlen der Sonne kurzwellig sind, haben die von der Erde abgestrahlten Strahlen aufgrund der wesentlich geringeren Wärme der Erdoberfläche eine höhere Wellenlänge. Um 235 W/m² abzustrahlen, muss eine Oberfläche nach dem Stefan-Boltzmann-

⁴² Vgl. IPCC (2007b), S. 96, 105; Roedel, W. und Wagner, T. (2011), S. 1.

⁴³ Roedel, W. und Wagner, T. (2011), S. 19.

⁴⁴ Vgl. Schneider, S. H. (1989), S. 772.

⁴⁵ Gerade die Konzentration von Aerosolen und die damit verbundene Rückstrahlung kann durch massive Vulkanausbrüche beeinflusst werden. Bei großen Vulkanausbrüchen gelangt u.a. Staubmaterial in große Höhen und kann dort zu einer erhöhten Rückstrahlung und damit zu einer Senkung der Oberflächentemperatur von bis zu einem halben Grad Celsius über Monate oder Jahre führen.

⁴⁶ Vgl. IPCC (2007b), S. 96; Roedel, W. und Wagner, T. (2011), S. 22.

⁴⁷ Vgl. Warnatz, J. u.a. (2006), S. 315.

⁴⁸ Vgl. Kraatz, R. (1987), S. 170.

Gesetz⁴⁹ eine Temperatur von minus 19° Celsius haben. Diese Temperatur findet sich auf der Erde ab einer Höhe von ca. 5 km, während die Oberflächentemperatur jedoch um 34° Celsius höher liegt.⁵⁰ Der Grund dafür ist der natürliche Treibhauseffekt, bei dem vor allem der Wasserdampf und das Kohlenstoffdioxid eine wichtige Funktion haben.⁵¹

2.3.2 Natürlicher Treibhauseffekt

Um den natürlichen Treibhauseffekt zu verdeutlichen, kann das Beispiel eines klassischen Treibhauses herangezogen werden.⁵² Vereinfachend gilt, dass Treibhausgase wie Kohlenstoffdioxid einen gleichen Einfluss auf die Erdtemperatur haben, wie die Glasfenster/Glaswände auf die Temperatur in einem ebenfalls durch die Sonne aufgeheizten Glas- bzw. Treibhauses.⁵³ In der unteren Erdatmosphäre in einer Höhe von bis zu 10 km übernehmen verschiedene Spurengase⁵⁴ wie bspw. Kohlenstoffdioxid, Wasserdampf oder FCKW die Funktion der wärmestauenden Glaswände. Das eingestrahelte kurzwellige, sichtbare Sonnenlicht kann zunächst die in der Atmosphäre verteilten Spurengase ohne Störungen passieren.⁵⁵ Die Atmosphäre absorbiert sichtbares Licht und Infrarotstrahlung unterschiedlich stark. Für die sichtbaren Wellenlängen ist die Atmosphäre weitgehend durchlässig, während diese Strahlung von der Erdoberfläche vor allem im Infrarotbereich bevorzugt absorbiert wird.⁵⁶ Die Wärme, die von der Erdoberfläche in Form von

⁴⁹ Zur ausführlicheren Darstellung des Stefan-Boltzmann-Gesetzes empfiehlt sich Roedel, W. und Wagner, T. (2011), S. 5 ff.

⁵⁰ Vgl. Kraatz, R. (1987), S. 170.

⁵¹ Vgl. IPCC (2007b), S. 97.

⁵² Vgl. Kraatz, R. (1987), S. 170–171.

⁵³ Vgl. Heinloth, K. (2003), S. 203.

⁵⁴ Neben den permanenten Bestandteilen der Luft wie Stickstoff (ca. 78 Volumenprozent), Sauerstoff (ca. 21%), Argon (0,93%), Neon (18,21*10⁻⁴%), Helium, Krypton und Xenon gibt es weitere so genannte Spurenstoffe, deren Konzentrationen in der Atmosphäre mehr oder weniger starken zeitlichen und räumlichen Schwankungen unterworfen sind. Dabei handelt es sich um partikelförmige Beimengungen wie die Aerosolpartikel (Aerosole) und andererseits Spurengase, darunter vor allem Wasserdampf und Kohlenstoffdioxid. Allgemein kann von Spurengasen gesprochen werden, wenn deren Konzentration unter 0,1% liegt. Weitere wichtige Spurengase sind in der Reihenfolge abnehmender Konzentrationen Methan (ca. 1,7 ppm), Wasserstoff (ca. 0,5 ppm), Ozon (ca. 0,05 bis 5 ppm), Distickstoffoxid (Lachgas, ca. 0,3 ppm), Stickoxide (ca. 0,01 bis 50 ppm), Kohlenmonoxid (ca. 0,1 ppm), Schwefelverbindungen (ca. 0,1 bis 100 ppb) und Ammoniak (ca. 1 bis 20 ppb). Die mittlere Aufenthalts- oder Lebensdauer der Spurengase in der Atmosphäre liegt in der Größenordnung von Stunden bis Jahren und ist damit im Vergleich zu erdgeschichtlichen Zeiträumen kurz. (vgl. Roedel, W. und Wagner, T. (2011), S. 14 ff.).

⁵⁵ Vgl. IPCC (2007b), S. 105.

⁵⁶ Vgl. Kraatz, R. (1987), S. 171.

kurzwelligem Strahlen absorbiert wird, wird dann wieder in Form von langwelligem Strahlen in Richtung Weltall reflektiert.⁵⁷ Bedingt durch Spurengase und Wasserdampf in Wolkenform werden die Strahlen durch Absorption und durch eine ungerichtete Abstrahlung teilweise nach außen und teilweise wieder zurück zur Erdoberfläche gelenkt.⁵⁸ Insgesamt wird die von der Sonne auf die Erde einfallende Wärmestrahlung also mehrfach auf die Erdoberfläche zurückgestrahlt und führt entsprechend zu einer weiteren Erwärmung. Bezogen auf das zeitliche globale Mittel erhöht sich die auf die Erdoberfläche einstrahlende Wärmeleistung durch die Sonneneinstrahlung und die mehrfache Reflexion bzw. Absorption plus Reemission (bedingt durch Spurengase und Wasserdampf in der Atmosphäre) um zusätzliche 330 W/m^2 .⁵⁹ Eine Darstellung des natürlichen Treibhauseffektes findet sich in Abbildung 7.

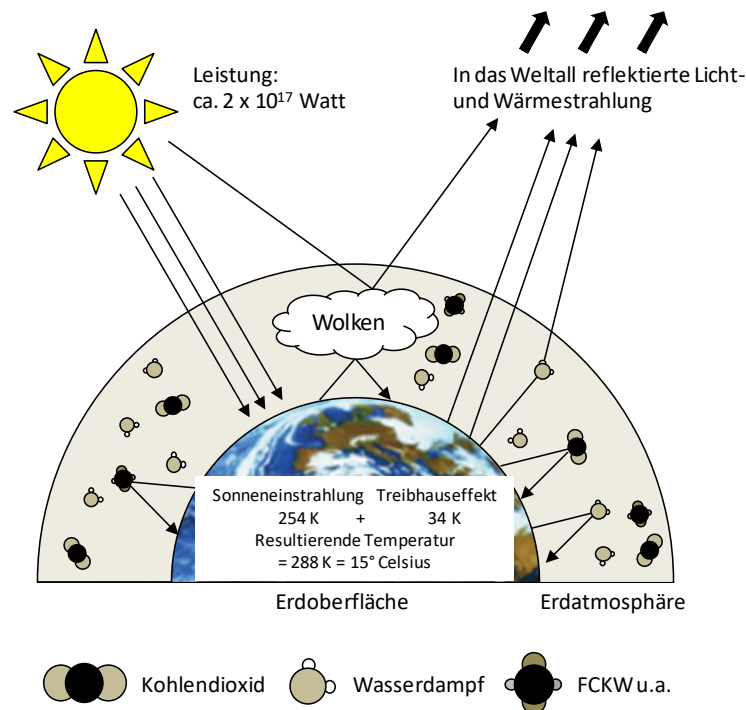


Abbildung 7: Natürlicher Treibhauseffekt auf der Erde⁶⁰

Resultierend aus der Sonneneinstrahlung sowie Wärmerückstrahlung und Absorption durch Spurengase und Wasserdampf ergibt sich im globalen jahreszeitlichen Mittel

⁵⁷ Vgl. Seinfeld, J. H. und Pandis, S. N. (2006), S. 102 f.

⁵⁸ Vgl. Kraatz, R. (1987), S. 170.

⁵⁹ Vgl. Heinloth, K. (2003), S. 205; Roedel, W. und Wagner, T. (2011), S. 43.

⁶⁰ Eigene Darstellung nach IPCC (2007b), S. 115; Heinloth, K. (2003), S. 204; Warnatz, J. u.a. (2006), S. 315.

eine Temperatur von ungefähr +15° Celsius in Bodennähe. Bei dieser Temperatur befinden sich Erde und Atmosphäre im thermischen Gleichgewicht und auch die Strahlungsbilanz zwischen Erde und Weltraum ist ausgeglichen.⁶¹ Wie zuvor dargestellt, würde die alleinige thermische Energie der Sonneneinstrahlung ohne den natürlichen Treibhauseffekt lediglich zu einer Temperatur von *minus* 19°Celsius führen. Der Temperaturhub um 34°Celsius setzt sich anteilig zusammen aus a) einer Temperaturerhöhung induziert durch die Spurengase in Höhe von ca. 12°Celsius und b) der Wirkung des durch Verdunstung entstehenden Wasserdampfes um zusätzliche 22°Celsius.⁶² Bei der Treibhauswirkung der Spurengase ist vor allem die Konzentration von Kohlenstoffdioxid maßgeblich.⁶³ Wenn nämlich der Gehalt des Infrarot-Absorbers CO₂ in der Luft zunimmt, so wird mehr Sonnenstrahlung vom CO₂ absorbiert und die Temperatur auf der Erde erhöht sich. Darüber hinaus wird auch mehr thermische Energie gespeichert, da weniger Wärmestrahlung von der Erdoberfläche in das Weltall entweichen kann. Dies ist entsprechend zu unterstreichen, da die aktuelle CO₂-Konzentration - wie schon beschrieben - lediglich 392 ppm beträgt, aber dennoch einen deutlichen Effekt auf die Durchschnittstemperatur hat. Andere Spurengase wie Methan, Ozon oder Lachgas (Distickstoffoxid) sind in Bezug auf den natürlichen Treibhauseffekt weit weniger bedeutsam. Der durch die Sonneneinstrahlung in Gang gesetzte natürliche Treibhauseffekt ist im Vergleich zur Wärmezufuhr aus dem Erdinneren und der Erdkruste immens.⁶⁴ Der Wärmefluss aus dem Erdinneren hat genauso wie die anthropogen induzierte Wärmefreisetzung durch Verfeuerung von überwiegend fossilen Brennstoffen (globales Mittel) lediglich einen Energiegehalt von zirka 1/10 Promille im Vergleich zur Sonneneinstrahlung. So sind die Effekte dieser beiden Wärmequellen als vernachlässigbar klein einzustufen.⁶⁵

⁶¹ Vgl. Kraatz, R. (1987), S. 171; IPCC (2007b), S. 96, 115.

⁶² Vgl. Heinloth, K. (2003), S. 205.

⁶³ Vgl. Roedel, W. und Wagner, T. (2011), S. 16.

⁶⁴ Vgl. Anderson, D. L. (1989), S. 247.

⁶⁵ Vgl. Heinloth, K. (2003), S. 205.

2.4 Konzept des Radiative Forcing

Neben den Eingriffen des Menschen wird das Klima auf der Erde auch durch zahlreiche natürliche Prozesse und Ereignisse wie Änderungen der solaren Strahlungsintensität oder Vulkanausbrüche maßgeblich beeinflusst. Das IPCC geht im vierten Sachstandsbericht davon aus, dass der anthropogene Einfluss in den letzten ca. 250 Jahren deutlich andere Effekte wie Sonnenaktivitäten oder Vulkanausbrüche übertroffen hat.⁶⁶

Um die aufwärmenden oder abkühlenden Effekte von anthropogenen und natürlichen Treibern des Klimawandels zu quantifizieren und vergleichbar zu machen, kann das Konzept des *Radiative Forcing* (Strahlungsantrieb) verwendet werden.⁶⁷ Der Begriff Strahlungsantrieb wird in gängigen Quellen als „Änderung der Energie pro Flächeneinheit in der oberen Atmosphäre“ definiert.⁶⁸ Ausgedrückt wird der Strahlungsantrieb über die Kennzahl *Watt pro m²*. Wenn einem Faktor oder einer Gruppe von Faktoren ein positiver Strahlungsantrieb zugewiesen wird, dann resultiert daraus tendenziell ein aufwärmender Einfluss auf das Klimasystem. Konträr dazu implizieren Faktoren mit einem negativen Strahlungsantrieb einen abkühlenden Effekt. Dem Vorteil, dass mit dem Radiative-Forcing-Konzept eine Quantifizierung und ein Ranking vieler verschiedener Klimafaktoren möglich ist, steht der Nachteil gegenüber, dass es sich um ein in der Anwendung und Aussage begrenztes Instrument handelt. Es ist mit diesem Konzept nicht möglich, eine umfassende Analyse aller komplexen Strukturen und Einflüsse auf das Klima darzustellen. So werden beispielsweise die generelle Klimasensitivität und weitere Reaktionen des Klimasystems auf externe Einflüsse nur unzureichend quantifiziert.⁶⁹ Trotz der Nachteile handelt es sich um ein in der Klimaforschung anerkanntes Instrument.

In dem IPCC-Bericht von 2007 werden Faktoren in die Kategorien *anthropogene Einflüsse* und *natürliche Prozesse* eingeteilt. Im Rahmen der *anthropogenen* Einflüsse ergeben sich positive (also aufwärmende) Einflüsse durch die Emission von langlebigen THG

⁶⁶ Vgl. IPCC (2007b), S. 135.

⁶⁷ Mit dieser Methode wird dargestellt, wie sich die Energiebilanz des Erde-Atmosphäre-Systems verändert, wenn sich klimabeeinflussende Faktoren ändern (vgl. IPCC (2007b), S. 133.).

⁶⁸ Vgl. Seinfeld, J. H. und Pandis, S. N. (2006), S. 1035 f.

⁶⁹ Vgl. IPCC (2007b). S. 133 ff.

wie CO₂, CH₄, N₂O oder Halogenkohlenwasserstoffe.⁷⁰ Auf der anderen Seite ergeben sich negative bzw. abkühlende Effekte durch die Beeinflussung der Ozonbildung in der Stratosphäre und durch die Bodennutzung und der damit induzierten veränderten Oberflächenalbedo.⁷¹ Die größten negativen Effekte resultieren aus einem erhöhten Ausstoß an Aerosolen. Dabei wird der direkte negative Effekt noch von dem erhöhten Albedo-Effekt durch Wolkenbildung übertroffen. Im Rahmen der natürlichen Prozesse wird der solaren Strahlung ein geringer positiver Effekt zugeordnet. Dabei folgen die Veränderungen der Strahlungsintensität einem Zyklus von elf Jahren.⁷² Neben dem natürlichen Einfluss durch die Sonne haben auch Vulkanausbrüche einen zumindest kurzfristigen (2 bis 3 Jahre) abkühlenden Einfluss durch die Freisetzung von Sulfat-Aerosolen.⁷³

Abbildung 8 zeigt den Strahlungsantrieb von ausgewählten Faktoren.⁷⁴ Die Faktoren, die einen aufwärmenden Effekt implizieren, haben ein positives Vorzeichen und abkühlende Effekte ein negatives Vorzeichen. Die Bandbreite der Unsicherheit bei der Berechnung ist durch die schwarzen Linien gekennzeichnet. Dem Ausstoß von CO₂ kommt auch bei diesem Konzept die größte Bedeutung zu. Mit ca. 1,6 Watt/m² hat CO₂ den stärksten aufwärmenden Effekt der betrachteten Faktoren und ist maßgeblich dafür verantwortlich, dass der Netto-Effekt der anthropogenen Einflüsse deutlich positiv ist. Neben den anthropogenen Einflüssen ist der Einfluss einer sich ändernden solaren Strahlungsstärke als natürlicher Prozess vergleichsweise niedrig.

⁷⁰ Darüber hinaus haben Emissionen von Stoffen, die die Bildung und den Abbau von Ozon in der Troposphäre und Wasserdampf bzw. Wolken in der Stratosphäre beeinflussen, eine ebenso tendenziell aufwärmende Wirkung wie die Kondensstreifenbildung durch den Flugverkehr oder die veränderte Oberflächenalbedo (verursacht durch Rußablagerungen auf Schneeflächen (black carbon on snow)).

⁷¹ Albedo [von lat. albus=weiß], Reflexionsvermögen, beschreibt den prozentualen Anteil an diffus reflektierter Strahlung beim Auftreffen auf eine nicht selbst leuchtende und nicht spiegelnde Fläche. Die Albedo ist abhängig von der Art und Beschaffenheit der bestrahlten Fläche sowie vom Spektralbereich der einfallenden Strahlung. Insbesondere unterscheidet sich die Albedo einer Oberfläche für kurz- und langwellige Strahlung drastisch (vgl. <http://www.spektrum.de/lexikon/geographie/albedo/241>, abgerufen am 14.12.2016).

⁷² Hierbei muss auch beachtet werden, dass sich neben dem direkten aufwärmenden Effekt durch zunehmende Strahlung auch nachgelagerte Effekte ergeben. So hat eine veränderte solare Strahlung Einfluss auf die Menge verschiedener THG wie bspw. Ozon in der Stratosphäre.

⁷³ Vgl. IPCC (2007b), S. 137.

⁷⁴ Eine ausführliche Darstellung mit weiteren Faktoren findet sich in IPCC (2007a) auf Seite 136.

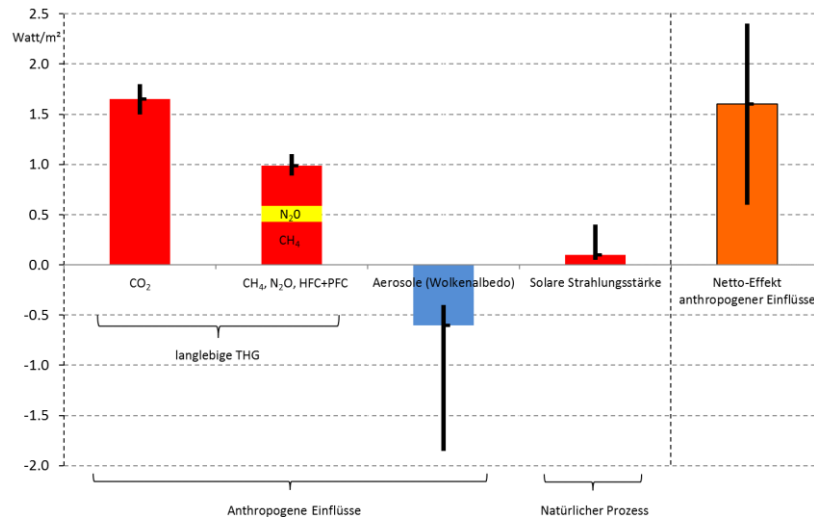


Abbildung 8: Strahlungsantrieb verschiedener Faktoren und Bandbreite der Unsicherheit⁷⁵

Neben der in absoluten Zahlen ausgedrückten Stärke und Richtung des Strahlungsantriebs ist der Abbildung noch eine wesentliche weitere Information zu entnehmen. Die Bandbreite der Unsicherheit ist bei den ausgewählten Faktoren zum Teil erheblich. Während die Unsicherheit bei CO₂, CH₄, N₂O sowie HFC und PFC relativ gering ist, so nimmt die Spannweite der Unsicherheit bei der solaren Strahlungsstärke und vor allem bei der Quantifizierung des Aerosol-Einflusses und des gesamten Netto-Effekts der anthropogenen Einflüsse deutlich zu. An dieser Stelle sei erneut darauf verwiesen, dass das Strahlungsantrieb-Konzept eine einfache Methode zur Quantifizierung und zum Vergleich verschiedener Einflussfaktoren darstellt und andere teilweise wesentliche Einflüsse (z.B. nicht-lineare Rückkopplungseffekte und Wechselwirkungen) außer Acht lässt. Hervorzuheben ist sicherlich die große Unsicherheit hinsichtlich der Wirkung von Aerosolen. Hier ist eine abkühlende Wirkung um bis zu minus 1,8 W/m² möglich. Ein stärkerer abkühlender Einfluss von Aerosolen hat entsprechende Auswirkungen auf den Netto-Effekt und impliziert eine deutlich schwächere Erderwärmung.⁷⁶ U.a. werden eben diese Unsicherheiten in den Berechnungen, Analysen und Darstellungen von verschiedenen Seiten

⁷⁵ Eigene Darstellung nach IPCC (2014), S. 44 ff.; IPCC (2007b), S. 136.

⁷⁶ Vgl. Physical Geography Net (2012): "[...] the numeric equations of computer models do not accurately simulate the effects of a number of possible negative feedbacks. For example, many of the models cannot properly simulate the negative effects that increased cloud cover would have on the radiation balance of a warmer Earth. Increasing the Earth's temperature would cause the oceans to evaporate greater amounts of water, causing the atmosphere to become cloudier. These extra clouds would then reflect a greater proportion of the Sun's energy back to space reducing the amount of solar radiation absorbed by the atmosphere and the Earth's surface. With less solar energy being absorbed at the surface, the effects of an enhanced greenhouse effect may be counteracted."

bemängelt, die sich generell kritisch mit der Rolle und dem Einfluss des Menschen auf das Klimasystem befassen. Insbesondere werden die daraus abgeleiteten Schlussfolgerungen und weitreichenden Handlungsempfehlungen von Kritikern (siehe auch Kapitel 3.3) skeptisch gesehen. Festzuhalten ist jedoch auf jeden Fall, dass auf der Basis des Konzepts des Radiative-Forcing die anthropogenen Emissionen von CO₂ als wesentliche Ursache für die globale Erwärmung identifiziert werden können.

2.5 Anthropogene Einflüsse auf das Klimasystem durch CO₂-Emissionen

Anthropogene Aktivitäten und natürliche Prozesse haben einen direkten und indirekten Einfluss auf verschiedene Treiber des Klimawandels. Nachfolgend werden kurz wesentliche THG-Quellen im Allgemeinen und CO₂-Quellen im Speziellen dargestellt.

Zur Darstellung der wesentlichen anthropogenen Einflüsse auf das klimatische System der Erde wird nachfolgend die Klassifikation entsprechend dem Kyoto-Protokoll von 1997 zugrunde gelegt. Dort werden zunächst fünf Sektoren als maßgebliche Quellen für THG-Emissionen aufgeführt. Dabei handelt es sich um die Sektoren Energie, Produktionsprozesse, Verwendung von Lösungsmitteln und anderen Erzeugnissen, Landwirtschaft und Abfallwirtschaft. Der Sektor Energie wird in die zwei Unterkategorien Verbrennung von Brennstoffen und flüchtige Emissionen aus Brennstoffen unterteilt. In die erste Unterkategorie werden die Bereiche Energiewirtschaft, Verarbeitendes Gewerbe und Baugewerbe sowie der Verkehr und andere Sektoren subsumiert. In die zweite Unterkategorie fallen flüchtige Emissionen (VOC) aus z.B. Kohle, Öl, Erdgas und Sonstige.⁷⁷ Die im Kyoto-Protokoll aufgeführten THG-Quellen verdeutlichen, dass es innerhalb der fünf genannten Sektoren eine Vielzahl an Verursachern ergibt. Die Struktur der Emittenten ist komplex und heterogen, was die Aufgabe erschwert, umfassende THG-Minderungsstrategien zu implementieren, die alle THG-Quellen mit einbeziehen.

Aus Abbildung 2 geht hervor, dass CO₂ den größten Anteil an den globalen THG-Emissionen hat.⁷⁸ Kohlenstoffdioxid wird maßgeblich durch die Verbrennung von fossilen

⁷⁷ Für weitere Unterteilungen sei an dieser Stelle auf UNFCCC (1997), S. 19 verwiesen. Weitere, wesentlich detailliertere Darstellungen zu THG-Quellen finden sich auch in IEA (2011a), S. III.13.

⁷⁸ Weitere Ausführungen zu Quellen und weiteren Spezifika der THG Methan (CH₄), Distickstoffoxid (N₂O), Halogenkohlenwasserstoffe (FKW, PFC, etc.) und Ozon sowie Wasserdampf und Aerosole finden sich in IPCC (2007b), S. 133, Heinloth, K. (2003), S. 208 und von Weizsäcker, E. U. u.a. (2010), S. 60.

Brennstoffen wie Öl, Stein- und Braunkohle sowie Erdgas freigesetzt (siehe dazu auch Ausführungen im Kapitel 5.1). Abbildung 9 zeigt die prozentuale Aufteilung der weltweiten CO₂-Emissionen aufgeschlüsselt nach Sektoren. Im Jahr 2010 betrug die globalen CO₂-Emissionen ca. 29 Gt.⁷⁹ Knapp die Hälfte (46%) der globalen CO₂-Emissionen resultiert aus Verfeuerungen im Bereich der Energiewirtschaft. Der Mensch greift auch indirekt in den Kohlenstoffkreislauf ein, indem er durch Entwaldung die Absorptionskapazitäten dieser natürlichen CO₂-Senke reduziert.⁸⁰ Dadurch kann weniger CO₂ durch Biomasse aufgenommen bzw. der Atmosphäre entzogen werden. Ferner werden auch durch Torfabbau und durch biologische Fäulnis CO₂-Emissionen freigesetzt.⁸¹

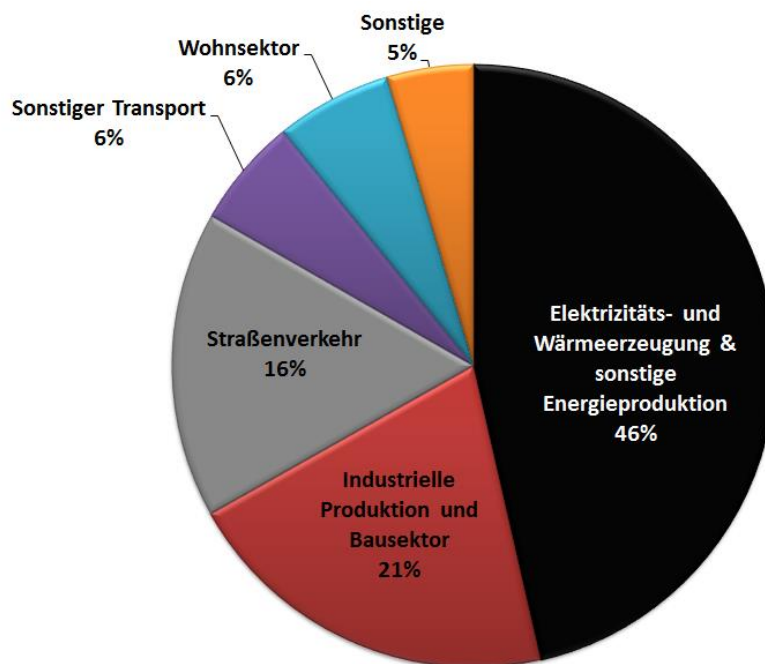


Abbildung 9: Aufteilung der weltweiten CO₂-Emissionen nach Sektoren im Jahr 2010⁸²

Eine historische Betrachtung ist sinnvoll, um Entwicklungen und Trends aufzuzeigen. Abbildung 10 zeigt die CO₂-Emissionen für ausgewählte Bereiche von 1970 bis 2004.

⁷⁹ Weltweit war in diesem Jahr ein Rückgang der CO₂-Emissionen durch die globale Rezession zu verzeichnen. Daraus resultierte weltweit eine verminderte Wirtschaftsleistung mit entsprechend geringerer Produktion und geringerem Ausstoß an CO₂ und anderen THG.

⁸⁰ Vgl. NASA Earth Observatory (2001), S. 5.

⁸¹ Vgl. von Weizsäcker, E. U. u.a. (2010), S. 60.

⁸² Eigene Darstellung nach IEA (2012a), S. 101/II.25 ff.

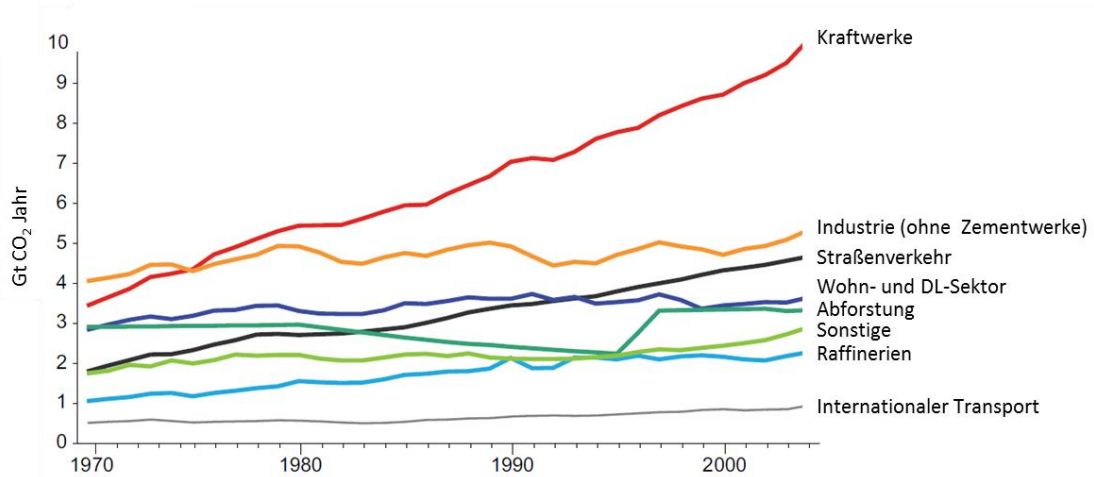


Abbildung 10: Entwicklung der CO₂-Emissionen ab 1970 für ausgewählte Bereiche⁸³

Es zeigt sich in fast allen Bereichen ein ansteigender Trend. Auffällig sind die starken Zunahmen in den Bereichen Straßenverkehr und Kraftwerke. Aus dieser Abbildung geht hervor, dass in erster Linie der steigende Bedarf nach elektrischer und thermischer Energie sowie eine steigende Mobilität für die Erhöhung der CO₂-Emissionen in den letzten Jahrzehnten (siehe auch Abbildung 3 und Abbildung 5) verantwortlich sind.

2.6 Verbindung zwischen THG-Konzentration und Temperaturzunahme

In den letzten Dekaden ist neben der konstanten Erhöhung des CO₂-Gehalts in der Atmosphäre (vgl. Abbildung 5) auch eine Zunahme der globalen Temperatur zu beobachten. Die in Abbildung 11 eingefügte Trendgerade zeigt einen klaren positiven Trend.

⁸³ Eigene Darstellung nach IPCC (2007d), S. 104. Eine regionale Betrachtung der Entwicklung und Aufteilung der CO₂-Emissionen mit besonderem Fokus auf der Stromerzeugung erfolgt in Kapitel 5. In den folgenden IPCC-Berichten ist keine derartige Abbildung mehr aufgeführt. Eine ähnliche Darstellung (allerdings ohne Aufteilung in die o.a. Bereiche) findet sich in IPCC (2014b), WG III, S. 365.

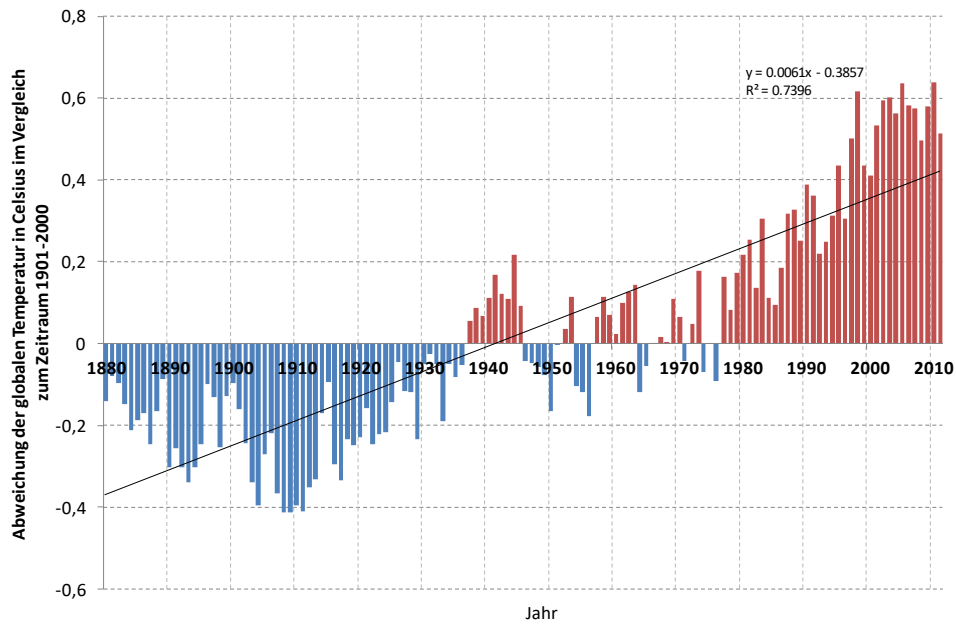


Abbildung 11: Temperaturabweichungen im Vergleich zum Langzeitdurchschnitt⁸⁴

Die Bestimmung der durchschnittlichen globalen Temperatur ist schwierig, da sich aufgrund von Tag- und Nachtschwankungen sowie von saisonalen und regionalen Unterschieden natürliche Differenzen von mehr als 55°Celsius ergeben können. Die dargestellten Temperaturabweichungen basieren jedoch auf Messungen von einer Vielzahl von Messstationen rund um den Globus, so dass die Methodik eine verlässliche Bestimmung des Temperatur-Langzeittrends auf der Erde ermöglicht.⁸⁵ Der Langzeittrend zeigt, dass sich auf der Erde mehr Regionen erwärmen als abkühlen.⁸⁶ Im Jahr 2011 war es in den meisten Regionen auf der Erde im Durchschnitt wärmer als im Durchschnitt der Jahre 1971-2000. Im ostpazifischen Raum war es hingegen tendenziell kühler.⁸⁷

Zwischen 1900 und 2009 erhöhte sich die durchschnittliche globale Oberflächentemperatur um 0,7°Celsius. Darüber hinaus hat sich auch die Rate der Temperaturzunahme erhöht. In den vergangenen 50 Jahren nahm die Temperatur pro Dekade um durch-

⁸⁴ Eigene Darstellung nach NOAA (2009). Die horizontale Achse steht für die durchschnittliche Temperatur des Zeitraums 1901 bis 2000. Blaue und rote Balken zeigen die negative/positive Differenz zum Durchschnitt pro Jahr. Mittels einer einfachen Regression ergibt sich ein statistisch signifikanter Zusammenhang zwischen der Temperaturanomalie und dem Zeitraum bei einem Bestimmtheitsmaß von 0,7396.

⁸⁵ Für weitere Ergänzungen siehe auch NOAA (2009).

⁸⁶ Vgl. IPCC (2007a), S. 40.

⁸⁷ Vgl. MunichRE (2012), S. 40.

schnittlich 0,13° Celsius zu. Dies stellt fast eine Verdopplung der Geschwindigkeit im Vergleich zur ersten Hälfte des vergangenen Jahrhunderts von 0,07° Celsius dar. Innerhalb der nächsten 20 Jahre ist mit einer Zunahme der durchschnittlichen globalen Temperatur von 0,2° Celsius pro Jahrzehnt zu rechnen.⁸⁸ Dies gilt auch für den Fall, in dem die THG-Emissionen auf dem Level des Jahres 2000 gehalten werden können. Eine Erhöhung der Temperaturzunahme um zusätzliche 0,1° Celsius pro Dekade wird eher erwartet als nicht erwartet. Erwähnt sei, dass im ersten Assessment Report (1990) im Rahmen von Projektionen eine Temperaturzunahme für den Zeitraum zwischen 1990 und 2005 von 0,15° bis 0,3° Celsius pro Dekade ausgegangen wurde. Der Vergleich mit den real gemessenen Daten legt nahe, dass die kurzfristigen Projektionen recht zuverlässig sind. In weiteren Modellanalysen geht das IPCC im vierten und fünften Sachstandbericht davon aus, dass selbst bei Nichtüberschreitung des THG-Konzentrationsniveaus von 2000 zum Ende des Jahrhunderts von einer Temperaturzunahme von 0,6° Celsius bei einer wahrscheinlichen Bandbreite von 0,3 - 0,9° Celsius ausgegangen werden muss. Im ökologisch ungünstigsten Szenario wird eine Zunahme von 4° Celsius bei einer Bandbreite von 2,4 bis 6,4° Celsius projiziert.⁸⁹

Vor einem erdgeschichtlichen Hintergrund sind die dargestellten Temperaturerhöhungen und der in Abbildung 11 gezeigte positive Trend im Zeitraum zwischen 1880 und 2011 als wenig aussagekräftig zu erachten. Ein direkter Zusammenhang mit der erhöhten Konzentration von THG in der Atmosphäre ist – wie bereits mehrfach erwähnt – plausibel, kann aber für einen so kurzen Zeitraum nicht mit vollständiger Gewissheit belegt werden.⁹⁰ Um dennoch einen Zusammenhang innerhalb der vergangenen Jahrtausende aufzuzeigen, wurde und wird in zahlreichen Forschungsprojekten die Zusammensetzung der in Eis-Bohrkernen eingeschlossenen Luft analysiert. Lüthi u.a. analysierten 2008 Dome C Bohrkerne aus einer Tiefe von 3.060 bis 3.270 m. Diese Bohrungen wurden im Rahmen des *European Project for Ice Coring in Antarctica* (EPICA) durchgeführt. Mit Hilfe dieser Bohrkerne konnten die Änderungen des CO₂-Gehalts über der Antarktis und

⁸⁸ Vgl. NOAA (2009).

⁸⁹ Vgl. IPCC (2007a), S. 446 und S. 45 und IPCC (2014), S. 60 f.

⁹⁰ Eine dezidierte Aufzeichnung der Konzentration der wichtigsten THG erfolgt im eigentlichen Sinne erst ab dem Jahr 1958 und ermöglicht so keine tiefergehende historische Analyse des Zusammenhangs zwischen der Kohlenstoffdioxidkonzentration und Temperaturänderungen.

entsprechende Temperaturänderungen für die vergangenen 800.000 Jahre bzw. die letzten acht Eiszeiten aufgezeigt werden (siehe Abbildung 12).⁹¹

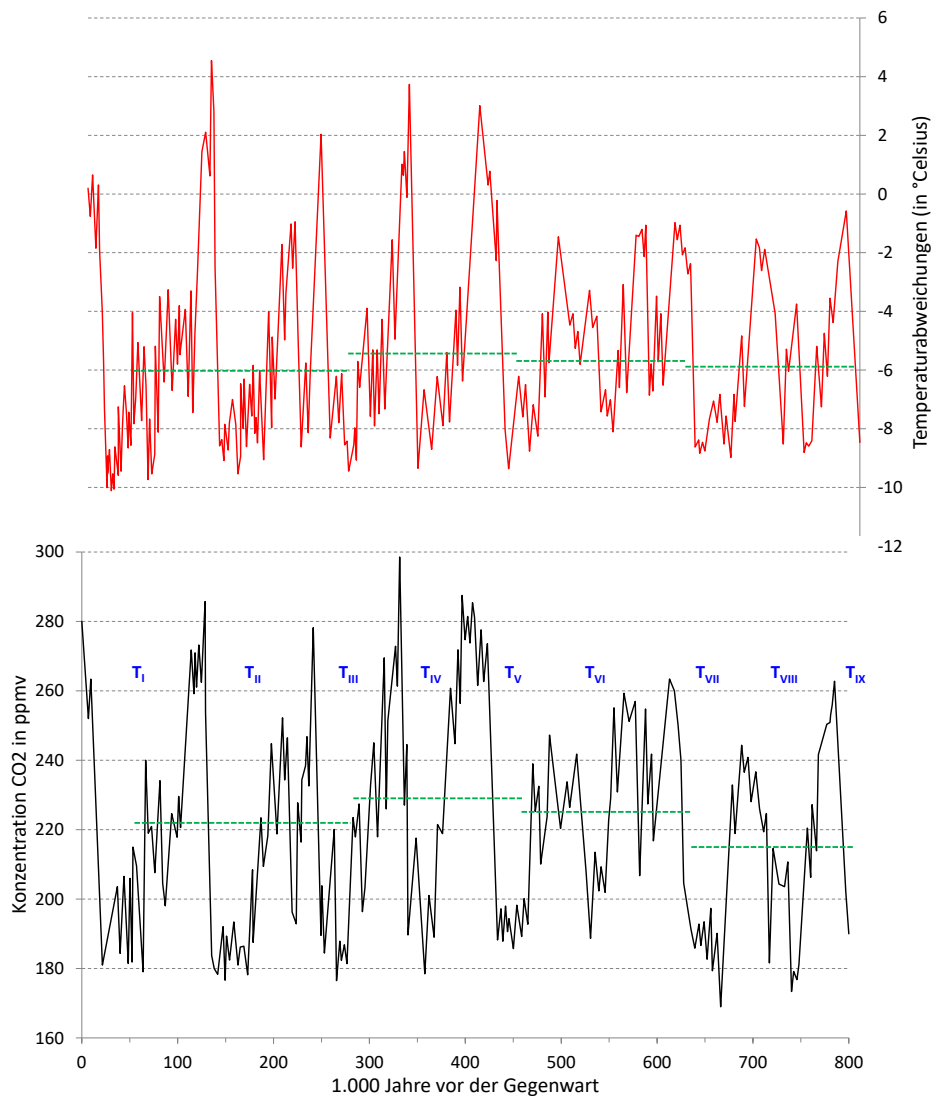


Abbildung 12: CO₂-Aufzeichnungen und EPICA Dome C Temperaturabweichungen innerhalb der letzten 800.000 Jahre⁹²

Aus der Abbildung geht hervor, dass Änderungen der Temperatur und die Kohlenstoffdioxidkonzentration ein sehr ähnliches Muster aufweisen. Lüthi u.a. attestieren, dass die

⁹¹ Lüthi, D. u.a. (2008), S. 379.

⁹² Eigene Darstellung nach ebenda, S. 380. Die sich aus der Dome C-Bohrung abgeleiteten Temperaturabweichungen ergeben sich in Relation zur mittleren Temperatur des letzten Jahrtausends. Der Anfang einer Eiszeit wird in der Abbildung mit dem Buchstaben T und einer römischen Indexierung dargestellt. Die horizontalen grün gestrichelten Linien stellen die Durchschnittswerte für Temperatur und CO₂-Konzentration in den Perioden von 799-650, 650-450, 450-270 und 270-50 (1.000 Jahre vor der Gegenwart) dar.

atmosphärische Kohlenstoffdioxidkonzentration in der Antarktis *stark* mit der Antarktischen Temperatur der letzten 8 Eiszeiten korreliert ist.⁹³ Zudem wird deutlich, dass die aktuell gemessene Konzentration von CO₂ (siehe Abbildung 5 und Abbildung 6) weit über den höchsten Werten der letzten 800.000 Jahre liegt. Da in der Arbeit von Lüthi u.a. nur der Bezug zwischen der CO₂-Konzentration in der Luft und der Temperatur in der Antarktis abgeleitet wird, kann dieser Zusammenhang nicht als unabdingbarer Beweis für die These gelten, dass mit einem zunehmenden CO₂-Gehalt in der Atmosphäre auch unmittelbar eine Temperaturzunahme auf der Erde einhergeht. In diesem Kontext sei abermals darauf verwiesen, dass eine steigende Kohlenstoffdioxidkonzentration eine Hauptursache für die globale Erwärmung sein kann, aber bei weitem nicht der einzige Einflussfaktor ist und viele Wechselwirkungen innerhalb des Klimasystems Erde noch nicht endgültig geklärt sind. Aber die in den vorherigen Kapiteln dargestellten Ergebnisse und die Schlussfolgerungen aus Abbildung 12 stützen insgesamt die These, dass nach heutigen wissenschaftlichen Erkenntnissen ein positiver Zusammenhang zwischen CO₂-Konzentration und Temperaturänderungen besteht. Laut IPCC (2007) kann mit 90 prozentiger Sicherheit davon ausgegangen werden, dass a) die seit Mitte des letzten Jahrhunderts beobachtbare Temperaturzunahme auf die Zunahme der anthropogenen THG-Konzentrationen zurückzuführen ist und dass b) der Nettoeffekt der anthropogenen Eingriffe in das Klimasystem seit 1750 aufwärmenden Charakter mit einem Strahlungsantrieb von ca. 1,6 W/m² hat.⁹⁴ Insgesamt 29.000 Beobachtungen aus 75 Studien zeigen signifikante Änderungen in vielen physikalischen und biologischen Systemen. Mehr als 89% davon entsprechen der Reaktion, die als typische Antwort auf eine voranschreitende Klimaerwärmung prognostiziert wurde.⁹⁵ Das IPCC geht davon aus, dass der Ausstoß von THG auf dem bisherigen Niveau und mit den aktuellen Wachstumsraten dazu führt, dass es zur weiteren Erwärmung und damit verbunden zu etlichen Änderungen im globalen Klimasystem kommt. Diese werden sehr wahrscheinlich größer sein als die, die im vergangenen 20. Jahrhundert zu beobachten waren. Aufgrund der klimatischen Prozesse und Feedbacks innerhalb des klimatischen Systems sowie der teilweise sehr hohen Verweildauer verschiedener THG in der Atmosphäre wird der anthropogene

⁹³ Vgl. Lüthi, D. u.a. (2008), S. 379.

⁹⁴ Vgl. IPCC (2007a), S. 35 und 37.

⁹⁵ Vgl. ebenda, S. 33.

Klimawandel und der Meeresspiegelanstieg auch über das 21. Jahrhundert hinaus andauern, selbst wenn es heute zu einer Stabilisierung der THG-Konzentration käme. Die bisherigen und zukünftigen CO₂-Emissionen werden für fast ein Jahrtausend einen Beitrag zur Erwärmung liefern.⁹⁶ Die Aufgabe, den anthropogenen Klimawandel einzudämmen, wird demzufolge eine Aufgabe für mehrere Generationen sein.⁹⁷

Zwischenresümee

Aus den Zusammenhängen des Kohlenstoffkreislaufs, der Strahlungsbilanz und des natürlichen Treibhauseffektes ergibt sich, dass selbst eine vermeintlich geringe Konzentration des Spurengases Kohlenstoffdioxid maßgeblichen Anteil am (natürlichen) Temperaturhub hat. Es erscheint plausibel, dass eine Nettozunahme des Kohlenstoffdioxids in der Atmosphäre auch zu signifikanten Änderungen der Temperatur auf der Erde führt. Vor dem Hintergrund der Komplexität des Kohlenstoffkreislaufs, der Strahlungsbilanz und des natürlichen Treibhauseffektes sowie weiteren Einflussfaktoren ist eine genaue Zuweisung von Ursache und Wirkung schwierig und immer mit Unsicherheiten verbunden. Ein anthropogener Einfluss auf die Kohlenstoffdioxidkonzentration in der Atmosphäre gilt jedoch als erwiesen.⁹⁸ Die Konsequenz ist eine Erhöhung der durchschnittlichen Temperatur auf der Erde⁹⁹ mit entsprechenden Auswirkungen auf das Klimasystem und nachgelagerten Effekten.¹⁰⁰ Die vorangegangenen Analysen und Darstellungen haben verdeutlicht, dass anthropogene CO₂-Emissionen und der Energiesektor einen wesentlichen Anteil am globalen Klimawandel haben. Daher wird die Fokussierung auf den Sektor der Elektrizitätserzeugung und auf das THG Kohlenstoffdioxid als sinnvoll erachtet.¹⁰¹ Der Kern der vorliegenden Arbeit liegt entsprechend auf CO₂-Minderungsstrategien im Elektrizitätssektor.

⁹⁶ Vgl. IPCC (2007a), S. 45 und 47.

⁹⁷ Vgl. Michaelowa, A. (2007), S. 81.

⁹⁸ Vgl. IPCC (2014b), S.6 ff.

⁹⁹ Vgl. Schneider, S. H. (1989), S. 774.

¹⁰⁰ Siehe dazu auch Kapitel 3.

¹⁰¹ Dies soll im Umkehrschluss nicht bedeuten, dass Emissionen anderer THG in anderen Sektoren zu vernachlässigen sind. Eine umfassende Klimaschutzstrategie, die sämtliche THG und sämtliche Sektoren mit einbezieht, ist einer sektoralen Vorgehensweise und Konzentration auf nur ein THG vorzuziehen. Eine solch umfassende Betrachtung ist im Rahmen dieser Arbeit jedoch nicht zu leisten.

3 Folgen des Treibhauseffektes und Strategieoptionen zur Minderung

Nachfolgend werden Auswirkungen einer ansteigenden globalen Erwärmung diskutiert, Gegenmaßnahmen vorgestellt und kritische Standpunkte in Bezug auf den anthropogenen Klimawandel aufgezeigt.

3.1 Auswirkungen einer globalen Erwärmung

Selbst geringe Temperaturänderungen können zu deutlichen Störungen des geophysischen und biologischen Gleichgewichts führen und teilweise massive Veränderungen des bisherigen Lebensraums für Menschen, Tiere und Pflanzen nach sich ziehen. Primäre Änderungen sind vor allem ein *Anstieg des Meeresspiegels, Veränderungen der Niederschlagsmengen und -häufigkeiten* sowie eine *vermehrte Anzahl extremer (Wetter-) Ereignisse, Engpässe in der Wasser- und Nahrungsmittelversorgung, negative Beeinflussung von Ökosystemen* oder *vermehrte gesundheitliche Probleme bei der menschlichen Bevölkerung*.¹⁰² Es ist wahrscheinlich, dass im Laufe dieses Jahrhunderts Hunderte von Millionen Menschen durch die Veränderungen des Klimas nachteilig betroffen sein werden.¹⁰³ Eine sehr detaillierte Darstellung aller möglichen Folgen und deren Eintrittswahrscheinlichkeiten finden sich im 5. Assessmentreport der Workinggroup 2 des IPCC aus dem Jahr 2014. An dieser Stelle sei auf die Technical Summary der WG 2 verwiesen.¹⁰⁴ Die nachfolgende Tabelle 2 zeigt einen dezidierten Überblick über die Konsequenzen, die sektor- und regionenübergreifend von einem fortschreitenden Klimawandel voraussichtlich ausgelöst werden. Anhand dieser Liste wird deutlich, dass mit der Klimaerwärmung tiefgreifende Veränderungen für Flora, Fauna und die Bevölkerung der betroffenen Regionen einhergehen.

¹⁰² Vgl. IPCC (2014), S. 39 ff.; IPCC (2007a), S. 48, 51, 52, 53, 65; IPCC (2007c), S. 212–213, 242 ff., 283, 324 ff., 336 ff. 364 ff., 400–407., S. 282 ff., S. 327 ff., 336 ff., Heinloth, K. (2003), S. 211.,213, 221, Vliet, M. T. H. u.a. (2012), S. 1.

¹⁰³ Vgl. Stern, N. H. u.a. (2006), S. vi; IPCC (2007a), S. 65.

¹⁰⁴ IPCC (2014).

Tabelle 2: Sektor- und regionenübergreifende Auswirkungen des Klimawandels¹⁰⁵

Gefahr	Anfälligkeit	Hauptrisiko	Weitere Auswirkungen
Steigender Meeresspiegel und Überflutungen	<p>Hohe Betroffenheit von Bevölkerung und Wirtschaft vor allem in tiefliegenden Küstenregionen und "Small Island States".</p> <p>Städtische Bevölkerung ungeschützt aufgrund nicht angepasster Gebäude und unzureichender Versicherungen.</p> <p>Unzureichende Vorbereitung (lokaler) staatlicher Behörden, um Risiko zu verringern.</p>	<p>Tod und Verletzungen innerhalb der betroffenen Bevölkerung sowie Zerstörung von Infrastruktur (Wasser-, Nahrungsmittel- und Stromversorgung).</p> <p>Verlust von heimischen Regionen (insbesondere für Ur-Bevölkerungen in Küstengebieten).</p>	<p>Umsiedlungen, Verlust von natürlichen Ressourcen, verlagerte wirtschaftliche Aktivitäten, sinkende Höchstgrenzen bei Versicherungen; Wechsel von Verantwortlichkeiten vom Staat in Richtung betroffene Regionen, steigende Ungleichheit.</p>
Extreme Niederschläge und Überflutungen im Inland	<p>Menschen in Überschwemmungsgebieten sind Überflutungen ausgesetzt; hohe Bedrohung vor allem für Armutsviertel mit willkürlicher, unregelmäßiger Bebauung.</p> <p>Veraltete Entwässerungssysteme können erhöhte Wassermassen nicht mehr verarbeiten.</p> <p>Unzureichende Vorbereitung (lokaler) staatlicher Behörden, um Risiko zu verringern.</p>	<p>Tod und Verletzungen innerhalb der betroffenen Bevölkerung insbesondere bei Älteren, Kindern und Behinderten; generelle Beeinträchtigung von Ordnung und Sicherheit.</p>	<p>Erodierung von Infrastruktur aufgrund von Zerstörung und Umsiedlung; Verarmung von betroffenen Gebieten und vermehrte Bildung von Hochrisikozonen.</p> <p>Wechsel von Verantwortlichkeiten vom Staat in Richtung betroffene Regionen, steigende Ungleichheit.</p>
Erhöhte Anzahl an langanhaltenden Hitzeperioden, Heating Island-Problem in urbanen Regionen	<p>Steigende gesundheitliche Probleme bei Älteren, Kindern, Behinderten und Menschen mit chronischen Beschwerden aufgrund von steigenden Temperaturen.</p> <p>Verantwortliche gesundheitliche Einrichtungen sind mit steigender Zahl an kritischen Fällen überfordert.</p>	<p>Erhöhte Anzahl an Todes- und Krankheitsfällen in Perioden mit hohen Temperaturen.</p>	<p>Überforderung von Gesundheits- und Notversorgung.</p> <p>Abnehmende Produktivität (insbes. bei handwerklichen Berufen) in Perioden mit hohen Temperaturen.</p>
Erwärmung, Trockenheit, Schwankungen der Niederschlagsmengen	<p>Ärmere Bevölkerungsgruppen in Städten und auf dem Land sind vermehrt Hungersnöten ausgesetzt. Besondere Betroffenheit von Agrarländern.</p>	<p>Erhöhtes Risiko von Mangelernährung; steigende Mortalitätsrate.</p>	<p>Zurückgehende Produktivität des Nahrungsmittelsektors, steigende Kosten für Lebensmittel, steigende soziale Ungleichheit.</p>

¹⁰⁵ Eigene Darstellung nach IPCC (2014), S. 53; Heinloth, K. (2003), S. 210 ff.

<p>Dürren</p>	<p>Unzureichende Wasserversorgung vor allem in städtischen Gebieten. Wasserknappheit und Restriktionen bei der Erschließung neuer Wasserquellen.</p> <p>Landwirtschaftliche Regionen leiden unter Wasserknappheit; ungenügende Wasserkapazitäten zur Bestellung von Feldern.</p> <p>Fehlende Kapazitäten und unzureichende Strukturen, um Wassermangel effizient zu managen.</p>	<p>Unzureichende Wasserversorgung für Bevölkerung und Industrie; tiefgreifende gesundheitliche und wirtschaftliche Probleme.</p> <p>Verlust von agrarwirtschaftlicher Produktivität; Entzug der Lebensgrundlage von Landwirten etc.</p> <p>Gefahr von Mangelversorgung.</p>	<p>Erschöpfung von Grundwasserreservoirs, unzureichende Infrastruktur.</p> <p>Armutsfällen, Landflucht, Verlust von Existenzgrundlagen.</p>
<p>Steigende Meerestemperaturen, Versauerung der Meere, Abschmelzen der Polkappen</p>	<p>Hohe Betroffenheit von Korallenriffen und küstennahen Ökosystemen; hohe Anfälligkeit für polare Systeme (z.B. für invasive neue Pflanzen- und Tierarten).</p> <p>Hohe Anfälligkeit für Küsten- und Meeresfischer in betroffenen Regionen.</p>	<p>Verlust von Korallenriffen und küstennahen Ökosystemen, hohe Interdependenzen mit direkt verbundenen Ökosystemen, Reduktion von Biodiversität; steigende Dominanz von stark invasiven Arten.</p>	<p>Verstärkende Effekte durch Gleichzeitigkeit von Erwärmung und Versauerung auf Meeresflora und -fauna.</p>
<p>Steigende Temperaturen an Land, Veränderung von Niederschlagsmustern, steigende Anzahl intensiver Hitze- und Dürreperioden</p>	<p>Anfälligkeit von gesellschaftlichen, Agrar- und Ökosystemen hinsichtlich 1) natürlicher Regulierung von Krankheiten und Epidemien, Feuer, Erdbeben, Erosion, Überflutungen, Lawinen, Wasserqualität und 2) Nahrungsmittelversorgung, Nutztierhaltung, Bioenergy und 3) Touristik, Kulturerben, Biodiversität.</p>	<p>Reduzierung der Biodiversität, potenzieller Verlust von Ökosystemen und damit verbundenen Benefits. Risiko des Verlusts von endemischen Arten, Vermischung von Arten und erhöhte Ausbreitung von invasiven Arten.</p>	<p>Wechselwirkung zwischen sozial-ökonomischen Systemen; Verlust von Ökosystemen und deren Beitrag/Benefit zum Gesamtsystem.</p>
<p>Gefahren durch bislang unbekanntes Ausmaß an Bedrohungen</p>	<p>Bevölkerung und Infrastruktur sind mit bislang unbekanntem Ausmaß überfordert.</p> <p>Unzureichendes Katastrophenmanagement und Frühwarnsysteme verschlimmern Ausmaß bei Eintritt extremer Ereignisse.</p>	<p>Zusammenbruch der Infrastruktur inklusive Stromversorgung, Drainagesysteme (basierend auf elektrischen Pumpen) und Telekommunikation.</p> <p>Bei extremen Ereignissen Kollaps des Gesundheitssystems.</p>	<p>Interdependenzen zwischen den Sektoren verstärken den Gesamteffekt, Zusammenbruch der Stromversorgung beeinflusst zahlreiche andere Sektoren. Sinkende Moral in der Bevölkerung kann mittelfristig Katastrophenmanagement negativ beeinflussen.</p>

Für alle Ereignisse geht das IPCC von einer hohen Gewissheit (high confidence) in Bezug auf das Eintreten aus.¹⁰⁶ Eine genauere Darstellung regionaler und sektoraler Unterschiede findet sich auf Seite 42 ff. des o.a. IPCC-Berichts. Darüber hinaus findet sich eine interaktive Karte auf der Homepage des UNFCCC, die die Auswirkungen für Kontinente und auch für einzelne Länder darstellt.¹⁰⁷

Für die Zunahme der Häufigkeit von extremen Ereignissen lassen sich bereits heute Indikatoren finden.¹⁰⁸ Mit einer steigenden Häufigkeit gehen auch höhere Kosten einher. Abbildung 13 zeigt den positiven Trend der Schäden durch Naturkatastrophen in den vergangenen drei Jahrzehnten. Zu beachten ist jedoch, dass das Rekordjahr 2011 maßgeblich (61%) durch Erdbebenschäden beeinflusst war, was nicht direkt mit dem Klimawandel in Verbindung gebracht werden kann. Im langjährigen Mittel machen die Erdbebenschäden jedoch nur 22% aus. Im Mittel sind mehr als Dreiviertel aller Schäden auf Stürme und Überschwemmungen zurückzuführen.¹⁰⁹

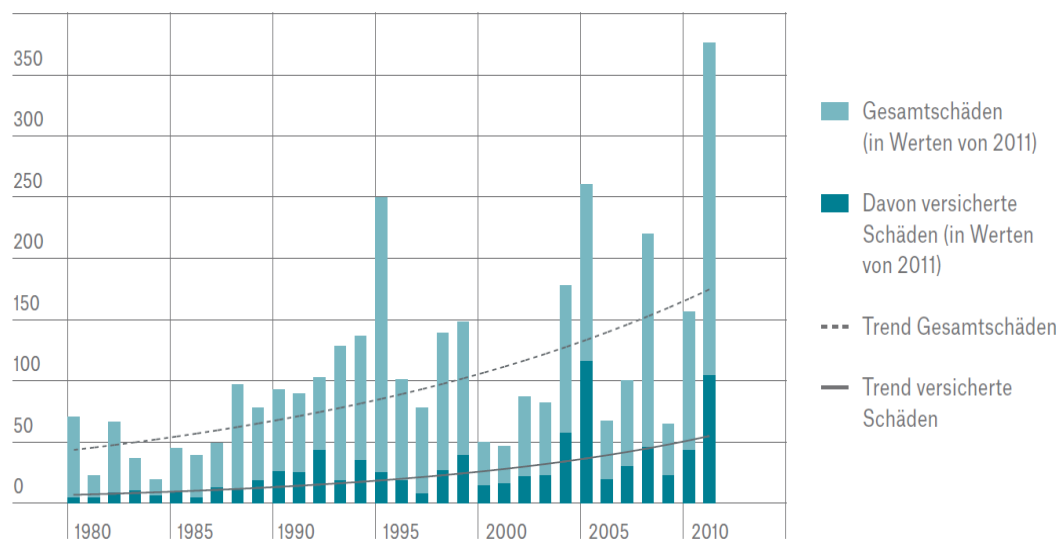


Abbildung 13: Schäden durch Naturkatastrophen in Mrd. US\$ (1980 bis 2011)¹¹⁰

¹⁰⁶ Vgl. IPCC (2014), S. 42 f., 59.

¹⁰⁷ Vgl. http://unfccc.int/essential_background/the_science/climate_change_impacts_map/items/6448.php (abgerufen am 28.11.2016).

¹⁰⁸ Vgl. MunichRE (2012), S. 50.

¹⁰⁹ Vgl. ebenda, S. 50–51.

¹¹⁰ Vgl. ebenda, S. 51.

Die UN deutete in einer Sitzung des Security Councils im Juli 2011 in aller Deutlichkeit auf die Folgen des eindeutig nachgewiesenen Klimawandels hin. Neben den o.a. direkten Auswirkungen, die der anthropogene Klimawandel mit sich bringt, verwies die UN auch auf die nachgelagerten Folgen. Klimabedingte Migration und Verluste von Lebensräumen führen zu einer wachsenden Anzahl von Umweltflüchtlingen und stellen eine Gefahr für den internationalen Frieden und die Sicherheit dar.¹¹¹

IPCC-Szenarien

Im vierten und fünften Sachstandsbericht des IPCC wurden die resultierenden Änderungen der Temperatur und des Meeresspiegelniveaus für verschiedene Szenarien aktualisiert. In den Szenarien sind erstmals auch notwendige CO₂-Reduktionspfade zur Erreichung verschiedener Temperaturniveaus bis zum Jahr 2050 verankert. Tabelle 3 zeigt wesentliche Charakteristika der IPCC-Szenarien.

Tabelle 3: Wesentliche Charakteristika unterschiedlicher IPCC-Szenarien¹¹²

CO ₂ -Konzentration bei Stabilisierung (2005 = 379 ppm)	CO ₂ -äq.-Konzentration bei Stabilisierung (inkl. THG und Aerosole)	Peak-Jahr für CO ₂ -Emissionen	Reduktion der globalen CO ₂ -Emissionen im Jahr 2050 (in % der Emissionen im Jahr 2000)	Vorauss. Temperaturerhöhung ggü. prä-industriellem Niveau	Anstieg globaler durchschn. Meeresspiegel ggü. prä-industriellem Niveau
ppm	ppm	Jahr	%	°Celsius	Meter
350 - 400	445 - 490	2000 - 2015	-85 bis -50	2,0 - 2,4	0,4 - 1,4
400 - 440	490 - 535	2000 - 2020	-60 bis -30	2,4 - 2,8	0,5 - 1,7
440 - 485	535 - 590	2010 - 2030	-30 bis +5	2,8 - 3,2	0,6 - 1,9
485 - 570	590 - 710	2020 - 2060	+10 bis +60	3,2 - 4,0	0,6 - 2,4
570 - 660	710 - 855	2050 - 2080	+25 bis +85	4,0 - 4,9	0,8 - 2,9
660 - 790	855 - 1.130	2060 - 2080	+90 bis +140	4,9 - 6,1	1,0 - 3,7

Aus diesen Projektionen wird deutlich, dass zur Erreichung des Zieles, die Erwärmung der Erde auf 2° Celsius zu beschränken, CO₂-Reduktionen um 50% bis 85% notwendig sind.¹¹³ Anhand von Abbildung 3 konnte gezeigt werden, dass sich die Kohlenstoffdioxidemissionen ab dem Jahr 2007 deutlich erhöht haben. Die im Jahr 2011 emittierten 31,6 Gt CO₂ lassen den Rückschluss zu, dass zur Erreichung des 2°-Zieles wesentlich höhere Emissionsreduktionen als die vom IPCC genannte Untergrenze von 50% vorgenommen werden müssen.

¹¹¹ Vgl. <http://www.un.org/News/Press/docs/2011/sc10332.doc.htm> (abgerufen am 23.02.2012).

¹¹² Eigene Darstellung nach IPCC (2014), S. 60 f.; IPCC (2007d), S. 229; IPCC (2007a), S. 67.

¹¹³ Eine tiefergehende Diskussion des 2°-Zieles erfolgt in Kapitel 4.

3.2 Mitigations- und Adaptionstrategien sowie Abschätzung der Kosten von Klimaschäden

Die im Kapitel zuvor beschriebenen Folgen des Klimawandels, die sich auf die sozio-ökonomische Entwicklung der Menschheit auswirken, können in erster Linie durch die zwei Strategien der *Mitigation* und der *Adaption* beeinflusst werden (siehe auch Abbildung 1). Diese Ansätze werden kurz erläutert und es folgt eine Übersicht über Abschätzungen, mit welchen Kosten etwaige Vermeidungsstrategien einhergehen.

Mitigation und Adaption

Es bestehen die grundsätzlichen Möglichkeiten, den Klimawandel bzw. die Treiber des Klimawandels durch *Vermeidungsstrategien/Mitigation* einzudämmen oder die absehbaren unmittelbaren Folgen und Schäden des Klimawandels durch eine erhöhte *Anpassung/Adaption* zu reduzieren.¹¹⁴

Anpassungen verringern die Anfälligkeit gegenüber den Folgen des Klimawandels durch z.B. den Bau von höheren Dämmen in Küstenregionen. Diese Strategie muss primär eingesetzt werden, wenn es um die Auswirkungen des Klimawandels geht, die bereits heute nicht mehr aufzuhalten sind. Maßnahmen zur *Vermeidung* wie z.B. der Ausbau Erneuerbarer Energien zielen hingegen darauf ab, die Konzentration von THG in der Atmosphäre zunächst zu stabilisieren, dann zu reduzieren und somit die Geschwindigkeit und das Ausmaß des Klimawandels an sich zu begrenzen.¹¹⁵

Das IPCC geht mit einer hohen Wahrscheinlichkeit davon aus, dass weder Mitigation mit einer eher langfristigen zeitlichen Ausrichtung noch Adaption mit einer eher kurz- bis mittelfristigen Perspektive alleine dem Klimawandel oder den Folgen des Klimawandels begegnen können.¹¹⁶ Die Durchführung von Anpassungsmaßnahmen alleine wird voraussichtlich dazu führen, dass die Stärke des Klimawandels die Adaptionmöglichkeiten von natürlichen und humanen Systemen übersteigt und Anpassungsstrategien nicht

¹¹⁴ Vgl. IPCC (2014), S. 93 ff.

¹¹⁵ Vgl. ebenda, S. 93 ff.; IPCC (2007a), S. 64.

¹¹⁶ Bei Anpassungsstrategien kommt hinzu, dass für Auswirkungen in bestimmten Bereichen nahezu keine Anpassungsoptionen gegeben sind. Störungen von ökologischen Systemen wie das Aussterben von Arten oder das Abschmelzen von Gletschergebieten sind von irreversiblen Charakter, was Anpassungsmöglichkeiten ausschließt (vgl. IPCC (2007a), S. 65).

mehr möglich oder nur zu sehr hohen sozialen, ökologischen oder wirtschaftlichen Kosten zu realisieren sind.¹¹⁷ Vermeidungsstrategien müssen die Trägheit der sozio-ökonomischen Systeme berücksichtigen, da mit diesem Ansatz z.B. ein gravierender Umbau der Energieversorgung mit kapitalintensiven und langlebigen Investitionen verbunden ist. Vermeidungsstrategien müssen folglich früh implementiert und langfristig ausgerichtet werden, um heute die erst in Dekaden spürbaren Folgen des Klimawandels zu begrenzen. Insgesamt sollen beide Strategien als Komplemente betrachtet werden und gleichzeitig verfolgt werden.¹¹⁸ Es besteht Konsens darüber, dass ehrgeizige Minderungsziele mit den heute zur Verfügung stehenden Technologien nur unter der Voraussetzung einer stetigen Weiterentwicklung erreicht werden können.¹¹⁹

Kostenabschätzungen

Umfassende Mitigations- oder Adaptionstrategien müssen neben den derzeit und zukünftig vermiedenen Klimaschäden und den damit verbundenen Kosten auch andere Faktoren wie Zusatznutzen von Maßnahmen, Nachhaltigkeit, Generationengerechtigkeit und Kapital- oder Risikopräferenzen berücksichtigen.¹²⁰ Eine wissenschaftlich fundierte Abschätzung der Kosten, die für Mitigations- und Adaptionsmaßnahmen in der Zukunft anfallen, ist demzufolge mit vielen Unsicherheiten und Schwierigkeiten verbunden. Im vierten und fünften Sachstandsbericht des IPCC aus den Jahren 2014 und 2007 und im so genannten Stern-Bericht (2006) finden sich Abschätzungen zu den wahrscheinlichen Kosten für die Eindämmung und Vermeidung des Klimawandels. Dabei steigen die makro-ökonomischen Kosten mit der Stringenz des Stabilisierungsziels. Eine Stabilisierung der CO₂-Konzentration auf 450 ppm erfordert mehr Kapital und Investitionen als ein Stabilisierungsziel von z.B. 600 ppm. Das IPCC schätzt, dass im Jahr 2050 die makro-ökonomischen Kosten für eine Stabilisierung der THG-Emissionen auf ein Niveau von 445 bis 710 ppm CO₂-Äquivalenten zwischen 1% und 5,5% des globalen Bruttoinlandsprodukts (BIP) [bzw. aus dem Englischen: Gross Domestic Product (GDP)] betragen. Das impliziert eine Reduktion des jährlichen BIP-Wachstums von weniger als 0,12%. Tabelle 4 zeigt die vom IPCC geschätzten Kosten für verschiedene Stabilisierungsniveaus.

¹¹⁷ Vgl. Schneider, S. H. (1989), S. 777.

¹¹⁸ Vgl. IPCC (2014), S. 93 ff.; IPCC (2007a), S. 65.

¹¹⁹ Vgl. IPCC (2007a), S. 68.

¹²⁰ Vgl. ebenda, 446:S. 64.

Tabelle 4: Geschätzte globale makro-ökonomische Kosten für die Erreichung unterschiedlicher Stabilisierungsniveaus in den Jahren 2030 und 2050¹²¹

Stabilisierungsniveau (ppm CO ₂ -äq)	Median GDP-Reduktion (%)		Bandbreite GDP-Reduktion (%)		Reduktion der jährl. durchschn. GDP-Wachstumsrate (%)	
	2030	2050	2030	2050	2030	2050
445 - 535	nicht verfügbar		< 3	< 5,5	< 0,12	< 0,12
535 - 590	0,6	1,3	0,2 bis 2,5	± 0 bis 4	< 0,1	< 0,1
590 - 710	0,2	0,5	- 0,6 bis 1,2	- 1 bis 0,06	< 0,06	< 0,05

Die umfassende Studie des britischen Ökonomen Sir Nicolas Stern (Stern-Review) kommt zu ähnlichen Kostenabschätzungen. Eine notwendige Reduktion der THG-Emissionen, um die gravierendsten Folgen der Klimaerwärmung abzuwenden, geht laut dieser Studie mit Kosten von ca. 1% des globalen BIP einher. Werden hingegen keine Handlungen zur Eindämmung unternommen, so belaufen sich die Kosten für die dann anfallenden Schäden auf ca. 5% des jährlichen globalen BIP. Diese Kosten können sich auf 20% erhöhen, wenn Risiken und Schäden in einem größeren Umfang berücksichtigt werden.¹²² Diese Zahlen gehen vom globalen Mittel aus. Für bestimmte besonders anfällige Regionen können die Schäden ein Vielfaches höher sein.¹²³ Um ein besseres Verständnis für diese Kostenschätzungen zu bekommen, sollen die prozentualen Angaben vereinfachend mit dem globalen BIP von 2011 in Verbindung gebracht werden. Das globale BIP betrug 2011 zirka 79 Billionen US\$₂₀₁₁.¹²⁴ Wird von einer konservativen Schätzung von jährlichen Kosten von 1% des BIP ausgegangen, bedeutet dies einen jährlichen finanziellen Aufwand in Höhe von ungefähr 790 Milliarden US\$. Während die Aussage „jährliche Kosten in Höhe von 1% des globalen BIP“ intuitiv eher als gering eingeschätzt wird, zeigt die absolute Zahl die geschätzte Dimension der notwendigen finanziellen Aufwendungen. Anhand dieser Zahl soll verdeutlicht werden, dass mit der Eindämmung des Klimawandels enorme finanzielle Anstrengungen einhergehen und damit auch weitreichende Eingriffe in die Volkswirtschaften aller Länder notwendig sind. Es wurde zuvor schon thematisiert, dass Kostenschätzungen zur Vermeidung des Klimawandels kompli-

¹²¹ Eigene Darstellung nach IPCC (2014), S. 85 f.; IPCC (2007d), S. 12.

¹²² Vgl. Stern, N. H. u.a. (2006), S. vi.

¹²³ Vgl. IPCC (2007a), S. 69.

¹²⁴ Vgl. CIA (2012).

ziert und mit vielen Unsicherheiten und Annahmen behaftet sind. So ist es sehr wahrscheinlich, dass aggregierte Projektionen die Kosten eher unterschätzen, da viele nicht-quantifizierbare Auswirkungen unberücksichtigt bleiben.¹²⁵

Die Kalkulationen des IPCC und die des medienwirksam eingesetzten Stern-Reviews hatten auch das Ziel, den Begriff *anthropogener Klimawandel* als ernstes globales Problem zu platzieren und mit einem Geldwert zu verknüpfen, um somit eine erste Diskussionsgrundlage für zukünftige Klimaschutzverhandlungen zu liefern.¹²⁶ Darüber hinaus bieten die wissenschaftlich hergeleiteten Abschätzungen auch die Möglichkeit, dass einem Handeln auch die Kosten des Nicht-Handelns gegenübergestellt werden können. So ist eine wesentliche Aussage, die in den diskutierten Berichten transportiert wird, dass ein jetziges Handeln in Sachen Klimawandel von hoher Dringlichkeit ist und sich die Kosten bei weiteren Verzögerungen und höherem Temperaturanstieg substantiell erhöhen.¹²⁷ Die IEA gibt an, dass die Option, Handlungen zu verschieben, auf fehlgeleitetem ökonomischen Denken beruht. Jeder Dollar, der nicht bis zum Jahr 2020 in die Modernisierung des Energiesystems investiert wird, „verursacht“ ab dem Jahr 2020 Kosten in Höhe zusätzlichen 4,3 US\$ zur Kompensation der zusätzlich emittierten THG.¹²⁸ Es ist eine große Herausforderung, gerade den politischen Entscheidungsträgern zu vergegenwärtigen, dass bereits heute kostspielige Vermeidungsstrategien ergriffen werden müssen, auch wenn die Ausmaße des Klimawandels in Gänze erst in Jahren oder Jahrzehnten sichtbar sein werden.¹²⁹

3.3 Alternative Strategie: Negation des Klimawandels

Bei dem anthropogenen Klimawandel handelt es sich um ein globales Ereignis, welches zu gravierenden Umwälzungen in Flora, Fauna sowie in den Gesellschaften und Ökonomien führen kann. Eine Minderung dieses Effektes oder eine Anpassung an die Folgen

¹²⁵ Vgl. IPCC (2007a), S. 69.

¹²⁶ Vgl. Sterner, T. und Persson, U. M. (2008), S. 2 f.

¹²⁷ Vgl. Stern, N. H. u.a. (2006), S. vi. An den Schätzungen des Stern-Reviews wurde häufig moniert, dass eine Diskontierungsrate von lediglich 1,4% verwendet wurde, was einer niedrigen Gegenwartspräferenz entspricht und tendenziell zu einer Überschätzung der zukünftigen Kosten führt (vgl. Nordhaus, W. D. (2006a), S. 5 ff).

¹²⁸ Vgl. IEA (2011c), S. 40.

¹²⁹ Vgl. Conway, E. M. und Oreskes, N. (2012), S. 173.

gehen mit großer Wahrscheinlichkeit mit hohen absoluten Kosten einher. Ferner würden strikte THG-Reduktionsziele und die umfassende Implementierung von Vermeidungsstrategien dazu führen, dass gerade energieintensive Sektoren und auf fossilen Brennstoffen basierende Industriezweige mit großen (finanziellen) Belastungen konfrontiert werden.¹³⁰ Der Klimawandel tangiert als globales Problem generell politische, ökologische, ökonomische und sogar ethische und auch religiöse Bereiche (siehe Abbildung 1). Das Themenfeld Klimawandel, bei dem es so viele Überschneidungen und Perspektiven unterschiedlicher Disziplinen gibt, ist entsprechend kontroversen Diskussionen ausgesetzt. Die Negation des anthropogenen Klimawandels kann somit als *alternative Strategie* für besonders betroffene Personen herangezogen werden. Es gibt zahlreiche wissenschaftliche Arbeiten, die sich auch mit der Thematik Klimaskepsis in der Bevölkerung auseinandersetzen und analysieren, welche Bevölkerungsgruppen tendenziell „skeptischer“ sind als andere.¹³¹

3.3.1 Definition Klimaskeptiker sowie Historie der Klimaforschung

Eine gängige Definition, was genau der Begriff des *Skeptikers* bzw. des *Klimaskeptikers* umfasst, ist in der Literatur schwer zu finden. Jacques u.a. (2008) definieren: „Environmental scepticism denies the seriousness of environmental problems, and self-professed ‘sceptics’ claim to be unbiased analysts combating ‘junk science’.“¹³² In ihrem Artikel kommen Jacques u.a. zu dem Schluss, dass Skepsis Teil einer taktischen Vorgehensweise einer elite-geförderten Gegenbewegung sein kann, die darauf zielt, Umwelt- oder Klimaschutzbewegungen zu bekämpfen.¹³³ Sim (2006) nennt diese Bewegung auch *special interest sceptics*, die im Interesse von z.B. großen Firmen (Ölfirmen, energieintensive Industrien etc.) oder Interessensverbänden gezielt Zweifel an unerwünschten (wissenschaftlichen) Erkenntnissen schüren.¹³⁴ Es ist nicht einfach, eine Trennlinie zwischen eben diesen taktisch vorgehenden Skeptikern und den Personen zu ziehen, die aus fundierten wissenschaftlichen Gründen Zweifel an Ergebnissen, der Stärke oder dem

¹³⁰ Vgl. Victor, D. G. (2007), S. 135.

¹³¹ Es sei an dieser Stelle auf die Arbeit von Whitmarsh (2011) verwiesen, in der eine Analyse in England durchgeführt wurde. In dieser Arbeit finden sich zahlreiche Verweise auf ähnliche Analysen der Einstellung zum Klimawandel innerhalb der Bevölkerung (vgl. Whitmarsh, L. (2011), S. 690 ff.).

¹³² Jacques, P. J. u.a. (2008), S. 349.

¹³³ Vgl. ebenda, S. 349.

¹³⁴ Vgl. Sim, S. (2006), S. 10. nach Nerlich, B. (2010), S. 422.

Anteil des Menschen am Klimawandel haben und damit konstruktiv umgehen. Nachfolgend wird gezeigt, dass eben die taktisch vorgehenden Klimaskeptiker das Bild des „Klimaskeptikers“ prägen und dass wissenschaftlich belegter „Zweifel“ insbesondere in hochrangigen Journals die Ausnahme darstellt.

Die mittlerweile fünf Assessment-Reports des IPCC haben das Bewusstsein für die Veränderung des Klimas seit den 1990er Jahren in Politik und Gesellschaft deutlich erhöht.¹³⁵ Die ersten Verknüpfungen zwischen CO₂ und dem Treibhauseffekt liegen jedoch schon mehr als 180 Jahre zurück. Jean Baptiste Fourier erkannte bereits 1827 die wärmestauende Wirkung von Gasen in der Luft. John Tyndall erklärte 1861, dass CO₂ ein Treibhausgas ist und Wärme daran hindert, ins All abzustrahlen. Der Schwede Svante Arrhenius brachte 1896 CO₂ mit der Verbrennung von fossilen Brennstoffen in Verbindung und räumte die Möglichkeit einer Klimaänderung durch THG-Emissionen ein. Der Brite Guy Callendar zeigte 1938 anhand einer empirischen Analyse, dass der Treibhauseffekt bereits zu dieser Zeit sichtbar war. Der Physiker Alvin Weinberg argumentierte 1974 erstmals, dass klimatische Einflüsse eher die Nutzung fossiler Brennstoffe limitieren als deren Knappheit.¹³⁶ Seit den 1960er Jahren machten amerikanische Forscher die politischen Entscheidungsträger verstärkt darauf aufmerksam, dass der anthropogene Treibhauseffekt ein reales und ernstes Problem darstellen wird.¹³⁷ Vor diesem Hintergrund ist festzuhalten, dass das Forschungsthema Klimawandel und der Zusammenhang mit Treibhausgasen nicht erst im späten 20. Jahrhunderts als neue Forschungsrichtung

¹³⁵ Das IPCC ist eine renommierte und weltweit anerkannte Institution in Bezug auf Informationen rund um den Klimawandel (vgl. Libecap, G. D. und Steckel, Richard H. (2011), S. 3). Die Berichte des IPCC unterliegen mehrfachen Review-Prozessen innerhalb der Arbeitsgruppen und auch von externen Gutachtern. Darüber hinaus ist die fachliche Kompetenz der Mitarbeiter der einzelnen Working Groups unbestritten. Allein für das achte Kapitel des zweiten IPCC-Reports waren 36 der damaligen weltweit angesehensten Klimaforscher verantwortlich (vgl. Conway, Erik M. und Oreskes, N. (2012), S. 200 f.). Der Auftrag des IPCC ist, eine analytische Grundlage an Informationen und Wissen zu generieren und den Status quo der internationalen Klimaforschung darzustellen. Der Status quo soll der internationalen Staatengemeinschaft dazu dienen, Fortschritte und weitere Notwendigkeiten in Bezug auf den anthropogenen Klimawandel besser einschätzen zu können (vgl. Grubb, M. u.a. (1999), S. 5).

¹³⁶ Vgl. Fourier, J. B. J. (1827); Tyndall, J. (1861); Arrhenius, S. (1896); Callendar, G. S. (1938); Weinberg, A. M. (1974) nach Wirth, T. E in Aldy, J. E. und Stavins, R. N. (2010), S. xxxiii, Heinloth, K. (2003), S. 199 und Conway, E. M. und Oreskes, N. (2012), S. 170, 179.

¹³⁷ Hervorzuheben sind vor allem Beiträge von Revelle, R., White, R. M. und Charney, J. (vgl. Conway, E. M. und Oreskes, N. (2012), S. 170 ff.).

aufkam. Einwände von Klimaskeptikern und alternative Erklärungsansätze zum Klimawandel wurden hingegen vermehrt zu Beginn der 1980er Jahre publiziert und waren in erster Linie ein amerikanisches Phänomen.

Mittlerweile ist die Existenz des anthropogenen Klimawandels wissenschaftlicher Konsens. Das IPCC wird samt seinen Schlussfolgerungen von wissenschaftlich anerkannten Institutionen und von Regierungen unterstützt. In der auf dem Rio+ Gipfel Mitte 2012 verabschiedeten Erklärung bestätigten 191 Nationen, dass „der Klimawandel eine der größten Herausforderung unserer Zeit darstellt und dass mit aller Dringlichkeit auf den alarmierenden Umstand der weiterhin global steigenden THG-Emissionen hingewiesen wird.“¹³⁸ Auch in den USA haben alle großen Forschungseinrichtungen einen messbaren Einfluss des Menschen auf den Klimawandel bestätigt und die Schlussfolgerungen des IPCC unterstützt. Dazu gehören die National Academy of Sciences, die American Meteorological Society, die American Geophysical Union und die American Association for the Advancement of Science (AAAS).¹³⁹ In einer Befragung kamen Doran und Zimmermann (2009) zu dem Ergebnis, dass 97% der Klimaforscher akzeptieren, dass der Mensch zur Erwärmung des Klimas beiträgt.¹⁴⁰ *Audiatur et altera pars*, auch die andere Seite soll gehört werden, ist Grundlage einer qualitativ hochwertigen wissenschaftlichen Praxis und Grundsatz einer guten wissenschaftlichen Ethik. So ist eine kritische Auseinandersetzung der Fachwelt mit Ergebnissen von weitreichenden Studien wie z.B. den Assessment-Reports des IPCC ein wesentlicher Teil eines kontinuierlichen Korrektur- und Verbesserungsprozesses, der Schwächen oder Fehler aufdeckt, damit diese in den nächsten Schritten behoben werden können.¹⁴¹ Als positives Beispiel kann hier die konstruktive Kritik von Oppenheimer u.a. am vierten IPCC Assessment Report angebracht werden, der drei wesentliche Modifikationen empfiehlt, um das Risiko einer Nichtbeachtung oder kritischen Unterschätzung von Unsicherheiten in Folgeberichten zu verringern.¹⁴²

¹³⁸ Vgl. UN und UNSCD (2012), S. 34.

¹³⁹ Vgl. Oreskes, N. (2004), S. 1686.

¹⁴⁰ Vgl. Doran, P. T. und Zimmerman, M. K. (2009), S. 22 f.

¹⁴¹ Vgl. IPCC (2007b), S. 95.

¹⁴² Vgl. Oppenheimer, M. u.a. (2007), S. 1506.

3.3.2 Kritikpunkte von Seiten der Klimaskeptiker und Bewertung

Im Folgenden werden die sechs wesentlichen Kritikpunkte aufgezeigt, die von den Reihen der Klimaskeptiker den wissenschaftlichen Aussagen von Klimaforschern häufig entgegenbracht werden. Dabei handelt es sich um:

- Leugnung eines stattfindenden nachweisbaren Klimawandels,¹⁴³
- Leugnung des Zusammenhangs zwischen der Klimaerwärmung und menschlichem Handeln (anthropogener Klimawandel),¹⁴⁴
- Verweis auf natürliche Einflüsse (insb. der Sonne) auf das Klima,¹⁴⁵
- Infragestellung verschiedener fundamentaler Messergebnisse,¹⁴⁶
- Zweifel an den Folgen der Klimaerwärmung,¹⁴⁷
- Ansicht, dass der Klimawandel mehr Vor- als Nachteile impliziert und keine Gegenmaßnahmen notwendig sind.¹⁴⁸

Alle Kritikpunkte wurden bereits im Rahmen des umfassenden vierten Assessment-Reports des IPCC im Jahre 2007 durch die 3 Working Groups widerlegt. Die Ergebnisse der Working Group 1 (Wissenschaftliche Grundlagen) sind diesbezüglich eindeutig und spiegeln die Ansichten und Analysen der weltweit führenden Klimaforscher wider, so dass eine Leugnung eines stattfindenden Klimawandels aus heutiger wissenschaftlicher Sicht nicht mehr vertretbar ist.¹⁴⁹

Der Verweis auf natürliche Einflüsse auf das Klima wird häufig von Seiten der Klimaskeptiker aufgeführt. In Deutschland hat Vahrenholt (2012) mit dem Buch „Die kalte Sonne“ auf den großen Einfluss der solaren Einstrahlung hingewiesen und die Sonne als maßgeblichen Treiber für den stattfindenden Klimawandel identifiziert.¹⁵⁰ Auch der Faktor Sonne wurde mit allen Variabilitäten und Einflüssen im vierten IPCC-Bericht untersucht.

¹⁴³ Vgl. <http://www.climate-skeptic.com/category/other-causes-of-warming> (abgerufen am 21.06.2012).

¹⁴⁴ Vgl. ebenda.

¹⁴⁵ Vgl. Jastrow, R. u.a. (1990); Vahrenholt, F. (2012).

¹⁴⁶ Vgl. <http://www.climate-sceptics.com.au/files/Carbon%20tax%20submission%20TCS11.pdf> (abgerufen am 21.06.2012).

¹⁴⁷ Vgl. <http://www.petitionproject.org/index.php> (abgerufen am 21.06.2012).

¹⁴⁸ Vgl. Podbregar, N. (2002), S. 1. Eine detaillierte Übersicht über weitere angezweifelte Punkte in Bezug auf Klimawandel finden sich z.B. unter <http://www.newscientist.com/article/dn11462>. (abgerufen am 25.05.2012).

¹⁴⁹ Vgl. IPCC (2007b).

¹⁵⁰ Vgl. Vahrenholt, F. (2012).

Der Einfluss der Sonne bzw. der Sonnenaktivität auf das Klima der Erde wurde insgesamt als gering eingeschätzt.¹⁵¹ Neuere Untersuchungen von Hansen u.a. (2011),¹⁵² Jones u.a. (2012)¹⁵³ und Miller u.a. (2012)¹⁵⁴ kommen zum selben Ergebnis und widerlegen die These, dass die schwankende Sonnenaktivität ein Haupttreiber der Klimaerwärmung ist. Der Einwand, dass verschiedene Messergebnisse oder Methoden nicht hinreichend erklärt oder sogar falsch sind, wurde insbesondere durch den sogenannten *Climategate-Skandal* von 2009 thematisiert.¹⁵⁵ Dabei ist zu beobachten, dass schon ab dem zweiten Assessment-Report eine offene Kommunikation in Bezug auf Unsicherheiten und Verbesserungspotential der Modelle von Seiten der Klimaforscher angestrebt wurde. Der vierte Assessment-Report des IPCC (2007) beinhaltet ein komplettes Kapitel, welches *robust findings* den *key uncertainties* gegenüberstellt und diskutiert. Dieser Schritt kann als offensive Antwort der beteiligten Forscher gewertet werden, in dem bewusst auf Modellschwächen und abweichende Studien hingewiesen wird und die Notwendigkeit weiterer zukünftiger Untersuchungen, die ein tieferes Verständnis der komplexen klimatischen Zusammenhänge ermöglichen, deutlich hervorgehoben wird.¹⁵⁶ Durch zahlreiche Veröffentlichungen in angesehenen und peer-reviewten Journals wie z.B. Science oder Nature stellt sich zudem die Klimaforschung einem ausgedehnten Reviewprozess. Dieser ist darauf ausgelegt, dass unabhängige fachkundige Wissenschaftler Unstimmigkeiten in Ergebnissen aufdecken und ein Korrekturprozess angestoßen wird.¹⁵⁷

¹⁵¹ IPCC (2007b), S. 96.

¹⁵² Vgl. Hansen, J. u.a. (2011).

¹⁵³ Vgl. Jones, G. S. u.a. (2012).

¹⁵⁴ Vgl. Miller, G. H. u.a. (2012).

¹⁵⁵ Ende 2009 wurde im so genannten Climategate-Skandal der Server der Climate Research Unit (CRU) an der University of East Anglia gehackt und anschließend mehr als tausend E-Mails und meteorologische Daten vor allem zur Geschwindigkeit des Klimawandels der letzten 150 Jahre im Internet verbreitet. Klimaskeptiker bezeichneten den Inhalt der Daten und Mails als Beweis für eine wissenschaftliche Verschwörung in Bezug auf den Klimawandel, da daraus Manipulation von Daten und das Unterdrücken von kritischen Meinungen hervorgingen. Das CRU erklärte, dass der Inhalt der Mails und der Daten völlig aus dem eigentlichen Zusammenhang gerissen wurden, um dann falsche Thesen aufzustellen. Mehr als acht Kommissionen, darunter das Lord Oxburgh's Independent Panel, untersuchten im Anschluss die erhobenen Vorwürfe. Das Ergebnis aller Kommissionen war, dass keine Beweise für Betrug oder wissenschaftliche Verfehlungen gefunden wurden. Siehe dazu <http://www.uea.ac.uk/mac/comm/media/press/CRUstatements/oxburgh> (abgerufen am 21.6.2012). Zu den weiteren Kommissionen gehörten: House of Commons Science and Technology Committee (UK); Independent Climate Change Review (UK); International Science Assessment Panel (UK); Pennsylvania State University first panel and second panel (US); United States Environmental Protection Agency (US); Department of Commerce (US); National Science Foundation (US).

¹⁵⁶ Vgl. IPCC (2007a), S. 72 ff.

¹⁵⁷ Vgl. <http://www.realclimate.org/index.php/data-sources/> (abgerufen am 23.6.2012).

Zweifel an den Folgen des Klimawandels und die Ansicht, dass die Auswirkungen mehr positiver als negativer Natur sind, wurden von der Working Group II des vierten Assessment sehr ausführlich in dem Bericht *Impacts, Adaptation and Vulnerability* behandelt. Dabei kommen die Klimaforscher auch diesbezüglich zu eindeutigen Ergebnissen und stellen klar, dass in Summe die Folgen des Klimawandels mit hoher Wahrscheinlichkeit negativ sind.¹⁵⁸ Festzuhalten ist, dass es auf der Erde Regionen gibt, in denen eine Klimaerwärmung mehr positive als negative Folgen z.B. in Bezug auf höhere Ernteerträge haben wird.¹⁵⁹ Diesen vereinzelt positiven Beispielen stehen jedoch eine Vielzahl von ernsthaften negativen Konsequenzen wie Dürren oder Ernteauffällen gerade in ärmeren Regionen gegenüber.

3.3.3 Austausch zwischen Klimaskeptikern und Klimaforschern

Der Austausch zwischen den Klimaskeptikern und den Wissenschaftlern, die den Klimawandel als wissenschaftlich erwiesen erachten, fand dabei selten – wie z.B. bei Oppenheimer u.a. – in peer-reviewten Fachjournals oder auf anderen wissenschaftlichen Plattformen statt. Während die wissenschaftlichen Arbeiten von Klimaforschern, die *wesentliche* Indizien für einen anthropogenen Klimawandel lieferten, vielfach in peer-reviewten Journals (Nature, Science) oder Berichten (IPCC) veröffentlicht wurden, wurden die Einwände der zumeist amerikanischen Klimaskeptiker häufig in zwar medienpräsenten aber weniger wissenschaftlichen Fachzeitschriften, in „Think Tanks“ bzw. Blogs¹⁶⁰ oder sonstigen Plattformen im Internet veröffentlicht.¹⁶¹ Ein Beispiel dafür ist das „Global Warming Petition Project“, welches auf der Homepage damit wirbt, dass 31.487 amerikanische Wissenschaftler, darunter 9.029 Doktoren (Stand 20.06.2012), eine Petition

¹⁵⁸ Vgl. IPCC (2007a), S. 44 ff. und siehe auch Kapitel 3.1.

¹⁵⁹ In Kapitel 2.2 wurde im Rahmen des Kohlenstoffkreislaufs der Zusammenhang erörtert, dass eine erhöhte CO₂-Konzentration tendenziell mit erhöhtem Pflanzenwachstum einhergeht.

¹⁶⁰ Siehe hierzu u.a.: <http://www.climate-skeptic.com/>; <http://wattsupwiththat.com/>; <http://www.climate-sceptics.com/>; http://www.mappingcontroversies.net/Home/PlatformClimate-ChangeSkepticsScience#Lists_of_Climate_Change_Skeptics; http://www.sourcewatch.org/index.php?-title=Global_warming_skeptics; <http://www.motherjones.com/politics/2005/05/put-tiger-your-think-tank> (abgerufen am 12.06.2012). Daneben gibt es natürlich auch kritische Stimmen aus anderen Nationen. In Deutschland sind beispielsweise Franz Vahrenholt und das EIKE-Institut zu nennen.

¹⁶¹ Vgl. Conway, E. M. und Oreskes, N. (2012), S. 7.

unterzeichnet und sich gegen Klimaschutzmaßnahmen und gegen die Evidenz des anthropogenen Klimawandels ausgesprochen haben.¹⁶² Unter dem Punkt *Summary of peer-reviewed research* ist lediglich ein Artikel von Robinson u.a. aufgeführt, der im Journal of American Physicians and Surgeons (ehem. Medical Sentinel) im Jahr 2007 veröffentlicht wurde.¹⁶³ Das Journal ist in gängigen Ranking-Suchmaschinen wie www.journal-ranking.com, der Journal Quality List von Harzing (<http://www.harzing.com/>) oder im Web of Science (<http://apps.webofknowledge.com>) nicht gelistet oder hat z.B. beim Norwegian ranking of journals worldwide (<http://dbh.nsd.uib.no/kanaler/?search=advanced>) keinerlei *Publication Points* (Stand 20.6.2012). Die National Library of Medicine hat 2004 und 2008 Anfragen des Journals zur Aufnahme in die nationale Datenbank abgelehnt. Ein peer-review-Prozess ist in diesem Journal vor Veröffentlichungen vorgesehen. Fragen, zu wieviel Prozent es sich bei den Reviewern um eigene Mitglieder handelt, wurden von Verantwortlichen nicht beantwortet.¹⁶⁴ Der wissenschaftliche Hintergrund einer Petition, die nach eigenen Angaben von mehr als 30.000 amerikanischen Wissenschaftlern unterzeichnet wurde und deren Verweis auf peer-reviewte Literatur lediglich eine Veröffentlichung in einem nicht gerankten (medizinischem) Journal umfasst, ist als kritisch zu betrachten. Eine quantitative Analyse von Jacques u.a. zeigt, dass von 141 englischsprachigen Büchern, die sich skeptisch mit Umweltauswirkungen befassen, ca. 92% eine Verbindung zu konservativen Think Tanks haben (CTT). Darüber hinaus wurde aufgezeigt, dass 90% der Think Tanks (von denen der Großteil aus den USA gesteuert werden), die sich mit Umweltfragen und Umweltfolgen beschäftigen, eine skeptische Grundhaltung vertreten.¹⁶⁵ In einer weiteren empirischen Untersuchung von Oreskes wurden in der ISI-Datenbank anhand der Stichworte *global climate change* Publikationen zwischen 1993 und 2003 zum Klimawandel gesucht. Insgesamt wurden 928 Artikel

¹⁶² Vgl. <http://www.petitionproject.org/index.php> (abgerufen am 20.6.2012).

¹⁶³ Vgl. Robinson, A. u.a. (2007). Das Journal of American Physicians and Surgeons veröffentlichte neben dem Artikel von Robinson u.a. auch Artikel in denen die Thesen aufgestellt wurden, dass HIV kein AIDS auslöst und dass ein homosexueller Lebensstil die Lebenserwartung um 20 Jahre senkt (vgl. Lehrman, N. S. (2005) und Bauer, H. H. (2007)).

¹⁶⁴ Vgl. http://www.nytimes.com/2011/01/19/business/19physicians.html?_r=1b (abgerufen am 20.6.2012).

¹⁶⁵ Vgl. Jacques, P. J. u.a. (2008), S. 349.

in *refereed scientific journals* identifiziert und anschließend in sechs Kategorien von expliziter Anerkennung des anthropogenen Klimawandels über die Evaluation von Auswirkungen bis hin zur Ablehnung des Vorhandenseins des Klimawandels eingeteilt. Mehr als 75% der Artikel bejahten explizit oder implizit das Vorhandensein des anthropogenen Klimawandels. 25% der Publikationen behandelten Methoden und paläoklimatische Themen ohne direkte Positionierung. Keiner der untersuchten Artikel negierte hingegen den anthropogenen Klimawandel.¹⁶⁶

Conway und Oreskes versuchen mit einer einfachen Erklärung, den wissenschaftlichen Hintergrund der Klimaskeptiker zu relativieren: So wie in peer-reviewten Journals keine Artikel veröffentlicht werden, die behaupten, dass die Sonne um die Erde kreist, so sind auch keine Artikel zu finden, die den anthropogenen Klimawandel negieren, da auch letzteres mittlerweile als wissenschaftlich fundiert bewiesen ist. Dies gilt hingegen nicht für journalistische Zeitungen und sonstige Medien.¹⁶⁷ Boykoff und Boykoff (2004) stellen dar, dass vor allem Printmedien einen Hang dazu haben, dem Ideal zu folgen, zwei Seiten einer Diskussion jeweils das Recht auf den gleichen Anteil im Rahmen eines Berichts zu geben. Dazu wurden englischsprachige „media stories“ zum Thema Klimawandel zwischen 1988 und 2002 analysiert. Von 340 untersuchten „Stories“ waren 53% sogenannte „balanced-articles“, die Klimaforschern und Klimaskeptikern den gleichen Anteil einräumten. Zirka 35% spiegelten den wissenschaftlichen Konsens wider und unterstrichen den menschlichen Einfluss am existierenden Klimawandel.¹⁶⁸ Daraus folgt, dass durch das Ideal der „balanced stories“ die Journalisten den Ansichten der wissenschaftlichen Minderheiten mehr Gewicht geben, was sich gerade bei angesehenen Printmedien mit hohen im Millionenbereich liegenden Auflagen meinungsbeeinflussend auswirken kann.¹⁶⁹ Daneben werden wissenschaftliche Artikel in angesehenen Journals nur von Fachleuten oder speziell interessierten und vorgebildeten Lesern aufgenommen.

Insgesamt ergibt sich durch Streuung von vermeintlich wissenschaftlichen Thesen zur Negierung des anthropogenen Klimawandels in gängigen Print- oder vergleichbaren Medien eine wesentlich effizientere Möglichkeit, Großteile der Bevölkerung zu erreichen

¹⁶⁶ Vgl. Oreskes, N. (2004), S. 1686.

¹⁶⁷ Vgl. Conway, E. M. und Oreskes, N. (2012), S. 214.

¹⁶⁸ Vgl. Boykoff, M. T. und Boykoff, J. M. (2005), S. 129 f.

¹⁶⁹ Vgl. ebenda, S. 133 f.

und auch politische Ebenen anzusprechen. Dadurch, dass Behauptungen über Zweifel am stattfindenden Klimawandel ohne Review-Prozess und Prüfung auf wissenschaftliche Korrektheit gedruckt und verbreitet werden können, bedeutet dies für die andere Seite einen großen Aufwand zur Richtigstellung. Dabei ist zunächst die Verbreitung der Anti-Thesen zum wissenschaftlichen Mainstream das primäre Ziel. Eine später folgende Richtigstellung kann dann ggf. erst nach wichtigen Ereignissen erfolgen, bei denen die zuvor initialisierte Beeinflussung bereits den gewünschten Effekt erzielt hat.

Eine punktgenaue Identifikation und Quantifizierung des menschlichen Einflusses im Kontrast zu natürlichen Einflüssen ist eine große Herausforderung und bedarf noch enormer zukünftiger Forschungsanstrengungen, um noch genauere und verlässlichere Ergebnisse zu generieren.¹⁷⁰ Alternative Strategien sind nicht wissenschaftlich fundiert, sondern überwiegend politisch motiviert. Es wird jedoch im Rahmen dieser Arbeit die Existenz eines anthropogen induzierten Klimawandels als bestätigt erachtet. Es wird der Schluss gezogen, dass es ökonomisch sinnvoll ist, so früh wie möglich entsprechende Mitigations- und Adaptionstrategien (siehe Kapitel 3.1 und 3.2) im Rahmen von globalen Klimaschutzstrategien einzuleiten, um größere ökologische sowie ökonomische Schäden (siehe Kapitel 3.1) in Mittelfrist zu vermeiden bzw. zu begrenzen.

¹⁷⁰ Vgl. Aldy, J. E. und Stavins, R. N. (2007), S. xx.

4 Internationaler Klimaschutz

Die vorangegangenen Kapitel haben gezeigt, dass der anthropogene Klimawandel als wissenschaftlich erwiesen gilt, dass die erwarteten Folgen zum Teil drastisch sind und mit großen wirtschaftlichen Belastungen einhergehen. Im Rahmen dieses Kapitels werden zuerst die umweltökonomischen Grundlagen für effizienten Klimaschutz erläutert. Anschließend wird aufgezeigt, welche Instrumente zur Internalisierung bzw. zur Begrenzung klimaschädlichen Verhaltens von Wirtschaftssubjekten verfügbar sind und wie diese bewertet werden können. Darauf folgend wird kurz die Historie des internationalen Klimaschutzes bis zur Ratifizierung des Pariser Abkommens im Jahr 2016 dargestellt. Es soll u.a. verdeutlicht und begründet werden, inwieweit die Praxis auf die (in der Theorie) optimalen Instrumente vollständig, nur teilweise oder gar nicht zurückgreift. Die wesentlichen Meilensteine, das Kyoto-Protokoll von 1997 und das Pariser Abkommen von 2015, werden anhand von zuvor identifizierten Kriterien bewertet. Da das aktuellste Abkommen, das Abkommen von Paris, voraussichtlich nicht ausreichend sein wird, die notwendigen THG-Reduktionen zu induzieren, ist der Blick auf weitergehende Vorschläge sinnvoll. Neben den bereits umgesetzten Klimaschutzabkommen sind in der Wissenschaft noch zahlreiche weitere Klimaschutzabkommen diskutiert worden. Im Unterkapitel 4.3 wird ein umfassender Überblick über diese Vorschläge gegeben. Aus der Vielzahl an Vorschlägen werden drei Vorschläge mit drei unterschiedlichen Ansätzen in ihren wesentlichen Punkten dargestellt. Aus diesen Vorschlägen wird wiederum ein Vorschlag ausgewählt und detailliert diskutiert, der eine plausible Chance beinhaltet, den Klimawandel bis zum Ende des Jahrhunderts einzudämmen. Es wird dann geprüft, wie aus diesem Vorschlag Annahmen in Bezug auf notwendige CO₂-Reduktionspfade für die spätere Modellierung abgeleitet werden können.

4.1 Umweltökonomische Grundüberlegungen

Nach einer kurzen Darstellung des theoretischen Konzepts externer Effekte und des damit einhergehenden Marktversagens werden nachfolgend klassische und standardorientierte Instrumente zur Internalisierung von externen Effekten diskutiert. Daran schließen sich Überlegungen an, welche zusätzlichen Herausforderungen mit globalen Umweltschutzstrategien im Vergleich zu Internalisierungsstrategien auf der nationalen

Ebene einhergehen. Abschließend werden Bewertungskriterien erörtert, anhand derer verschiedene Instrumente bewertet werden können.

4.1.1 Klassische Ansätze zur Internalisierung externer Effekte

4.1.1.1 Marktversagen und Internalisierung externer Effekte

Ein elementares Ergebnis der Mikroökonomie besagt, dass eine effiziente Ressourcenallokation genau dann vorliegt, wenn die Grenznutzen jeder produzierten Einheit den Grenzkosten der Produktion der entsprechenden Einheiten entsprechen. Diese Allokation wird auch als *pareto-effiziente* Allokation bezeichnet, da in diesem Marktgleichgewicht kein Teilnehmer bessergestellt werden kann, ohne einen anderen schlechter zu stellen. Dieser Sachverhalt gilt nicht nur bei privaten Gütern (z. B. Lebensmittel, Kleidung), sondern auch bei öffentlichen Gütern (Landesverteidigung, Rundfunk, Straßenbeleuchtung).¹⁷¹ Ein wichtiges Merkmal privater Güter ist die Rivalität des Konsums (was A gekauft/verbraucht hat, kann B nicht mehr kaufen/verbrauchen). Bei öffentlichen Gütern gelten hingegen *Nicht-Rivalität* des Konsums und das *Nicht-Ausschlussprinzip*. Das Nicht-Ausschlussprinzip besagt, dass kein Konsument von der Nutzung eines bereitgestellten Gutes ausgeschlossen werden kann – auch wenn er nicht für das Gut bezahlt. Die Nicht-Rivalität besagt hingegen, dass eine Erhöhung der Anzahl von Konsumenten keinen Einfluss auf das Konsumniveau der anderen Wirtschaftssubjekte hat (man stelle sich dazu das Beispiel einer Straßenlaterne vor: In der Theorie kann niemand vom Konsum des Lichts ausgeschlossen werden und es ist egal, wie viele Personen unter der Laterne stehen).¹⁷² Daraus kann abgeleitet werden, dass es für öffentliche Güter (zumindest in der Theorie) keinen Marktpreis gibt und ein nutzenmaximierendes Wirtschaftssubjekt (*homo oeconomicus*) diese Güter uneingeschränkt (bzw. hemmungslos) nutzt. Letzteres resultiert daraus, dass a) aufgrund des fehlenden Preises keine wirtschaftlichen Abwägungen/Anstrengungen getroffen werden müssen und b) das öffentliche Gut unbegrenzt zur Verfügung steht.¹⁷³ Diese Spezifika treffen für die (natürliche) Umwelt zu und sie kann entsprechend als öffentliches Gut definiert werden. Wirtschaftssubjekte nutzen die Umwelt (bzw. deren Aufnahmekapazität) im Rahmen der wirtschaftlichen

¹⁷¹ Vgl. Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 36.

¹⁷² Vgl. ebenda, S. 36.

¹⁷³ Vgl. ebenda, S. 35 ff., S. 295 ff.

Tätigkeiten hemmungslos. Durch nicht vorhandene Preise fehlen monetär induzierte Lenkungswirkungen und im Zeitverlauf kann sich der Faktor Umwelt durch Überinanspruchnahme (Ressourcennutzung) oder Verschmutzung zu einem knappen Gut entwickeln. Wirtschaftssubjekte können im Rahmen der Nutzung des öffentlichen Gutes Umwelt die von ihnen verursachten Umweltschäden bzw. die Kosten dafür externalisieren, also auf Dritte überwälzen, ohne selbst dafür (vollständig) in Regress genommen zu werden – dies führt zu sogenanntem Trittbrettfahrer-Verhalten.¹⁷⁴ Umweltschäden werden dementsprechend in der ökonomischen Fachterminologie als *externe Effekte* bezeichnet. In diesem Falle gilt die für ein Pareto-Optimum erforderliche Gleichung *Grenznutzen = Grenzkosten* nicht mehr und es kommt zum Marktversagen (siehe dazu auch Ausführungen weiter unten).¹⁷⁵ Das Vorhandensein von externen Effekten impliziert also eine Diskrepanz zwischen Marktgleichgewicht und dem gesamtwirtschaftlich optimalen Zustand.¹⁷⁶ Feess und Seeliger definieren einen externen Effekt wie folgt: „[...] ein externer Effekt liegt vor, wenn in die Nutzen- oder Produktionsfunktion der Wirtschaftssubjekte *i* Variablen y_j eingehen, die von anderen Wirtschaftssubjekten *j* gewählt werden, ohne die Auswirkungen auf *i* zu beachten. Der entscheidende Punkt ist dabei, dass die Variablen y_j direkt in die Nutzen- und Produktionsfunktionen eingehen, und den Nutzen oder Gewinn nicht nur indirekt über Marktbeziehungen beeinflussen.“¹⁷⁷

Wird mit Hilfe von wirtschaftspolitischen Eingriffen oder Korrekturen am Marktmechanismus versucht, das Marktgleichgewicht und das (System-)Optimum wieder in Deckung zu bringen, dann wird von einer *Internalisierung externer Effekte* gesprochen.¹⁷⁸ Oder anders ausgedrückt: Durch die Internalisierung externer Effekte wird die verlorene Optimalität des Marktgleichgewichts wiederhergestellt.¹⁷⁹ Externe Effekte stören das Marktgleichgewicht, wenn die Nutzensituation eines Individuums (z.B. bei einer Firma die erzielbaren Gewinne) unmittelbar, also ohne Vermittlung durch den Marktmechanismus, davon abhängt, wie ein anderes Individuum agiert. Ein Beispiel sei eine Fabrik,

¹⁷⁴ Vgl. Endres, A. (2013), S. 69 f.

¹⁷⁵ Vgl. ebenda, S. 40 ff.

¹⁷⁶ Vgl. ebenda, S. 23

¹⁷⁷ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 39.

¹⁷⁸ Vgl. Endres, A. (2013), S. 23.

¹⁷⁹ Vgl. ebenda, S. 42.

die bei der Produktion eines Gutes x eine bestimmte Menge Staubemissionen verursacht.¹⁸⁰ Diese haben wiederum als Staubimmissionen negative gesundheitliche Auswirkungen auf Personen/Haushalte in mittelbarer/unmittelbarer Umgebung der Firma.¹⁸¹ Wenn das Allokationsergebnis eines Mechanismus vom Optimum abweicht, dann wird in der Ökonomie auch vom *Versagen* dieses Mechanismus gesprochen. Handelt es sich bei diesem Allokationsmechanismus wie in dem genannten Beispiel um ein Marktsystem, dann wird auch von einem *Marktversagen* gesprochen. Wird der externe Effekt der Staubemissionen aus obigem Beispiel monetär bewertet, dann gehen aus den externen Effekten *externe Kosten* hervor. Die durch die Produktion eines Gutes verursachten Gesamtkosten ergeben sich als Summe aus den privaten und externen (Grenz-)Kosten, die dann auch als *soziale Kosten* bezeichnet werden.¹⁸²

Endres (2013) erklärt, dass "das Marktversagen bei Vorliegen externer Effekte von der Durchbrechung des Verursacherprinzips konstituiert" wird.¹⁸³ Ein negativer externer Effekt zeichnet sich also dadurch aus, dass ein Dritter von den Entscheidungen eines Entscheidungsträgers (negativ) beeinträchtigt wird, ohne dass die Folgen seiner Entscheidung auf den Verursacher oder Urheber zurückfallen. Durch die Internalisierung negative externer Effekte soll das Verursacherprinzip als Wesensmerkmal des Marktmechanismus auf den vorliegenden Bereich ausgedehnt werden. Endres hebt hervor, dass mit der Internalisierung externer Effekte kein ökologischer Fremdkörper in die Welt der Ökonomie überführt wird, sondern dass es sich dabei lediglich um eine konsequente Anwendung ökonomischer Prinzipien zur Optimalitätswiederherstellung des Marktmechanismus handelt. In Summe geht es darum, die per definitionem vom Markt nicht berücksichtigten negativen Handlungsfolgen finanziell zu berücksichtigen und (dem Verursacher) anzulasten.¹⁸⁴ Die Umweltökonomie hat belegt, dass das Rationalverhalten von Individuen bei Abwesenheit umweltpolitischer Instrumente (siehe dazu nachfolgendes

¹⁸⁰ Es sind auch positive externe Effekte denkbar. So könnte z.B. die bei einem Produktionsprozess anfallende Abwärme zur Erwärmung von naheliegenden Teichen zur Fischzucht genutzt werden, was positive Effekte hinsichtlich der Wirtschaftlichkeit haben kann. Da im Folgenden aber die Analyse von Umweltproblemen im Vordergrund steht, werden externe Effekte hauptsächlich als negativ erachtet.

¹⁸¹ Vgl. Endres, A. (2013), S. 38 f.

¹⁸² Vgl. ebenda, S. 41.

¹⁸³ Ebenda, S. 43.

¹⁸⁴ Vgl. Endres (2013), S. 43.

Kapitel) dazu führt, dass Umweltressourcen zu stark in Anspruch genommen werden und dies eine pareto-effiziente Ressourcenallokation ausschließt.¹⁸⁵

4.1.1.2 Klassische Ansätze zur Internalisierung von externen Effekten

Wie zuvor beschrieben kommt es beim Vorliegen von externen Effekten zum Marktversagen. Durch Internalisierungsmaßnahmen soll dies korrigiert werden. Grundsätzlich wird unterstellt, dass der Urheber eines externen Effektes diesen bei der Abwägung über das Ausmaß und Qualität seiner Aktivität (z.B. der Produktion im Falle einer Firma) nicht berücksichtigt. Von einem Beitrag zur Umweltschonung aus rein ökologischem Gewissen (intrinsische Motivation) wird in der Theorie zumeist abstrahiert. Auch die Kenntnis darüber, dass der mit der Produktion einhergehende Umweltverzehr das Wohlbefinden anderer Marktteilnehmer beeinflusst, ist beim Verursacher nicht von Interesse. Die Motivation zur Berücksichtigung der externen Effekte erfolgt (in der Theorie) demzufolge nicht *intrinsisch* sondern nur *extrinsisch*.¹⁸⁶

Zur Internalisierung externer Effekte, also der Anlastung externer Grenzkosten beim Urheber, gibt es verschiedene theoretische Varianten bzw. Ansätze. Die wichtigsten sind dabei *Verhandlungslösungen* (nach R. Coase, 1960), *Haftungsrecht* und *Steuern* (nach dem Paradigma von A. C. Pigou, 1932).¹⁸⁷ Endres und Feess/Seeliger führen neben diesen eher klassischen Ansätzen auch standardorientierte Instrumente wie *Auflagen*, *Steuern und Abgaben* (Preislösungen) und *Zertifikate* auf.¹⁸⁸ Auch wenn sich klassische und standardorientierte Instrumente in ihrem Ansatz oder in den Auswirkungen durchaus überschneiden und es viele Querverbindungen gibt, soll im Folgenden dennoch an dieser begrifflichen Trennung festgehalten werden. Die klassischen Instrumente werden nachfolgend näher erläutert, die standardorientierten Ansätze werden im Kapitel 4.1.2 dargestellt. Neben diesen klassischen und standardorientierten Ansätzen sind auch *Kooperationslösungen* und *Subventionszahlungen* zur Internalisierung externer Effekte

¹⁸⁵ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 35.

¹⁸⁶ Vgl. Endres (2013), S. 44 f.

¹⁸⁷ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 112 ff., 141 ff., S. 155 ff. und Endres (2013), S. 44.

¹⁸⁸ Daneben sind auch noch Ansätze wie technologieorientierte Standards, Kooperationslösungen in Form von Selbstverpflichtungen oder auch Subventionen denkbar. Da diese Formen im Vergleich zu den Standardansätzen eher seltener Anwendung finden, wird auf eine detailliertere Darstellung dieser Ansätze in der vorliegenden Arbeit verzichtet. Siehe Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 57 ff, 69 ff. und 119 ff. und Endres (2013), S. 44 ff.

denkbar. Da der Fokus nachfolgend auf den klassischen und standardorientierten Ansätzen (analog zu Seeliger sowie Endres und Feess) liegt, sollen diese beiden Instrumente zumindest noch kurz erläutert werden. Bei Kooperationslösungen gehen Wirtschaftszweige freiwillige Selbstverpflichtungen ein (z.B. Höchstgrenze an Emissionen). Der Staat sieht im Gegenzug vom Einsatz gesetzlicher (oder anderer) Vorschriften ab. In Deutschland gab es bereits einige positive Beispiele für derartige Verpflichtungen. Dennoch kann die zumeist fehlende Verbindlichkeit und somit fehlende (direkte) Sanktionsmechanismen als Nachteil angesehen werden. Bei Subventionslösungen belastet der Staat nicht die externen Effekte, sondern mindert die Kosten von positiven externen Effekten durch z.B. Steuervergünstigungen (weitere Ausführungen finden sich im Abschnitt zur Pigou-Steuer).

Verhandlungslösungen (Coase-Theorem)

In seinem berühmten Aufsatz aus dem Jahre 1960 vertritt Ronald Coase die Auffassung, dass die (durch externe Effekte) ausgelöste Fehlallokation nach einer ordnungspolitischen Grundsatzentscheidung des Staates durch Interaktion zwischen den beteiligten Marktakteuren bereinigt werden kann. Wenn also ein unkorrigiertes Emissionsniveau nicht pareto-optimal ist, dann kann per definitionem durch Änderungen der Ausgangslage einer der Beteiligten bessergestellt werden, ohne dass ein anderer Teilnehmer schlechter gestellt wird. Es besteht demnach ein Potenzial von Wohlstandsverbesserungen, welche durch effiziente Distributionsentscheidungen erreicht werden können, so dass sich alle Beteiligten besserstellen. Das Verbesserungspotenzial ist dann ausgeschöpft, wenn die Allokation optimal ist. Nach Coase ist die Aussicht auf die Realisierung dieser Zustandsverbesserung der Ansporn der Parteien, in Verhandlungen zu treten.¹⁸⁹ Die Interaktion zwischen den Parteien geschieht nach der Idee von Coase in der Form von Verhandlungen über das Niveau des externen Effektes (also z.B. einer Emission). Wesentlich ist dabei, dass der Staat für die Ressource (z.B. das Umweltmedium Luft) eine klare Zuweisung von Eigentumsrechten vornimmt.¹⁹⁰ So kann der Verursacher das Eigentumsrecht an der Umweltressource erhalten oder es kann vollständig dem Geschädigten übergeben werden. Die Umweltressource, über die der externe Effekt übertragen

¹⁸⁹ Vgl. Endres (2013), S. 57.

¹⁹⁰ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 141.

wird, wird durch den staatlichen Eingriff zu einem marktfähigen Gut. Der Staat legt also durch die Zuweisung die Anfangsausstattung der Beteiligten vor den Verhandlungen fest und gibt klare Spielregeln vor.¹⁹¹ Die Herbeiführung eines (besseren) Allokationsergebnisses obliegt dann den Beteiligten.¹⁹²

Ein wesentlicher Nachteil des Coase-Theorems liegt darin, dass es keinerlei Transaktionskosten (Kosten der Identifikation der Beteiligten, Verhandlungskosten sowie Niederlegung, Ausführung und Überwachung von Verhandlungsergebnissen) berücksichtigt.¹⁹³ Ein Vorliegen und die Berücksichtigung dieser Kosten würde die Verhandlungsbereitschaft der Akteure und somit die Beseitigung der Fehlallokation mindern.¹⁹⁴ Darüber hinaus beschränkt Coase seine Theorie auf Fälle eines Verursachers in Kombination mit einem Geschädigten. Üblicherweise gibt es bei Umweltschäden aber eine Vielzahl von Betroffenen in beiden Lagern. Organisieren sich z.B. Geschädigte und bereiten eine Sammelklage vor, so können sich innerhalb der Gruppe Interessenskonflikte ergeben (Verschleierung der wahren Zahlungsbereitschaft, um kostengünstig in den Genuss der Emissionsvermeidung zu kommen). Die Gruppenangehörigen der Geschädigten unterliegen also den verhängnisvollen Anreizen des Gefangenendilemmas.¹⁹⁵ Für weiterführende Diskussionen von Kritikpunkten sei an dieser Stelle auf Feess und Seeliger (2013), S. 146 ff. und Endres (2013), S. 63 ff. verwiesen.

Haftungsrecht

Grundlage des (Umwelt-)Haftungsrechts¹⁹⁶ ist zunächst ein spezifisches Regelwerk (z.B. ein Gesetz oder eine Verordnung). Darin wird festgelegt, unter welchen Bedingungen

¹⁹¹ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 141 f.

¹⁹² Vgl. Endres, A. (2013), S. 57.

¹⁹³ Vgl. ebenda, S. 59.

¹⁹⁴ Eine detaillierte Diskussion des Problems der Transaktionskosten beim Coase-Theorem findet sich in Endres, A. (2013) ab Seite 70.

¹⁹⁵ Vgl. ebenda, S. 69.

¹⁹⁶ Beim Haftungsrecht können unterschiedliche „Ausformungen“ vorgenommen werden. Zwei wesentliche Varianten sind die Verschuldungshaftung und die Gefährdungshaftung. Bei der Verschuldungshaftung muss der Verursacher des externen Effekts nur dann einen Schaden ersetzen, wenn er die im Verkehr erforderliche Sorgfalt hat vermissen lassen. Hat dagegen der Verursacher nicht schuldhaft gehandelt, dann erlischt die Haftungspflicht. Bei einer Gefährdungshaftung hingegen muss der Verursacher für jeden Schaden aufkommen, den er zu verantworten hat und zwar verschuldensunabhängig. Insbesondere in Deutschland hat die Gefährdungshaftung seit der Einführung des Umwelthaftungsgesetzes (1991) eine große Bedeutung (vgl. Endres, A. (2013), S. 90).

und in welchem Umfang Schadensersatz vom Verursacher (eines externen Effektes) in Richtung des Geschädigten zu zahlen ist.¹⁹⁷ Wenn der Verursacher einem Geschädigten dessen Schaden ersetzen muss, so wird der Verursacher diese Kosten bei der Abwägung von Menge und Qualität der Produktion berücksichtigen.¹⁹⁸ Somit veranlasst das Haftungsrecht den Produzenten, die externen Kosten genauso zu berücksichtigen wie alle anderen internen Kosten. Die logische Folge ist somit die Internalisierung von externen Effekten.¹⁹⁹

In der Theorie wird unterstellt, dass im Falle eines (Umwelt-)Schadens der Verursacher dem Geschädigten exakt den Schaden ersetzt, den er verursacht hat.²⁰⁰ In der Praxis gibt es hingegen einige Einflussfaktoren, die eine Abweichung zwischen einem Schaden und der daraus resultierenden Kompensationszahlung begründen können. Das Vorhandensein dieser Einflussfaktoren kann als Nachteil des Haftungsrechts angesehen werden. Von daher sollen kurz die wesentlichen Faktoren beschrieben werden. Zum einen können *Informationsprobleme* vorliegen. So sind Aktivitäten von Anlagenbetreibern nicht völlig transparent und es kann somit zu Schäden kommen, die nicht entdeckt/gemeldet werden. Auch vor Gericht können Informationsdefizite dazu führen, dass das Gericht bei einem Urteil die Schadenssumme fehlerhaft berechnet. Zum anderen können *Motivationsprobleme* auftreten. Dies ist der Fall, wenn Transaktionskosten die Kompensationszahlung überschreiten und der Geschädigte aufgrund dessen keinen Schaden ersetzt bekommen möchte (rationales Desinteresse). Dies ist ein Grund für z.B. Verbandsklagen. Ein weiterer Faktor sind *unvollständige Eigentumsrechte*. Es können Schäden in der Natur auftreten, für die es keine Eigentumsrechte gibt. Dann muss der Staat quasi als Sachverwalter der Natur auftreten. Als letzter Faktor soll noch die *Haftungsbegrenzung* genannt werden. Eine derartige Begrenzung ergibt sich daraus, dass die Haftung z.B. eines Unternehmens auf das haftende Vermögen der Unternehmenseigner begrenzt ist.²⁰¹ Weitere zusätzliche Probleme ergeben sich noch aus der oft unterstellten *Monokausalität von Schäden* (ein Unternehmen ist für einen Schaden verantwortlich). Oftmals ist

¹⁹⁷ Vgl. Endres, A. (2013), S. 79.

¹⁹⁸ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 156 f.

¹⁹⁹ Vgl. Endres, A. (2013), S. 80 und Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 156 f.

²⁰⁰ Vgl. Endres, A. (2013), S. 90.

²⁰¹ Vgl. ebenda, S. 89 u. 90.

jedoch eine Vielzahl von Unternehmen für einen Schaden verantwortlich, was spätere konzise Zuweisungen erheblich erschwert.²⁰²

Pigou-Steuer

Arthur Cecil Pigou entwickelte 1932 die Theorie, dass der Staat als oberste Kontrollinstanz die Verursacher von negativen externen Effekten mit Steuern „bestrafen“ und die Verursacher von positiven externen Effekten mit Subventionen „belohnen“ soll. Dabei sollten Steuern und Subventionen so bemessen werden, dass der Verursacher aus Eigeninteresse seine Produktion oder sonstige Aktivität auf einem *sozial optimalen* Niveau ausübt. Im (sozial) optimalen Fall entspricht also der Steuersatz den Grenzschäden. In einem Marktgleichgewicht (mit Steuern) gilt dann: *Grenzvermeidungskosten* (eines Unternehmens) *sind gleich den Grenzschäden*.²⁰³

Um jedoch eine Pigou-Steuer in optimaler Höhe festsetzen zu können, benötigt der Staat vollständige Kenntnisse über die relevanten Grenzschadens- sowie Grenzvermeidungskostenfunktionen.²⁰⁴ In der Realität sind jedoch Schäden vielfach schwer zu erfassen und zu bewerten, weil sie z.B. gesundheitlicher, psychologischer oder ästhetischer Natur sein können. Diese nicht oder nur schwer zu beschaffenden Informationen sind ein wesentlicher Hinderungsgrund für die praktische Umsetzung der Pigou-Steuer. Dies liegt u.a. daran, dass die Zahl der Verursacher und der Geschädigten sehr groß sein kann und die exakte Zurechnung von Schaden zu Ursache extrem schwierig ist. Ferner führt der Umstand zu Problemen, dass bei der Pigou-Steuer nicht der marginale tatsächliche Schaden, sondern der marginale Schaden im sozialen Optimum relevant ist. Denkbar ist, dass nach etlichen Iterationsversuchen ein Steuersatz, der auf den tatsächlichen Schaden ausgerichtet ist, in Richtung eines optimalen Steuersatzes konvergiert. Mit dem Iterationsprozess dürften jedoch etliche Fehlallokationen und ein großer Zeitaufwand verbunden sein (was wiederum die Unsicherheit für Unternehmen erhöht und politisch schlecht umzusetzen ist).²⁰⁵ Auch wenn die Pigou-Steuer zunächst wenig realitätstauglich erscheint, so war sie dennoch Ausgangspunkt für politiknähere Variationen.

²⁰² Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 157 f. Endres, A. S. 99 f.

²⁰³ Vgl. Endres, A. (2013), S. 115 ff.

²⁰⁴ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 72 ff.

²⁰⁵ Vgl. Endres, A. (2013), S. 115 ff.

Die zuvor erläuterten klassischen Ansätze liefern in der Theorie genau dann gute Ergebnisse, wenn einige (eher realitätsfremde) Prämissen erfüllt werden. Von daher sind die „klassischen“ Ansätze nur wenig oder nur bedingt praxistauglich. Doch wie schon bei der Pigou-Steuer erläutert, konnten aus diesen Ansätzen bessere oder praxistauglichere Instrumente entwickelt werden. Diese weiterentwickelten Instrumente werden von Endres und Feess/Seeliger auch als standardorientierte Instrumente bezeichnet. Die wichtigsten drei Instrumente werden nachfolgend näher dargestellt.

4.1.2 Standardorientierte Instrumente der Umweltpolitik

Die Umweltpolitik ist in sehr vielen Ländern immer noch von ordnungsrechtlichen Instrumenten geprägt. Der Kern dieser sogenannten *Auflagenpolitik* (im englischen *command and control*) ist es, Verhaltensstandards vorzugeben und bei Missachtung dieser mit Sanktionen bzw. Ordnungsstrafen zu reagieren. Ein klassisches Beispiel sind Emissionsgrenzwerte. UmweltökonomInnen stehen der Auflagenpolitik meist skeptisch gegenüber und favorisieren marktorientierte Instrumente. Bei diesen wird ein Umweltqualitätsziel vorgegeben (z.B. Minderung der CO₂-Emissionen um 20% bis zum Jahr 2025). Den Wirtschaftssubjekten werden nur geringere Vorschriften gemacht, wie dieses Ziel erreicht wird und es werden größere Freiräume im Vergleich zu Auflagen eingeräumt, ohne das Emissionsziel zu gefährden.²⁰⁶

Die nachfolgend erklärten Instrumente der Auflagenpolitik und der marktorientierten Instrumente werden als einzelne Alternativen verstanden. Es sei aber darauf hingewiesen, dass es wirtschaftspolitisch und auch umweltpolitisch sinnvoll sein kann, mehrere Instrumente auch als Kombination zu implementieren. Dabei muss aber deren Komplementarität beachtet werden, da sich ansonsten zwei kostenverursachende Maßnahmen durchaus gegenseitig aufheben können. Dann würde zwar immer noch derselbe Umweltzustand erreicht werden, allerdings zu höheren gesellschaftlichen Kosten.²⁰⁷ Auf die Vor- und Nachteile der Instrumente wird während der Kapitel nur wenig detailliert eingegangen. Eine Bewertung in tabellarischer Form erfolgt am Ende von Kapitel 4.1.5.

²⁰⁶ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 46.

²⁰⁷ Vgl. ebenda, S. 48.

4.1.2.1 Auflagen

Im Rahmen einer Auflage wird jedem Verursacher eines bestimmten Schadstoffes in einer bestimmten Region eine absolute Höchstgrenze der verursachten Emissionen pro Zeiteinheit (z.B. Jahr) vorgeschrieben. Die Summe aus allen individuellen Höchstgrenzen ergibt dann das vom Staat vorgegebene (regionale) Emissionsbudget bzw. den Emissionshöchstwert.²⁰⁸ Die Nicht-Einhaltung führt zu Zahlungen an die öffentliche Hand. Entsprechend werden Auflagen dem Ordnungsrecht zugeordnet.²⁰⁹ Endres bezeichnet Auflagen als das „*intuitiv einleuchtendste*“ umweltpolitische Instrument, da es die Ursache – also die Höhe der unerwünschten Emissionen – direkt beim Verursacher reguliert.²¹⁰ In der Praxis werden Auflagen in vielen Formen angewendet. Die drastischste Form wäre eine Betriebsschließung oder ein Produktionsverbot. Das wäre ein ökonomischer Spezialfall der Auflagenpolitik, der das zulässige Immissions-/Emissionsniveau auf null festlegt.²¹¹ Solch massive Eingriffe müssen aber auf Grundlage eines erheblichen Umweltverstoßes basieren und sind in Deutschland rechtlich nicht einfach umzusetzen. In der Praxis kommen Auflagen in Form von realisierbaren Immissions- und/oder Emissionsgrenzwerten (im Einklang mit dem jeweiligen Stand der Technik) wesentlich häufiger vor. Die Einhaltung wird dann vor allem durch Genehmigungsverfahren für neue Anlagen gewährleistet werden, wobei auch nachträgliche Anordnungen für bestehende Anlagen üblich sind. Grenzwerte werden dabei entweder absolut oder spezifisch (z.B. pro 1 m³ Abluft oder pro Zeiteinheit) formuliert.²¹² Ferner werden auch Produktions- und/oder Entsorgungstechnologien entsprechend dem zum Zeitpunkt der Investition geltenden Stand der Technik vorgeschrieben. Auflagen können auch Endprodukt- und/oder Inputnormen umfassen oder es können Ansiedlungsverbote verhängt werden.²¹³

²⁰⁸ Es sei darauf hingewiesen, dass in der Praxis viele Spielarten von Auflagen existieren, die von der o.a. Definition abweichen (vgl. Endres (2013), S. 125).

²⁰⁹ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 57 und Endres, A. (2013), S. 130.

²¹⁰ Vgl. Endres, A. (2013), S. 129.

²¹¹ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 57.

²¹² Vgl. ebenda, S. 57.

²¹³ Vgl. Endres, A. (2013), S. 130.

Auflagen dominieren die praxisbezogene Umweltpolitik in Deutschland und auch in anderen Ländern. Ein Beispiel für eine Auflage in Deutschland ist das Bundesimmissionschutzgesetz (BImSchG).²¹⁴ Der durch das BImSchG gesetzte Rahmen kann durch allgemeine Verwaltungsvorschriften (z.B. Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft (TA Luft)) aufgefüllt werden.²¹⁵ Auflagenbeispiele für andere Länder sind Best Practical Means in Großbritannien, der Ansatz der Best Available Control Technology in den USA oder auch das Glühbirnenverbot in der EU. Bezüglich des Anlagenbestands ist in den Regulierungen gemeinsam, dass sie bei neuen Anlagen meistens schneller und bestimmter wirksam werden als dies bei Altanlagen der Fall ist.²¹⁶

Bei einer hohen Kontrolldichte und hohen Strafzahlungen bei Missachtung implizieren Auflagen einen hohen Anreiz zur Einhaltung der Normen. Darüber hinaus sind Auflagen meistens recht einfach zu erfassende und schnell umzusetzende Konstrukte. Auf der anderen Seite können Auflagen schnell zu überhöhten Kosten führen, wenn die Umweltbehörde unvollständig informiert ist oder die Auflagen nicht optimal an die individuellen Kostensituationen der jeweiligen Firma angepasst sind.²¹⁷

4.1.2.2 Steuern und Abgaben (Preislösungen)

Unter einer Abgabe/Steuer²¹⁸ wird eine Politik verstanden, die den Emittenten oder Verursacher eines bestimmten Schadstoffes dazu verpflichtet, pro ausgestoßener Einheit in einer Region eine Zahlung an den Staat zu veranlassen.²¹⁹ Im Gegensatz zu Auflagen wird also keine Emissionshöchstgrenze vorgegeben, sondern es wird den Umweltressourcen

²¹⁴ Nach diesem Gesetz sind Errichter und Betreiber von potentiell umweltgefährdenden Anlagen verpflichtet, die Produktion so zu gestalten, dass a) keine schädlichen Umwelteinwirkungen/erhebliche Nachteile/Belästigungen verursacht werden, b) durch Maßnahmen, die dem Stand der Technik zur Emissionsvermeidung entsprechen, Vorsorge gegen schädliche Umweltwirkungen getroffen werden und c) Reststoffe nicht zu beseitigen, sondern zu verwerten sind (vgl. Endres (2013), S. 130).

²¹⁵ Vgl. Endres (2013), S. 130.

²¹⁶ Ebenda, S. 130 f.

²¹⁷ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 57.

²¹⁸ Der wesentliche Unterschied zwischen Steuern und Abgaben liegt darin, dass Steuern dem Non-Affektationsprinzip unterliegen und diese nur zu Finanzierung allgemeiner Aufgaben der Öffentlichen Hand dienen und die Verwendung in keiner Beziehung zur Erhebung stehen darf. Abgaben hingegen sind zweckgebunden und sollen zur Beseitigung der Umweltschäden eingesetzt werden. Der Begriff Abgabe wird aber auch als Überbegriff für Steuern, Gebühren, Entgelte und Sonderabgaben verwendet, wird aber auch auf den Sachverhalt einer Sonderabgabe beschränkt. Bei Gebühren und Beiträgen gibt es eine enge Verbindung zwischen der staatlichen Leistung und der Höhe des Entgelts (vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 88).

²¹⁹ Vgl. Endres, A. (2013), S. 125.

ein *Preis* zugeordnet, der die Knappheit dieses Gutes widerspiegeln soll. Aufgrund dessen wird als Oberbegriff für Abgaben und Steuern häufig auch die Bezeichnung *Preislösung* verwendet.²²⁰ Abgaben und Steuern sind entsprechend marktorientierte Instrumente und sind aktuell die praktisch wichtigste Alternative zur eher traditionellen Auflagenpolitik.²²¹ Bei der Begründung von (Sonder-)Abgaben steht die Lenkungsfunktion im Vordergrund. Steuern werden vornehmlich mit der Finanzierung öffentlicher Haushalte begründet.²²²

Der Abgaben- bzw. Steuersatz, also die Zahlung/Abgabe pro Emissionseinheit, ist für alle Verursacher gleich und somit konstant. Eine wesentliche Herausforderung liegt darin, den Abgabesatz genauso zu bemessen, dass eine optimale Anpassungsreaktion der einzelnen Emittenten hervorgerufen wird. Im Rahmen dieser Anpassungsreaktion sollen – so die Theorie – die einzelnen Verursacher ihren aggregierten Schadstoffausstoß auf den vom Staat vorgegebenen Emissionszielwert begrenzen.²²³ Da – wie oben erwähnt – das erwünschte Emissionsniveau nicht mehr Gegenstand der wirtschaftlichen Abwägung zwischen Kosten und Nutzen der Umweltnutzung ist, wird der Emissionszielwert *exogen* vorgegeben. Im Unterschied zur Pigou-Steuer zielen Preislösungen im strengen Sinn nicht auf die Internalisierung von externen Effekten ab.²²⁴ Das Ausmaß der Emissionsvermeidung hängt von der Höhe des Abgabesatzes ab. Liegt dieser bei unendlich, dann reagieren betroffene Unternehmen sehr stark. Liegt er hingegen bei null, dann reagieren sie gar nicht. Der *optimale* Abgabensatz ist dadurch definiert, dass die betroffenen Firmen veranlasst werden, die Emissionen exakt bis auf das exogen vorgegebene Emissionsniveau abzusenken. Die Firmen können z.B. Anstrengungen zum Recycling erhöhen, Filter einbauen oder in letzter Konsequenz das Unternehmen schließen.

In Deutschland und in anderen Ländern sind Beispiele für Emissionsabgaben seltener zu finden als Auflagen.²²⁵ Vielmehr wird in vielen Ländern eine Kombination aus Auflagen-

²²⁰ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 69.

²²¹ Vgl. ebenda, S. 69.

²²² Dieses Kriterium ist nicht gänzlich trennscharf, da z.B. Tabaksteuer, Mineralölsteuer zweifellos auch eine gewisse Lenkungswirkung entfalten (sollen) (vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 88).

²²³ Vgl. Endres, A. (2013), S. 125.

²²⁴ Vgl. ebenda, S. 131.

²²⁵ Ein Beispiel aus Deutschland wäre das Abwasserabgabengesetz, was aber keine reine Abgabe im Sinne des o.a. „Prototyps“ ist (vgl. Endres (2013), S. 131).

und Abgabenpolitik angewendet.²²⁶ Die einzig gültige, relevante Preislösung in Form einer Abgabe ist in Deutschland – wenn man von länderspezifischen Abfallabgaben absieht – die Abwasserabgabe aus dem Jahr 1978.²²⁷ In Bezug auf Umweltsteuern ist für Deutschland die ökologische Steuerreform von Relevanz. Diese wurde 1999 mit den Zielen verabschiedet, die im Kyoto-Protokoll (siehe Kapitel 4.2.2) vereinbarten Emissionsreduktionen einzuhalten (durch Senkung des Energieverbrauchs), externe Effekte zu internalisieren und zusätzlich Vorteile in Form einer Reduktion der Arbeitslosigkeit und einer Steigerung der Effizienz des Steuersystems zu erreichen. Kernelement sind neue /erhöhte Steuersätze auf u.a. Kraftstoffe, Heizöl, Erdgas, Strom, Mineralöl und Kohle.²²⁸ Grundsätzlich unterliegen Steuern den gleichen Nach- und Vorteilen wie zuvor schon bei dem Abschnitt zur Pigou-Steuer beschrieben (siehe Kapitel 4.1.1.2). Als wesentlicher Nachteil sei an dieser Stelle nochmals der Aufwand bzgl. der Bestimmung des optimalen Steuersatzes (was dann der klassischen Pigou-Steuer entspräche) genannt. Die Umweltbehörde müsste dafür die Grenzschadensfunktion und die aggregierte Grenzkostenfunktion der Schadstoffvermeidung kennen.²²⁹ Zudem ist es fraglich, ob das gewünschte Emissionsziel wirklich erreicht wird. Eine absolute Emissionsobergrenze ist nicht mehr explizit vorgegeben wird und es kann durch Fehleinschätzung der aggregierten Grenzkostenfunktion schnell zu einer Abweichung vom gewünschten Emissionsniveau kommen.²³⁰ Es sei zudem noch erwähnt, dass ein steigendes Steueraufkommen auch mit einer steigenden Staatsquote einhergeht (wenn nicht gegenfinanziert wird). Feess und Seeliger nennen als weitere Nachteile auch eine verminderte internationale Konkurrenzfähigkeit (durch einseitige, nationale Besteuerung), eine räumliche Verlagerung von

²²⁶ Vgl. Endres (2013), S. 130 f.

²²⁷ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 82.

²²⁸ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 100.

²²⁹ Vgl. ebenda, S. 75.

²³⁰ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 76 f.

Emissionen (*emission leakage*),²³¹ Preisaufschläge auf Produkte und die problematische politische Durchsetzbarkeit.²³²

Auf der anderen Seite genügen im Vergleich zu Auflagen bei Preislösungen bereits Kenntnisse über die aggregierten (die aus repräsentativen Erhebungen geschätzt werden können) und nicht der firmenspezifischen Grenzkostenfunktionen der Unternehmen, um eine kosteneffiziente Erreichung der Umweltziele zu gewährleisten. Dadurch werden die Informationskosten signifikant reduziert.²³³ Da pro vermiedene Emissionseinheit Kosten eingespart werden, entsteht für ein Unternehmen ein Anreiz, in moderne, umweltschonende Technologien zu investieren (= *dynamische Effizienz*, siehe dazu auch spätere Ausführungen in Kapitel 4.1.4.3).²³⁴

4.1.2.3 Zertifikate

Die zentrale Idee von Zertifikaten (bzw. Lizenzen) besteht darin, die insgesamt erwünschte oder maximal zulässige Umweltbelastung für einen bestimmten Bereich (z.B. zulässige Emissionen eines Luftschadstoffes in einer Region) festzulegen und auf handelbare Zertifikate aufzuteilen. Das umweltpolitische Instrument der Zertifikate wird entsprechend der Kategorie der Mengelösungen zugeordnet.²³⁵ Die Gesamtmenge von Zertifikaten ergibt sich ggf. durch Addition von verschiedenen regionalen Emissionshöchstgrenzen.²³⁶ Das Recht auf den Ausstoß einer bestimmten Menge eines Schadstoffes ist für den/die Verursacher innerhalb einer Region an den Besitz von Zertifikaten bzw. Emissionserlaubnisscheinen geknüpft. Emissionen und Zertifikate stehen dabei in

²³¹ Dieser Effekt beschreibt den Abzug von energieintensiven Unternehmen und den verbundenen Emissionen von Reduktionsverpflichtungen von unterliegenden Staaten hin zu nicht partizipierenden Staaten. Mit dem Ortswechsel der Unternehmen wird auch die entsprechende Wertschöpfung verlagert. Insgesamt verstärkt diese Konstellation den Hang der ungebundenen Staaten, sich als Free-Rider zu verhalten und an den Emissionsminderungsbemühungen der verpflichteten Staaten zu partizipieren, da sich noch weitere ökonomische Vorteile generieren lassen (vgl. Olmstead, S. M. und Stavins, R. N. (2006), S. 35 und Aldy, J. E. u.a. (2003), S. 2 f.).

²³² Vgl. ebenda, S. 92 ff.

²³³ Vgl. ebenda, S. 72 ff und S. 76.

²³⁴ Vgl. ebenda, S. 116 f.

²³⁵ Preislösungen (Steuern und Abgaben) verhalten sich spiegelbildlich zu Mengelösungen. Bei Preislösungen wird der Schadstoffpreis vorgegeben und Unternehmen bleibt es überlassen, wie viel sie von dem Produktionsfaktor Schadstoff nachfragen wollen. Bei Umweltzertifikaten wird die zulässige Gesamtmenge an Emissionen vorgegeben und der Preis für den Produktionsfaktor bildet sich durch Handel am Markt (vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 119).

²³⁶ Vgl. Endres, A. (2013), S. 125 f.

einem festen Verhältnis.²³⁷ Jedes involvierte Unternehmen steht bei der Mengenlösung vor der Entscheidung, ob Schadstoffe vermieden oder ob Zertifikate gekauft werden, deren Preis sich durch Handel am Markt ergibt. Wird eine vollständige Konkurrenz auf dem Zertifikatemarkt unterstellt, dann ergibt sich das gleiche Ergebnis wie für Abgaben. Bei Abgaben gilt im Gewinnmaximum der Unternehmen: Grenzkosten der Vermeidung = vorgegebener Steuersatz. Bei der Zertifikatelösung gilt entsprechend: *Grenzkosten der Vermeidung* = (durch Handel bestimmter) *Zertifikatepreis*.²³⁸

Bei Zertifikatelösungen muss beachtet werden, dass die Wirksamkeit bzw. die Effizienz dieses Instrumentes von der räumlichen Verteilung der Schadstoffe abhängen. Die Gesamtemissionen werden zwar vorgegeben, aber da die Unternehmen selbst entscheiden, ob und wieviel sie vermeiden, stehen die regionalen Emissionen und die damit einhergehenden regionalen Immissionen (Schadstoffeinträge) nicht fest. Falls es auf die regionale Schadstoffverteilung ankommt, führt dies zu Komplikationen. Die Umweltbehörde müsste dann wieder die individuellen Grenzkostenfunktionen der Schadstoffvermeidung kennen, um regionale Immissionen zu prognostizieren.

Damit es einen Handel von Zertifikaten geben kann, müssen Unternehmen erst einmal in den Besitz der Zertifikate gelangen. Der Frage, wie die Unternehmen zum ersten Mal in den Besitz der Zertifikate kommen, hat eine entsprechend große Bedeutung.²³⁹ Die Aufteilung der Zertifikate auf die Verursacher kann prinzipiell durch eine *freie Vergabe* (Grandfathering) oder durch *Auktionierung/Versteigerung* vorgenommen werden.²⁴⁰ Beim Grandfathering werden die Unternehmen mit so vielen Zertifikaten ausgestattet, dass zunächst der Status quo, also das aktuelle Emissionsniveau, beibehalten werden kann.²⁴¹ Wenn die Grenzvermeidungskosten der Unternehmen unterschiedlich sind, dann wird ein Handel zustande kommen, der die volkswirtschaftlichen Kosten der Emissionsreduktion auf ihr Minimum reduziert (wenn ausreichend Zertifikate vorhanden

²³⁷ Im Rahmen des EU-ETS muss für die Emission von einer Tonne Kohlendioxid z.B. ein Zertifikat vorgehalten werden.

²³⁸ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 119.

²³⁹ Vgl. ebenda, S. 120 f.

²⁴⁰ Vgl. Endres (2013), S. 133 ff.

²⁴¹ Neben der freien Vergabe im Rahmen des Grandfatherings können Zertifikate auch in der Gestalt von anlagenspezifischen oder sektorspezifischen Benchmarks zugeteilt werden (siehe dazu Endres, A. (2013), S. 135 f.).

sind, dann werden Kosten und Preis = null sein). Um eine stetige Umweltverbesserung zu erreichen, müssen die Zertifikate im Zeitverlauf an Wert verlieren bzw. die Anzahl der emittierten Zertifikate pro Jahr reduziert werden, z.B. durch Absenkung der mit einem Zertifikat einhergehenden maximalen Emissionserlaubnis (1 Tonne CO₂ im ersten Jahr, 0,9 Tonnen CO₂ im zweiten Jahr usw.). Vor diesem Hintergrund ist auch die Laufzeit der Zertifikate von Relevanz (unendliche Gültigkeit versus begrenzte Gültigkeit von z.B. einem Jahr, einer definierten Periode etc.).²⁴² Für die Verteilung per Grandfathering spricht, dass ökonomische Härten zu Beginn vermieden werden und Unternehmen langsam an neue Spielregeln herangeführt werden.²⁴³ Andererseits können Unternehmen, die bereits hohe Anstrengungen unternommen und Geld in saubere Technologien investiert haben, benachteiligt werden. Falls Unternehmen nämlich mit dem Grandfathering rechnen, dann haben sie einen Anreiz, in der Erhebungsperiode sehr viel zu emittieren, um überschüssige Zertifikate später zu verkaufen.²⁴⁴ Aus Wettbewerbsgesichtspunkten ist dieser Verteilungsschlüssel kritisch zu sehen.²⁴⁵ Ein wesentlicher Vorteil der Zertifikatsauktionierung liegt darin, dass bei einer intelligenten Durchführung der Auktion die Zertifikate meistbietend an die Unternehmen gehen, wo sie den höchsten Nutzen stiften. Ein Nachteil ist hingegen, dass Unternehmen mit einem plötzlichen Kostenschub konfrontiert werden könnten und dadurch die internationale Wettbewerbsfähigkeit sinkt. Da beide Verteilungsverfahren Schwächen aufweisen, wird in der Praxis meist eine Mischform angewandt.²⁴⁶

Als Praxisbeispiel für einen Zertifikatehandel kann der Handel mit SO₂-Verschmutzungsrechten in den USA im Rahmen des Clean Air Acts genannt werden. Im Kampf gegen den Sauren Regen (Acid Rain Program) wurde ab 1995 die Übertragung von SO₂ und NO_x-Emissionsrechten zwischen energieerzeugenden Unternehmen ermöglicht.²⁴⁷ Ein weiteres, aktuelleres Beispiel ist der EU-weite Zertifikatehandel mit CO₂-Verschmutzungsrechten, der ab dem Jahr 2005 in Kraft getreten ist.²⁴⁸

²⁴² Siehe dazu auch Ausführungen von Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 132 f.

²⁴³ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 120 f.

²⁴⁴ Vgl. Endres, A. (2013), S. 136.

²⁴⁵ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 120 f.

²⁴⁶ Vgl. Ebenda.

²⁴⁷ Vgl. Endres, A. (2013), S. 141 ff.

²⁴⁸ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 133 f.

Als wesentliche Vorteile von Zertifikatslösungen ist wie bei Auflagen die Erreichung einer maximal erlaubten Emissionsmenge zu nennen, dies erfolgt zudem zu volkswirtschaftlich geringsten Kosten. Wenn der Handel mit Zertifikaten entsprechende Preissignale setzt, dann werden Unternehmen zudem kontinuierlich motiviert, in verbesserten Umweltschutz zu investieren, um Zertifikatskäufe zu vermeiden und/oder überschüssige Zertifikate zu verkaufen. Als Nachteil sind die Kosten für die Ausgabe, Überwachung und Bewirtschaftung des Systems zu nennen. Wie zuvor erwähnt können durch die Erstzuweisung via Auktionen hohe Kosten und somit Verluste der internationalen Wettbewerbsfähigkeit verursacht werden. Ferner kann durch Zertifikate auch das sogenannte *carbon leakage* hervorgerufen werden, was aber immer der Fall ist, sobald auf nationaler Ebene ein Preis für Emissionen eingeführt wird.

Abschließend sei noch darauf hingewiesen, dass mit einer Einführung eines Emissionshandels grundsätzlich vier wesentliche Herausforderungen zu bewältigen sind: Erstens muss die Gesamtmenge der Emissionen (und die beteiligten Unternehmen, Sektoren, Branchen etc.) für die betrachtete Region festgelegt werden. Zweitens muss das Verfahren der Primärallokation festgelegt werden. Drittens müssen Laufzeit und Handelsbedingungen verabschiedet werden und viertens müssen Kontrollinstanzen installiert und ggf. Sanktionsmechanismen implementiert werden.²⁴⁹ Diese Herausforderungen wachsen/sinken mit der Ausgangslage, ob der Emissionshandel regionale oder globale Schadstoffe umfasst und ob der Handel nur innerhalb eines Landes erfolgt oder mehrere autonome Länder umfasst. Auf die Schwierigkeiten von internationalen Umweltabkommen im Vergleich zu nationaler Umweltschutzpolitik wird im nachfolgenden Unterkapitel näher eingegangen.

Zertifikate sind vor allem dann ein sehr gutes Instrument zur Internalisierung von externen Effekten, wenn es nicht auf die räumliche Verteilung der Schadstoffe ankommt. Von daher ist es nicht überraschend, dass die Mehrzahl von Umweltökonominnen eine Zertifikatslösung zur Verminderung von CO₂-Emissionen favorisiert. Aus Kosteneffizienzgründen (siehe Kapitel 4.1.4.2) ist eine globale Regelung der Idealfall.²⁵⁰ Allerdings gibt es für die Aufteilung der Zertifikate (bzw. der Minderungsverpflichtung) kein Patentrezept und

²⁴⁹ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S.130 ff. und S. 134.

²⁵⁰ Vgl. ebenda, S.122.

die Kompromissfindung ist eines der Kernprobleme bei internationalen Abkommen (siehe auch Kapitel 4.1.3). Entwicklungsländer präferieren eine gleiche Zuteilung pro Kopf, während für Industrieländer eine Orientierung am Status quo von Vorteil ist.²⁵¹

4.1.3 Internationale Ebene von Umweltproblemen

Wie in Kapitel 2 erläutert wurde, zeichnen sich die globalen Treibhausgasemissionen u.a. dadurch aus, dass es für ihre umweltbelastende Wirkung unerheblich ist, wo und von wem sie verursacht werden. Es kommt also bei der Betrachtung des anthropogenen Klimawandels auf den Gesamtausstoß von Treibhausgasemissionen (also der Summe der Schadstoffausstöße aller Länder) und nicht auf das regionale Entstehungsprofil an.²⁵² Die globale Umweltqualität wird also von allen Nationen gemeinsam produziert und kein Land kann sich ihr entziehen. Eine einzelne Nation verursacht mit ihren nationalen Emissionen einerseits einen internen Effekt, da die eigene Umweltqualität verschlechtert wird und daraus Schäden resultieren. Andererseits produziert sie zudem einen externen Effekt, da auch die Umweltqualität anderer Länder gesenkt wird. Das jeweilige Land ist zugleich Verursacher und Betroffener globaler Umweltveränderungen.²⁵³ Die gemeinsam hergestellte Umweltqualität wird von allen Nationen gleichermaßen konsumiert und ist infolgedessen als öffentliches Gut anzusehen.

Die zuvor diskutierten umweltpolitischen Instrumente sind weitestgehend auch auf internationale Umweltprobleme übertragbar. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass verschiedene Besonderheiten spezifische Lösungen erfordern und traditionelle Ansätze modifiziert werden müssen. So wird insbesondere beim traditionellen Ansatz implizit angenommen, dass eine *zentrale staatliche Instanz* existiert, die die Umweltpolitik definiert und durchsetzt. Bei der ökonomischen Betrachtung von internationalen Umweltproblemen ergibt sich jedoch das wesentliche Grundproblem, dass quasi eine „andere Welt“ betreten wird. Die Betrachtung verschiebt sich von der nationalen Ebene und der Dichotomie zwischen einem Regulator und der Vielzahl der Regulierten hin zur Betrachtung der Interaktion von unabhängigen und souveränen Akteuren.²⁵⁴ Die Konstruktion

²⁵¹ Vgl. ebenda, S. 131.

²⁵² Vgl. Endres. A. (2013), S. 11.

²⁵³ Vgl. Endres. A. (2013), S. 259 f.

²⁵⁴ Vgl. ebenda, S. 10 f.

eines Nationalstaates, der zuerst Umweltrecht setzt und dann durchsetzt, findet keine Verwendung mehr. Stattdessen muss internationale Umweltpolitik zwischen souveränen Staaten frei vereinbart werden. Endres spricht davon, dass „an die Stelle der traditionellen mikroökonomischen Regulierungstheorie die Spieltheorie tritt.“²⁵⁵ Bei globalen Umweltproblemen ist die wohlfahrtsökonomische Konstruktion eines übergeordneten Akteurs, der das aggregierte Weltwohl maximiert, nicht mehr aufrecht zu erhalten. Stattdessen werden Maßnahmen zum Schutz der internationalen Umwelt zwischen souveränen Staaten vereinbart. Auch wenn jeder einzelne Staat die nationale Wohlfahrt maximieren möchte, so besteht ein erhebliches *Koordinationsproblem*, wenn die Umweltbelastung nicht an nationalen Ländergrenzen haltmacht. Etliche Umweltprobleme sind durch die Struktur des *Gefangenendilemmas* gekennzeichnet. Demnach liegt die gemeinsame Anstrengung aller Nationen zum Schutz der (im Extremfall) globalen Umweltressourcen im Interesse aller Länder, für den einzelnen Staat bestehen jedoch Anreize, sich als Trittbrettfahrer zu verhalten. Ein Staat kann dem Abkommen also erst gar nicht beitreten oder aber beitreten und die Verpflichtung nicht oder nur teilweise einhalten. Diese schwerwiegenden Probleme bei der Realisierung von global wohlfahrtssteigernden kooperativen umweltpolitischen Maßnahmen werden im Rahmen der internationalen Umweltökonomie mit Hilfe spieltheoretischer Modelle untersucht.²⁵⁶ Eine detaillierte Diskussion zu spieltheoretischen Modellen bei globalen Umweltproblemen findet sich in Endres (2013), S. 265 ff. sowie in Feess und Seeliger (2013), S. 259 ff. Supranationale Umweltbelastungen, die sich in erster Linie wildwüchsig aus dem Zusammenspiel nationaler Bestrebungen ergeben, müssen also durch freiwillige Vereinbarungen zwischen souveränen Nationen begrenzt werden. Dabei fehlt es an einer internationalen Gerichtsbarkeit, die sich für die Umsetzung und Überwachung der Vereinbarungen verantwortlich sieht und dies garantieren kann.²⁵⁷ Damit ein globales Umweltabkommen überhaupt eine Chance hat, politisch umgesetzt zu werden, darf sich kein Staat *unfair* behandelt fühlen (z.B. in Bezug auf vorgesehene Minderungsverpflichtungen, Kosten und Nutzen des Abkommens etc.). Damit gehen die Anreize zur Teilnahme einher, die entsprechend groß sein müssen, um die Akteure zum Mitmachen zu motivieren.

²⁵⁵ Endres, A. (2013), S. 11.

²⁵⁶ Vgl. ebenda, S. 260 ff.

²⁵⁷ Vgl. ebenda, S. 263.

Diese drei Kriterien (Fairness, Anreize zur Teilnahme, politische Durchsetzbarkeit) werden im nachfolgenden Kapitel 4.1.4 noch näher erläutert.

Endres geht in Bezug auf internationale Umweltprobleme noch dezidierter auf verschiedene Möglichkeiten und Instrumente zur Erhöhung der Kooperationsneigung der beteiligten Akteure/Länder ein. So verweist er im Rahmen von internen Partizipations- und Stabilisierungsanreizen auf die Reoptimierungsstrategie, die Tit-for-Tat-Strategie und auf die im Kyoto-Protokoll und beim Pariser Abkommen angewandte Ratifizierungsklausel. Als externe Partizipations- und Stabilisierungsanreize nennt Endres Transferzahlungen, Issue-Linkage und Sanktionen. Auf eine tiefergehende Analyse wird an dieser Stelle verzichtet und stattdessen auf Endres (2013), S. 293ff. verwiesen. Darüber hinaus erläutert Endres auch den wichtigen Aspekt der Koalitionsbildung bei internationalen Verhandlungen (Endres (2013), S. 298 ff.). Feess und Seeliger ((2013), S. 252 ff.) diskutieren ferner auch das relevante Thema des Öko-Dumpings und der strategischen Handelspolitik.

4.1.4 Bewertungskriterien für umweltpolitische Instrumente

In der Literatur finden sich zahlreiche Kriterien, die zur Bewertung von umweltpolitischen Instrumenten herangezogen werden können. Aldy, Barrett und Stavins bewerteten im Jahr 2003 zahlreiche globale Umweltschutzstrategien für zukünftige Klimaschutzvereinbarungen anhand von insgesamt sechs Kriterien: „(1) the environmental outcome; (2) dynamic efficiency; (3) dynamic cost-effectiveness; (4) distributional equity (both cross-sectional and intertemporal); (5) flexibility in the presence of new information; and (6) participation and compliance.“²⁵⁸ Diese Kriterien erscheinen auch aus heutiger Sicht nach wie vor als angebracht und werden an anderer Stelle in gleicher oder abgeänderter Form als Bewertungskriterien für globale Klimaschutzarchitekturen angeführt.²⁵⁹ Olmstead sieht z.B. drei wesentliche Schlüsselfragen, die von jeder Klimaschutzarchitektur beantwortet werden müssen: Who? How? When?²⁶⁰ Sugiyama und Sinton

²⁵⁸ Aldy, J. E. u.a. (2003), S. 1.

²⁵⁹ Vgl. z.B. Frankel, J. (2007), S. 32.

²⁶⁰ Vgl. Olmstead, S. M. (2007), S. 181.

sehen hingegen vier Voraussetzungen: „(1) recognize the sovereignty concerns attending energy policies; (2) build upon national interests in technology and development; (3) avoid conflicts and enhance cooperation by appropriately framing core issues; and (4) address not only short-term emission cuts but also long-term technological change.²⁶¹ Nordhaus erklärt: “Any climate-change regime must face three fundamental issues—the overall level and trajectory of emissions reduction (reflected in a control rate or a market price of carbon emissions), the distribution of emissions reductions across countries, and the need for mechanisms to encourage participation of low-income countries and other reluctant countries. Each of these issues is very contentious.”²⁶² Für McKibbin und Wilcoxon muss ein Abkommen folgende Punkte umfassen: “widely adopted, remain in force indefinitely, provide credible incentives for investments”.²⁶³ Keohane und Raustiala sehen ebenfalls drei wesentliche Bewertungskriterien: Participation, effectiveness, compliance.²⁶⁴ Feess und Seeliger ziehen zur Bewertung umweltpolitischer Instrumente die Kriterien Paretoeffizienz, Informationsanforderungen, ökologische Treffsicherheit, Kosteneffizienz (statische Effizienz), dynamische Anreizwirkungen/Effizienz, Transaktionskosten sowie politische und gesellschaftliche Durchsetzbarkeit in Betracht.²⁶⁵ Endres hingegen bewertet umweltpolitische Instrumente anhand der Kriterien (Kosten-)Effizienz, dynamische Anreizwirkung und ökologische Treffsicherheit.²⁶⁶ Grundsätzlich erscheinen alle o.a. Kriterien zur Bewertung prinzipiell geeignet. Zu unterscheiden ist jedoch, ob Kriterien grundsätzlich für die Bewertung von nationalen als auch für internationale Umweltinstrumente bzw. Umweltabkommen geeignet sind. Für internationale Abkommen sollten zusätzliche Bewertungskriterien in Betracht gezogen werden, die auf nationaler Ebene ggf. weniger relevant sind. Auf nationaler Ebene ist die Durchsetzung eines umweltpolitischen Instruments, sobald es von der Regierung beschlossen wurde, verhältnismäßig einfach. Nach Inkrafttreten z.B. eines Gesetzes oder einer Verordnung sind die Wirtschaftssubjekte des Landes daran gebunden und haben mit Ausnahme von Standortschließungen und Abwanderung in andere Länder nur wenig

²⁶¹ Sugiyama, T. und Sinton, J. (2005), S. 65.

²⁶² Nordhaus, W. D. (2007), S. 26 ff.

²⁶³ McKibbin, W. J. und Wilcoxon, P. J. (2007), S. 185 ff.

²⁶⁴ Keohane, R. O. und Raustiala, K. (2010), S. 372 ff.

²⁶⁵ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 46 ff.

²⁶⁶ Vgl. Endres, A. (2013), S. 164 ff.

Möglichkeiten, sich der umweltpolitischen Maßnahme nicht zu beugen. Auf der internationalen Ebene treten Länder hingegen als souveräne, rationale Teilnehmer auf und können sich globalen Umweltschutzziele durch schlichte Nichtteilnahme entziehen, falls Kosten und Nutzen in keinem sinnvollen Verhältnis stehen. So wird das Kriterium der politischen Durchsetzbarkeit international eine deutlich höhere Bedeutung als auf Länderebene haben (siehe Kapitel 4.1.3).

Während Aldy, Barrett und Stavins vor allem auf die internationale Ebene fokussieren, konzentrieren sich Feess/Seeliger und auch Endres eher auf die nationale Ebene. Vor dem Hintergrund der vorliegenden Arbeit ist eine Betrachtung beider Ebenen sinnvoll. Daher werden nachfolgend zunächst die eher „klassischen“ Bewertungskriterien ökologische Effizienz, Kosteneffizienz, dynamische Effizienz sowie Informationsanforderungen/Transaktionskosten herangezogen, die vor allem bei der Umweltpolitik auf nationaler Ebene eine bedeutende Rolle einnehmen. Des Weiteren werden noch die auf internationaler Ebene wichtigen Kriterien Umsetzbarkeit, Anreize zur Teilnahme und Fairness einbezogen. Diese werden nachfolgend näher diskutiert.²⁶⁷

Es sei darauf hingewiesen, dass bei der Darstellung der Vor- und Nachteile der umweltpolitischen Instrumente (siehe Kapitel 4.1.2 und 4.1.1) bereits teilweise auf die genannten Bewertungskriterien eingegangen wurde, ohne diese explizit zu nennen. Zum Abschluss dieses Unterkapitels erfolgt deshalb noch eine tabellarische Übersicht, in der die standardorientierten Umweltinstrumente anhand der o.a. Bewertungskriterien bewertet und verglichen werden.

4.1.4.1 Ökologische Treffsicherheit/Effektivität

Im Hinblick auf die bereits sichtbaren und noch zu erwartenden Folgen des Klimawandels (siehe Kapitel 3.1) stellt die ökologische Effektivität eines Abkommens das wichtigste Kriterium dar. Ein Abkommen, das zwar bei allen anderen Kriterien sehr gut abschneidet, aber das notwendige Emissionsminderungsziel weit verfehlt, wäre mit Blick auf das eigentliche Ziel entsprechend wenig sinnvoll. Unter der ökologischen Treffsicherheit wird verstanden, wie gut ein Instrument das gewünschte Emissionsniveau bzw. die

²⁶⁷ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 46 ff. und Endres, A. (2013), S. 164 ff.

Umweltqualität erreicht²⁶⁸ bzw. wie gut es geeignet ist, einen vorgegebenen Emissionsstandard für eine Region sicher zu realisieren.²⁶⁹ Feess und Seeliger erklären, dass eine Konkretisierung der ökologischen Treffsicherheit z.B. durch die Wahrscheinlichkeitsverteilung der echten Umweltqualität um die angestrebte Umweltqualität möglich ist.²⁷⁰ Dadurch, dass THG-Emissionen viele Jahre in der Atmosphäre verweilen (siehe Kapitel 2) und somit atmosphärische THG-Konzentrationen trotz Emissionsrückgängen noch ansteigen oder gleichbleiben können, ist ein Ranking verschiedener politischer Klimaschutzpolitiken mit Schwierigkeiten verbunden. Politische Ansätze unterscheiden sich oftmals hinsichtlich der zugrunde gelegten Zeitpfade und Emissionsvermeidungsvorgaben. Wigley u.a. zeigten 1996, dass Klimaschutzansätze eine große Bandbreite an Emissionspfaden aufweisen, die allesamt zur selben gleichgewichtigen THG-Konzentration führen.²⁷¹ Eine ökonomische Beurteilung unterstellt, dass mit jeder gleichgewichtigen THG-Konzentration mit ähnlichen bzw. gleichen Auswirkungen durch den Klimawandel zu rechnen ist. Unterschiedliche Vermeidungspfade in unterschiedlichen politischen Ansätzen implizieren aber verschiedene Geschwindigkeiten, wie der Klimawandel letztendlich fortschreitet und resultieren in unterschiedlichen Auswirkungen – vor allem auf der Kostenseite – in den zeitlichen Übergangsphasen.²⁷²

Ökologische Effektivität ist vor diesem Hintergrund schwer zu messen. Im Kapitel 2 wurde gezeigt, dass es zahlreiche Unsicherheiten gibt in Bezug auf die tatsächliche Schwere der Folgen des Klimawandels, das Quantifizieren der biophysikalischen Auswirkungen und das finanzielle Bewerten der Auswirkungen insbesondere auf nicht quantifizierbare Güter und Dienstleistungen. Darüber hinaus ergibt sich eine weitere Schwierigkeit in der Bemessung des Baseline-Szenarios (ähnlich wie bei CDM-Maßnahmen)²⁷³. Um den wirklichen Effekt politischer Maßnahmen messen zu können, muss der Vergleich mit einem Szenario gezogen werden, in dem es nicht zur Umsetzung der politischen Maßnahmen kommt. Wie bei dem CDM ist das Baseline-Szenario hypothetisch

²⁶⁸ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 47.

²⁶⁹ Vgl. Endres, A. (2013), S. 159.

²⁷⁰ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 47.

²⁷¹ Vgl. Wigley, T. M. L. et al. (1996).

²⁷² Vgl. Aldy, J. E. u.a. (2003), S. 2.

²⁷³ Vgl. Michaelowa, A. und Fages, E. (1999), S 168 ff.

und in der Realität nicht zu beobachten.²⁷⁴ Das erschwert wiederum den Vergleich zwischen den beiden Szenarien und verwässert etwaige Ergebnisse und Aussagen.

Eine weitere Schwierigkeit bei der Messung der ökologischen Effektivität ergibt sich dann, wenn die klimapolitische Architektur das Problem des „emission leakage“ nicht verhindert. Die nachteiligen Implikationen des „emission leakage“ werden im Zuge der Schwächen des Kyoto-Protokolls näher dargestellt und es sei hier auf Kapitel 4.2.2 verwiesen. Festzuhalten ist, dass ein begrenzter und anspruchsvoller (narrow but deep)²⁷⁵ Ansatz durch das Problem des „emission leakage“ nicht zu einer wesentlichen Netto-Reduktion von THG-Emissionen führen muss, sondern vielmehr große Umverteilungen von Emissionen zu Folge haben kann.²⁷⁶

Ein zukünftiges Klimaschutzabkommen muss von der Zielsetzung her im Einklang mit den aktuellen klimawissenschaftlichen Erkenntnissen und den daraus abgeleiteten Forderungen sein, also eine hohe ökologische Treffsicherheit implizieren. Innerhalb des Abkommens müssen Ziele und Maßnahmen verankert sein, die zu einer Stabilisierung der weltweiten THG-Emissionen führen, so dass eine gefährliche Störung des Klimasystems durch anthropogene Einflüsse verhindert wird.²⁷⁷ Die Klimaerwärmung sollte demnach auf höchstens 2° Celsius begrenzt werden. Aus den Ausführungen in Kapitel 3.1 lässt sich zudem schlussfolgern, dass bereits heute negative Auswirkungen durch den Klimawandel zu erkennen sind und diese trotz aller Stabilisierungsbemühungen in den kommenden Jahren zunehmen werden. Um diesem Umstand zu begegnen, sollte ein zukünftiges globales Klimaschutzabkommen neben dem o.a. Mitigationsziel auch fundierte Adaptionsstrategien umfassen (vgl. Kapitel 3.2).

Die Ausführungen zum Punkt „Ökologische Treffsicherheit/Effektivität“ zeigen, dass ein konkretes ultimatives Ziel, wie das z.B. vom IPCC dringend geforderte CO₂-Stabilisierungsziel auf unter 500 ppm, eine hohe Priorisierung bei der Beurteilung eines globalen Klimaschutzabkommens haben muss. Dabei muss berücksichtigt werden, dass es vo-

²⁷⁴ Vgl. Aldy, J. E. und Stavins, R. (2010), S. 2.

²⁷⁵ Nähere Ausführungen dazu finden sich in Kapitel 4.1.4.6.

²⁷⁶ Vgl. ebenda, S. 3.

²⁷⁷ Vgl. ebenda, S. 2.

raussichtlich viele Emissionspfade hin zur Erreichung dieses Zieles geben kann, die wiederum mit unterschiedlichen Kosten und ökologischen Folgen innerhalb des Erfüllungszeitraums verbunden sind.

4.1.4.2 Kosteneffizienz

Unter der Kosteneffizienz eines umweltpolitischen Instruments ist seine Eignung zu verstehen, die Emissionsverursacher zur Einhaltung eines vorgegebenen Emissionszielwertes mit geringstmöglichen Vermeidungskosten anzureizen.²⁷⁸ Feess und Seeliger bezeichnen dieses Kriterium als das „zu Recht [...] in der ökonomischen Analyse immer noch dominierende Kriterium.“²⁷⁹ Dieser Anreiz, das Ziel mit minimalen Kosten zu erreichen, ist ein zentrales Bewertungskriterium. Falls unnötig viele Ressourcen im Umweltschutz verbraucht werden, dann entstehen Wohlfahrtseinbußen, weil der „verschwendete“ Ressourcenanteil von anderer Stelle abgezogen wird. Wird der Effizienzgewinn hingegen geschickt auf die von der Regulierung betroffenen Wirtschaftssubjekte verteilt, dann verbessert ein kosteneffizientes Instrumentarium zudem die Aussichten, anspruchsvolle Umweltziele zu erreichen.²⁸⁰

In Kapitel 3.2 wurden bereits Kostenabschätzungen und die damit verbundenen Probleme und Herausforderungen diskutiert. Während Kostenabschätzungen bereits etlichen Unsicherheiten unterliegen, so ist es auf der anderen Seite eine noch größere Herausforderung, den (monetären) Nutzen von politischen Eingriffen zu quantifizieren. Daraus ergibt sich wieder die Problematik, Kosten und Nutzen von globalen Klimaschutzpolitiken zum Baseline-Szenario abzugrenzen, was zuvor im Punkt ökologische Auswirkungen eruiert wurde. Um dieses gravierende Problem zu entschärfen, kann der Fokus verstärkt auf die Kosteneffizienz gerichtet werden. Der Kosteneffizienzansatz kann aber nicht dazu benutzt werden, unterschiedliche politische Klimaschutzansätze mit unterschiedlichen Entwicklungen im Hinblick auf den gesellschaftlichen Nutzen zu vergleichen. Ein Schwachpunkt dieses Ansatzes liegt darin, dass die alleinige Konzentration auf die Kosteneffizienz dazu führen kann, dass zwar ein kostengünstiger Weg gefunden

²⁷⁸ Vgl. Endres, A. (2013), S. 146.

²⁷⁹ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 47.

²⁸⁰ Vgl. Endres, A. (2013), S. 146.

wird, der aus anderen ökonomischen Gründen aber nicht sinnvoll ist. Aldy u.a. nennen dies auch die Identifikation von „fast trains to the wrong station“.²⁸¹ Auf der anderen Seite kann mit diesem Ansatz bewertet werden, ob bestimmte politische Maßnahmen inferior gegenüber anderen sind.²⁸²

Ein grundlegendes ökonomisches Bewusstsein kann in Volkswirtschaften vorausgesetzt werden und damit einhergehend das Bestreben, ein gesetztes Ziel mit dem geringsten finanziellen Aufwand zu erreichen. Im Rahmen einer globalen Klimaschutzpolitik hat die Forderung nach Kosteneffizienz aber logischerweise einen verstärkt internationalen Charakter. So impliziert das Kosteneffizienzkriterium insbesondere bei globalen Umweltproblemen wie dem THG-Ausstoß durchaus, dass weniger auf Staatenebene, sondern auf globaler Ebene agiert werden muss. Da es sich bei dem anthropogenen Klimawandel um ein globales Problem handelt und die Atmosphäre den Charakter eines öffentlichen Gutes aufweist, ist es egal, wer vermeidet und wo THG-Emissionen vermindert werden, solange die THG-Konzentration global stabilisiert wird. Ein kosteneffizientes Klimaschutzabkommen sollte demzufolge Mechanismen implementieren, die gewährleisten, dass CO₂ und/oder andere THG dort vermieden werden, wo es aufgrund der THG-Vermeidungsgrenzkosten am kostengünstigsten ist. Ein geeignetes Instrument wäre vor diesem Hintergrund beispielsweise ein marktbasierter globaler THG/CO₂-Zertifikatehandel. Nach dem Vorbild des EU-ETS können Marktmechanismen garantieren, dass dort vermieden wird, wo es am kostengünstigsten ist. Nordhaus zeigt exemplarisch, wie drastisch sich Kosten verändern, wenn ein internationaler Handel mit Zertifikaten möglich ist oder große Emittenten an einem Abkommen teilnehmen oder nicht.²⁸³

Der Blick auf das Kriterium Kosteneffizienz zeigt jedoch auch, dass der alleinige Blick auf die Kosten nicht unbedingt zu sinnvollen Entscheidungen bei der Festlegung auf klimapolitische Maßnahmen führen muss. Die Bestimmung des Nutzens, der durch Implementierung eines Klimaschutzabkommens oder durch ein Bündel von politischen Maßnahmen generiert wird, ist indes weitaus schwieriger. Somit ist die Aufstellung einer sinnvollen Kosten-Nutzen-Rechnung mit erheblichen Herausforderungen verbunden

²⁸¹ Aldy, J. E. et al (2003), S. 4.

²⁸² Vgl. ebenda, S. 4.

²⁸³ Vgl. Nordhaus, W. D. (2007), S. 7 f.

und in der Realität nur mit vielen Annahmen und Unsicherheiten durchzuführen. Folglich kann die Kosteneffizienz als relativ einfache Methode zur Beurteilung von politischen Maßnahmen herangezogen werden. Dabei sollten die Schwächen dieses Ansatzes bei der Ergebnisanalyse eruiert und sorgfältig geprüft werden, ob die präferierten Maßnahmen trotz gegebener Kosteneffizienz nicht zu falschen Ergebnissen führen können.

4.1.4.3 Dynamische Effizienz und Flexibilität

Bei der zuvor erläuterten Kosteneffizienz wurde davon ausgegangen, dass die Vermeidungskostenfunktionen der Unternehmen als gegeben betrachtet werden (statisch ausgerichtete Kosteneffizienz). Es kann aber davon ausgegangen werden, dass durch technischen Fortschritt und Innovationen in Zukunft eine kostengünstigere Schadstoffvermeidung möglich ist. Von daher ist es wichtig, dass ein umweltpolitisches Instrument genügend (dynamische) Anreize setzt, mögliche innovative Potenziale zu heben und somit auch in langer Frist die Kosten des Umweltschutzes kontinuierlich zu senken. Dieses Kriterium zielt entsprechend auf die Dynamik der Unternehmen und des technologischen Fortschritts, um anspruchsvolle Umweltziele zu erreichen.²⁸⁴ Darüber hinaus sollte im besten Falle ein Instrument auch Anreize geben, über die vorgegebene Menge hinaus Emissionen zu vermeiden.²⁸⁵

Eine effiziente globale Klimaschutzpolitik muss insbesondere langfristig ausgerichtet sein und Handlungen, Auswirkungen, Nutzen und Kosten über einen Zeitraum von mehreren Dekaden bis hin zu Jahrhunderten evaluieren. Die THG-Konzentration in der Atmosphäre wird maßgeblich durch die Verweildauer der THG bestimmt (siehe Kapitel 2.1). Durch Veränderungen oder Störungen des Kohlenstoffkreislaufs wie zum Beispiel der Austausch zwischen Ozeanen und Luft (siehe Kapitel 2.2) können Klimareaktionen verlangsamt oder beschleunigt werden. Darüber hinaus sind energierelevante Investitionen im Bereich des privaten Sektors von langlebiger Natur. Bei einer entsprechenden Klimaschutzpolitik werden sich im Energieerzeugungsbereich mit Lebensdauern des Kapitalstocks von 40 bis 70 Jahren oder im Wohnungssektor mit Lebensdauern von Gebäuden zwischen 60 und 100 Jahren signifikante Änderungen ergeben. Gerade durch die langfristige Ausrichtung von globaler Klimaschutzpolitik bekommt der technologische

²⁸⁴ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 47.

²⁸⁵ Vgl. Endres, A. (2013), S. 159.

Fortschritt, egal ob exogen oder endogen, einen hohen Stellenwert. Entsprechend müssen technologische Fortschritte dynamisch erfasst und im Zuge dessen bei wesentlichen Änderungen Neubewertungen von Klimaschutzzielen vorgenommen werden.

Aufgrund der hohen Unsicherheit in Kosten- und Nutzenrechnungen in Bezug auf die Auswirkungen des Klimawandels ergeben sich auch Risiken hinsichtlich voreiliger oder unnötiger Maßnahmen bei der Eindämmung des Klimawandels. Diese Risiken müssen den Risiken eines Nichthandelns gegenübergestellt werden. Ein Klimaschutzabkommen sollte demnach Mechanismen implizieren, die einen sequentiellen Prozess zur Entscheidungsfindung fördern, so dass auf Änderungen der Rahmenbedingungen und der Erlangung von neuen Informationen schnell reagiert werden kann (hohe Flexibilität).²⁸⁶ Da neue Informationen von potentiell hohem Wert sind und damit Fehlinvestitionen reduziert werden können, haben flexible politische Ansätze einen signifikanten Vorteil gegenüber starren politischen Mechanismen.²⁸⁷ Die Unsicherheit bezüglich der Abschätzung von Kosten und Nutzen ist charakterisierend für das globale Problem des Klimawandels. Diese Unsicherheit über Kosten und Nutzen, die intertemporale Komponente des Klimaproblems und der irreversible Charakter von Emissionen und Investitionen in den Klimaschutz auf ökonomischer und auch physischer Basis verleiten Entscheidungsträger dazu, Investitionsentscheidungen in die Zukunft zu verschieben bis mehr Informationen zur Verfügung stehen.²⁸⁸ Dieser *quasi-option value* sollte in klimapolitische Kosten-Nutzen-Rechnungen einfließen.²⁸⁹

Zusammengefasst erscheint es sinnvoll, ein langfristig ausgerichtetes Gesamtziel wie z.B. die Stabilisierung der CO₂-Konzentration auf unter 500 ppm zu einem bestimmten Zeitpunkt zu implementieren. Dabei sollten aber in überschaubaren Intervallen ein Monitoring und eine Bewertung des Status quos erfolgen, um auf neue Informationen zu

²⁸⁶ Vgl. Bodansky, D. u.a. (2004), S. 5.

²⁸⁷ Vgl. Aldy, J. E. u.a. (2003), S. 5.

²⁸⁸ Um dynamische Effizienz in globalen Klimaschutzarchitekturen zu gewährleisten, müssen auf ökonomischer Basis die Konsumpräferenzen der Bevölkerung über die Zeit betrachtet werden. Die Zeitpräferenzen von Individuen und deren zukünftige Erwartungen bestimmen die zukünftigen Konsummöglichkeiten und beeinflussen maßgeblich die persönliche Diskontierungsrate für zukünftigen Konsum. Auf der gesellschaftlichen Ebene wiegen die Bedenken bezüglich der generationsübergreifenden Fairness schwer, zumal es keine Märkte für intergenerative Trade-offs gibt. Zukünftiger Nutzen muss entsprechend diskontiert werden. Dabei stellt sich die große Problematik des richtigen Diskontierungsfaktors für einen Zeitraum von nahezu einem Jahrhundert. Zuletzt wurden eben vor diesem Hintergrund die Kostenabschätzungen für den Klimaschutz im Rahmen des Stern-Reviews kritisiert.

²⁸⁹ Vgl. Aldy, J. E. u.a. (2003), S. 3 f.

reagieren und frühzeitig ungewünschten Entwicklungen entgegenzuwirken. Die Möglichkeit, dynamisch auf signifikante Änderungen im technologischen Portfolio oder in der Beurteilung der generationsübergreifenden Gerechtigkeit zu reagieren, hat einen hohen Stellenwert. Einfache, aber starre Zielvorgaben können ohne dynamische Anpassungsprozesse schnell zu Unmut bei den beteiligten Parteien und letzten Endes zum Scheitern eines Abkommens führen.

4.1.4.4 Informationsanforderungen und Transaktionskosten

An dieser Stelle ist zunächst kurz auf das von Feess und Seeliger angebrachte Kriterium der Paretoeffizienz einzugehen, da es dienlich zur Erklärung des Kriteriums der Informationsanforderungen ist. Bei einer vergleichenden Beurteilung von umweltpolitischen Instrumenten ist das Pareto-Kriterium ein theoretisches, ideales Kriterium. Ein Instrument ist dann einem anderen überlegen, wenn es das Erreichen eines Pareto-Optimums ermöglicht. Allerdings ist der Umweltbereich eher durch eine asymmetrische Informationsverteilung gekennzeichnet (z.B. Emissionsvermeidungskosten der Unternehmen), so dass es nahezu unmöglich ist, ein Pareto-Optimum zu identifizieren. Entsprechend wird in einem theoretisch orientierten Literaturstrang nach *second-best* Lösungen gesucht, die trotz der asymmetrischen Informationsverteilung die bestmögliche Allokation erreichen. Dies deutet auf die Bedeutung von Informationsanforderungen und –verteilungen für die Bewertung von Instrumenten hin. Demnach wird nachfolgend auch erörtert, welche Informationsanforderungen bestehen, um eine *first-best* oder *second-best* Allokation zu gewährleisten.²⁹⁰ Im Kapitel 4.1.2 wurde bei der Darstellung von Auflagen, Preislösungen und Zertifikaten darauf hingewiesen, dass je nach Instrument ein unterschiedlicher Informationsaufwand betrieben werden muss, um die gewünschte Emissionsmenge zu geringen Kosten zu erreichen. So muss z.B. bei Auflagen die Kenntnis über firmenspezifische Grenzvermeidungskosten sehr hoch sein, um die Auflagenhöhe vernünftig zu justieren. Bei Steuern/Abgaben reichen bereits aggregierte Grenzkostenfunktionen, was den Informationsbedarf (und die einhergehenden Kosten) deutlich senkt. Unter Transaktionskosten werden gemeinhin alle Informationsbeschaffungs-, Verhandlungs- und Durchsetzungskosten verstanden. So fallen z.B. bei Auflagen Kontrollkosten

²⁹⁰ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 46 f.

an. Bei Abgaben muss hingegen geprüft werden, ob die Abgabenzahlung auch der tatsächlichen Emissionsmenge entspricht. Ferner sind makroökonomische und sektorale Auswirkungen zu beachten, insbesondere in Bezug auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit.²⁹¹ Bei Zertifikaten fallen relativ hohe Kosten für Ausgabe, Überwachung und Bewirtschaftung des Zertifikate-Systems an.

Der Aufwand zur Beschaffung der Informationen, die notwendig für die Einführung von umweltpolitischen Instrumenten sind, und die damit verbundenen Kosten müssen berücksichtigt werden. Mangelhafte Informationen können zum Versagen des Instruments führen oder nachgelagerte kostspielige Änderungen verursachen.

4.1.4.5 Nationale/internationale Ebene: Politische Umsetzbarkeit

Wie zuvor beschrieben, ist die politische Durchsetzbarkeit auf nationaler Ebene anders zu bewerten als auf internationaler Ebene. Auf Länderebene spielen neben den bereits genannten rationalen Kriterien ökologische Treffsicherheit, Kosten- und dynamische Effizienz und Informationsanforderungen/Transaktionskosten sicherlich auch emotionale Einschätzungen von Seiten der Politik und der Bevölkerung eine wichtige Rolle.²⁹² Instrumente mit einer schwachen ökologischen Treffsicherheit werden bei einer sehr ökologisch eingestellten Bevölkerung vermutlich schwieriger durchzusetzen sein (bzw. es könnte bei der nächsten Wahl die Wiederwahl gefährden). Andererseits dürften z.B. kostspielige Instrumente von wirtschaftlich orientierten Parteien kaum unterstützt werden. Wird ein Instrument jedoch rational und emotional als sinnvoll erachtet, dann ist die Durchsetzung von „oben herab“ einfacher und Wirtschaftssubjekte müssen im Anschluss daran mit den neuen Rahmenbedingungen zurechtkommen.

Auf der internationalen Ebene ist das Kriterium der politischen Umsetzbarkeit schwieriger zu erfüllen. Aldy und Barrett erklären, dass ein zukünftiges Klimaschutzabkommen nur dann nachhaltig erfolgreich sein kann, wenn die größten Emittenten USA, China und weitere schnell wachsende Entwicklungsländer an dem Abkommen teilnehmen.²⁹³ Die Vergangenheit hat gezeigt, dass vor allem die einzelnen wirtschaftlichen Staatsinteressen und auch der Konflikt zwischen einem Langfristproblem wie den Klimawandel und

²⁹¹ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 47 f.

²⁹² Vgl. ebenda, S. 48.

²⁹³ Vgl. Aldy, J. E. und Stavins, R. (2010), S. 2.

kurzfristigen politischen Regierungszyklen bislang ein ambitioniertes, verbindliches und weltumspannendes Klimaschutzabkommen verhindert hat. Die Ausführungen im Kapitel 2 haben verdeutlicht, dass ein internationales Klimaschutzabkommen ein sehr hohes Maß an internationaler Kooperation benötigt.²⁹⁴ Wie an anderer Stelle zuvor erwähnt, gilt es ggf. bereits heute kostenintensive Maßnahmen zu ergreifen, um Schäden zu vermeiden, die erst in Jahrzehnten in völliger Deutlichkeit auftreten werden. Politische Entscheidungsträger müssen entsprechend die Problematik der Generationengerechtigkeit eruieren und abwägen, wie der Nutzen verschiedener Generationen zu bewerten ist. Der Klimawandel bedarf einer Strategie, die auf Dekaden oder sogar ein Jahrhundert abzielt und stellt somit hohe Ansprüche an die politischen Entscheidungsträger, die innerhalb wesentlich kürzerer Wahlzyklen agieren.²⁹⁵ Das Kriterium der politischen Durchsetzbarkeit ist zudem eng mit dem Punkt Fairness verknüpft und mit der Frage, wie mit der historischen Schuld – Anteil der Industrienationen an THG-Konzentration in der Atmosphäre – umgegangen werden soll.²⁹⁶ Ein weiterer wichtiger Aspekt ist zudem, dass ein zukünftiges Klimaschutzabkommen so konzipiert wird, dass eine *Free-Rider-Problematik* (siehe u.a. auch Kapitel 4.1) erfolgreich unterbunden wird.

Es wird deutlich, dass das Kriterium der politischen Durchsetzbarkeit eine unabdingbare Voraussetzung für das Zustandekommen vor allem eines globalen Klimaschutzabkommens ist. Aber um diese Voraussetzung zu erfüllen, sind viele Herausforderungen und Probleme zu meistern, welche die Umsetzung erschweren.

4.1.4.6 Internationale Ebene: Anreize zur Teilnahme und Compliance

Im Rahmen eines Klimaschutzabkommens mit vielen unabhängigen Staaten kann die bereits erwähnte Free-Rider-Problematik die Anreize zur Teilnahme/Zielerfüllung untergraben. Staaten können als Free-Rider agieren, indem eine Teilnahme am Abkommen ausgeschlossen wird oder Emissionsminderungsziele nicht erfüllt werden.

Eine effiziente globale Klimaschutzvereinbarung sichert demnach eine vollständige Teilnahme aller Staaten und verpflichtet jeden einzelnen Staat dazu, die Emissionen soweit zu reduzieren, bis die eigenen Grenzkosten der Vermeidung den globalen Grenzkosten

²⁹⁴ Vgl. Aldy, J. E. und Stavins, R. (2007), S. xix und xx. Dieses Maß ist mit dem Pariser Abkommen, welches seit Oktober 2016 ratifiziert ist, zunächst erreicht. Siehe dazu auch Ausführungen in Kapitel 4.2.3.

²⁹⁵ Vgl. ebenda, S. 5.

²⁹⁶ Weitere Ausführungen zu diesem Punkt erfolgen in Kapitel 4.1.4.7.

entsprechen. Wenn aber ein Abkommen konformes Verhalten der Staaten per se voraussetzt, so kann sich ein einzelner Staat besserstellen, wenn er nur so lange vermeidet, bis der eigene Grenznutzen den eigenen Grenzkosten entspricht. So lange der globale Grenznutzen über dem Grenznutzen eines Staates liegt, hat der Staat Anreize, nicht zu partizipieren bzw. die eigenen Mitigationsziele nicht vollständig zu erfüllen. Eine internationale Klimaschutzarchitektur muss Anreize zur Nicht-Partizipation und zur Nicht-/teilweisen Erfüllung unterdrücken und Free-Rider-Verhalten unterbinden.

Die Teilnahme aller Staaten und die Erfüllungspflicht von Mitigationsvorgaben sind notwendige, aber keine hinreichenden Bedingungen für ein dynamisches und kosteneffizientes Klimaabkommen. So kann eine globale Klimaschutzvereinbarung so verwässert werden, dass jeder Staat partizipiert und die (seichten) Minderungsziele problemlos erfüllen kann. Dies stünde dann dem Punkt *ökologische Auswirkungen* entgegen, da lediglich ein ökologisch unbedeutendes Scheinziel im Kampf gegen den Klimawandel erreicht werden soll. Idealerweise werden im Rahmen eines Abkommens volle Partizipation und Erfüllung bei ambitionierter dynamischer und ökologischer Zielsetzung erreicht. Diesem Ideal steht jedoch die Souveränität eines jeden einzelnen Staates entgegen.²⁹⁷

Zwei Ansätze zur Erhöhung der Anreize zur Teilnahme sind der *narrow but deep*-Ansatz und der *broad but shallow*-Ansatz. Der erste Ansatz verfolgt ehrgeizige Emissionsminderungsziele bei nur geringer Partizipation von Staaten und ist unmittelbar mit der Problematik des emission leakage verbunden. Der zweite Ansatz formuliert nur geringe Minderungsziele, profitiert im Gegenzug aber von einer hohen Teilnahme der Staaten. Barrett (2002) vermutet, dass der broad but shallow-Ansatz eher das Kriterium der dynamischen Effizienz erfüllt und insgesamt zu geringeren Gesamtkosten führt. Darüber hinaus umgeht dieser Ansatz die Problematik des emission leakage.²⁹⁸

Die Miteinbeziehung aller Staaten in ein globales Klimaschutzabkommen und die planmäßige Erfüllung der (ökologisch ambitionierten) Emissionsminderungsziele aller Staaten ist als Ideal anzusehen. Dem Ideal stehen die *Souveränität* der Teilnahmestaaten gegenüber und deren rationales Streben, die volkswirtschaftlichen Einschränkungen bzw. Verluste bei Erfüllung der Reduktionsvorgaben möglichst gering zu halten. Dies gilt

²⁹⁷ Vgl. Aldy, J. E. u.a. (2003), S. 5 f.

²⁹⁸ Vgl. Barrett, S. (2002). nach Aldy, J. E. u.a. (2003), S. 6.

insbesondere für Entwicklungsländer, die vermutlich ein ungestörtes wirtschaftliches Wachstum oder die Bekämpfung der Armut gegenüber Klimaschutzmaßnahmen priorisieren.²⁹⁹ Da die Atmosphäre im Ausgangszustand zunächst ein freies öffentliches Gut darstellt, ist mit einer globalen Klimaschutzpolitik die Free-Rider-Problematik inhärent verbunden. Anreize zur Nicht-Partizipation oder zur Nicht-Erfüllung von Emissionszielen steigen mit der Stringenz der Minderungsvorgaben. Der broad-but-shallow-Ansatz erscheint trotz der damit verbundenen geringen Minderungsziele als guter erster Ansatz. Dem Nachteil eines wahrscheinlich ökologisch nicht ausreichenden Reduktionszieles stünden dann die Vorteile gegenüber, dass dann generell ein globales Klimaschutzabkommen verabschiedet wurde und die Problematiken des Free-Rider-Verhaltens und des emission leakage reduziert werden.

4.1.4.7 Internationale Ebene: Fairness

Der Aspekt der Fairness gilt als sehr wichtiges Bewertungskriterium in der globalen Klimaschutzpolitik, da es u.a. unmittelbar mit dem Kriterium Anreize zur Teilnahme/Akzeptanz verbunden ist. Nach diesem Kriterium muss ein zukünftiges globales Klimaschutzabkommen klare Regeln beinhalten, wie die Kosten und Nutzen innerhalb eines bestimmten Zeitraums und innerhalb der teilnehmenden Staaten verteilt werden. Eine Möglichkeit ist es, die Lastenverteilung anhand einer Gewichtung vorzunehmen. Dreh- und Angelpunkt ist dabei, wie die Gewichtung vorgenommen wird. In den vergangenen Jahren war dies zentraler Streitpunkt bei globalen Klimaschutzverhandlungen (siehe Kapitel 4.2). Eine für alle Parteien zufriedenstellende Gewichtung erscheint aufgrund der vielschichtigen Interessen und Ausgangslagen zunächst wenig realistisch.

Zur Identifikation von umfassenden und gerechten globalen Klimaschutzarchitekturen ist es unerlässlich, die *internationale*, *intranationale* und *intergenerative* Verteilung von Kosten und Nutzen in angemessener Weise zu analysieren und zu beurteilen. Hierzu kann auf die Kriterien *Verantwortung*, *Zahlungsfähigkeit* und *Verteilung des Nutzens* rekurriert werden. Aus dem Punkt *Verantwortung* kann abgeleitet werden, dass die Nationen, die am meisten zur Anhäufung von THG in der Atmosphäre beigetragen haben, auch den Großteil der Lasten zur Eindämmung des anthropogenen Klimawandels tragen

²⁹⁹ Vgl. Bodansky, D. u.a. (2004), S. 6.

sollen. Das Kriterium *Zahlungsfähigkeit* impliziert, dass die reichsten Nationen größere finanzielle Lasten tragen können und entsprechend mehr zur Eindämmung des Klimawandels beitragen können und sollen. Der letzte Punkt *Verteilung* beinhaltet die Idee, dass die Nationen, die am meisten von der Eindämmung des Klimawandels profitieren, auch den größten Anteil bei der Lastenverteilung tragen sollten. Aus den ersten beiden Kriterien folgt, dass Industrieländer den Großteil der Kosten im Kampf gegen den Klimawandel übernehmen sollen. Aus dem dritten Punkt folgt hingegen, dass Entwicklungsländer einen relativ hohen Anteil schultern sollen. Entwicklungsländer sind auf der einen Seite einer deutlich höheren Anfälligkeit gegenüber Auswirkungen des Klimawandels ausgesetzt (siehe Kapitel 3.1 und 3.2), profitieren auf der anderen Seite aber auch mehr von der erfolgreichen Eindämmung der Klimaänderung.³⁰⁰

So wie die Lastenverteilung bei der Emissionsminderung Fragen der Fairness aufwerfen, so ist dies auch der Fall bei Adaptionsmaßnahmen (siehe Kapitel 3.2). Auch wenn im Rahmen von Klimaschutzverhandlungen der zentrale Fokus zumeist auf Emissionsminderungsstrategien gelegt wird, so sollten zukünftige Klimaschutzabkommen Adaptionsmaßnahmen und die Finanzierung selbiger berücksichtigen.³⁰¹ Da bereits die jetzigen THG-Konzentrationen in der Atmosphäre einen messbaren Anstieg der mittleren Temperatur induziert haben und entsprechende nachteilige Auswirkungen bereits sichtbar sind (siehe Kapitel 3.1), muss eine effiziente Antwort auf die Klimaproblematik eine substantielle Adaptionsstrategie berücksichtigen. Eine finanzielle und technische Unterstützung der Entwicklungsländer kann über die Punkte Verantwortung und Zahlungsfähigkeit an die Industriestaaten herangetragen werden.³⁰²

Ein weiterer wesentlicher Faktor bei der Betrachtung von Fairnessaspekten ist die intergenerative Fairness. Durch den langfristigen Charakter einer globalen Klimaschutzpolitik, ergibt sich – wie schon zuvor erörtert – die Problematik der Diskontierung. Niedrige Diskontierungsraten müssen nicht unbedingt zukünftige Generationen besserstellen, da es zu Verzerrungen von Investitionsentscheidungen im Rahmen von Klimaschutzpolitiken kommen kann. Daraus kann die Tendenz resultieren, Möglichkeiten zur Implementierung anderer nicht-klimarelevanter Politiken zum Wohle zukünftiger Generationen zu

³⁰⁰ Vgl. Aldy, J. E. und Stavins, R. (2010), S. 899 ff.

³⁰¹ Dies ist z.B. beim Pariser Abkommen der Fall.

³⁰² Vgl. Bodansky, D. u.a. (2004), S. 4 f.

verschieben. In einer Welt mit zu vielen Investitionen in den Klimaschutz und zu wenig Investitionen in anderen Sektoren, kann der Gesamtnutzen für zukünftige Generationen merklich gemindert werden. Andersherum argumentiert Schelling, dass ein Handeln zum Schutz zukünftiger Generationen (die voraussichtlich materiell bessergestellt sein werden als heutige Generationen) impliziert, dass zum heutigen Zeitpunkt weniger finanzielle Mittel zur Unterstützung der Entwicklungsländer bereitgestellt werden kann, um zukünftige negative Auswirkungen zu reduzieren.³⁰³

Die vorangegangenen Ausführungen zeigen, dass der Aspekt Fairness einen gleichermaßen essentiellen wie schwer umzusetzenden Punkt für zukünftige Klimaschutzabkommen darstellt. Eine wesentliche Hürde ist dabei die Bewertung von zukünftigem Nutzen und Kosten und welche Diskontierungsrate bei der Bewertung zugrunde gelegt werden soll. Vor diesem Hintergrund wird es eine der zentralen Aufgaben sein, den Aspekt Fairness anhand geeigneter Kriterien in ein zukünftiges Klimaschutzabkommen zu implementieren. Dabei wird es maßgeblich davon abhängen, in wie weit Industrie- und Entwicklungsländer bereit sind, bereits heute Ausgaben in Kauf zu nehmen, um zukünftige Schäden zu vermindern. Wird der Aspekt Fairness nicht genügend berücksichtigt, so mindert dies die Anreize zur Teilnahme aller Länder, die sich unfair behandelt fühlen. Insbesondere die drei zuletzt diskutierten Kriterien *Politische Umsetzbarkeit*, *Anreize zur Teilnahme* und *Fairness* beschreiben wesentliche Aspekte, die von einem zukünftigen Klimaabkommen erfüllt werden müssen, damit langfristige Ziele erreicht werden können. Hervorzuheben ist, dass alle Anforderungen nicht getrennt voneinander zu betrachten sind und sich Zieldivergenzen ergeben.³⁰⁴ Je ambitionierter und stringenter die Vermeidungsziele formuliert werden, desto höher wird die damit verbundene wirtschaftliche Belastung sein und umso mehr Bedeutung wird das Postulat hinsichtlich einer kosteneffizienten Umsetzung sein.³⁰⁵ Die größte Zieldivergenz ergibt sich jedoch aus der Forderung nach politischer Umsetzbarkeit und dem Anspruch, die Ziele an klimawissenschaftlichen Erkenntnissen auszurichten. Es wurde bereits diskutiert, dass die vom

³⁰³ Vgl. Schelling, T. C. (1998). nach Aldy, J. E. u.a. (2003), S. 5.

³⁰⁴ Vgl. Keohane, R. O. und Raustiala, K. (2010), S. 373.

³⁰⁵ Vgl. Michaelowa, A. (2007), S. 84.

IPCC geforderten Reduktionsanstrengungen zur Erreichung des 2° Celsius Zieles zu enormen und schnellen THG-Reduktionen führen und mit einem teilweise drastischen und kostspieligen Umbau der weltweiten Energieversorgung einhergehen können.³⁰⁶ Je engagierter die klimapolitischen Ziele formuliert werden, desto teurer wird die Umsetzung der notwendigen Maßnahmen und umso schwieriger wird es, den politischen Entscheidungsprozess erfolgreich abzuschließen und die Erfüllung der gesetzten Ziele zu gewährleisten. Die zwei elementaren Fragen, die immer wieder neu beantwortet werden müssen, lauten: Was nützt ein Abkommen, das nach klimawissenschaftlichen Ansprüchen fehlerfrei, aber politisch nicht durchsetzbar ist und was nützt eine politisch durchsetzbare Architektur, die nur geringen klimawissenschaftlichen Anforderungen genügt?³⁰⁷ Auf diese Frage wird bei der Bewertung des im Dezember 2015 verabschiedeten Pariser Abkommens explizit eingegangen (siehe Kapitel 4.2.3).

4.1.5 Kurze Bewertung standardorientierter Instrumente der Umweltpolitik

Die vorangehenden Ausführungen zu den Bewertungskriterien werden nachfolgend genutzt, um die in Kapitel 4.1.2 diskutierten standardorientierten Instrumente der Umweltpolitik noch in tabellarischer Form zu bewerten.

³⁰⁶ Vgl. Aldy, J. E. und Stavins, R. (2010), S. xxxvi.

³⁰⁷ Vgl. Carraro, C. (2007), S. 161.

Tabelle 5: Bewertung standardorientierter Umweltinstrumente

	Auflagen	Steuern und Abgaben	Zertifikate
Ökologische Treffsicherheit	HOCH Emissionsniveau ist in gleicher Weise Ziel- und Angriffspunkt der staatlichen Aktivität. Angestrebter Emissionsstandard sollte sich mit hoher Zielgenauigkeit erreichen lassen. ³⁰⁸	NIEDRIG bis MITTEL Angestrebte Emissionswerte sind nicht unmittelbarer Gegenstand der Politik und werden nur mittelbar über die Anpassung der Verursacher an gesetzte Emissionspreise für Emissionen erreicht. Preis muss entsprechend richtig gesetzt/justiert werden. ³⁰⁹	HOCH Anzahl der ausgegebenen Zertifikate entspricht dem Emissionszielwert. Dieser kann (legalerweise) nicht überschritten werden. ³¹⁰ Hohe Sanktionszahlungen mindern Anreiz zur Nichterfüllung. Zertifikatelösung erfüllt ökologische Treffsicherheit perfekt, wenn es nicht auf die räumliche Verteilung der Schadstoffe ankommt. ³¹¹
Kosteneffizienz	NIEDRIG Unternehmen haben starken Anreiz, nur die bis zur vorgegebenen Emissionsgrenze zu vermeiden. Um Kosteneffizienz zu erreichen, muss Umweltbehörde individuelle Emissionsgrenzen vorgeben. ³¹²	HOCH Alle Unternehmen vermeiden solange, bis die Grenzkosten der Vermeidung dem Steuersatz entsprechen. ³¹³	HOCH Grundsätzlich erfüllt (aber nur, wenn auf dem Zertifikatemarkt vollständige Konkurrenz besteht). ³¹⁴
Dynamische Effizienz	NIEDRIG Unternehmen haben nur geringen Anreiz, über das vorgegebene Umweltziel hinaus Emissionen zu vermeiden und fortlaufend in verbesserte Technologien zu investieren. Insbesondere dann, wenn die Auflage mit dem dann geltenden „Stand der Technik“ verknüpft ist. ³¹⁵	HOCH Abgaben und Steuern üben einen konstanten Druck auf die Verursacher in Richtung Emissionssenkung aus. Jede Firma unterliegt dem Anreiz, interne Kenntnisse ihrer Produktionsprozesse mit dem Ziel umweltschonender Innovation zu mobilisieren und zu erweitern. ³¹⁶	HOCH Je weiter die Emissionen durch umwelttechnischen Fortschritt gesenkt werden, desto mehr Ausgaben für Zertifikate spart das Unternehmen. Im Zeitverlauf kann dies allerdings zu einer Entspannung auf dem Zertifikatemarkt und niedrigeren Preisen führen, falls das Emissionsziel nicht kontinuierlich neu angepasst wird. ³¹⁷

³⁰⁸ Vgl. Endres, A. (2013), S. 170.

³⁰⁹ Vgl. ebenda, S. 170 f. und Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 76 f.

³¹⁰ Vgl. Endres, A. (2013), S. 171 f.

³¹¹ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 122.

³¹² Vgl. ebenda, S. 65 f.

³¹³ Vgl. ebenda, S. 72 f.

³¹⁴ Vgl. ebenda, S. 138

³¹⁵ Vgl. Endres, A. (2013), S. 159.

³¹⁶ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 198, S. 209 ff. und Endres, A. (2013), S. 161 f.

³¹⁷ Vgl. Endres, A. (2013), S. 161 f.

<p>a) Informationsanforderungen/ b) Transaktionskosten</p>	<p>a) HOCH/ b) NIEDRIG/HOCH Wenn Kosteneffizienz erreicht werden soll, muss die Umweltbehörde alle individuellen Grenzkostenfunktionen der Schadstoffvermeidung der Unternehmen kennen.³¹⁸ Transaktionskosten sind nur dann niedrig, wenn Kosteneffizienz geringe Bedeutung hat, sonst sehr hoch.</p>	<p>a) NIEDRIG / b) MITTEL Bei Preislösungen reichen Kenntnisse der Umweltbehörde über die aggregierten Grenzkostenfunktionen aus. Diese können beispielsweise aus einer repräsentativen Stichprobe geschätzt werden, was Informationskosten stark reduziert.³¹⁹ Transaktionskosten vermutlich mittel, da zur Erhebung und Kontrolle erfahrenes Personal vorgehalten werden muss, was aber auch andere hoheitliche Aufgaben übernehmen kann.</p>	<p>a) NIEDRIG / b) HOCH Kenntnisse der Umweltbehörde über die aggregierten Grenzkostenfunktionen reichen aus. Die Transaktionskosten sind hoch. Anfangs ist mit hohen Kosten für die Ausgabe der Zertifikate zu rechnen. Zur Überwachung und Bewirtschaftung des Systems müssen entsprechende Organisationen und Stellen geschaffen werden. Zusätzlich auch hohe Kosten für beteiligte Unternehmen (Handel und Abwicklung).</p>
<p>Anreize zur Teilnahme</p>	<p><i>National: HOCH</i> Wenn politisch durchgesetzt, kaum Ausweichmöglichkeiten für Wirtschaftssubjekte. <i>International: NIEDRIG</i> Aufgrund der Mängel bei vorangegangenen Kriterien nur niedrige Anreize.</p>	<p><i>National: HOCH</i> Wenn politisch durchgesetzt, kaum Ausweichmöglichkeiten für Wirtschaftssubjekte. <i>International: MITTEL</i> Grundsätzlich gutes Instrument; aber Schwächen bei ökologischer Treffsicherheit können Anreizstärke reduzieren.</p>	<p><i>National: HOCH</i> Wenn politisch durchgesetzt, kaum Ausweichmöglichkeiten für Wirtschaftssubjekte. <i>International: HOCH</i> Grundsätzlich sehr gutes Instrument, aber anfängliche Anreize zur Teilnahme abhängig von Erstausrüstung.</p>
<p>Fairness</p>	<p><i>National: NIEDRIG</i> Individuelle Zuordnung von Emissionshöchstgrenzen nicht oder nur schwer realisierbar. Entsprechend hohe Kosten und Aufwandsunterschiede bei Firmen. <i>International: NIEDRIG</i> Siehe <i>national</i>.</p>	<p><i>National: HOCH</i> Wenn Steuersatz gut gewählt wurde, dann hohe Fairness zumal der Abgabe-/Steuersatz für alle beteiligten Unternehmen gleich ist. Fairness maßgeblich daran geknüpft, ob es ggf. länderspezifische Steuersätze gibt. <i>International: HOCH</i> Siehe <i>national</i>.</p>	<p><i>National: HOCH</i> Zertifikatepreis ermittelt sich anhand von Angebot und Nachfrage. Unternehmen entscheiden selbst, ob vermieden/gekauft wird. Fairness maßgeblich an länderspezifische Minderungsverpflichtungen geknüpft. <i>International: HOCH</i> Siehe <i>national</i>.</p>
<p>Politische Umsetzbarkeit</p>	<p><i>National: HOCH</i> Einfaches und gut zu kontrollierendes Instrument und von daher gut umsetzbar. <i>International: NIEDRIG</i> Aufgrund mangelnder Fairness und Kosteneffizienz nur geringe Umsetzbarkeitschancen.</p>	<p><i>National: MITTEL</i> Einfaches und gut zu kontrollierendes Instrument und von daher gut umsetzbar. Herleitung des Steuersatzes von hoher Bedeutung. <i>International: MITTEL</i> Bedenken bzgl. ökologischer Treffsicherheit können politische Umsetzbarkeit gefährden.</p>	<p><i>National: MITTEL</i> Abhängig von räumlicher Verteilung des Schadstoffes. Kostenaspekt könnte Umsetzbarkeit mindern. <i>International: HOCH</i> Gut bei fast allen Bewertungskriterien, deswegen nur wenig Argumente gegen die Durchsetzbarkeit. Aber grundsätzlich abhängig von Anfangsausstattung und Fairness der regionalen Minderungsverpflichtungen.</p>

³¹⁸ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 65.

³¹⁹ Vgl. ebenda, S. 76.

Es wurde zuvor schon erwähnt, dass nicht immer zwangsläufig nur eines der o.a. Instrumente im Rahmen von umweltpolitischen Entscheidungen eingesetzt werden muss. Kombinationen sind denkbar und in der Realität oft zu finden. Dabei muss aber immer die etwaige Komplementarität der Instrumente bedacht werden. Darüber hinaus ist auch die Konstanz der Umweltpolitik von großer Bedeutung. Häufige Wechsel der Instrumente nebst Zielen können gesamtwirtschaftliche negative Effekte und hohe Unsicherheit bei den beteiligten Wirtschaftssubjekten hervorrufen, selbst wenn das gewählte Instrument an sich aus Umweltgesichtspunkten sehr gut geeignet ist.³²⁰

Da im Rahmen der vorliegenden Arbeit der globale Klimaschutz und die CO₂-Emissionen im Fokus stehen, erscheint nach den Diskussionen in den vorangegangenen Unterkapiteln und der Bewertung in Tabelle 5 der **(weltweite) Zertifikatehandel** als das am besten geeignete Instrument zur Bekämpfung des globalen Klimawandels. Diese Erkenntnis ist insbesondere für das nachfolgende Kapitel 4.3.2 von Relevanz.

4.2 Historie und Status quo des internationalen Klimaschutzes

In diesem Unterkapitel wird die Historie des internationalen Klimaschutzes anhand der wichtigsten Abkommen und Konferenzen kurz dargestellt. Das Kyoto-Protokoll und das Pariser Abkommen werden detailliert erläutert und anhand der bekannten Kriterien bewertet. Zum Ende wird analysiert, ob der jetzige Stand beim internationalen Klimaschutz ausreicht, um den anthropogenen Klimawandel erfolgreich einzudämmen.

4.2.1 Historie

Im Jahr 1972 fand in Stockholm die *United Nations Conference on the Human Environment* (UNCHE) statt. Diese Konferenz war das erste große internationale Meeting, welches sich hauptsächlich mit globalen Umweltproblemen auseinandersetzte. Fünfzehn Jahre später wurde die *Montreal-Protocols on Substances that Deplete the Ozone Layer* zur Reduzierung und Vermeidung der Emissionen von gasförmigen Halogenverbindungen (FCKW) verabschiedet. Auf Initiative des UN Environmental Programme (UNEP) und der World Meteorological Organization (WMO) wurde ein Jahr später 1988 das IPCC gegründet, welches mit mittlerweile fünf Sachstandsberichten die weltweit anerkannte

³²⁰ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 48.

wissenschaftliche Basis in Bezug auf den anthropogenen Klimawandel liefert (vgl. Kapitel 2). 1992 wurde dann in Rio de Janeiro der *Rio Summit* (Erdgipfel) abgehalten. Auf diesem Gipfel wurde die so genannte *UN Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC) bzw. die Klimarahmenkonvention von 154 Staaten unterzeichnet, die zwei Jahre später in Kraft trat.³²¹ Neben der UNFCCC wurden in Rio auch die *Convention on Biological Diversity* (CBD) und die *UN Convention to Combat Desertification* (UNCCD) verabschiedet, die zwar jeweils anders gelagerte Schwerpunkte in puncto Nachhaltigkeit hatten, aber dennoch eng mit der UNFCCC verknüpft sind.³²²

Nachfolgend werden in Tabelle 6 wesentliche Entwicklungen im Rahmen der UNFCCC bis hin zum Pariser Abkommen (2015) in einer kompakten Übersicht dargestellt.

Tabelle 6: Historie des globalen Klimaschutzes anhand ausgewählter Klimaschutzkonferenzen

Konferenz	Wesentliche Ergebnisse/Vereinbarungen
Rio Summit, UNFCCC, 1992, Rio de Janeiro	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Gemäß Artikel 2 ist das Ziel der Konvention, „die Stabilisierung der Treibhausgaskonzentrationen in der Atmosphäre auf einem Niveau zu erreichen, auf dem eine gefährliche anthropogene Störung des Klimasystems verhindert wird.“ ▪ Ein solches Niveau soll innerhalb eines Zeitraums erreicht werden, der ausreicht, damit sich die Ökosysteme auf natürliche Weise den Klimaänderungen anpassen können, die Nahrungsmittelerzeugung nicht bedroht wird und die wirtschaftliche Entwicklung auf nachhaltige Weise fortgeführt werden kann.³²³ ▪ UNFCCC wurde bislang von 196 Staaten ratifiziert. ▪ UNFCCC ist theoretisch für eine unendliche Dauer ausgelegt.³²⁴ ▪ Die Klimarahmenkonvention beinhaltet keine spezifischen oder verpflichtenden Reduktionsziele.³²⁵ Industrienationen übernehmen die Führung im Kampf gegen den anthropogenen Klimawandel.³²⁶ ▪ Gem. Artikel 7 der UNFCCC stellt die jährlich angesetzte Weltklimakonferenz der Vertragsstaaten (Conference of the Parties, COP)³²⁷ das oberste Gremium der Klimarahmenkonvention dar. Auf diesen COP soll die Durchführung des Abkommens evaluiert und überprüft werden.³²⁸

³²¹ Aktuell haben 196 Staaten die Klimarahmenkonvention unterschrieben (vgl. http://unfccc.int/essential_background/convention/status_of_ratification/items/2631.php, abgerufen am 26.06.2012).

³²² Darüber hinaus wurde auch die Agenda 21 verabschiedet, die Handlungsempfehlungen für mehr Nachhaltigkeit in verschiedenen Politikbereichen enthält (vgl. http://www.bmu.de/rio_plus_20/doc/48837.php) (abgerufen am 02.07.2012)).

³²³ Vgl. UNFCCC (1992), S. Art. 2. Die in Artikel 2 der UNFCCC aufgeführten Folgen und Probleme des anthropogenen Klimawandels wurden in Kapitel 3.1 bereits näher dargestellt.

³²⁴ Vgl. Barrett, S. (2010), S. 241.

³²⁵ Vgl. Grubb, M. u. a. (1999), S. 43.

³²⁶ Vgl. UNFCCC (1992), S. Art. 3.1; Tollefson, J. und Gilbert, N. (2012), S. 21.

³²⁷ Neben den COP gibt es im Rahmen des Kyoto-Protokolls auch „Meeting of the Parties“ (MOP). MOP sind das oberste Gremium des Kyoto-Protokolls. Es werden jährliche COP/MOP-Treffen abgehalten.

³²⁸ Vgl. UNFCCC (1992), S. Art. 7.

<p>COP 1, 1995, Berlin</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Berlin-Mandat beschließt, dass detailliertere Verpflichtungen notwendig sind, um die Ziele der Konvention zu erreichen.³²⁹
<p>COP 3, 1997, Kyoto</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verabschiedung des sogenannten Kyoto-Protokolls. ▪ Kern des Protokolls ist eine verbindliche Vorgabe von absoluten Emissionszielen. Durch diese quantifizierten Emissionsbeschränkungen ist das Kyoto-Protokoll als ein quantitativer, mengenregulierter Ansatz zu bezeichnen.³³⁰ ▪ Eine Lösung des globalen Klimaproblems ist allein mit dem Kyoto-Protokoll nicht zu erreichen; es stellt jedoch einen ersten fundamentalen, internationalen Schritt zur Eindämmung des anthropogenen Klimawandels und eine Basis dar, auf der zukünftige Übereinkommen aufsetzen können.³³¹ ▪ Das Kyoto-Protokoll trat nach der Ratifizierung durch Russland (2004) am 16. Februar 2005 in Kraft und wurde von 192 Staaten/Parteien unterzeichnet. Das Kyoto-Protokoll ist bislang die umfassendste internationale Vereinbarung im Kampf gegen den anthropogenen Klimawandel. Zu Beginn wurden durch das Abkommen 63,7% der Emissionen der Annex I-Staaten abgedeckt (Basis 1990).³³² ▪ Gem. Artikel 3.1 beinhaltet das Kyoto-Protokoll die Verpflichtung für Annex I-Länder (der UNFCCC), die wesentlichen THG-Emissionen bestehend aus CO₂, CH₄, N₂O, HFKW, FKW und SF₆ (siehe auch Kapitel 2.1) bis zum Ende des Jahres 2012 um mindestens 5% unter das Emissionsniveau von 1990 zu senken.³³³ ▪ Dabei haben unterschiedliche Länder auch unterschiedliche Reduktionsverpflichtungen oder sogar die Möglichkeit, mehr als im Basisjahr 1990 zu emittieren.³³⁴ Die Verpflichtungen gelten entsprechend nur für Annex I-Länder, die das Protokoll ratifiziert haben. ▪ Eine tabellarische Übersicht über die Reduktionsziele der einzelnen Länder findet sich in Annex B des Kyoto-Protokolls.³³⁵ ▪ Die USA (30% Anteil an den THG-Emissionen der Annex I-Staaten) haben sich von dem Abkommen im Jahr 2001 zurückgezogen,³³⁶ Kanada ist Ende 2011 vom Kyoto-Protokoll zurückgetreten.³³⁷ Auch Russland, Japan und Neuseeland sind aus dem Protokoll ausgestiegen. Das Kyoto-Protokoll ist damit nur noch auf 37 Industrie- und die EU-27 Staaten beschränkt.³³⁸ Diese Länder vereinen nur noch ca. 15% der weltweiten Emissionen auf sich.³³⁹

³²⁹ Vgl. UNFCCC (2003), S. 3 f.

³³⁰ Vgl. Nordhaus, W. D. (2006), S. 31.

³³¹ Vgl. http://unfccc.int/kyoto_protocol/items/2830.php (abgerufen am 23.06.2012).

³³² Vgl. http://unfccc.int/kyoto_protocol/status_of_ratification/items/2613.php (abgerufen am 26.06.2014)

³³³ Vgl. UNFCCC (1997), S. Art. 3.1. und Tollefson, J. und Gilbert, N. (2012), S. 21. Die Reduktionsverpflichtung gilt nicht für einzelne THG, sondern für das gesamte „Bündel“ der THG.

³³⁴ Vgl. UNFCCC (1997), S. 20.

³³⁵ Vgl. <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>

³³⁶ Vgl. Nordhaus, W. D. (2006), S. 31.

³³⁷ Der kanadische Umweltminister argumentierte, dass das Klimaabkommen nicht funktionieren könne, wenn die beiden weltgrößten Emittenten China und die USA nicht involviert sind. Seit 1990 sind Kanadas Emissionen um mehr als 20 Prozent angestiegen (vgl. IEA (2011a), S. II.4). Nach dem Kyoto-Abkommen hätte das Land jedoch bis 2012 die CO₂-Emissionen um 6 Prozent senken müssen. Damit hätten Strafzahlungen von bis zu 10 Mrd. Euro gedroht.

³³⁸ Vgl. http://unfccc.int/essential_background/the_science/climate_change_impacts_map/items/6448.php (abgerufen am 28.11.2016).

³³⁹ Vgl. Feess, E. und Seeliger A. (2013), S. 231 und <http://www.bmub.bund.de/themen/klima-energie/klimaschutz/internationale-klimapolitik/kyoto-protokoll/> (abgerufen am 27.11.2016).

<p>COP 13, 2007, Bali</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Als Kernziel der Bali-Roadmap wird vereinbart, einen neuen Verhandlungsprozess anzustoßen, um auf der Klimakonferenz in Kopenhagen ein Folgeabkommen für das Kyoto-Protokoll zu verabschieden. ▪ Der Bali-Action Plan umfasst zudem fünf Elemente, die das Grundgerüst für zukünftige Abkommen bilden sollen. <ol style="list-style-type: none"> 1) Formulierung eines langfristigen Zieles 2) Ziele und Strategien zur Vermeidung von Emissionen, 3) Ziele und Strategien zu Adaptionsmaßnahmen, 4) Ziele und Strategien zum Technologietransfer zw. den Ländern, 5) Ziele und Strategien zur Finanzierung.
<p>COP 15, 2009, Kopenhagen</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ China, Indien und andere große Entwicklungsländer erklären sich erstmals dazu bereit, ihren THG-Ausstoß zu vermindern. ▪ Internationale Vereinbarung, die globale Erwärmung auf 2° Celsius gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen und längerfristig zu vermeiden. ▪ Die internationale Klimapolitik richtet sich mit der Zwei-Grad-Leitplanke zum ersten Mal an einer konkreten Zahl bzw. Temperaturmarke aus. ▪ Dieses 2° Celsius-Ziel entspricht dem 350-400 ppm-Szenario (bzw. 445-490 ppm CO₂äq) des IPCC. Nach IPCC-Berechnungen erfordert dieses Ziel eine Reduktion der THG im Jahr 2050 zwischen 50 und 85% (siehe Tabelle 3). ▪ Eine bindende internationale Vereinbarung wurde hingegen nicht erzielt, was zu deutlicher Kritik geführt hat.³⁴⁰
<p>COP 16, 2010, Cancun</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einrichtung eines Technology Mechanism zur Unterstützung einer effizienten Weitergabe von „Clean Technologies“ an Entwicklungsländer.³⁴¹
<p>COP 17, 2011, Durban</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Laut offiziellem Dokument ist der Klimawandel eine ernstzunehmende und potenziell unumkehrbare Bedrohung für die Menschheit und den Planeten. Die Eindämmung des Klimawandels bedingt somit die größtmögliche internationale Kooperation und Staatenzusammenarbeit.³⁴² ▪ Beschluss, das Kyoto-Protokoll bis zum Jahr 2017/2020 zu verlängern.³⁴³ ▪ Verabschiedung des Green Climate-Fund (GCF), der ab 2020 jährlich bis zu 100 Mrd. USD vorsieht, um damit die dringendsten Bedürfnisse der Entwicklungsländer anzugehen.³⁴⁴ ▪ Beschluss zur Anrechnung von CCS-Projekten im Rahmen von Clean Development Mechanism-Projekten (CDM) innerhalb des Kyoto-Protokolls.³⁴⁵ Dieser Beschluss kann als wesentliche Voraussetzung für eine erfolgreiche Diffusion der CCS-Technik angesehen werden.
<p>COP 18, 2012, Doha</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Kyoto-Protokoll ist bis 2017/2020 verlängert worden.³⁴⁶ ▪ Insgesamt gehen mit der zweiten Phase des Protokolls aber nur geringe Reduktionsambitionen einher.

³⁴⁰ Vgl. Rogelj, J. u.a. (2010), S. 1126.

³⁴¹ Vgl. <http://cancun.unfccc.int/what-governments-will-do-in-2011/> (abgerufen am 27.06.2012).

³⁴² UNFCCC (2011), S. 2.

³⁴³ Die Entscheidung soll auf der COP 18 im Jahr 2012 in Katar endgültig getroffen werden.

³⁴⁴ Vgl. UNFCCC (2011), S. 33.

³⁴⁵ Vgl. UNFCCC (2012), S. 13.

³⁴⁶ Vgl. http://unfccc.int/meetings/doha_nov_2012/session/7049/php/view/decisions.php (abgerufen am 20.12.2012).

<p>Rio 20+ Gipfel, 2012, Rio de Janeiro</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Einigung der 191 Staaten der UNFCCC, grundsätzlich das Konzept des <i>grünen Wirtschaftens</i> zu verfolgen.³⁴⁷ ▪ Dies bedeutet eine explizite Schonung natürlicher Ressourcen und die weltweite Transformation hin zu einem nachhaltigen Wirtschaftssystem.
<p>COP 21, 2015, Paris</p>	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Verabschiedung einer neuen, internationalen Klimaschutzvereinbarung in Nachfolge des Kyoto-Protokolls. Der Name dieser Vereinbarung lautet <i>Paris Agreement</i> oder auch <i>Pariser Abkommen</i>. Das Abkommen wurde von Delegierten aus insgesamt 197 Ländern verabschiedet. ▪ Weltgemeinschaft bekennt sich völkerrechtlich verbindlich zum Ziel, die Erwärmung auf deutlich unter 2 °C, oder sogar unter 1,5 °C, zu begrenzen.³⁴⁸ ▪ Die Anpassungen an nicht mehr umkehrbare Schäden durch den Klimawandel sollen verbessert und die Klimaresistenz erhöht werden, ohne die Nahrungsmittelproduktion negativ zu beeinflussen. ▪ Festlegung darauf, dass die Welt in der zweiten Jahrhunderthälfte treibhausgasneutral werden muss.³⁴⁹ ▪ Das Abkommen tritt am 30. Tag in Kraft, nachdem mindestens 55 Vertragsparteien, die für mindestens 55% der gesamten THG-Emissionen weltweit verantwortlich sind, ihre Ratifikationsurkunden bei den verantwortlichen Stellen hinterlegt haben.³⁵⁰ ▪ Am 5. Oktober 2016 haben insgesamt 74 Nationen (verantwortlich für ca. 59% der weltweiten CO₂-Emissionen) das Abkommen ratifiziert. Darunter auch China und die USA. Das Pariser Abkommen trat 30 Tage später am 5. November 2016 in Kraft. Mittlerweile haben 113 von 197 Nationen das Abkommen ratifiziert.³⁵¹

4.2.2 Kyoto-Protokoll

Da das Kyoto-Protokoll als erster Meilenstein in der Geschichte des internationalen Klimaschutzes gilt, werden die Vor- und Nachteile noch kurz aufgearbeitet. Die wesentlichen Grundinformationen zum Protokoll wurden bereits in Tabelle 6 dargestellt.

Wesentliche Stärken des Kyoto-Protokolls

- Nutzung *marktorientierter Instrumente* (Zertifikate,³⁵² Joint Implementation (JI) und CDM); vermutlich höhere Kosteneffizienz ggü. anderen Instrumenten.³⁵³

³⁴⁷ Vgl. UN und UNSCD (2012), S. 2.

³⁴⁸ Vgl. UNFCCC, COP21 (2015), S. Art. 2, Abs. a.

³⁴⁹ Ebenda, S. Art. 4, Abs. 1.

³⁵⁰ Ebenda, S. Art. 21, Abs. 1.

³⁵¹ Vgl. http://unfccc.int/paris_agreement/items/9444.php (abgerufen am 27.11.2016).

³⁵² Vgl. UNFCCC (1997), S. Artikel 17.

³⁵³ Emissionsreduktionen können in Entwicklungsländern zu geringeren Grenzvermeidungskosten pro Tonne CO₂ durchgeführt werden als in Industrieländern. Dies ist folglich kosteneffizienter bei gleicher Effektivität, da es aufgrund der atmosphärischen Verteilung irrelevant ist, wo auf der Erde CO₂-Emissionen vermieden werden. Durch die flexiblen Mechanismen können die globalen Vermeidungskosten minimiert werden.

- **Hohe Flexibilität**, da es den Staaten selbst überlassen ist, wie die nationalen Emissionsziele erreicht werden sollen³⁵⁴ (z.B. Fokus auf CO₂ oder auf andere THG, frei wählbare Instrumente/Mittel zur Umsetzung, Banking und Borrowing bei Zertifikatehandel³⁵⁵ (siehe auch Emissionsquellen in Kapitel 2.5).
- **Schadstoffübergreifender Ansatz** (CO₂-Äquivalente) folgt umweltökonomischen Prinzipien und beugt einer unerwünschten Schadstoffsubstitution vor und ist zudem ein Gebot der Effizienz (Länder vermindern THG dort, wo die Grenzvermeidungskosten in Bezug auf das CO₂-Äquivalent am niedrigsten sind).³⁵⁶
- Das Kyoto-Protokoll thematisiert **Fairness** vor dem Hintergrund historischer Emissionen, indem zunächst nur Industriestaaten Reduktionsverpflichtungen unterliegen, da sie für den Großteil der jetzigen THG-Konzentration in der Atmosphäre verantwortlich sind.³⁵⁷
- Zu Beginn haben 192 Staaten das Protokoll ratifiziert.³⁵⁸ Dies zeigt, dass ein globales Klimaschutzabkommen generell möglich ist und internationale Minde-rungsverpflichtungen **politisch realisierbar** und **durchführbar** sind.

Wesentliche Schwächen des Kyoto-Protokolls

- Der Teilnehmerkreis ist **begrenzt**: Die größten THG-Emittenten sind nicht an das Abkommen gebunden.³⁵⁹ Austritte haben gezeigt, dass Abkommen ohne bin-dende Verpflichtungen und ggf. Sanktionszahlungen nur wenig Stabilität haben.
- **Reduktionsverpflichtungen sind nur unzureichend**. Die im Kyoto-Protokoll vereinbarten CO₂-Reduktionen umfassten zu Beginn 63,7% der globalen Emissionen; mittlerweile sind nur noch 15% des globalen CO₂-Ausstoßes abgedeckt.³⁶⁰ Dadurch begünstigt das Kyoto-Protokoll den Effekt des **emission leakage**.

³⁵⁴ Vgl. Aldy, J. E. und Stavins, R. (2010), S. 4.

³⁵⁵ Vgl. Baumert, K. A. u.a. (2002), S. 22.

³⁵⁶ Vgl. Endres, A. (2013), S. 320.

³⁵⁷ Vgl. Aldy, J. E. und Stavins, R. (2010), S. 4 f.

³⁵⁸ Vgl. http://unfccc.int/kyoto_protocol/status_of_ratification/items/2613.php (abgerufen am 15.07.2012).

³⁵⁹ Vgl. Barrett, S. (2006), S. 22.

³⁶⁰ Vgl. Nordhaus, W. D. (2006), S. 31. Vor allem schnell wachsende Entwicklungsländer wie China, Indien, Brasilien, Südafrika, Indonesien, Korea oder Mexiko unterliegen bislang keinen Reduktionsverpflichtungen und sind nicht im Annex B des Kyoto-Abkommens gelistet. Der Anteil der Entwicklungsländer an den globalen THG-Emissionen ist seit 1990 auf mittlerweile weit über 50% gestiegen (siehe auch Kapitel 5.1).

- **Hot Air-Problematik** durch die Fixierung auf das Jahr 1990 als Basisjahr,³⁶¹ dies gilt insbesondere im Falle Russlands.³⁶²
- Grundsatz der Fairness wurde nach damaligen Grundsätzen implementiert. Auf die gravierenden Änderungen der letzten Jahre (z.B. wirtschaftlicher Aufschwung Chinas) kann aber nicht dynamisch reagiert werden. Der **Fairnessaspekt** ist vor diesem Hintergrund kritisch zu hinterfragen.
- **Eingeschränkte Wirkungen von flexiblen Optionen.** Diese Optionen haben gem. Artikel 17 (CDM, JI) das Problem, dass das Baseline-Szenario nur schwer zu quantifizieren ist.³⁶³
- **Unzureichende Laufzeit:** Der Zeithorizont von ursprünglich fünf Jahren (2008-2012) und die aktuelle Verlängerung bis 2020 ist ein zu kurzfristiger Ansatz für ein grundlegend langfristiges Problem. Da Treibhausgase Verweilzeiten in der Atmosphäre von bis zu Hunderten von Jahren haben (siehe Kapitel 2.1) und umfassende Klimaschutzstrategien tiefe Eingriffe in investitionsintensive Sektoren wie die Energieerzeugung induzieren, muss ein Klimaschutzabkommen langfristige Signale an die private Marktwirtschaft senden, um durch Planungssicherheit Investitionen in nachhaltige und innovative Technologien zu unterstützen.
- **Fehlende Sanktionsmechanismen** und somit unzureichenden Anreize zur Erfüllung der Reduktionsverpflichtungen: Der im Kyoto-Protokoll verhandelte Sanktionsmechanismus ist durch die Möglichkeit des Austritts/Rückzuges entsprechend ausgehöhlt und kann als unzureichend in Bezug auf die Effektivität des Abkommens bezeichnet werden.³⁶⁴ Entsprechend sind die Minderungsziele des Protokolls eher politischer denn juristischer Natur.³⁶⁵ Als Beispiel wurde bereits der Austritt verschiedener Länder erörtert.

Abschließend soll das Kyoto-Protokoll noch kurz anhand der in Kapitel 4.1.4 erläuterten Kriterien bewertet werden. Die Übersicht findet sich in der nachfolgenden Tabelle 7.

³⁶¹ Vgl. Klepper, G. und Peterson, S. (2005).

³⁶² Vgl. Nordhaus, W. (2005), S. 9 und Fees E. und Seeliger A. (2013), S. 230 f.

³⁶³ Aldy, J. E. und Stavins, R. (2010), S. 6 f.

³⁶⁴ Vgl. ebenda, S. 7.

³⁶⁵ Vgl. Barrett, S. (2006), S. 22 f.

Tabelle 7: Bewertung des Kyoto-Protokolls

Bewertungskriterium	Bewertung
Ökologische Treffsicherheit/Effektivität	NIEDRIG Starke Aufweichung der Ziele insbesondere durch Nicht-Ratifizierung der USA und nicht vorhandener Reduktionsverpflichtungen von stark wachsenden Ländern wie China. Austrittsmöglichkeiten höhlen darüber hinaus die Treffsicherheit aus. ³⁶⁶ Hinzu kommt noch o.a. Hot-Air-Problematik. ³⁶⁷
Kosteneffizienz	HOCH System der Emissionszertifikate als marktorientiertes Internalisierungsinstrument gewährleistet Kosteneffizienz. ³⁶⁸
Dynamische Effizienz und Flexibilität	HOCH Sollte durch Implementierung des Zertifikatehandels gewährleistet sein. ³⁶⁹
Informationsanforderungen und Transaktionskosten	MITTEL/HOCH Umsetzung des Zertifikatehandels (als zentrales Instrument zur Erreichung der Ziele) erfordert Aufbau eines Handelssystems in allen teilnehmenden Ländern. Kosten aber geringer als z.B. bei Auflagen. Schätzungen über aggregierte Grenzvermeidungskosten reichen aus.
Politische Umsetzbarkeit	HOCH/NIEDRIG Zu Beginn hoch, da 192 Länder das Protokoll unterzeichnet haben. Fehlende Sanktionsmechanismen bei Austritt haben Stabilität des Protokolls stark reduziert und zu etlichen Rückzügen/Austritten geführt. ³⁷⁰
Anreize zur Teilnahme	HOCH/NIEDRIG Ebenfalls zu Beginn hohe Anreize, da Entwicklungsländer keine Minderungsverpflichtungen eingehen mussten und z.B. Russland vom Basisjahr 1990 profitieren konnte. Sanktionsfreier Rückzug vom Protokoll hat Stabilität stark reduziert und Anreize zur Teilnahme/Verbleib gesenkt.
Fairness	NIEDRIG Zu Beginn wurde Fairnessaspekt berücksichtigt, da historische „Schuld“ bewertet und Entwicklungsländer keine Minderungsverpflichtungen eingehen mussten. Bezugsjahr 1990 aber zu statisch, aufstrebende Nationen stark bevorteilt. Austrittsmöglichkeiten untergraben zudem alle Fairnessaspekte. ³⁷¹

Das Kyoto-Protokoll offenbart Unzulänglichkeiten, Hürden und Schwierigkeiten bei der Umsetzung in allen wesentlichen Bereichen wie z.B. bei der globalen Partizipation, bei verbindlichen Reduktionszielen, beim Zeitrahmen für THG-Emissionsreduktionen, beim internationalen Emissionshandel oder bei der Setzung finanzieller Anreize zur Teilnahme von Entwicklungsländern. Auch wenn das Kyoto-Protokoll einen entscheidenden Schritt im internationalen Klimaschutz darstellt, so ist als gravierende Schwäche das Fehlen von konkreten und umfassenden ökonomischen oder ökologischen Zielen aufzuführen. Der

³⁶⁶ Vgl. Endres, A. (2013), S. 322 f.

³⁶⁷ Vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 230.

³⁶⁸ Vgl. Kapitel 4.1.2.3 und Endres, A. (2013), S. 320 f.

³⁶⁹ Vgl. Kapitel 4.1.2.3 und Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 137.

³⁷⁰ Siehe auch 4.2.1.

³⁷¹ Vgl. Endres, A. (2013), S. 320 f.

Bezug auf die Emissionen eines bestimmten Basisjahres hat keinen identifizierbaren Bezug zu THG-Konzentrationen, Temperaturzielen, Kosten oder Schäden. David G. Victor fasst die Nachteile des Kyoto-Protokolls in folgendem Satz zusammen: „The Kyoto framework, ironically, is designed in a way that seems to maximize the difficulties in collective action.“³⁷²

Als Fazit lässt sich festhalten, dass das Kyoto-Protokoll (Stand heute) als ein Abkommen mit einer begrenzten Anzahl von Ländern verstanden werden kann, die eine THG-Reduktionsverpflichtung für einen beschränkten Zeitraum in einem beschränkten Umfang eingegangen sind. Positive Wirkungen auf das globale Klima können kaum erwartet werden. Das Kyoto-Protokoll ist trotz allem einer der ersten und wichtigsten Schritte in einem institutionellen Evolutionsprozess zur Eindämmung des Klimawandels.³⁷³

4.2.3 Pariser Abkommen

Das Pariser Abkommen stellt den aktuellen Stand der globalen Klimaschutzpolitik dar. Zum ersten Mal in der Geschichte haben sich alle Staaten (Industriestaaten und Entwicklungsländer) auf gemeinsame, transparente Ziele und Regeln geeinigt, um den Klimawandel zu bekämpfen. Vor diesem Hintergrund ist das Abkommen von vielen Seiten als Meilenstein in der Klimapolitik und als Trendwende im Kampf gegen die globale Klimaerwärmung bezeichnet worden.³⁷⁴ Die wesentlichen Rahmendaten des Abkommens wurden bereits in Tabelle 6 aufgezeigt.

Die in Artikel 2 des Abkommens genannten Hauptziele entsprechen den in Abbildung 1 dargestellten Instrumenten *Mitigation* und *Adaption* (siehe dazu auch Kapitel 3.2). Während Artikel 1 Absatz 1 auf das Instrument der Mitigation abhebt und zukünftige Emissionen vermeiden will, ist in Absatz 2 der Wille zur Erhöhung der Adaptionsfähigkeit verankert.³⁷⁵ Daraus kann der Schluss gezogen werden, dass auch auf politischer Ebene von unumkehrbaren Auswirkungen des Klimawandels ausgegangen wird. Die jetzt schon

³⁷² Vgl. Victor, D. G. (2007), S. 135.

³⁷³ Vgl. Endres, A. (2013), S. 330.

³⁷⁴ Vgl. http://unfccc.int/essential_background/the_science/climate_change_impacts_map/items/6448.php (abgerufen am 20.11.2016).

³⁷⁵ Vgl. Paris Agreement (2015).

sichtbaren und zukünftigen Schäden müssen durch Adaption (z.B. höhere Dämme, verbesserter Katastrophenschutz etc.) so gut wie möglich eingedämmt werden. Damit verbunden ist die Einrichtung des Green Climate Fund (GCF) mit einem Volumen von 100 Mrd. Dollar pro Jahr.³⁷⁶ Im Folgenden werden wiederum kurz die wesentlichen Stärken und Schwächen des Pariser Abkommens erläutert.

Wesentliche Stärken des Pariser Abkommens

- Die Einigung der teilnehmenden Länder auf ein **langfristiges Klimaziel** (Art. 2) ist als sehr positiv zu erachten. Das Ziel, die Erwärmung auf unter 2° Celsius oder im besten Fall auf höchstens 1,5° Celsius zu beschränken, gibt ein definiertes globales Ziel vor, an dem sich die Weltgemeinschaft in den nächsten Jahren und Jahrzehnten orientieren kann.³⁷⁷
- Der **globale THG-Höchstausstoß** (global peaking, Art. 4)³⁷⁸ soll so schnell wie möglich erreicht werden. Die Balance zwischen anthropogenen Emissionen und deren Aufnahme durch natürlich Senken soll in der zweiten Jahrhunderthälfte hergestellt werden.
- Jedes Land ist verpflichtet, seine Treibhausgasemissionen im Rahmen von **NDC** (nationally determined contributions) detailliert darzulegen und Fortschritte im Zeitverlauf zu überprüfen (Artikel 4 und 14).³⁷⁹ Diese **ambitionierten Klimaschutzpläne** unterliegen dem verbindlichen Prinzip, dass sie nicht abgeschwächt werden dürfen, sondern im Zeitverlauf immer ehrgeiziger formuliert werden müssen.³⁸⁰ Die NDC müssen alle 5 Jahre neu eingereicht werden. Die erste Überprüfung erfolgt im Jahr 2023. Länder sind verpflichtet, die genannten Ziele mit geeigneten Mitteln zu erreichen.³⁸¹

³⁷⁶ Vgl. Paris Agreement (2015), Download unter http://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/english_paris_agreement.pdf (abgerufen am 23.11.2016).

³⁷⁷ Vgl. <http://bigpicture.unfccc.int/#content-the-paris-agreemen> (abgerufen am 24.11.2016).

³⁷⁸ Die jährliche Gesamtmenge an emittierten THG ist in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen (siehe auch Kapitel 2 und Ausführungen zu CO₂ in Kapitel 5). Im Rahmen des Pariser Abkommens soll das Jahr mit den absolut höchsten jährlichen THG-Emissionen so schnell wie möglich erreicht werden. Dies bedeutet, dass nach diesem Jahr die THG-Emissionen kontinuierlich im Vergleich zu diesem Peak-Jahr sinken müssen.

³⁷⁹ Vgl. Paris Agreement (2015), S. Art. 4.

³⁸⁰ Vgl. ebenda, S. Art. 4, Abs. 9.

³⁸¹ Vgl. <http://bigpicture.unfccc.int/#content-the-paris-agreemen> (abgerufen am 24.11.2016).

- **Entwicklungsländer** sollen beim Klimaschutz und der Anpassung an den Klimawandel von den Industrieländern unterstützt werden.³⁸² Es wurde das Versprechen der Industrieländer bekräftigt, ab 2020 jährlich 100 Milliarden Dollar zur Verfügung zu stellen (siehe auch Ausführungen zur COP 17).
- Die Bedeutung von **natürlichen Senken** wird in Art. 5 explizit hervorgehoben. Das Abkommen hält die Teilnehmerländer dazu an, diese Senken zu erhalten und zu erweitern.
- Explizite Nennung der Bedeutung von **Adaptationsmaßnahmen** (Art. 7). Diese Maßnahmen stellen eine globale Herausforderung für alle Länder dar. Die Teilnehmerstaaten sind aufgefordert, die Pläne zu bereits durchgeführten und geplanten Maßnahmen mitzuteilen und die benötigte Unterstützung aufzuzeigen. Entwicklungsländer werden bei der Durchführung von Maßnahmen gesondert unterstützt (durch z.B. den GCF).³⁸³

Wesentliche Schwächen des Pariser Abkommens

Neben einer Vielzahl an positiven Würdigungen des Paris Agreement sind aber auch kritische Einwände geäußert worden. Die wesentlichen Kritikpunkte werden nachfolgend kurz skizziert.

- Auch wenn das Abkommen als juristisch bindend bezeichnet wird, können sich Länder ohne Konsequenzen davon zurückziehen (wie z.B. die USA und Kanada beim Kyoto-Protokoll); **Sanktionsmechanismen** im Falle eines Rückzuges sind **nicht verankert**. Damit weist das Pariser Abkommen die gleiche entscheidende Schwäche auf wie zuvor das Kyoto-Protokoll.
- Bislang wurden **keine bindenden Ziele** für die Reduktion von CO₂ **vereinbart**. Damit einher geht eine fehlende Einklagbarkeit der im Vertrag genannten Hilfen für Klimaschäden in armen Staaten.
- **Keine** Einführung einer globalen **CO₂-Steuer oder Zertifikatehandel**, die die Nutzung fossiler Brennstoffe verteuert und gesetzte Minderungsziele kosteneffizient erreicht hätte.

³⁸² Ebenda, S. Art. 3.

³⁸³ Vgl. <http://bigpicture.unfccc.int/#content-the-paris-agreemen> (abgerufen am 28.11.2016).

- Bislang sind **Flugverkehr und Schifffahrt** nicht Teil des Abkommens.³⁸⁴
- Die vorgelegten freiwilligen **Klimaschutzpläne** der Staaten sind **unzureichend** und führen voraussichtlich zu einer Erwärmung von 2,7 bis 3,3 Grad Celsius.³⁸⁵

Der aktuelle Emission Gap Report des United Nations Environment Programme (November 2016) zeigt die Defizite des Pariser Abkommens vor allem in Bezug auf die ökologische Treffsicherheit auf. Die Hauptziele des Pariser Abkommens (maximal 2° Celsius Erderwärmung, im besten Falle Begrenzung auf 1,5° Celsius und schnellstmögliche Erreichung des sogenannten global peaking) erfordern gemäß dem Gap Report deutlich größere Anstrengungen sowohl in kurzer als auch in mittlerer und langer Frist. Die benötigten zusätzlichen Anstrengungen haben sich im Vergleich zu früheren Gap Reports erhöht, da durch die neuen, anspruchsvolleren Hauptziele das zur Verfügung stehende Gesamtbudget an THG-Emissionen reduziert wurde.³⁸⁶ Im Original heißt es im Gap Report: „Against the background of the large emissions gap that was identified in previous reports, this further amplifies the need for ambitious early action that accelerates and strengthens the Nationally Determined Contributions of countries. Enhanced pre-2020 and pre-2030 action will reduce the so-called transitional challenges associated with the necessary shift in emissions pathways [...]“³⁸⁷

Nach der Darstellung der wesentlichen Vor- und Nachteile wird das Pariser Abkommen im Folgenden noch anhand der in Kapitel 4.1.4 vorgestellten Kriterien in Tabelle 8 bewertet.

³⁸⁴ Vgl. Page, M. (abgerufen am 27.2.2016).

³⁸⁵ Vgl. Rogelj, J. u.a. (2016), S. 631 f. und 638 f. und UNEP (2016), S. xvii

³⁸⁶ Vgl. UNEP (2016), S. xii.

³⁸⁷ Ebenda.

Tabelle 8: Bewertung des Pariser Abkommens

Bewertungskriterium	Bewertung
Ökologische Treffsicherheit/Effektivität	NIEDRIG/MITTEL Die gesetzten Hauptziele sind grundsätzlich ambitioniert. Die Regeln des Abkommens zielen aber eher darauf, dass geeignete nationale Maßnahmen zur Umsetzung von NDC ergriffen werden. Konkrete geeignete und abgestimmte Instrumente (siehe Kapitel 4.1) werden nicht eingeführt. Fehlende Sanktionsmechanismen bei Zielverfehlung und bei Rücktritt vom Abkommen reduzieren die ökologische Treffsicherheit.
Kosteneffizienz	NIEDRIG Dadurch, dass in erster Linie auf nationaler Ebene THG vermieden werden sollen und es an einem abgestimmten globalen Instrumentarium zur Internalisierung der externen Effekte mangelt, kann im Vergleich zu einem globalen Ansatz nur eine geringe Kosteneffizienz erreicht werden.
Dynamische Effizienz und Flexibilität	MITTEL Da keine konkreten Instrumente zur Umsetzung der NDC genannt wurden und es den Nationen selbst überlassen ist, wie Ziele erreicht werden (Steuern, Auflagen, Zertifikate), ist die dynamische Effizienz nicht oder nur schwer zu bewerten. Grundsätzlich sollte aber durch die nationale Verantwortung zur jeweiligen Zielerreichung und durch die ergriffenen Maßnahmen eine dynamische Effizienz erreicht werden, wenn entsprechende Internalisierungsinstrumente eingesetzt werden. Flexibilität ist auf einen Fünfjahresrhythmus (Vorlage neuer NDC) begrenzt.
Informationsanforderungen und Transaktionskosten	UNKLAR Siehe auch Ausführungen zu Dynamische Effizienz und Flexibilität. Die EU wird das EU-ETS voraussichtlich als zentrales Instrument weiterführen. Auf mittlere oder langfristige Sicht ist es denkbar, dass andere Regionen ans EU-ETS gekoppelt werden. Dann würden entsprechende Informationsanforderungen Kosten damit einhergehen.
Politische Umsetzbarkeit	HOCH/MITTEL Verabschiedung durch 197 Länder spricht für hohe politische Umsetzbarkeit. Ebenso die Ratifizierungsrate von ca. 60% (Stand November 2016). Fehlende Sanktionen bei Austritt untergraben aber zukünftige Stabilität des Abkommens.
Anreize zur Teilnahme	HOCH Siehe auch Ausführungen zu Politische Umsetzbarkeit. Fehlende Sanktionen bei relevanten Maßnahmen bedeuten grundsätzlich hohe Anreize zur Teilnahme, da bei „Nichtgefallen/Nichterfüllung“ Rückzug ohne Konsequenzen möglich ist. Unterstützung der Entwicklungsländer durch GCF erhöht hingegen Anreize.
Fairness	HOCH Industrienationen und Entwicklungsländer haben sich dazu bereit erklärt, gemeinsam gegen den Klimawandel anzugehen und Minderungsverpflichtungen einzugehen. Wie ambitioniert nationale und als fair erachtete Minderungsverpflichtungen (NDC) formuliert werden, bleibt zunächst jeder Nation selbst überlassen. Industrienationen unterstützen Entwicklungsländer bei Mitigation und Adaption mittels des NDC.

Auch wenn die erstmalige Einigung aller Länder auf ein globales Klimaschutzabkommen ohne Zweifel als Meilenstein bezeichnet werden kann, sind neben den positiven Aspekten auch die angebrachten Kritikpunkte nachvollziehbar. Das Pariser Abkommen ist neben dem Kyoto-Protokoll der zweite große Meilenstein in der Geschichte der globalen

Klimapolitik. Doch wie zuvor beim Kyoto-Protokoll konnte ein gemeinsamer Konsens nur mit Hilfe von etlichen Zugeständnissen erreicht werden. Als wesentlicher Kritikpunkt gilt das Fehlen von Sanktionsmaßnahmen sowohl bei Nichterreichung der Ziele als auch beim Austritt aus dem Abkommen. Es gibt aber auch anderslautende Meinungen, die den Standpunkt vertreten, dass juristische bindende Ziele nicht zwangsläufig eine notwendige Bedingung für hohe Effektivität und hohe Stabilität eines Abkommens sind. Wenn insgesamt der Glaube an das gemeinsame Ziel tief verankert ist und die Notwendigkeit der Zielerreichung von den einzelnen Teilnehmern (inklusive der Bevölkerung) getragen wird, dann kann ein Abkommen auch ohne Sanktionen stabil und letztendlich erfolgreich sein.³⁸⁸ Darüber hinaus ist in vielen Ländern aus rein ökonomischen Gründen eine Verschiebung weg von fossilen hin zu Erneuerbaren Technologien sichtbar,³⁸⁹ was eine Unterstützung des Abkommens ebenfalls erhöht.

Das Pariser Abkommen entspricht dem in Kapitel 4.1.4.6 bereits dargestellten *broad but shallow* Ansatz. Es gilt dabei, möglichst viele Nationen zur Teilnahme zu bewegen, dabei aber die Minderungsverpflichtungen und die damit verbundenen ökonomischen Belastungen niedrig zu halten.³⁹⁰ Als Fazit zum Pariser Abkommen lässt sich festhalten, dass der Grundstein für eine umfassende globale Klimaschutzstrategie erfolgreich gelegt wurde und der Klimawandel auch nach Auslaufen des Kyoto-Protokolls international weiterverfolgt wird. Die jüngsten Berechnungen des UNEP haben aber in aller Deutlichkeit gezeigt, dass das Abkommen in seiner jetzigen Ausgestaltung die vereinbarten ökologischen Ziele nicht erreichen wird und alle Akteure zum einen schneller agieren und zum anderen ehrgeizigere Minderungsverpflichtungen eingehen müssen.

³⁸⁸ Vgl. <http://www.climateinstitute.org.au/articles/opinion-pieces/is-the-paris-agreement-tooth-less.html> (abgerufen am 28.11.2016).

³⁸⁹ Erwähnt sei an dieser Stelle z.B. die letzten Auktionsergebnisse für PV-Anlagen im Saudi-Arabien zu nennen. Der Zuschlag wurde zu einem Preis vergeben, der in dieser Region der sogenannten Grid Parity entspricht, sich die Anlage also allein durch die Stromerlöse trägt und theoretisch keinerlei zusätzliche Subventionen benötigt.

³⁹⁰ Nordhaus, D. (2005) bezeichnete diese Vorgehensweise treffend als „wasch mir den Pelz, aber mach mich nicht nass“-Ansatz.

4.2.4 Klimaschutzziele der EU und Deutschlands (Stand 2015)

Neben den internationalen Klimaschutzvereinbarungen sind auch die Klimaschutzziele der EU und Deutschlands relevant und beeinflussen direkt oder indirekt (z.B. durch Förderungen oder Verbote) die Nutzung der CCS-Technologie. Sie sind dementsprechend auch als Zielvorgaben für die spätere Modellierung (siehe Kapitel 8 und 9) von Bedeutung. Relevant sind vor allem die langfristigen CO₂-Minderungsziele für die EU und Deutschland. Für die vorliegende Arbeit werden auf europäischer Ebene die Ziele mit Stand 2012 (Energy Roadmap) und für Deutschland die Ziele mit Stand 2011 (Energiekonzept 2050) zugrunde gelegt. An diesen Zielsetzungen hat sich bis 2016 nichts Wesentliches geändert.

Europa

Die EU sieht sich selbst in der Rolle eines Vorreiters, wenn es um den internationalen Klimaschutz geht. Zuletzt wurden von der EU verbindliche Klimaschutzziele für das Jahr 2030 ausgegeben. Diese sehen vor, dass der CO₂-Ausstoß um 40% gesenkt wird, der Anteil der Erneuerbaren Energien am Energieverbrauch mindestens 27% beträgt und die Energieeffizienz um mindestens 27% erhöht wird.³⁹¹ Die Energy Roadmap der EU aus dem Jahre 2011 sieht zudem sehr ambitionierte Ziele für das Jahr 2050 vor. Die Roadmap strebt ausgehend vom Emissionsniveau des Jahres 1990 eine Reduktion der Treibhausgasemissionen zwischen 80 und 95% an. Die Minderungsziele tangieren dabei alle volkswirtschaftlichen Sektoren.

Deutschland

Deutschland beansprucht ähnlich wie die EU für sich eine Vorreiterrolle in puncto Klimaschutz. Im Jahr 2011 wurden im Rahmen des neuen Energiekonzeptes der Bundesregierung³⁹² folgende Klimaschutzziele festgelegt: Bis zum Jahr 2020 sollen im Vergleich

³⁹¹ Vgl. http://ec.europa.eu/clima/policies/2030/index_en.htm (abgerufen am 10.1.2015).

³⁹² Es sei kurz auf die Wechselhaftigkeit der Bundespolitik in puncto Kernenergie hingewiesen. Im Jahr 2010 wurde zunächst durch eine deutliche Laufzeitverlängerung der Reaktoren der Ausstieg vom Kernenergieausstieg beschlossen. Zeitgleich wurde aber eine Brennelementesteuer erlassen. Nach der Katastrophe von Fukushima wurde dann im Jahr 2011 ein erneuter Ausstieg beschlossen, der noch strengere Auflagen vorsah, als die Regelungen vor der Laufzeitverlängerung. Insbesondere aus Investorensicht hinterließ dieses Vorgehen einen eher verstörenden Eindruck (vgl. Feess, E. und Seeliger, A. (2013), S. 48).

zum Jahr 1990 die CO₂-Emissionen um 40% und bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95% reduziert werden.³⁹³

4.2.5 Zwischenfazit

Aus der bisherigen Historie der internationalen Klimaschutzanstrengungen lassen sich zwei Schlussfolgerungen ziehen, die für die vorliegende Arbeit von hoher Relevanz sind:

1. Nationale (bzw. im Fall der EU supranationale) Selbstverpflichtungen bzgl. Emissionsminderungen bilden eine wesentliche Grundlage bisheriger internationaler Abkommen – im Pariser Abkommen wird dies sogar noch mehr betont als im Kyoto-Protokoll.
2. Das Pariser Abkommen als die aktuellste internationale Vereinbarung zur Eindämmung des Klimawandels wird in seiner jetzigen Form und mit den aktuellen nationalen Minderungsverpflichtungen nicht sicherstellen, dass die Klimaerwärmung auf 1,5° bzw. 2° Celsius begrenzt wird.

Vor diesem Hintergrund werden im folgenden Kapitel weitere Vorschläge für globale Klimaschutzabkommen untersucht. Ziel ist es, einen Vorschlag zu finden, der in seiner Ausgestaltung eine gute Chance hat, das 2° Celsius Ziel zu erreichen, also eine hohe ökologische Treffsicherheit hat. Ein derartiger Vorschlag soll dann die Grundlage für Emissionspfade für das in Kapitel 8 vorgestellte globale Strommarktmodell liefern.

4.3 Weitere Vorschläge für umfassende globale Klimaschutzstrategien

Die nicht unerheblichen Nachteile des Kyoto-Protokolls haben dazu geführt, dass insbesondere nach Inkrafttreten des Protokolls eine Vielzahl von alternativen Klimaschutzarchitekturen entworfen wurde. Die Bandbreite reicht von umfangreichen Architekturen, die ein vollständiges Bild von einem zukünftigen Klimaregime darstellen, bis hin zu Vorschlägen, die lediglich einzelne Elemente (z.B. Emissionsziele, Fairnessaspekte) ausgiebig diskutieren.³⁹⁴ Wichtig ist hervorzuheben, dass die nachfolgend in tabellarischer Form dargestellten 60 Vorschläge nicht zwangsläufig als einzelne, trennbare Vorschläge verstanden werden. Das Abkommen von Paris in seiner jetzigen Form beschränkt sich auch nicht nur auf ein Hauptinstrument, sondern ermöglicht viele Wege zur Erreichung

³⁹³ Vgl. Bundesregierung Deutschland (2011), S. 4 f.

³⁹⁴ Siehe auch Bodansky, D. u.a. (2004), S. 2.

des 2°/1,5° Celsius Zieles. Angesichts der Vielzahl an Vorschlägen und dem umfangreichen Portfolio an Ansätzen und Instrumenten ist es unklar, ob es *den* ultimativen Ansatz überhaupt geben wird.³⁹⁵ Die Recherche hat vielmehr gezeigt, dass auf spezifische Elemente zielende Ideen und Vorschläge durchaus mit anderen Architekturen kombiniert werden können, um umfassende Vorschläge in bestimmten Punkten zu erweitern und zu verbessern.

4.3.1 Überblick und Kategorisierung

Um die Vielzahl an Klimaschutzvorschlägen zu kategorisieren, wird nachfolgend insbesondere auf einen Vorschlag von Aldy und Stavins zurückgegriffen. Eine ausführliche tabellarische Zusammenfassung mit 11 Unterscheidungsmerkmalen findet sich ergänzend im Anhang 13.2 und 13.3.

Aldy und Stavins haben in ihrer Arbeit zahlreiche Klimaschutzvorschläge mit Hilfe der folgenden drei Kategorien unterteilt:³⁹⁶

- *targets and timetables*
- *harmonized domestic actions*
- *coordinated and unilateral policies.*³⁹⁷

Die erste Kategorie *targets and timetables* spiegelt größtenteils den Ansatz des Kyoto-Protokolls und auch des Pariser Abkommens wider. Ansätze dieser Kategorie implizieren Emissionsgrenzen auf globaler, nationaler oder auf Ebene von Ländergruppen in Kombination mit im Zeitverlauf steigenden Emissionsreduktionsverpflichtungen.³⁹⁸ In der Theorie werden diese Emissionsgrenzen auf internationalen Meetings (wie z.B. den jährlichen COP) beschlossen und dann durch eine zentrale Institution (z.B. UN) überwacht und gesteuert. Entsprechend handelt es sich bei diesen Vorschlägen um sogenannte

³⁹⁵ Joeyeeta Gupta erklärt in Bezug auf die hohe Anzahl von Vorschlägen: „I do not think there is any one exclusive approach to addressing the climate change problem. We will have to pursue all the approaches that exist [...]. In the ultimate analysis, we need to create a mass movement [...].“ (vgl. Gupta, J. (2007), S. 126–127).

³⁹⁶ Es finden sich in der Literatur zahlreiche andere Vorschläge zur Kategorisierung von Post-Kyoto-Vorschlägen. An dieser Stelle sei stellvertretend auf Nordhaus, W. D. (2007), S. 4 ff. verwiesen. Die detaillierte Tabelle im Anhang unterscheidet die dargestellten Vorschläge anhand weiterer Unterscheidungsmerkmale wie beispielsweise die Art der Verpflichtungen, Fairnessaspekte, eingesetzte Instrumente oder die Ebene der Teilnahme.

³⁹⁷ Vgl. Aldy, J. E. und Stavins, R. N. (2007), S. 17 ff.; Aldy, J. E. und Stavins, R. (2010), S. 8 ff.

³⁹⁸ Vgl. Aldy, J. E. und Stavins, R. (2010), S. 8 f.

top-down-Ansätze, bei denen zentralistisch von „oben herab“ Ziele an die Teilnehmerstaaten vorgegeben werden. In Bezug auf das Pariser Abkommen trifft dies allerdings nicht vollständig zu, da Emissionsverpflichtungen von den Staaten selbst definiert werden. Beobachtet und bewertet werden diese jedoch von zentraler Stelle.

Bei der zweiten Kategorie – *harmonized domestic actions* – liegt der Fokus verstärkt auf nationalen politischen Aktionen und weniger auf quantitativen globalen Zielen.³⁹⁹ Es handelt sich dabei um Vorschläge, die weniger zentralisiert sind und die nationale Hoheit der einzelnen Staaten hervorheben. Diese Post-Kyoto-Ansätze verfolgen u.a. das Ziel, gleichgesinnte Staaten zusammenzubringen und die gemeinsam formulierten Ziele schnell zu erreichen. Insgesamt haben die Teilnehmer aber eine höhere Kontrolle über die nationalen Emissionen im Vergleich zur ersten Kategorie.

Die dritte Kategorie (*coordinated and unilateral policies*) umfasst die am wenigsten zentralisierten Post-Kyoto-Vorschläge. Hier werden vor allem *bottom-up-Ansätze* verfolgt. Die teilnehmenden Staaten haben die völlige Autorität über gesetzte Verpflichtungen. Ziel dieser Ansätze ist es, dass sich Verpflichtungen zu Emissionsreduktionen von „unten nach oben“ entwickeln.⁴⁰⁰ Einzelne Staaten sollen zunächst losgelöst von anderen Staaten eigene Ziele formulieren und dann von Erfolgen und Misserfolgen lernen. Im Zeitverlauf können dann wie bei der zweiten Kategorie die Ziele zwischen den Nationen harmonisiert und verknüpft werden.⁴⁰¹

Eine weitere Unterscheidung erfolgt nachfolgend hinsichtlich des zeitlichen Rahmens. So gibt es *kurzfristige* Ansätze, die lediglich Ziele für wenige Jahre bis z.B. 2020 verfolgen, und *mittelfristige* Ansätze, die mehrere Dekaden umfassen. Darüber hinaus gibt es noch Ansätze, die *langfristige* Ziele verfolgen und teilweise den Zeitraum bis zum Ende des 21. Jahrhunderts umfassen. Verschiedene Ansätze sind hinsichtlich des zeitlichen Rahmens eher als *variabel* einzustufen, da z.B. durch Modifikationen ein zunächst formulierter kurzfristiger Rahmen zeitlich beliebig erweitert werden kann.

Die in Tabelle 9 zusammengefassten Post-Kyoto-Vorschläge stellen nur eine Auswahl einer weitaus größeren Anzahl von Arbeiten rund um die Zukunft nach dem Kyoto-Protokoll dar. Die Tabelle erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. So gibt es zahlreiche

³⁹⁹ Vgl. ebenda, S. 9.

⁴⁰⁰ Vgl. Aldy, J. E. und Stavins, R. N. (2007), S. 22 f.

⁴⁰¹ Vgl. Aldy, J. E. und Stavins, R. (2010), S. 9 f.

Vorschläge, die vor dem Jahr 1997 entwickelt wurden, hier aber aus Gründen der Aktualität nicht kategorisiert werden. Manche Alternativen zum Kyoto-Protokoll, wie z.B. die Asia-Pacific Partnership on Clean Development and Climate, sind heute bereits beendet worden, somit obsolet und ebenfalls nicht in der Tabelle erfasst.⁴⁰² Zudem haben viele der in der Tabelle aufgeführten Autoren bereits in früheren Jahren Vorschläge zu Klimaschutzarchitekturen verfasst, die dann im Zeitverlauf immer detaillierter ausgearbeitet wurden. Auf die Darstellung der älteren Quellen wurde verzichtet und Wert daraufgelegt, dass möglichst der aktuellste Entwurf kategorisiert wird.

Zudem sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass die dargestellten Vorschläge eine große Bandbreite an Architekturen, Vorgehensweisen und Konzepten abbilden. Eine eindeutige Kategorisierung einzelner Vorschläge in die zuvor diskutierten Kategorien war vereinzelt nur schwer durchzuführen. Der Verfasser der vorliegenden Arbeit ist sich bewusst, dass einzelne Vorschläge auch anders hätten kategorisiert werden können.

Tabelle 9: Tabellarischer Überblick: Vorschläge zu Post-Kyoto-Architekturen⁴⁰³

<i>Bezeichnung</i>	<i>Jahr</i>	<i>Autor(en)</i>	<i>Zeitraum</i>	<i>KATEGORIE</i>
Politically feasible Emissions Targets to Attain 460 ppm CO₂ Concentrations	2012	Bosetti, V.; Frankel, J.	langfristig	Targets and time-tables
CO₂-Emissions and Renewable Investment Action Plan (CERINA)	2011	IWR	variabel	Harmonized domestic actions
Nach Kopenhagen: Neue Strategie zur Realisierung des 2°Max-Klimaziels	2010	Wicke, L.; Schellnhuber, H.J.; Klingensfeld, D.	langfristig	Targets and time-tables
A new post-Kyoto climate regime based on per-capita cumulative CO₂-emission rights	2010	Oberheitmann, A.	langfristig	Targets and time-tables
An elaborated proposal for a global climate policy architecture: specific formulas and emission targets for all countries in all decades	2010	Frankel, J.	langfristig	Targets and time-tables

⁴⁰² Die Partnerschaft wurde am 5. April 2011 aufgelöst (vgl. <http://www.asiapacificpartnership.org/english/default.aspx>) (abgerufen am 9.12.2012).

⁴⁰³ Die einzelnen Vorschläge sind entsprechend der Autoren, Erscheinungsjahr und Bezeichnung im Literaturverzeichnis aufgeführt. Auf einen detaillierten Quellenverweis soll an dieser Stelle aus Übersichtsgründen verzichtet werden. Grundlegende Übersichten zu Post-Kyoto-Vorschlägen finden sich in Bodansky, D. u.a. (2004); Kuik, O. u.a. (2008); Aldy, J. E. und Stavins, R. N. (2010); Aldy, J. E. und Stavins, R. N. (2007); Aldy, J. E. u.a. (2003).

Sectoral Approaches to a post-Kyoto international climate policy framework	2010	Sawa, A.	kurzfristig	Harmonized domestic actions
Towards a global compact for managing climate change	2009	Agarwalda, R.	langfristig	Targets and timetables
The case for charges on greenhouse gas missions	2010	Cooper, R. N.	langfristig	Harmonized domestic actions
Reconciling human development and climate protection: a multi-stage hybrid climate policy architecture	2010	Cao, J.	langfristiger Rahmen, kurzfristige Ziele	Harmonized domestic actions (with timetables)
A proposal for the design of the successor to the Kyoto-Protocol	2010	Karp, L.; Zhao, J.	kurzfristig	Targets and timetables
A multitrack climate treaty system	2010	Barrett, S.	variabel	Coordinated and unilateral policies
Sector-based approach to the post-2012 climate change policy architecture	2008	Schmidt u.a.	variabel	Coordinated and unilateral policies
Graduation and Deepening	2007	Michaelowa, A.	kurzfristig	Targets and timetables
Fragmented carbon markets and reluctant nations: implications for the design of effective architectures	2007	Victor, D. G.	variabel	Harmonized domestic actions (with timetables)
A credible foundation for long-term international cooperation on climate change	2007	McKibbin, W. J.; Wilcoxon, P.J.	langfristig	Harmonized domestic actions
Practical global climate policy	2007	Pizer, W. A.	kurzfristig	Coordinated and unilateral policies
To tax or not to tax: Alternative approaches to slowing global warming	2007	Nordhaus, W. D.	langfristig	Harmonized domestic actions
The Sao Paulo Proposal for an Agreement on Future Climate Policy	2007	BASIC Project	langfristig	Targets and timetables
Common but differentiated Convergence (CDC): a new conceptual approach to long-term climate policy	2006	Höhne, D.; den Elzen, M.; Weiß, M.	mittelfristig	Coordinated and unilateral policies
Curbing climate change: An outline of a framework leading to a low carbon emitting society	2006	Josefsson, L. G.	langfristig	Targets and timetables
Future mitigation commitments: Differentiating among non-Annex I countries (Sustainable Development Policies and Measures (SD-PAMs))	2006	Winkler u.a.	mittelfristig	Coordinated and unilateral policies

Human Development Goals with Low Emissions	2005	Pan, J.	variabel	Coordinated and unilateral policies
Graduation and Deepening: An ambitious post-2012 climate policy scenario	2005	Michaelowa, A. u.a.	kurzfristig	Targets and timetables
Orchestra of treaties: A future climate regime scenario with multiple treaties among like-minded countries	2005	Sugiyama, T. u.a.	langfristig	Harmonized domestic actions (with timetables)
Converging Markets	2005	Tangen, K.; H. Hasselknippe.	kurzfristig	Harmonized domestic actions
Broadening the climate regime: Design and feasibility of multi-stage climate agreements	2005	Torvanger, A.	variable	Harmonized domestic actions (with timetables)
Beyond Kyoto - A New Global Climate Certificate System	2005	Wicke, L.	mittelfristig	Targets and timetables
CAN "A viable globale framework for preventin dangerous climate change"	2004	Climate Action Network (CAN)	langfristig	Targets and timetables
Improving on Kyoto: Greenhouse Gas Control as the Purchase of a Global Public Good	2004	Bradford, D. F.	langfristig	Coordinated and unilateral policies
Global Triptych: a bottom-up approach for the differentiation of commitments under the Climate Convention	2004	Groenenberg u.a.	mittelfristig	Targets and timetables
South-North Dialogue on Equity in the Greenhouse: A proposal for an adequate and equitable global climate agreement	2004	Ott, H.E. u.a.	langfristig	Targets and timetables
A possible way forward on climate change (Bottom-Up)	2004	Reinsein, R. A.	kurzfristig	Coordinated and unilateral policies
Climate change: combining mitigation and adaptation (Insurance for Adaptation Funded by Emissions Trading)	2004	Jaeger, C.	langfristig	Harmonized domestic actions
Can an effective global climate treaty be based on sound science, rational economics, and pragmatic politics?	2004	Stavins, R. N.	langfristig	Targets and timetables
Engaging Developing Countries in Climate Change: KISS and Make-Up	2003	Gupta, J.	langfristig	Targets and timetables

Perspectives and Actions to Construct a Future Sustainable Framework on Climate Change	2003	Ministry of Energy, Trade and Industry, Government of Japan (METI)	langfristig	Harmonized domestic actions
Reconstructing Climate Policy: Beyond Kyoto (Parallel Climate Policy)	2003	Stewart, R.B.; Wiener, J.	mittelfristig	Coordinated and unilateral policies
Long-Term Permit Programm	2003	Peck, S.; Teisberg, T.	langfristig	Targets and timetables
Dual track approach: an optional climate architecture for beyond 2012	2003	Kameyama, Y.	kurzfristig	Coordinated and unilateral policies
International Agreements on Energy Efficiency	2003	Ninomiya, Y.	mittelfristig	Coordinated and unilateral policies
An FCCC Impact Response Instrument as part of a Balanced Global Climate Change Regime	2002	Müller, B.	langfristig	Targets and timetables
Scenarios for differentiating commitments: a quantitative analysis (Soft Landing in Emissions Growth)	2002	Blanchard u.a.	mittelfristig	Targets and timetables
Further Differentiation	2002	Swedish Environmental Protection Agency	kurzfristig	Targets and timetables
Reducing uncertainty through dual-intensity targets	2002	Kim, Y. G.; Baumert, K. A.	mittelfristig	Harmonized domestic actions
Climate Policy for the 21st Century: Meeting the long-term Challenge of Global Warming (Safety Valve with Buyer Liability)	2001	Victor, D.	langfristig	Harmonized domestic actions
Climate Change: An Agenda for Global Collective Action	2001	Aldy, J.; Orszag, P.; Stiglitz, J.	mittelfristig	Targets and timetables
Differentiation of mitigation commitments: the multi-sector convergence approach (Multi-Sector Convergence)	2001	Sijm, J.; Jansen, J.; Torvanger, A.	langfristig	Targets and timetables
Striking a new deal on climate change	2001	Benedick, R.	mittelfristig	Coordinated and unilateral policies
Making the Kyoto Protocol work: ecological and economic effectiveness and equity in the climate regime	2000	Agarwal, A.	langfristig	Targets and timetables
Brazilian Proposal	2000	Meira Filho, L. G.; Miguez, J. D. G.;	langfristig	Targets and timetables

Rethinking the Kyoto-Targets (Equal Mitigation Costs)	2000	Babiker, M. J.; Eckaus, R. S.	langfristig	Targets and time- tables
Toward a useful architecture for climate change negotiations (Ability to Pay)	1999	Jacoby, H.D.; Schmalensee, R.; Wing, I.	langfristig	Targets and time- tables
An effective allocation criterion for CO₂ emissions (Expanded "Common but Differentiated")	1999	Gupta, S.; Bhandari, P.	mittelfristig	Targets and time- tables
The Kyoto Protocol and the emergence of "contraction and convergence"	1999	Meyer, A.	langfristig	Targets and time- tables
Growth Baselines	1998	Hargrave, T.; Helme, N.; Vanderlan, C.	mittelfristig	Harmonized do- mestic actions
Technology Backstop Protocol	1998	Edmonds, J.; Wise, M.	mittelfristig	Coordinated and unilateral policies
Towards a real global warming treaty (Agreed Domestic Carbon Taxes)	1998	Cooper, R. N.	langfristig	Harmonized do- mestic actions
The Economics & Politics of Climate Change	1998	Hahn, R. W.	langfristig	Harmonized do- mestic actions
Greenhouse policy architecture and institutions	1998	Schmalensee, R.	variabel	Harmonized do- mestic actions
The Cost of combating global warming: Facing the trade offs (Climate Marshall Plan)	1997	Schelling, T. C.	mittelfristig	Coordinated and unilateral policies

Aus der Tabelle kann entnommen werden, dass mit 28 Vorschlägen der Großteil in die Kategorie *targets and timetables* fällt. 17 Autoren präferieren hingegen *harmonized domestic actions* und der Rest (15 Vorschläge) fällt unter die Kategorie *coordinated and unilateral policies*. Diese Aufteilung ist damit erklärbar, dass mit Verabschiedung des Kyoto-Protokolls bereits demonstriert wurde, dass der *targets and timetables*-Ansatz grundsätzlich auf internationaler politischer Ebene durchsetzbar ist. Angesichts der vielfältigen Herausforderungen erscheint es nachvollziehbar, dass viele Vorschläge für die Lösung des Klimawandelproblems an der bestehenden Architektur anknüpfen und diese punktuell verbessern und ausbauen.⁴⁰⁴ Im Falle des Kyoto-Protokolls muss jedoch berücksichtigt werden, dass das Protokoll erst nach einer Vielzahl an Kompromissen be-

⁴⁰⁴ Vgl. Barrett, S. (2010), S. 243.

schlussfähig wurde und dies einen deutlichen negativen Effekt auf die ökologische Wirkung implizierte. Knapp die Hälfte der Post-Kyoto-Vorschläge ist ausgerichtet auf einen langfristigen Zeitraum. Dies ist inhaltlich gut begründet, da es sich bei dem globalen Klimawandel um ein langfristiges Problem handelt, welches Anstrengungen über einen Zeitraum von Dekaden oder gar Jahrhunderten erfordert.

4.3.2 Identifikation relevanter Ansätze

Aus den in Tabelle 9 vorgestellten Vorschlägen wird jeweils ein Vorschlag aus jeder Kategorie kurz skizziert und tabellarisch anhand der zuvor eingeführten Bewertungskriterien bewertet. Es soll aufgezeigt werden, wie sich die verschiedenen Vorschläge voneinander unterscheiden und welche Herangehensweisen zur Bekämpfung des anthropogenen Klimawandels grundsätzlich möglich sind. Aus den über 60 Vorschlägen wurden der Vorschlag von Jeffrey Frankel und Valentina Bosetti, sowie die Vorschläge von David G. Victor und Scott Barrett für eine nähere Darstellung ausgewählt. Bei der Auswahl wurden folgende Kriterien herangezogen: *unterschiedliche Kategorisierung, langfristiger Ansatz, Nachvollziehbarkeit und Vollständigkeit des Ansatzes sowie Erscheinungsjahr*.⁴⁰⁵ Während Frankel und Bosetti den klassischen Ansatz des Kyoto-Protokolls erweitern und quantitative Reduktionspfade berechnet haben, verfolgen Victor und Barrett mit ihren Ansätzen andere, dezentrale Strategien.

4.3.2.1 Überblick des Artikels „Formulas for quantitative emission targets“

Der Vorschlag von Frankel und Bosetti ist in die Kategorie *targets and timetables* einzuordnen. Die Veröffentlichungen stammen aus den Jahren 2007, 2010 und 2012.⁴⁰⁶ Kernelement sind fest vorgegebene Reduktionspfade für unterschiedliche Weltregionen. Ziel ist die Erreichung einer maximalen CO₂-Konzentration von 500 ppm (Artikel veröffentlicht im Jahr 2007) und 460 ppm (Artikel veröffentlicht in den Jahren 2010 und 2012) bis zum Jahr 2100. Frankel und Bosetti formulieren in dem Vorschlag Anforderungen, die durch eine neue Post-Kyoto-Architektur zwingend erfüllt werden müssen. Erstens: In

⁴⁰⁵ Auf eine umfassende und detaillierte Analyse aller Vorschläge wird an dieser Stelle verzichtet, da dies für den Schwerpunkt der vorliegenden Arbeit nur von untergeordneter Relevanz ist.

⁴⁰⁶ Jeffrey Frankel hat zunächst im Jahr 2007 einen Beitrag veröffentlicht, bei dem er Alleinautor war. Bei den anderen beiden Beiträgen ist als Co-Autor Valentina Bosetti aufgeführt. Der Einfachheit halber wird nachfolgend immer von Frankel und Bosetti als Autoren gesprochen.

Zukunft kann auf eine Einbeziehung der Entwicklungsländer in ein globales Klimaschutzabkommen nicht verzichtet werden. Zweitens: Eine dynamische Konsistenz muss gewährleistet werden. Drittens: Es muss Robustheit unter Unsicherheit geben. Viertens: Der Fairnessaspekt muss erfüllt werden. Fünftens: Die Erfüllung bzw. die Zielerreichung des Abkommens muss gesichert sein. Frankel und Bosetti benutzen dann ein Modell, das nach festen Regeln regionenspezifische Minderungspfade berechnet, die zu einer Zielerreichung im Jahr 2100 führen (CO₂-Konzentration von 500/460 ppm). Ein methodisches Kernelement sind Axiome, deren Einhaltung die Erfüllung der oben genannten Anforderungen gewährleistet und somit ein faires Abkommen und damit die Zielerreichung garantieren. Werden bestimmte vorgegebene/berechnete Grenzwerte unter- oder überschritten, so gilt ein Axiom als nicht erfüllt und die ermittelten Reduktionspfade dementsprechend als nicht brauchbar.

4.3.2.2 Überblick des Artikels „Fragmented carbon markets and reluctant nations“

Der Vorschlag von Victor (2007) ist der Hauptkategorie *harmonized domestic actions* zugeordnet. Victor vertritt entsprechend die Meinung, dass starre zeitliche und quantitative Vorgaben (wie z.B. bei Frankel und Bosetti) nicht zwangsläufig zielführend sind und eine andere Architektur erfolgsversprechender sein kann.⁴⁰⁷ Der Vorschlag ist insofern hervorzuheben, da er die klassischen Ansätze und Überzeugungen (*conventional wisdom*)⁴⁰⁸, die maßgeblich die Ausgestaltung des Kyoto-Protokolls beeinflusst haben, in Frage stellt. Seine Ansichten sind folglich konträr zu den Ansichten der von ihm bezeichneten „Kyoto-Enthusiasten“, die die Schlüsselemente des Kyoto-Protokolls auch in jedem Folgeabkommen replizieren wollen.⁴⁰⁹ Victor formuliert hingegen einen Ansatz, der im Kern auf nicht-verpflichtende Vereinbarungen innerhalb einer kleinen Gruppe von

⁴⁰⁷ Die Gründe für diese Überlegung sieht David Victor in den Webfehlern des Kyoto-Protokolls. Diese resultieren seiner Meinung nach aus der peinlich genauen Umsetzung der von vielen Diplomaten, Klimawissenschaftlern und Ökonomen vertretenen und weitläufig akzeptierten Ideologien und Überzeugungen (vgl. Victor, D. G. (2007), S. 134).

⁴⁰⁸ Die klassischen Postulate oder Anforderungen an ein internationales Klimaabkommen, die Victor unter dem Begriff „conventional wisdom“ subsumiert, sind folgende vier Kriterien: universal participation, binding targets and timetables for emissions of GHG, integrated international emission trading, compensation to encourage participation by developing countries (vgl. ebenda, S. 135 ff.).

⁴⁰⁹ Vgl. ebenda, S. 134.

zentralen Ländern basiert.⁴¹⁰ Dieser bottom-up-Ansatz führt zu einer stärkeren Identifikation der „Clubmitglieder“ untereinander und mindert die Anreize zur Nichterfüllung gesetzter Ziele. Der Ansatz von Victor umfasst fünf Kernelemente: Exklusiver Club (von ausgewählten Ländern), unverbindliche Ziele (weniger anfällig gegenüber Bedenken der Teilnehmer in puncto Zielverfehlung oder Nichterfüllung), fragmentierte, regionale Märkte mit unterschiedlichen Preisen für CO₂-Zertifikate, Individuelle Projektunterstützung für Entwicklungsländer sowie individuelle Ziele und Reviewprozess.

4.3.2.3 Überblick des Artikels „A portfolio system of climate treaties“

Der Vorschlag von Barrett aus den Jahren 2007 und 2010 ist der Kategorie *coordinated and unilateral policies* zugeordnet und unterscheidet sich deutlich von anderen gängigen Vorschlägen. Kernpunkt ist eine Splittung von Minderungsverpflichtungen sowohl für Sektoren als auch für einzelne THG. (Kosten-)Effizienz soll durch Bündelung und Ausrichtung von zunächst unabhängigen sektor- und THG-spezifischen Vermeidungsstrategien in ein Portfolio-System gewährleistet werden. Der Vorschlag von Barrett stellt einen dezentralisierten multisektoralen Ansatz dar, im Rahmen dessen die Teilnehmer nationale Minderungsmaßnahmen mit anderen Staaten koordinieren und abstimmen, ohne dass dabei zu tief in die hoheitlichen Befugnisse eingegriffen wird. Die wesentlichen Kernpunkte seines Vorschlages umfassen: Die Idee eines sektoralen Ansatzes, unterschiedliche Ansätze für unterschiedliche THG, Forschung & Entwicklung sowie Förderung von Adaptionenmaßnahmen und Geoengineering.⁴¹¹

In der nachfolgenden Tabelle 10 werden die drei Vorschläge wiederum anhand der identifizierten Kriterien bewertet.

⁴¹⁰ Vgl. ebenda, S. 158.

⁴¹¹ Die bekannteste Form des Geoengineerings ist die Einbringung von Partikeln wie z.B. Sulfaten in die Stratosphäre mit ähnlichen Folgen wie ein Vulkanausbruch. Die Sonneneinstrahlung würde stärker zurück ins All reflektiert werden (siehe auch Kapitel 2.1.3 und Abbildung 8). Ein derartiger Eingriff könnte die Erde innerhalb von Monaten merklich abkühlen. Im Vergleich zu den sehr kostenintensiven Mitigationsmaßnahmen (z.B. durch Umbau des globalen Energiesystems), wäre die oben beschriebene Form des Geoengineerings voraussichtlich zu geringeren Kosten durchzuführen (vgl. Barrett, S. (2010), S. 264 ff.). Die Entscheidungsfindung, ob ein solcher Eingriff durchgeführt werden soll, wird ggf. auf internationaler Ebene schwer zu erreichen sein. Zudem könnte Geoengineering ungeahnte und dramatische Kettenreaktionen verursachen. Das Klimasystem ist nicht vollständig verstanden, entsprechend können auch Auswirkungen von Geoengineering nicht in ihrer vollen Wirkung vorhergesagt werden

Tabelle 10: Bewertung von drei ausgewählten globalen Klimaschutzstrategien

	Frankel und Bosetti	Victor	Barrett
Ökologische Treffsicherheit/Effektivität	HOCH Zertifikatemarkt garantiert bei Einhaltung der Minderungsverpflichtung Zielerreichung.	MITTEL Keine nach klimawissenschaftlichen Erkenntnissen notwendige und geforderte Zielsetzung, nur unverbindliche Ziele.	NIEDRIG Barrett gibt keinerlei Zielgrößen für Sektoren vor. Auswirkungen sind kaum abzuschätzen.
Kosten-effizienz	HOCH Zertifikatesystem verspricht hohe Kosteneffizienz (siehe auch Kapitel 4.1.5).	MITTEL Nur fragmentierte, zonenbasierte Handelssysteme. Nachteil ggü. gesamtwirtschaftlichen, globalen Ansätzen.	NIEDRIG Lediglich sektorale Herangehensweise und nur für bestimmte Auswahl an THG. Nachteile ggü. gesamtwirtschaftlichen, globalen Ansätzen.
Dynamische Effizienz und Flexibilität	HOCH Ebenfalls durch das Zertifikatesystem gegeben (siehe Kapitel 4.1.5).	MITTEL Konzentration auf einzelne Sektoren kann zu erhöhten sektorspezifischen Innovationen führen.	MITTEL Konzentration auf einzelne Sektoren kann zu erhöhten sektorspezifischen Innovationen führen.
Informationsanforderungen und Transaktionskosten	MITTEL / HOCH Mit Implementierung eines internationalen Zertifikatehandels gehen hohe Kosten einher.	NIEDRIG Da nur Konzentration auf einzelne Sektoren vermutlich geringe Anforderungen und Kosten als bei gesamtwirtschaftlicher Betrachtung.	NIEDRIG Da nur Konzentration auf einzelne Sektoren vermutlich geringe Anforderungen und Kosten als bei gesamtwirtschaftlicher Betrachtung.
Politische Umsetzbarkeit	HOCH Modell zeigt, dass Axiome eingehalten werden und das Abkommen umsetzbar sein sollte. Aber fraglich, ob in der Realität so umsetzbar (siehe Ausführungen in Kapitel 4.1.4.6 und 4.1.4.7).	HOCH Maßnahmen zugeschnitten auf die Möglichkeiten und Interessen eines einzelnen Teilnehmerstaates.	HOCH Architektur legt großen Wert auf die nationale Hoheit der Teilnehmerstaaten.
Anreize zur Teilnahme	MITTEL Modell zeigt, dass Axiome eingehalten werden und dadurch genügend Anreize zur Teilnahme gesetzt werden. Ob Entwicklungsländer sich genügend abgebildet fühlen, kann hinterfragt werden.	HOCH Industrieländer reduzieren nach eigenem Ermessen. Um Entwicklungsländer zur Partizipation zu bewegen, sind auf einzelne Länder zugeschnittene und durch Eigeninteresse hervorgehobene Projekte vorgesehen.	HOCH Architektur legt großen Wert auf die nationale Hoheit der Teilnehmerstaaten. Damit sollten auch hohe Anreize zur Teilnahme einhergehen.
Fairness	HOCH Fairness ist zentraler Punkt des Ansatzes. Ob die ermittelten Minderungspfade von Entwicklungsländern angenommen werden, ist aber zu hinterfragen.	HOCH Innerhalb der „Clubmitglieder“ vermutlich hohe Fairness. Individuelle Unterstützung für Entwicklungsländer.	HOCH Fairness innerhalb der teilnehmenden Länder vermutlich hoch, da jedes Land eigene Minderungsziele vorgibt.

Es zeigt sich, dass nur bei dem Vorschlag von Frankel und Bosetti die für die Arbeit wichtigen Kriterien ökologische Treffsicherheit und Kosteneffizienz als HOCH bewertet werden. Es sei an dieser Stelle auf die Arbeit von Van Vuuren u.a. hingewiesen, die einen weitaus komplexeren Ansatz zur Beurteilung von Klimaschutzarchitekturen vorstellen.⁴¹² Für den Zweck der vorliegenden Arbeit erscheint die einfache, qualitative Beurteilung wie oben durchgeführt hingegen als ausreichend.

Der Fokus der vorliegenden Arbeit liegt insbesondere darin zu untersuchen, mit welchem Technologiemix im Elektrizitätssektor ein entscheidender Beitrag zur Eindämmung des anthropogenen Klimawandels erreicht werden kann und welchen Einfluss dabei die CCS-Technologie in verschiedenen Regionen haben kann. Es ist entsprechend sinnvoll, den Vorschlag dezidiert zu untersuchen, der eine hohe ökologische Effektivität verspricht. Dies ist gemäß Tabelle 10 nur bei Frankel und Bosetti der Fall. Mit der Übernahme von Emissionspfaden in Marktmodelle können die Auswirkungen regionaler/globaler Emissionsgrenzen auf die eingesetzten Technologien und den damit verbundenen Kosten zur Deckung der globalen Elektrizitätsnachfrage untersucht werden. Zugleich geht der Vorschlag von Frankel und Bosetti über einfache undifferenzierte First-Best-Ansätze einer globalen CO₂-Steuer bzw. eines globalen Zertifikatehandels hinaus, die im internationalen Kontext kaum durchsetzbar sind.

Vor diesem Hintergrund wird der Vorschlag von Frankel und Bosetti im Anschluss näher erläutert, da dieser nach Einschätzung des Autors eine hohe ökologische Effektivität impliziert und darüber hinaus alle anderen grundlegenden Anforderungen erfüllt.⁴¹³

4.3.3 Detaillierte Darstellung des Artikels „Formulas for quantitative emission targets“

Der Vorschlag wurde von Frankel und Bosetti in einer ersten Fassung in dem 2007 erschienenen Sammelband *„Architectures for Agreement – Addressing Global Climate Change in the Post-Kyoto World“* von Aldy und Stavins unter dem Titel *„Formulas for*

⁴¹² Vgl. Van Vuuren, D. P. u.a. (2014).

⁴¹³ Es sei an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen, dass die Beurteilung rein qualitativ und nach eigener Einschätzung erfolgt ist. Auf eine weiterführende Untersuchung mithilfe z.B. einer Nutzwertanalyse wird verzichtet, da ein Ranking der näher untersuchten Post-Kyoto-Architekturen nur von untergeordneter Bedeutung ist.

quantitative emission targets“ dargestellt. In diesem ersten Artikel werden Emissionspfade vorgestellt, die eine Erreichung der CO₂-Konzentration von 500 ppm gewährleisten. Es erfolgten weitere Veröffentlichungen u.a. in dem ebenfalls von Stavins und Aldy 2010 herausgegebenen Sammelband *„Post-Kyoto International Climate Policy – Implementing Architectures for Agreement“*. Im Jahr 2012 publizierten Frankel und Bosetti dann den Artikel *„Politically feasible emissions targets to attain 460 ppm CO₂ concentrations“* in der Zeitschrift *Review of Environmental Economics and Policy*. Wie aus dem Titel zu entnehmen ist, werden in diesem Artikel Emissionspfade gezeigt, die zu einer CO₂-Konzentration von 460 ppm führen. Grundlage der Berechnungen der Emissionspfade ist das WITCH-Modell.⁴¹⁴

4.3.3.1 Grundgerüst mit quantitativen Emissionszielen

Ein stringenter Pfad, der die Emissionen für einen einzelnen Staat bereits für ein Jahrhundert fest schreibt, wäre aus Gründen der Unsicherheit und der dynamischen Flexibilität nicht praktikabel. Frankel und Bosetti setzen entsprechend auf eine Serie von Verhandlungen innerhalb eines festgesetzten Rahmens. Dieser Rahmen ist idealerweise so flexibel, dass er ein Jahrhundert oder länger überdauern kann.⁴¹⁵ Jeffrey Frankel schlägt als Zeitintervall für wiederkehrende Verhandlungen über quantitative Ziele einen Zeitraum von 10 Jahren vor.⁴¹⁶ In dem Vorschlag von Frankel und Bosetti aus dem Jahr 2010/12 werden hingegen Minderungspfade/Budget-Perioden in Fünfjahresschritten

⁴¹⁴ WITCH (World Induced Technical Change Hybrid model) ist eines der Hauptmodelle, die im Rahmen des FEEM's (Fondazione Eni Enrico Mattei) Research-Programms „Mitigation, Innovation and Transformation Pathways“ entwickelt wurden. Das WITCH-Modell soll sozio-ökonomische Dimensionen des Klimawandels darstellen und politischen Entscheidungsträgern ein besseres Verständnis darüber liefern, welche sozialen und ökonomischen Konsequenzen aus Klimastrategien hervorgehen. Weitere Ausführungen finden sich auf <http://www.witchmodel.org/index.html>. Eine detaillierte Modellbeschreibung findet sich auf <http://doc.witchmodel.org> (beide Seiten abgerufen am 4.1.2017).

⁴¹⁵ Als Beispiel verweisen Frankel und Bosetti auf das GATT. Seit über 50 Jahren wurde im Rahmen des GATT und der daraus resultierenden WTO in etlichen Verhandlungsrunden erfolgreich die Ausweitung der Handelsliberalisierung vorangetrieben (vgl. ebenda, S. 42).

⁴¹⁶ Der Rahmen des Abkommens beinhaltet dann auf Formeln basierende Zielvorgaben für alle teilnehmenden Staaten. Die Formeln und Vorgaben sind für die entfernte Zukunft zunächst vage und werden dann mit Annäherung an diese Periode immer konkreter verhandelt. In Bezug auf eine Dekade würden dann die Minderungsverpflichtungen als Kürzungen des prognostizierten BAU-Emissionspfades formuliert werden. Im Falle von China und Indien, wo der BAU-Pfad stark steigende CO₂-Emissionen vorhersagt, wären dann Kürzungen in Relation zum BAU-Pfad „Wachstumsziele“ und keine absoluten Kürzungen der Emissionen wie im Falle der Industrieländer beim Kyoto-Protokoll (vgl. ebenda, S. 42–43).

berechnet. Ziel ist eine Stabilisierung der CO₂-Konzentration bis 2100 auf 500/460 ppm.⁴¹⁷

Das WITCH-Modell berücksichtigt u.a. folgende Parameter/Variablen:

- Emissionen im Jahr 1990
- Emissionen beim Jahr der Eintrittsverhandlungen zum Abkommen
- Bevölkerung
- Einkommen/Wohlstand
- Variablen wie heimische Kohlevorkommen oder Wasserkraftpotenziale⁴¹⁸

Wenn ein Staat dem Abkommen beitrifft, verpflichtet er sich, bis zum nächsten Verhandlungstermin (max. 10 Jahre) ein Minderungsziel in Einklang mit dem prognostizierten Business as Usual (BAU)-Pfad abzustimmen. Zu Beginn wird das Emissionsziel nahe an dem Emissionsniveau des Vorjahres des Eintritts festgelegt. Dieses Vorgehen verhindert zu große Anstrengungen und ökonomische Aufwendungen direkt zu Beginn des Eintritts. Kurzfristig profitiert der Teilnahmekandidat ggf. durch Verkäufe leicht zu generierender Emissionszertifikate, was den Anreiz zur Teilnahme erhöht. Andere Teilnehmer profitieren ggf. vom Kauf der dann günstigen Zertifikate durch den Kandidaten, was wiederum die Aufnahmebereitschaft erhöht. In der zweiten Verhandlungsperiode werden dann die Staaten zu größeren Emissionseinschnitten aufgefordert. Die Minderungsquote wird in Relation zum BAU-Pfad angegeben und orientiert sich weniger an den Emissionen im Jahr der Eintrittsverhandlungen, sondern viel mehr an den Emissionen im Jahr 1990. Dadurch soll verhindert werden, dass Staaten mit stark gestiegenen Emissionen seit 1990 dafür „belohnt“ werden, im Jahr der Eintrittsverhandlungen die zukünftigen Minderungsziele von einem höheren Niveau heranzugehen. Die Bevölkerungsentwicklung spielt aus Sicht von Frankel und Bosetti eine große Rolle, da in der langfristigen Ausrichtung seiner Post-Kyoto-Architektur (> 100 Jahre) eine Annäherung an einheitliche Pro-Kopf-Emissionen erfolgen soll.

⁴¹⁷ Vgl. Frankel, J., Bosetti, V. (2010), S. 32–33, S. 41 ff.

⁴¹⁸ Die Minderungsziele für einzelne Staaten im Rahmen des Kyoto-Protokolls berücksichtigen bereits Spezifika verschiedener Länder. Bei den Zielen für Island wurden wassertechnische und geothermische Potenziale sowie Pläne zur Aluminiumschmelze berücksichtigt. Australien wurde mit geringeren Minderungsverpflichtungen aufgrund heimischer Kohlevorkommen ausgestattet (vgl. Frankel, J. (2007), S. 45.

Eine Berücksichtigung des Einkommens bzw. des Wohlstandes eines Landes wird von Frankel/Bosetti herangezogen, um entsprechend der Grundidee progressiver Einkommenssteuersysteme höhere Beiträge zum Gemeinwohl von leistungsfähigeren Einheiten (hier Staaten) einzufordern. Damit werden tiefere Einschnitte bei den Emissionen von reichen Staaten und geringere Einschnitte bei ärmeren Staaten gerechtfertigt.⁴¹⁹

4.3.3.2 Voraussetzung für eine Teilnahme von Entwicklungsländern

Frankel und Bosetti legen bei ihrem Vorschlag großen Wert auf eine umfassende Teilnehmeranzahl. Wie zuvor beschrieben, sehen Frankel und Bosetti viele Gründe, weshalb auf die Teilnahme der Entwicklungsländer nicht verzichtet werden darf. Die Autoren sehen drei Grundprinzipien, die gewährleisten können, dass ökonomische und ökologische Vorteile sowohl auf Seiten der Entwicklungs- als auch auf Seiten der Industrieländer generiert werden können. Die Autoren vertreten die Meinung, dass die Einhaltung dieser Grundprinzipien zur Verbesserung der Situation im Vergleich zu einem Abkommen ohne Teilnahme von Entwicklungsländern führt. Diese drei Grundprinzipien lauten:

- Vorteile durch internationalen Emissionshandel
- Progressive Minderungsverpflichtungen
- Schutz gegen unangemessene Stringenz durch Indexierung von Klimaschutzziele (z.B. anhand steigender/fallender BIP).

4.3.3.3 Axiome

In der Artikelfassung aus dem Jahr 2010 berechnen Frankel und Bosetti einen Rahmen für ein Post-Kyoto-Abkommen, der konkrete Ziele für Ländergruppen in Fünfjahres-schritten vorgibt. Um zu gewährleisten, dass die berechneten Emissionspfade auch für Nachfolgeregierungen noch als „fair“ und politisch konsistent erachtet werden, ziehen Frankel und Bosetti sieben Axiome heran. Deren Erfüllung muss durch das Abkommen und die daraus abgeleiteten Minderungspfade gewährleistet werden. Bei Nichterfüllung eines Axioms steigt die Wahrscheinlichkeit, dass das Abkommen von bestimmten Teilnehmergruppen abgelehnt wird. Es handelt sich bei den Axiomen um Postulate, die aus der praktischen Politik der vorangegangenen Jahre abgeleitet wurden.

⁴¹⁹ Vgl. ebenda, S. 44 ff.

Axiom I

Die USA werden sich nicht zu quantitativen Minderungszielen verpflichten, solange China oder andere große Entwicklungsländer sich nicht zum selben Zeitpunkt ebenfalls zu quantitativen Zielen verpflichten. Die Ablehnung der USA erfolgt aus Gründen der wirtschaftlichen Wettbewerbsfähigkeit und aus Gründen des carbon leakage.

Axiom II

China und andere große Entwicklungsländer werden kurzfristig keine nennenswerten wirtschaftlichen Einschnitte akzeptieren. Die Begründung erfolgt aus der hohen Priorisierung des Wirtschaftswachstums und dem Argument, dass vor allem die USA bislang ähnlich gehandelt haben. Bei diesem Axiom spielt zudem der Fairnessaspekt eine wesentliche Rolle.

Axiom III

China und andere große Entwicklungsländer werden langfristig gesehen nicht zu Opfern/Einschnitten bereit sein, die nicht schon im Vorfeld durch reichere Staaten erbracht wurden. Zu Beginn müssen sich die Emissionsziele von Entwicklungsländern stärker an den aktuellen Emissionen oder am aktuellen BAU-Pfad orientieren. Eine Orientierung an Emissionen aus dem Jahr 1990 würde zu enormen Kosten direkt zu Teilnahmebeginn führen und eine Ablehnung des Abkommens nach sich ziehen (eine stärkere Gewichtung der Emissionen von 1990 erfolgt erst im Zeitverlauf, um massive Emissionssteigerungen nach 1990 nicht zu belohnen). Dieser Punkt trägt erneut dem Fairnessaspekt Rechnung und spiegelt die Einstellung der Entwicklungsländer wider, dass vor allem Industrieländer in den letzten 150 Jahren für den anthropogenen Klimawandel verantwortlich sind und vor allem zu Beginn einen größeren Aufwand zur Eindämmung betreiben müssen.

Axiom IV

Langfristig darf kein Staat dafür belohnt werden, dass er zwischen 1990 und dem Beitrittsjahr die Emissionen massiv erhöht hat. Das bewusste Erreichen eines höheren BAU-Pfades und daraus abgeleitete Verhandlungen von einem höheren Emissionsniveau sollen damit eingedämmt werden.

Axiom V

Kein Staat wird dem Abkommen beitreten, wenn die erwarteten Kosten des Klimaschutzes während des 21. Jahrhunderts (ausgedrückt durch den *net present value (NPV)*) größer als Y sind, wobei $Y = 1\%$ des jährlichen nationalen Einkommens ist. Hiermit soll der

Anspruch auf dynamische Effizienz gesichert und eine hohe Wahrscheinlichkeit der Zielerfüllung gewährleistet werden. Für beide Punkte sind nicht ausufernde Kosten des Klimaschutzes ein entscheidendes Kriterium.

Axiom VI

Kein Staat wird an seinen Zielen festhalten, wenn die Kosten innerhalb einer Budget-Periode größer als X sind, wobei X = 5% des BIP gesetzt ist.

Axiom VII

Wenn eine große Nation vom Abkommen zurücktritt, entmutigt dies andere Staaten, ebenfalls zurückzutreten und das System kollabiert. Wenn die Wahrscheinlichkeit eines Austritts bereits zu Anfang der Verhandlungen hoch ist, wird das Abkommen vom Start weg nicht stabil sein. Dies hat Auswirkungen auf die Planungssicherheit vor allem privater Investoren. Ein von Beginn an nicht für „lebensfähig“ erachtetes Abkommen wird mittel- und langfristig nicht den gewünschten Druck auf die CO₂-Preise entfalten.⁴²⁰

Konsequenzen aus den vorgestellten Axiomen

Frankel und Bosetti greifen mit diesen sieben Axiomen die Einstellungen und Forderungen der großen Industrie- und Entwicklungsländer auf. Anhand der Axiome wird die festgefahrene Situation deutlich, die sich in den vergangenen Jahren immer wieder bei Verhandlungen rund um den internationalen Klimaschutz manifestiert hat (siehe Kapitel 4.2). Die Logik aus den vorgestellten Axiomen ist die einer Zwickmühle: Nichts passiert ohne die Teilnahme der USA; die USA werden sich erst beteiligen, wenn China und andere große Entwicklungsländer zeitgleich Verpflichtungen eingehen; China wird keine Verpflichtungen eingehen, wenn nicht die reichen Industrieländer vorangehen. Aus Sicht von Frankel und Bosetti gibt es für diese Patt-Situation nur eine Lösung: Sobald die USA sich zu verbindlichen Emissionsminderungen in Anlehnung an die Kyoto-Vorgaben verpflichten, akzeptieren China und andere große Entwicklungsländer zeitgleich verbindliche Emissionsziele, die sich in den ersten Jahren stark an den BAU-Pfaden orientieren. Mit diesem Kompromiss „opfern“ Frankel und Bosetti zunächst eine eigentlich notwendige stärkere Ausrichtung an ökologischen Zielen, da insbesondere China anfangs keine großen Minderungsziele tragen muss. Die politische Durchsetzbarkeit hat zu

⁴²⁰ Vgl. Frankel, J. (2010), S. 31 f., 37 f.

Beginn ein größeres Gewicht. Die Autoren setzen darauf, dass ein einmal funktionierendes Abkommen mittel- bis langfristig das gesetzte Ziel einer CO₂-Konzentration von 500/460 ppm erreichen kann, auch wenn zu Beginn weniger als zunächst erforderlich vermieden wird.⁴²¹

4.3.3.4 Vorgeschlagene Minderungspfade

In der konkreteren Ausarbeitung des Post-Kyoto-Vorschlags aus dem Jahr 2007 haben Frankel und Bosetti ein Zahlen- und Mengengerüst aufgestellt. Auf eine detaillierte Darstellung der zugrundeliegenden Formeln wird verzichtet. Jedoch werden die daraus resultierenden Minderungspfade detaillierter dargestellt.

Berechnete Emissionspfade

Unter Berücksichtigung aller Annahmen und der zuvor erläuterten Formeln haben Frankel/Bosetti quantitative Emissionsziele von 2005 bis 2100 abgeleitet. Abbildung 14 zeigt die berechneten Emissionspfade für die ausgewählten Regionen USA, WEUR (West-Europa), TE (Russland und andere Transformationsländer), SASIA (Indien und Südasien) sowie China mit dem Ziel, die CO₂-Konzentration auf 500 ppm zu begrenzen (linke Achse). Darüber hinaus wird der kumulierte globale Reduktionspfad dargestellt (rechte Achse).

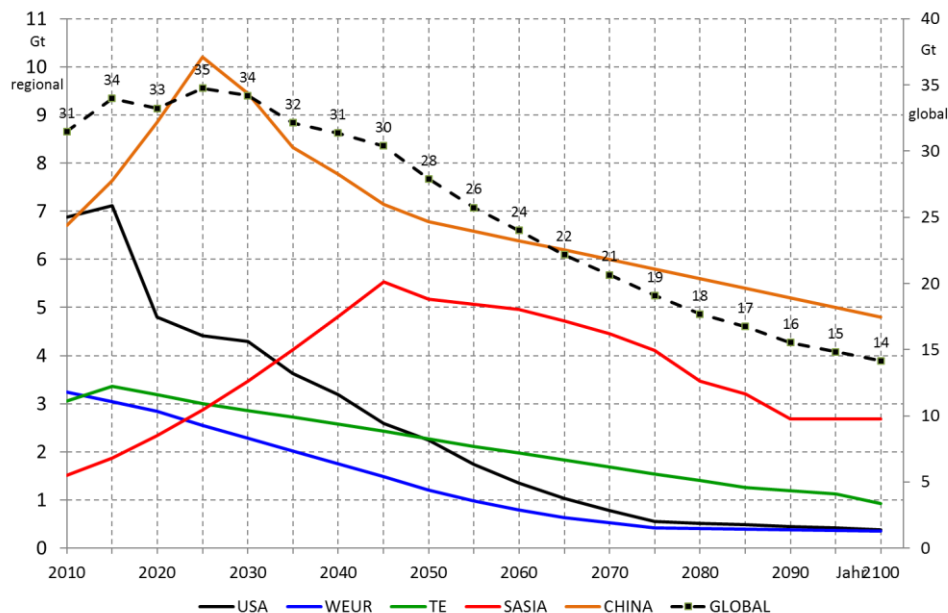


Abbildung 14: Emissionspfade für ausgewählte Regionen im 500 ppm-Szenario⁴²²

⁴²¹ Vgl. Frankel, J. (2010), S. 38 f.

⁴²² Eigene Darstellung nach ebenda, S. 41 ff.

Frankel legt großen Wert darauf, Entwicklungsländer nicht durch zu große Emissionseinschnitte vom Abkommen fernzuhalten und vor allem zu Beginn die Stabilität zu gewährleisten. Insbesondere die Anstiege zu Beginn bei China und SASIA inklusive Indien sind auffällig. Ohne diese Zugeständnisse würde ein Abkommen nicht zustande kommen.

In einer später veröffentlichten Version (2010 und 2012) ihres Artikels haben Frankel und Bosetti das zu erreichende ppm-Ziel von 500 auf 460 ppm verschärft. Damit tragen die Autoren aktuelleren Erkenntnissen Rechnung, nach denen eine 500 ppm CO₂-Konzentration vermutlich nicht ausreichend sein wird, die Klimaerwärmung auf ein verträgliches Maß zu begrenzen (siehe Kapitel 2). Die Verschärfung des Emissionszieles auf 460 ppm hat deutliche Auswirkungen (siehe Abbildung 15).

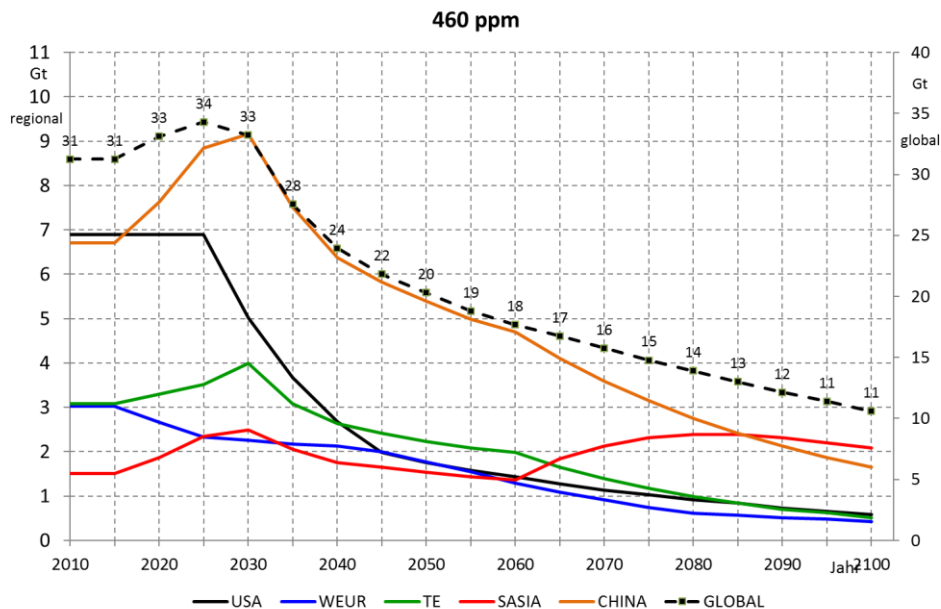


Abbildung 15: Emissionspfade für ausgewählte Regionen im 460 ppm-Szenario⁴²³

Der Emissionspeak von China verschiebt sich um 5 Jahre und fällt ca. 1 Gt niedriger aus.⁴²⁴ Im Vergleich zum 500 ppm-Szenario halten sich die hohen Emissionen der USA ausgehend von 2010 deutlich länger und es kommt erst post 2030 zu einer deutlichen Emissionsreduktion. Dies ist insofern überraschend, da eigentlich erwartet wird, dass

⁴²³ Eigene Darstellung nach Frankel, J. (2010), S. 41 ff.

⁴²⁴ Diese Verschiebung ist ein Ergebnis der bereits beschriebenen Axiome des Modells von Frankel und Bosetti. China bekommt mehr Zeit, sich auf deutliche Emissionsreduktion vorzubereiten. Danach können stringenter Reduktionspfade für China implementiert werden, ohne die Stabilität des Abkommens zu gefährden (vgl. Frankel, J. und Bosetti, V. (2012), S. 90 f.)

ein ambitionierteres Gesamtziel dazu führt, dass alle Beteiligten durchweg höhere Anstrengungen unternehmen müssen. Diese Konsistenzanforderung wird offensichtlich durch die Formeln bzw. das WITCH-Modell von Frankel und Bosetti nicht erfüllt. Die gravierendsten Auswirkungen finden sich jedoch in der Region SASIA. Eine kontinuierliche Erhöhung wie im 500-Szenario bleibt aus. Nach einem kurzen Gipfel in 2030 sinken die Emissionen und steigen ab dem Jahr 2060 wieder. Insgesamt werden zirka 80 Gt über 100 Jahre weniger ausgestoßen. Die Regionen SASIA und CHINA tragen von dieser Reduktion jeweils ca. 40%. An dieser Stelle bestätigen die Modellergebnisse von Frankel und Bosetti die These, dass signifikante Reduktionen der globalen CO₂-Emissionen ohne die aufstrebenden asiatischen Staaten China und Indien nicht zu gewährleisten sind. Auf der anderen Seite zeigen die Ergebnisse aber auch, dass einer Modellierung von derart komplexen Zusammenhängen Grenzen gesetzt sind. Die o.a. Emissionspfade spiegeln logische Resultate des WITCH-Modells wider; ob China allerdings in der Realität einem Abkommen zustimmen/verbleiben würde, welches insbesondere Industrienationen bei einer Verschärfung des Gesamtzieles bevorteilt, ist kritisch zu hinterfragen.

4.3.3.5 Ausführliche Bewertung des Vorschlags von Frankel und Bosetti

Nachfolgend werden die Kriterien noch einmal ausführlicher dargestellt.⁴²⁵

Ökologische Auswirkungen/Effektivität

Frankel und Bosetti selbst weisen darauf hin, dass durch die Zugeständnisse an die Entwicklungsländer und der Gewährung steigender Emissionsziele kurzfristig keine signifikante Senkung der THG-Emissionen möglich ist.⁴²⁶ Abbildung 14 zeigt, dass der globale Emissionspfad erst 2030 moderat sinkt. Im Jahr 2100 ist knapp eine Halbierung der CO₂-Emissionen im Vergleich zum Jahr 2010 vorgegeben. Dies steht im Kontrast zu Forderungen, den globalen CO₂-Ausstoß bereits bis 2050 um bis zu 80% zu senken, um die weltweite Erwärmung auf 2° Celsius zu begrenzen.⁴²⁷ Die Modellergebnisse des WITCH-Modells, nach denen eine CO₂-Konzentration von 500 ppm zum Ende des Jahrhunderts erreicht wird, sind nicht belastbar. In dem im Jahr 2012 veröffentlichten Artikel geben

⁴²⁵ Eine kurze Bewertung erfolgte bereits in Tabelle 10.

⁴²⁶ Vgl. Frankel, J. (2010), S. 39.

⁴²⁷ Vgl. Agarwala, R. (2009), S. 181.

Frankel und Bosetti hingegen noch Emissionspfade zur Erreichung einer 460 ppm-Konzentration vor. Die ökologische Effektivität von Frankels und Bosettis Vorschlag ist aufgrund der angesprochenen kritischen Punkte sicherlich nicht uneingeschränkt positiv zu bewerten. Auf der anderen Seite wird aufgrund der klaren Vorgabe von (ggf. noch anzupassenden) Reduktionspfaden bei einer vermuteten Einhaltung der Vorgaben von allen Staaten die ökologische Effektivität mit *hoch* bewertet.

Kosteneffizienz

Mit Implementierung eines globalen Zertifikatehandels und einer umfassenden Teilnahme der wichtigsten Staaten sieht Frankel eine Garantie darin, dass weltweit die günstigsten CO₂-Vermeidungskosten gehoben werden können. In der Artikelversion aus dem Jahr 2007 spricht Frankel davon, dass durch Einsetzen einer „safety valve“ (Preisobergrenze für CO₂-Zertifikate) zu große Belastungen vermieden und die Planungssicherheit für die Teilnehmer erhöht werden sollen. Wie hoch diese Preisgrenze sein soll, bleibt unklar.⁴²⁸ Bei den Modellberechnungen wird hingegen eine Preisobergrenze nicht berücksichtigt. Inwieweit eine solche Grenze die Kostenseite betreffen kann und ggf. ökologische Nachteile mit sich zieht, wird von Frankel nicht eruiert. Abschließend soll das Kriterium Kosteneffizienz dennoch als *hoch* eingestuft werden.

Dynamische Effizienz und Flexibilität

Diesen Punkt greifen Frankel/Bosetti mit der Indexierung der Emissionsziele an verschiedene ökonomische Kennzahlen auf (siehe Kapitel 4.3.3.1). Ferner sehen die Autoren vor, dass Budget-Perioden nur für maximal zehn Jahre Gültigkeit besitzen und konstant neu abgestimmt werden müssen. Ein Safety-Valve ist vorgesehen, aber nicht quantifiziert. Dieses könnte zu höherer Planungssicherheit und hoher dynamischer Effizienz führen. Ausgehend von diesen Überlegungen wird die dynamische Effizienz als *hoch* eingestuft.

Informationsanforderungen und Transaktionskosten

Hier gelten die Ausführungen zu Zertifikaten in 4.1.2.3. Kenntnisse über die aggregierten Grenzkostenfunktionen reichen theoretisch aus. Darüber hinaus sind aber weitere, ständig zu aktualisierende Informationen notwendig, um die „Kalibrierung“ des Abkommens vorzunehmen (ökonomische Kennzahlen, Überwachung von Emissionsgrenzen etc.). Die

⁴²⁸ Vgl. Frankel, J. (2007), S. 40.

Kosten für das Zertifikatesystem sind auch als hoch einzustufen, so dass die Informationsanforderungen und Transaktionskosten insgesamt als *hoch* einzustufen sind.

Politische Umsetzbarkeit

Die Umsetzbarkeit ist aufgrund der Einhaltung der Axiome gewährleistet. Dieser Punkt ist eng verknüpft mit den Anreizen zur Teilnahme und dem Fairness-Aspekt, siehe dazu auch die nachfolgenden Ausführungen. Das Abkommen ist aber so konstruiert, dass von einer *hohen* politischen Umsetzbarkeit auszugehen ist.

Anreize zur Teilnahme

Frankel und Bosetti versuchen u.a. durch eine Indexierung von Emissionszielen, insbesondere den Entwicklungsländern einen moderaten Eintritt in das Abkommen zu ermöglichen. Daraus resultiert in den ersten Jahren für einige Regionen ein steigender Emissionspfad (siehe z.B. Abbildung 14), der die wirtschaftlichen Nachteile begrenzen soll. Ansonsten argumentieren Frankel und Bosetti wie andere Autoren auch und heben hervor, dass ein internationaler Zertifikatehandel auf der ökonomischen und ökologischen Ebene mehr Vor- als Nachteile für Entwicklungs- und Industrieländer impliziert. Zusammenfassend sollen die Anreize zur Teilnahme als *hoch* eingestuft werden. Bodansky bezeichnet das Problem der Zielerfüllung als Achillesferse des *Targets and Timetables*-Ansatzes.⁴²⁹ Er sieht Probleme bezüglich der Erfüllung gesetzter Emissionsziele, da keinerlei Sanktionsmaßnahmen vorgesehen sind. Da z.B. Free-Rider-Verhalten aus Sicht von Frankel/Bosetti nur dadurch unterbunden wird, dass alle Teilnehmer sich durch das Abkommen besserstellen, werden die Anreize zur Erfüllung nur als *mittel* bewertet.

Fairness

In Bezug auf diesen Punkt hat Frankel in seinem Vorschlag einige Maßnahmen implementiert, die eine höhere Fairness gewährleisten sollen. Wie beim Punkt zuvor sind wieder die steigenden Emissionspfade der Entwicklungsländer aufzuführen. Frankel bezieht bei seiner Post-Kyoto-Architektur mit ein, dass Industrieländer einen größeren Anteil an dem anthropogenen Klimawandel haben und demzufolge auch größere Minderungsan-

⁴²⁹ Vgl. Bodansky, D. (2007), S. 57.

strengungen unternehmen sollen. Auch durch Einhaltung der Axiome, die ebenfalls Aspekte der Fairness tangieren, wird eine unterschiedliche Lastenverteilung implementiert. In Summe wird der Fairnessaspekt daher als *hoch* eingestuft.

4.3.4 Kritische Würdigung

Anhand der qualitativen Bewertung hat sich gezeigt, dass das vorgestellte Abkommen bei dem Großteil der wesentlichen Kriterien gut abschneidet. In den Kapiteln 2 und 2 ist jedoch verdeutlicht worden, wie komplex das Klimasystem und die damit verbundenen Wechselwirkungen sind. Es ist zu hinterfragen, ob das WITCH-Modell die Abhängigkeiten zwischen Wirtschaft und CO₂-Konzentration bis zum Jahr 2100 so verlässlich modellieren kann, so dass aus den Modellergebnissen Schlüsse hinsichtlich der Stabilität eines Abkommens gezogen werden können. Bodansky und Wiener erheben zumindest Zweifel ob der politischen Durchsetzbarkeit und der ökologischen Wirksamkeit von Frankel und Bosettis Vorschlag. Bodansky verweist auf fehlende Sanktionsmechanismen zur Unterstützung der Erfüllungsabsicht wie z.B. Strafzahlungen bei Nichterfüllung gesetzter Ziele. Darüber hinaus verweist Bodansky darauf, dass in der Vergangenheit Entwicklungsländer bereits ähnliche Vorschläge wie die von Frankel abgelehnt haben. Nach seiner Meinung unterschätzt Frankel die grundsätzliche Ablehnungshaltung von Entwicklungsländern gegenüber absoluten Emissionsgrenzen aufgrund zu großer wirtschaftlicher Einschränkungen.⁴³⁰

Die Ergebnisse von Frankel und Bosetti basieren auf Modellrechnungen, die immer mit einer erheblichen Anzahl an vereinfachenden Annahmen einhergehen. Trotz der o.a. berechtigten Kritik kann das Klimaschutzabkommen von Frankel und Bosetti als in sich stimmiger Vorschlag erachtet werden, der vor allem durch die errechneten Minderungspfade eine hohe ökologische Treffsicherheit aufweist. Die ökologische Treffsicherheit hat für die im Rahmen der vorliegenden Arbeit noch folgende Modellierung von Szenarien für den globalen und deutschen Elektrizitätssektor einen hohen Stellenwert. Die von Frankel und Bosetti formulierten globalen und regionalen Reduktionspfade für CO₂ werden insgesamt als plausibel und zielführend erachtet, so dass die Reduktionspfade als Basis für weiterführende Modellierungen verwendet werden können.

⁴³⁰ Vgl. Bodansky, D. (2007), S. 57 f., 61 f.; Wiener, J. B. (2007), S. 74.

5 Kohlenstoffdioxidemissionen und Technologien im globalen Elektrizitätssektor

Die Bedeutung der Elektrizitätserzeugung für die globalen CO₂-Emissionen sind Gegenstand dieses Kapitels. Es wird aufgezeigt, inwiefern die Möglichkeit, CO₂ an großen punktuellen Quellen wie Kraftwerken abzuscheiden und anschließend zu speichern, eine sinnvolle Option im Zuge einer globalen Emissionsreduktionsstrategie darstellt.⁴³¹

5.1 Emissionen aus der fossilen Stromerzeugung

Basierend auf den Daten der IEA/OECD Veröffentlichung *CO₂ Emissions from Fuel Combustion* aus dem Jahr 2012 werden nachfolgend die Emissionen für das Bezugsjahr 2010 dargestellt.⁴³² Hervorzuheben ist, dass die Bezugsgröße der folgenden Darstellungen nur die CO₂-Emissionen sind, die durch die Verbrennung von fossilen Brennstoffen entstehen. Anderweitig werden teilweise höhere globale CO₂-Emissionen genannt, die durch die Miteinbeziehung *sonstiger Emissionen* (z.B. diffuse Emissionen aus Brennstoffen, Verwendung von Lösungsmitteln sowie Verrottung von Biomasseresten) höher ausfallen (siehe dazu auch Ausführungen in Kapitel 2).⁴³³

Die CO₂-Emissionen durch die Verbrennung der fossilen Brennstoffe Stein- und Braunkohle, Mineralöl sowie Erdgas betragen im Jahr 2010 in Summe 30,1 Mrd. Tonnen. Durch Addition der *Sonstigen* CO₂-Emissionen in Höhe von ca. 0,14 Mrd. t CO₂) ergeben sich die in Abbildung 16 aufgezeigten 30,3 Mrd. t (aufgerundet). Die globalen CO₂-Emissionen sind dabei zwischen 1971 und 2010 von ca. 14 auf 30,1 Mrd. t gestiegen (siehe dazu auch Abbildung 3).

⁴³¹ Das in Kapitel 8 näher dargestellte GAMS-Modell ist in acht verschiedene Weltregionen aufgeteilt. Die Definition dieser Weltregionen erfolgte in enger Anlehnung an die Aufteilung der IEA. Diese Regionen sind AFR = Afrika, OCE = Ozeanien, EUR = Westeuropa, ASI = Asien, LAM = Lateinamerika, MEA = Mittlerer Osten, TRA = Osteuropa und Länder im wirtschaftlichen Übergang (transition countries). Diese Logik wird auch in späteren Kapiteln wieder herangezogen.

⁴³² Vgl. IEA (2012a). Wesentliche Daten sind den Tabellen auf den Seiten II.4 ff, II.7 ff, II.10 ff und II.13 entnommen worden. CO₂-Emissionen aufgeteilt nach Sektoren finden sich auf den Seiten II.25 ff. Daten zu Indien finden sich auf der Seite II.235. Daten zu China stammen von der Seite II.168 f. Eine Zusammenfassung wesentlicher Daten ist als Excel-Datei auf der Seite der IEA als Download verfügbar (http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/name_4010.en.html) (abgerufen am 22.01.2013).

⁴³³ Vgl. <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/-theme.do;jsessionid=-DE17D40575A9857DEE876CEBDEDA04ED?nodeIdent=2842> (abgerufen am 26.01.2013) und ebenda, S. XV ff.

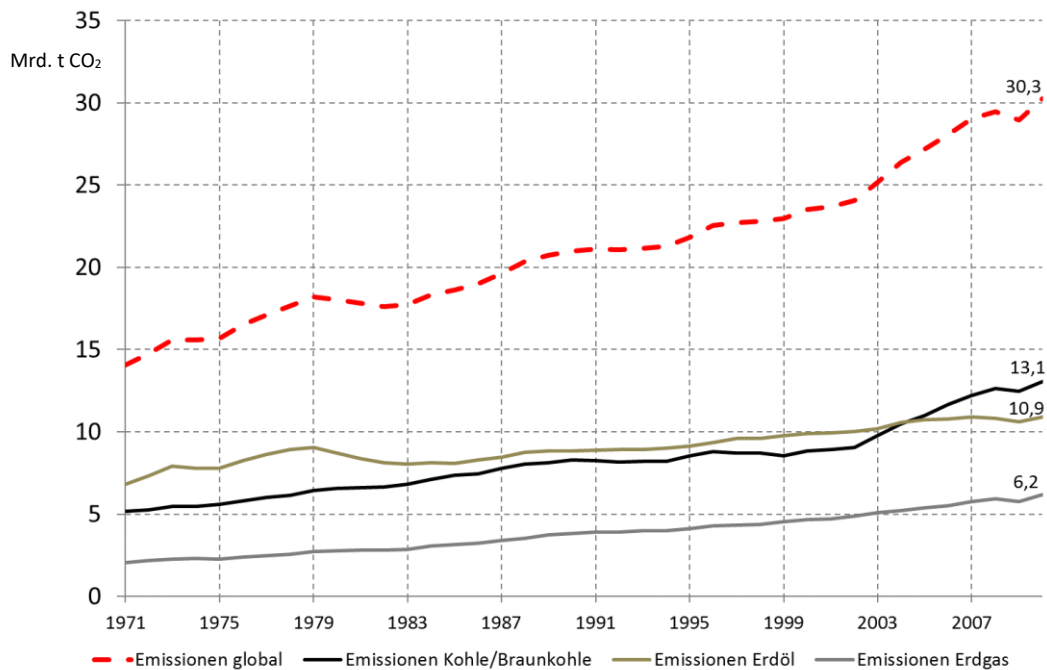


Abbildung 16: Entwicklung der globalen CO₂-Emissionen durch Verbrennung fossiler Brennstoffe von 1971 bis 2010 in Mrd. t (Hinweis: Inklusive sonstige Emissionen in Höhe von 140 Mio. t)

Während die Kohlenstoffdioxidemissionen durch die Verbrennung von Mineralöl im genannten Zeitraum um 60% zunahm und teilweise deutlichen Schwankungen vor allem in den 70er Jahren unterlag, sind bei den anderen fossilen Energieträgern höhere Wachstumsraten zu sehen. Die Emissionen durch Erdgasverbrennung nahmen zwischen 1971 und 2010 um das Dreifache von 2,1 auf 6,2 Mrd. Tonnen zu. Die Emissionen aus der Verbrennung von Stein- und Braunkohle erhöhten sich im gleichen Zeitraum um einen Faktor 2,5 auf 13,1 Mrd. t. Seit 2004 entstehen durch die Verbrennung von Kohle mehr CO₂-Emissionen als durch die Mineralölnutzung. Der Aufwärtstrend beim Erdgas ist relativ konstant. Der Anstieg verläuft bei Stein-/Braunkohle bis 1999 ebenfalls relativ gleichmäßig; ab dann ist aber bis auf die Ausnahme der Weltwirtschaftskrise im Jahr 2009 ein beschleunigter Anstieg von 8,6 auf 13,1 Mrd. t zu beobachten (plus 52%). Insbesondere die deutliche Zunahme der Kohlenutzung ist im Hinblick auf den anthropogenen Klimawandel problematisch.

In Abbildung 17 sind die Anteile der jeweiligen Primärenergieträger dargestellt. CO₂-Emissionen durch Verbrennung von Stein-/Braunkohle haben einen Anteil von 43% an den globalen Kohlenstoffdioxidemissionen, gefolgt von Mineralöl (36%) und Erdgas (20%). Der Anteil von Stein- und Braunkohle kann weiter aufgeteilt werden. So sind die

Emissionen zu 65% der Bereitstellung von Elektrizität und Wärme zuzuordnen, zu 25% der produzierenden Industrie inklusive dem Baugewerbe und zu 10% der Kategorie Sonstige. Es wird deutlich, dass der Verbrennung von Stein- und Braunkohle zur Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung jährlich knapp 28% der durch Verbrennung fossiler Brennstoffe entstehenden globalen CO₂-Emissionen zugeordnet werden können.

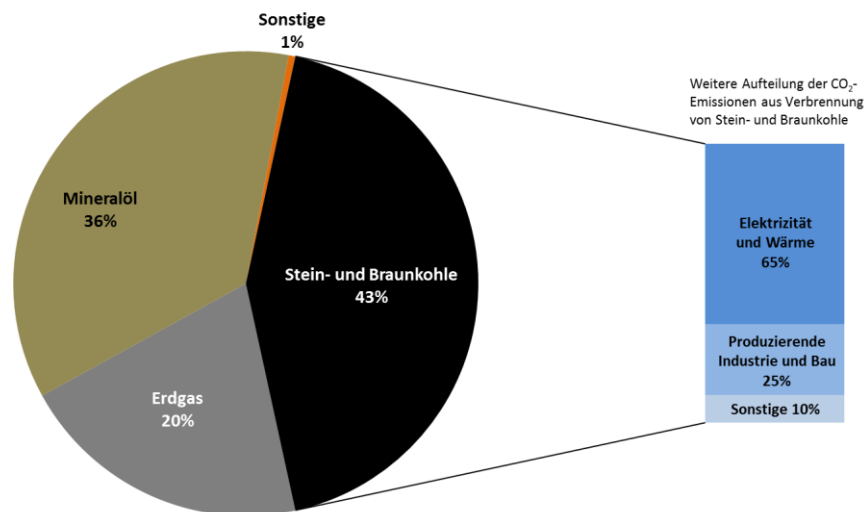


Abbildung 17: Globale CO₂-Emissionen nach Brennstoffen (Jahr 2010)

In Abbildung 18 werden einzelne Sektoren und deren Anteil an den CO₂-Emissionen näher aufgeschlüsselt.

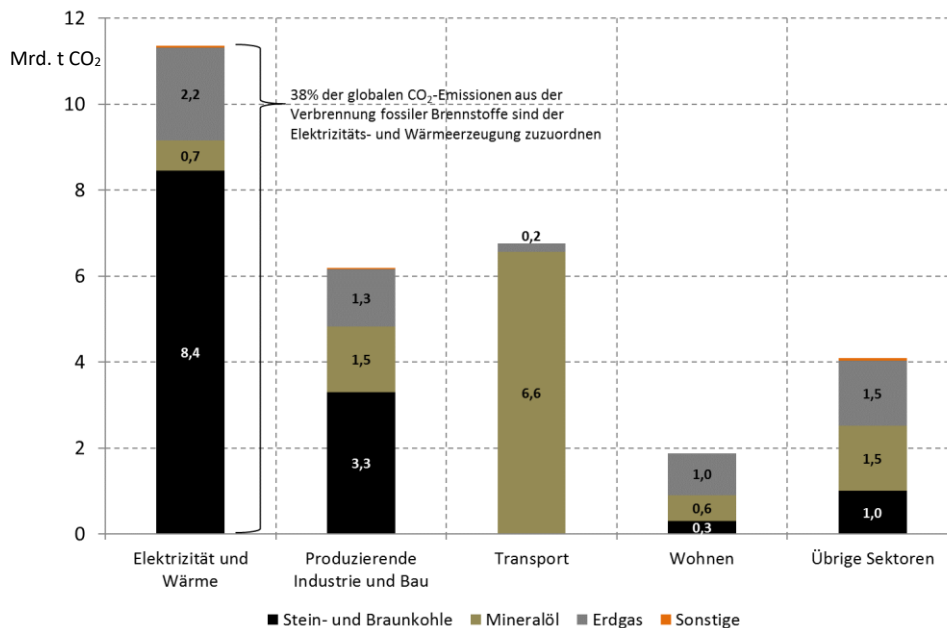


Abbildung 18: Globale CO₂-Emissionen aufgeteilt nach Sektoren und fossilen Brennstoffen im Jahr 2010

Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass dem Sektor Elektrizität und Wärme⁴³⁴ eine hohe Bedeutung zukommt. Diesem Sektor sind 38% der weltweiten CO₂-Emissionen zuzuordnen. Insgesamt weist dieser Sektor mit kumulierten CO₂-Emissionen von 11,4 Mrd. t die höchsten Emissionen aller Sektoren auf. Innerhalb dieses Sektors entfallen ca. 74% der Emissionen auf den Brennstoff Stein-/Braunkohle gefolgt von Erdgas (19%) und Mineralöl (6%). Stromerzeugung aus Stein-/Braunkohle hat wie bereits erwähnt einen Anteil an den weltweiten Kohlenstoffdioxidemissionen von 28%. Auch beim Sektor produzierende Industrie und Bau verursachen die Emissionen aus der Nutzung von Stein-/Braunkohlen mit 53% mehr als die Hälfte der Emissionen innerhalb dieses Sektors (in Summe 6,2 Mrd. t). Aufgrund des hohen Anteils benzin- oder dieselbetriebener Fahrzeuge im Transportsektor ist hier der Anteil der CO₂-Emissionen durch die Verbrennung von Mineralöl mit 97% entsprechend hoch. Dieser Sektor weist mit 6,8 Mrd. t CO₂ den zweithöchsten Wert aller Sektoren auf. Im Sektor Private Haushalte und den übrigen Sektoren sind die den drei Brennstoffen zuzuordnenden Emissionen jeweils ähnlich hoch, wobei der Wohnsektor mit 1,9 Mrd. t und die übrigen Sektoren (in Summe) mit 4,1 Mrd. t im Vergleich zu den anderen drei Sektoren geringere Gesamtemissionen aufweisen. Die CO₂-Emissionen im Sektor Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung sind zwischen 1990 und 2010 um 71,5% gestiegen.⁴³⁵

Festzuhalten ist, dass der Sektor Elektrizität und Wärme den größten Anteil der Kohlenstoffdioxidemissionen durch Verbrennung fossiler Brennstoffe hat. Zudem verzeichnete dieser Sektor in den vergangenen zwei Jahrzehnten enorme Wachstumsraten (siehe auch Abbildung 10). Wenn es darum geht, in Zukunft mit gezielten Maßnahmen möglichst große CO₂-Einsparungen zu erzielen, so sind vor allem dieser Sektor und der Sektor Transport von hoher Bedeutung. Die durch den Transportsektor verursachten Kohlenstoffdioxidemissionen können z.B. durch einen Energieträgerwechsel hin zu Erdgasautos oder einer großflächigen Elektrifizierung⁴³⁶ vermindert werden. Der Sektor Elektrizität

⁴³⁴ Wärme wird hier im Wesentlichen als Wärme aus Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen (KWK) verstanden.

⁴³⁵ Vgl. ebenda, S. II.81. Im Vergleich dazu sind im gleichen Zeitraum die Kohlenstoffdioxidemissionen im Sektor Verkehr um 47%, im Sektor produzierende Industrie und Bau um 37% und im Sektor Wohnen nur um 3,2% gestiegen.

⁴³⁶ Bei einer angestrebten Elektrifizierung muss jedoch beachtet werden, wie der dann im Verkehrssektor verbrauchte Strom erzeugt wird. Bei einer Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken erfolgt z.B. nur eine Verteilung der CO₂-Emissionen hin zum Sektor Elektrizität und Wärme.

und Wärme ist aber in Bezug auf zukünftige CO₂-Minderungen aufgrund weiterer Aspekte von größerer Relevanz: Innerhalb dieses Sektors ist in Bezug auf die Stromerzeugungstechnologien – im Gegensatz zum Sektor Produktion und Bau – von einer relativ hohen Homogenität auszugehen, da Kraftwerke weltweit nach dem gleichen Prinzip funktionieren (siehe auch Abbildung 21). Mit einer Technologie, die bei neuen (und bestenfalls auch bei alten) Kraftwerken eingesetzt werden kann, wären theoretisch deutliche CO₂-Einsparungen an großen punktuellen CO₂-Quellen möglich. Ferner sind Investitionen in Kraftwerke von langfristigem Charakter, da konventionelle Kraftwerke Lebensdauern von 40 bis 60 Jahren aufweisen. Eine neu eingesetzte Technologie hätte somit den Vorteil, dass die Investition für nahezu ein halbes Jahrhundert einen Beitrag zu CO₂-Reduktionen leisten kann. Auf der anderen Seite bedeutet dieser Umstand aber auch, dass durch die bereits getätigten massiven Investitionen in Kohlekraftwerke die CO₂-Emissionen durch diese Kraftwerke bereits für die nächsten Jahrzehnte „festgezurr“ sind - vorausgesetzt, dass diese Kraftwerke bis zum Ende der technischen Lebensdauer eingesetzt werden und diese Kraftwerke nicht mit neueren, CO₂-reduzierenden Technologien nachgerüstet werden können. Auch der Umstand, dass in diesem Sektor zu 75% Stein-/Braunkohle mit einem hohen CO₂-Gehalt eingesetzt wird, ist aus Sicht zukünftiger CO₂-Reduktionsmaßnahmen von Bedeutung. Hier wäre ebenfalls ein Brennstoffwechsel hin zum umweltfreundlicheren Erdgas denkbar. Auch würden global eingesetzte, effizientere Technologien speziell zur Verbrennung von Stein-/Braunkohle in entsprechenden Kraftwerken möglicherweise zu deutlichen CO₂-Reduktionen führen. Insgesamt kann festgehalten werden, dass im Rahmen zukünftiger Klimaschutzstrategien eine spezifische Betrachtung dieses Sektors sinnvoll erscheint. Nachfolgend wird dabei der Fokus auf die Nutzung der Braun- und Steinkohle in der Stromerzeugung gelegt. Es wird analysiert, ob sich regionale Unterschiede hinsichtlich der CO₂-Emissionen aus der Verbrennung dieser beiden Brennstoffe ergeben.

Die CO₂-Emissionen aus der Verbrennung von Stein-/Braunkohle zeigen einen deutlich zunehmenden Trend. Im Zeitraum von 1991 bis 2010 stiegen diese von 5,2 auf 13,1 Mrd. t. Aus Abbildung 19 ist zu entnehmen, dass vor allem die Region Asien im letzten Jahrzehnt maßgeblich für die Zunahme der Emissionen verantwortlich ist.

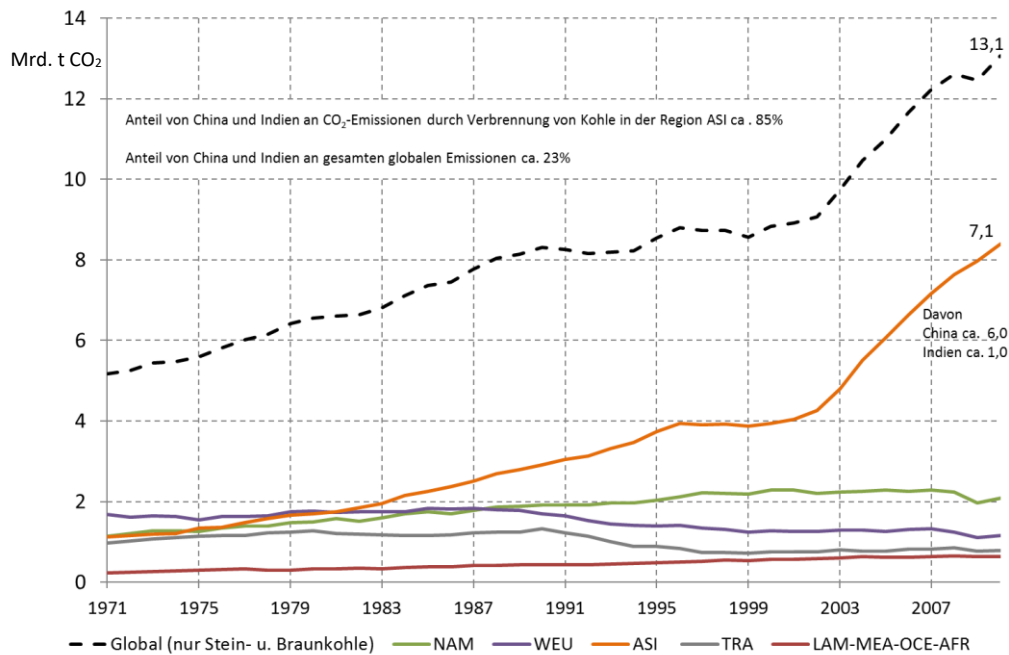


Abbildung 19: Globale und regionale Entwicklung der CO₂-Emissionen durch Verbrennung von Stein- und Braunkohle

Die Regionen LAM, MEA, OCE und AFR verzeichnen in Summe einen stetigen Anstieg von 0,24 auf 0,6 Mrd. t CO₂. Einzelnen betrachtet spielt jede einzelne Region im Vergleich zu den anderen Regionen aber nur eine untergeordnete Rolle. In den Regionen WEU und TRA sind seit Mitte der achtziger Jahre bzw. nach 1990 zunächst klare Abwärtstendenzen zu sehen, ehe sich die Emissionen in den letzten 20 Jahren auf einem fast konstanten Niveau eingependelt haben (mit Ausnahme der Weltwirtschaftskrise im Jahr 2008/2009). In NAM stiegen die Emissionen durch Stein-/Braunkohle von 1,15 (1971) auf ca. 2,1 Mrd. t CO₂ im Jahr 2010.⁴³⁷ Der stärkste Anstieg ist in der Region Asien (ASI) zu beobachten. Dort sind die Emissionen durch die Nutzung von Stein-/Braunkohle in den vergangenen vier Jahrzehnten von 1,1 auf 8,4 Mrd. t CO₂ angestiegen, was ungefähr einer Verachtfachung entspricht. Wie zuvor angesprochen ist die Region damit maßgeblich für die ab dem Jahr 2000 sprunghaft angestiegenen CO₂-Emissionen durch Kohlenutzung verantwortlich. In der Region Asien hat China einen Anteil an den CO₂-Emissionen durch Stein-/Braunkohlenutzung von ca. 72%. Zusammen mit Indien ergibt sich ein Anteil von 85%. In Bezug auf die globalen CO₂-Emissionen durch Kohleverbrennung sind

⁴³⁷ Der positive Trend ist nach 2010 durch den Boom des so genannten Schiefergases deutlich abgebrems worden, da durch den Preisverfall von Gas ein Wechsel hin zu Gaskraftwerken erfolgt ist.

China und Indien für 54% der Emissionen verantwortlich. An den gesamten Kohlenstoffdioxidemissionen (verursacht durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe) haben diese beiden Staaten einen Anteil von 23%.^{438 439}

Betrachtet man die Pro-Kopf-CO₂-Emissionen nach Ländern so ergibt sich jedoch ein deutlich anderes Bild. Der rasante Anstieg der CO₂-Emissionen in China hat dazu geführt, dass China die USA als größten CO₂-Emittenten abgelöst hat und mit 7,3 Mrd. t CO₂ im Jahr 2010 an der Spitze der Emittenten steht. Abbildung 20 verdeutlicht auch, dass China und die USA mit großem Abstand vor den übrigen Ländern die größten Emittenten sind.

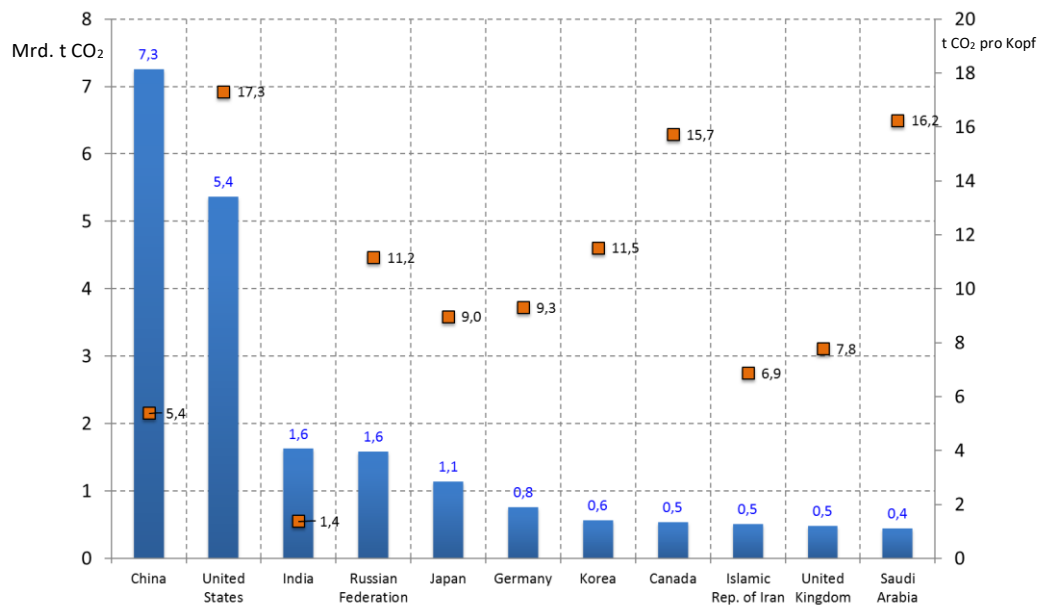


Abbildung 20: CO₂-Emissionen durch Verbrennung fossiler Brennstoffe nach Ländern (linke Achse) und CO₂-Emissionen pro Kopf (rechte Achse) im Jahr 2010⁴⁴⁰

⁴³⁸ Der Anteil des Sektors Elektrizitäts- und Wärmeerzeugung an den CO₂-Emissionen durch Kohleverbrennung beträgt in China 57% und in Indien 64%. Gemessen an den globalen CO₂-Emissionen ist dieser Sektor in den beiden Staaten für 14% der weltweiten CO₂-Emissionen verantwortlich.

⁴³⁹ Im letzten UNEP Emission Gap Report aus dem Jahr 2016 werden anhand der CO₂-Emissionen aus der Nutzung fossiler Brennstoffe und Industrie (Stand 2015) die o.a. Trends bestätigt (weiterer Anstieg der Emissionen in China und Indien, Abnahme in WEU). Die insgesamt ausgestoßene Menge CO₂ beträgt laut UNEP im Jahr 2015 ca. 36,2 Gt (Hinweis: Die CO₂-Emissionen ausgewiesen von IEA und UNEP sind nicht direkt miteinander zu vergleichen. UNEP sieht im Vergleich zur IEA im Jahr 2010 Gesamtemissionen von CO₂ in Höhe von ca. 33 Gt während die IEA in diesem Jahr von CO₂-Emissionen in Höhe von 30,3 Gt ausgeht). Der Anstieg zwischen 2010 und 2015 war dennoch ungebrochen, aber nicht mehr so stark ausgeprägt wie in den Jahren zwischen 2005 und 2010 (vgl. UNEP (2016), S. xiii).

⁴⁴⁰ Es sei darauf hingewiesen, dass diese Liste insofern keine Top-Liste der Emittenten darstellt, da Länder mit einem sehr hohen t Kohlenstoffdioxid-pro Kopf-Verhältnis ausgeklammert wurden. Dazu zählen beispielsweise Staaten wie Kuwait oder Katar, die aufgrund der hohen Förderungsrate von Mineralöl und weiterverarbeitenden Prozessen bei vergleichsweise geringer Bevölkerungsdichte auf bis zu 30 t CO₂/Kopf kommen (vgl. http://www.iea.org/publications/freepublications/publication/-name_4010,en.html abgerufen am 25.01.2013). Diese Staaten weisen dann aber in Bezug auf die absoluten CO₂-Emissionen mit 50 bis 90 Mio. t CO₂ im Jahr 2010 geringe Werte auf.

Abbildung 20 verdeutlicht aber auch den Unterschied, der zwischen der Betrachtung der absoluten CO₂-Emissionen und einem Vergleich der Pro-Kopf-Emissionen einzelner Länder besteht. China ist absolut gemessenen der größte Emittent von CO₂-Emissionen, weist im Vergleich zu den USA aber nur ein Drittel der Pro-Kopf-Emissionen auf. In Bezug auf die absoluten Emissionen ist insbesondere die Teilnahme Chinas und der USA an dem Pariser Klimaschutzabkommen von hoher Bedeutung. Kapitel 4 hat bereits die Position von China und den USA in Bezug auf den globalen Klimaschutz aufgezeigt. Beide Staaten zusammen sind für nahezu 40% der weltweiten CO₂-Emissionen aus Verbrennung von fossilen Brennstoffen verantwortlich. Ein effektives Klimaschutzabkommen bedingt zweifelsohne die Teilnahme dieser beiden Länder.

Das immense Wirtschaftswachstum Chinas und der damit verbundene steigende Energiebedarf waren in den vergangenen Jahren die Haupttreiber des globalen CO₂-Anstiegs (siehe Abbildung 3 und Abbildung 16). Die hohe Priorität eines möglichst ungebremsen Wirtschaftswachstums Chinas und auch der anderen BRICS-Staaten⁴⁴¹ lassen den Schluss zu, dass wirtschaftlich bremsende Einflüsse wie Klimaschutzvorgaben nur im Rahmen eines überzeugenden und fairen Konzepts mit entsprechenden Kompensationen akzeptiert werden. Die sektorale Aufteilung hat verdeutlicht, dass dem Sektor Elektrizitäts- und Wärmezeugung mit einem Anteil von 38% an den globalen CO₂-Emissionen bei zukünftigen Klimaschutzabkommen eine entscheidende Bedeutung zukommt. Generell gilt es, (sektorübergreifende) Investitionen in kohlenstoffdioxidarme Technologien attraktiver zu machen.⁴⁴² Aber insbesondere vor dem Hintergrund, dass volkswirtschaftliches Wachstum einhergeht mit einem steigenden Konsum an Elektrizität und Wärme und dem Umstand, dass Investitionen in neue Kraftwerke von langlebiger Natur sind, sollte diesem Sektor bei zukünftigen Minderungsstrategien eine hohe Priorität gewährt werden. Eine Anwendung von neuen Technologien, die bei bestehenden und zukünftigen Kraftwerken für signifikante CO₂-Reduktionen führen kann, wäre ein guter Ansatz, um das Spannungsverhältnis zwischen volkswirtschaftlichem Wachstum und einer gesicherten Strom-/ Wärme-Produktion bei aufstrebenden Staaten zu entlasten.

⁴⁴¹ Die Abkürzung umfasst die Staaten Brasilien, Russland, Indien, China und Südafrika. Diese Länder hatten vor einigen Jahren jährliche Zuwachsraten der Wirtschaftsleistung von 5 bis 10 % und hoben sich damit z.B. ggü. der EU deutlich ab.

⁴⁴² OECD (2011), S. 1.

5.2 Gängige Technologien zur Stromerzeugung

Kraftwerke sind im Rahmen der vorliegenden Arbeit sowohl Anlagen zur ausschließlichen Erzeugung von Elektrizität als auch solche zur gekoppelten Erzeugung von Elektrizität und Wärme. Sie können nach Art des Prozesses (in thermische und nicht-thermische Kraftwerke), nach eingesetzter Technologie, nach der im Kraftwerk eingesetzten Primärenergie, nach Wirkungsgraden, nach Einsatzbereichen (Grund-, Mittel-, Spitzenlast) oder auch nach der Bereitstellung von Reserveenergie oder nach Kosten differenziert werden.⁴⁴³ Im Folgenden werden Kraftwerke zunächst nach Art des Prozesses und dann nach Einsatzcharakteristika unterschieden (siehe Abbildung 21 und Abbildung 22). Ziel ist es, wesentliche Parameter von Kraftwerken zu erarbeiten, um Optimierungsprobleme in der Elektrizitätswirtschaft adäquat zu formulieren.

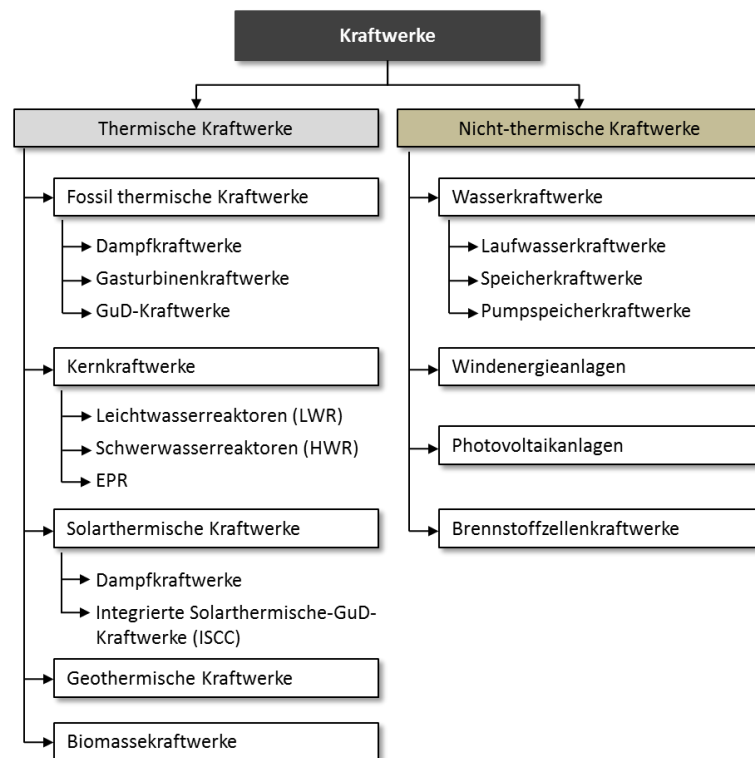


Abbildung 21: Unterscheidung von Kraftwerken nach Art des Prozesses

(eigene Darstellung in Anlehnung an Konstantin, P. (2009), S.271)⁴⁴⁴

⁴⁴³ Vgl. Konstantin, P. (2009), S. 271 ff.; Radgen, P. u.a. (2006), S. 36; Heinloth, K. (2003), S. 390 f.; Müller, Leonhard (2001), S. 238 ff.

⁴⁴⁴ Diese Abbildung fokussiert sich auf gängige Technologien, die aktuell und voraussichtlich auch in mittelbarer Zukunft zur Stromerzeugung genutzt werden. Im Unterpunkt *Kernkraftwerke* wären auch z.B. ältere und neuere Kernkraftwerkstypen aufzuführen (vgl. Abram, T. und Ion, S. (2008)). Ferner wären im Unterpunkt *Wasserkraft* auch Gezeitenkraftwerke oder Wellenkraftwerke denkbar.

In einem thermischen bzw. in einem Wärmekraftwerk wird mittels Verbrennung von Primärenergieträgern wie Heizöl, Erdgas, Stein-/Braunkohle oder durch Nutzung der Kernspaltung elektrischer Strom gewonnen.^{445 446} Das wesentliche Charakteristikum von thermischen Kraftwerken ist demnach die Umwandlung einer Primärenergieform zunächst in thermische und dann in kinetische Energie und schließlich in Elektrizität; dabei kann die thermische Energie durch Verbrennung von fossilen oder regenerativen Energieträgern, Kernspaltung, Nutzung der Sonnenenergie oder Nutzung der Geothermie bereitgestellt werden.

Nicht-thermische Kraftwerke respektive „kalte“ Kraftwerke benötigen hingegen keine thermische Energie, um Elektrizität zu erzeugen. Wasser- oder Windkraftwerke sowie Photovoltaikanlagen wandeln z.B. die potentielle Lageenergie oder die Strömungsenergie des Wassers, die kinetische Energie des Windes oder die solare Strahlungsenergie der Sonne direkt in elektrische Energie um. Demzufolge sind auf Erneuerbaren Energien basierende kalte Kraftwerke auf der einen Seite unabhängig von endlichen fossilen Brennstoffen, auf der anderen Seite jedoch abhängig vom Angebot an Wind, Wasser oder Sonne.⁴⁴⁷ Fossile thermische Kraftwerke setzen speicherbare Energieträger wie Kohle, Gas oder Uran ein.⁴⁴⁸ Sie sind in der Lage, Elektrizität in großen Mengen steuerbar bereitzustellen und sich so relativ schnell der Nachfrage im Netz anzupassen.

⁴⁴⁵ Wird gleichzeitig auch die dabei entstehende Wärme genutzt, wird im Allgemeinen auch von einem KWK-Kraftwerk gesprochen (Kraft-Wärme-Kopplung).

⁴⁴⁶ Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass nach dem ersten Hauptsatz der Thermodynamik keine Energie „erzeugt“ werden kann. Es findet lediglich eine Umwandlung der Energie von einer Form zu einer anderen statt. Da im allgemeinen Sprachgebrauch aber generell von der Erzeugung von Elektrizität in Kraftwerken etc. gesprochen wird, soll die physikalische Ungenauigkeit in Puncto „Energieerzeugung“ im Folgenden toleriert werden.

⁴⁴⁷ Eine dezentrale Versorgung durch erneuerbare Energien bedingt ein entsprechend gutes Prognosesystem insbesondere für das zu erwartende Windaufkommen und die Sonneneinstrahlung, um Stromnachfrage und –angebot mit einem möglichst geringen Einsatz von Regelinstrumenten in Einklang mit der Nachfrage zu bringen und die Netzstabilität zu gewährleisten. Darüber hinaus sind z.B. in Deutschland Standorte mit hohem Windaufkommen und Standorte mit hoher Sonneneinstrahlung ungleich von Norden nach Süden verteilt. Ein starker Ausbau dieser Erneuerbaren muss mit einem gleichzeitigen Ausbau der Netzinfrastruktur einhergehen, um Windstrom vom Norden oder PV-Strom vom Süden her in die großen Verbrauchszentren zu transportieren. Im optimalen Fall kann in einem System mit einem hohen Anteil Erneuerbarer Energien in Zeiten hoher Einspeisung und geringer Nachfrage die überschüssige Elektrizität gespeichert werden. Im großindustriellen Maßstab ist dies derzeit nur durch Pumpspeicher- und Speicherkraftwerke zu gewährleisten.

⁴⁴⁸ Hinweis: Kernkraftwerke sind genau genommen keine fossilen Kraftwerke, da das eingesetzte Uran mineralischen und nicht fossilen Ursprungs ist.

Neben der Einteilung in thermische und nicht-thermische Kraftwerke ist entsprechend auch eine Einteilung nach der Steuerbarkeit der Produktion wie in Abbildung 22 sinnvoll.

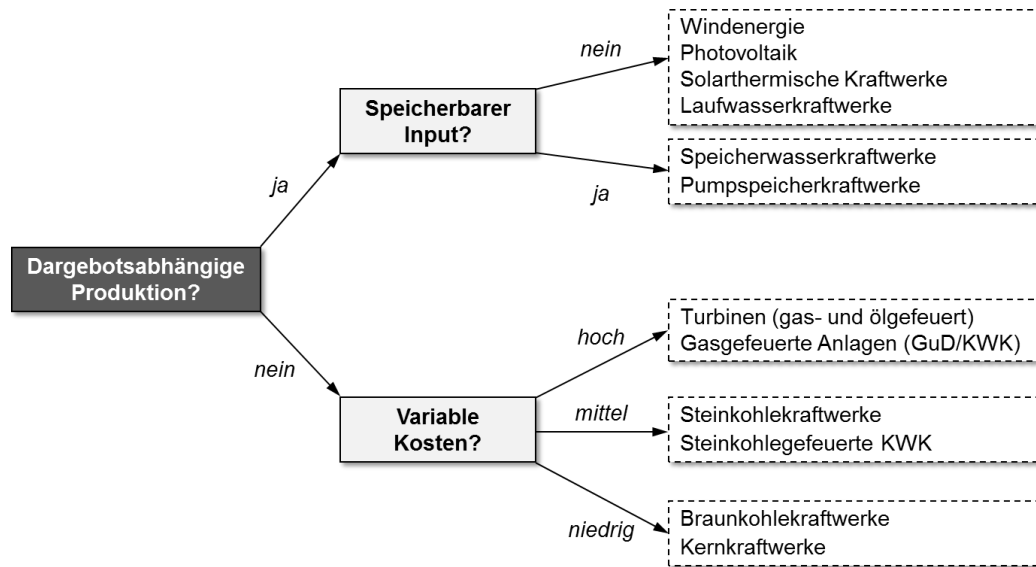


Abbildung 22: Klassifizierung Erzeugungstechnologien nach Einsatzcharakteristika⁴⁴⁹

Die Gewährleistung der Netzstabilität ist Grundvoraussetzung für eine funktionierende Energieversorgung. Die steuerbare Produktion von Elektrizität ist besonders wichtig in stark wachsenden Volkswirtschaften wie z.B. China oder Indien, da in prosperierenden Staaten die sichere Deckung der Energienachfrage sehr hohe Priorität hat. Insbesondere die steuerbaren Erzeugungstechnologien mit niedrigen Brennstoffkosten wie Braunkohle-, Kernkraft- und z.T. auch Steinkohlekraftwerke sind dabei von großer Bedeutung. Sind zudem heimische Ressourcen verfügbar und die Stromerzeugung kann ohne eine Ausweitung/Verschärfung von Importabhängigkeiten gewährleistet werden, dann sind thermische fossile Kraftwerke aus wirtschaftlichen und aus versorgungstechnischen Gesichtspunkten die bevorzugten Alternativen (siehe auch Kapitel 5.1).⁴⁵⁰ Je nach gesetzter Priorität von *Wirtschaftlichkeit*, *Importabhängigkeit*, *Versorgungssicherheit* oder *Klimaschutzaspekten* wird der eingesetzte Technologiemitmix eher fossil oder regenerativ ausgerichtet. Stark wachsende Entwicklungsländer werden eher einen starken Fokus auf eine

⁴⁴⁹ Eigene Darstellung nach Weber, C. (2013).

⁴⁵⁰ Dieses Optimierungsproblem ist auch ein zentraler Untersuchungsgegenstand der Dissertation von Fabian Wagner. Das im Rahmen der Dissertation entwickelte GAMS-Modell CORE, welches die Grundlage für die Modellierungen in Kapitel 10 darstellt, bildet Erzeugungstechnologien nach ähnlichem Muster ab, wie zuvor beschrieben. Detaillierte Übersichten über die in CORE implementierten Technologien finden sich in Wagner, F. (2012), Kapitel 6 und Appendix A.

kontrollierte Energieversorgung durch fossile Kraftwerke legen. Hochtechnologisierte Volkswirtschaften wie Deutschland können hingegen Mittel aufbringen, um eine Transformation von einer fossilen, zentralen hin zu einer regenerativen, dezentralen Stromversorgung zu bewerkstelligen (Stichwort Energiewende). Tabelle 11 führt weitere wirtschaftliche und technische Parameter von Erzeugungstechnologien auf.

Tabelle 11: Parameter gängiger Stromerzeugungstechnologien⁴⁵¹

Technologie bzw. Brennstoff	<i>Investitionskosten</i> [€/kW]	<i>Typische Leistung</i>	<i>Wirkungsgrad</i>	<i>Fixkosten</i> [€/kW/a]	<i>Variable Kosten</i> [€/MWh]	<i>VBS</i>	<i>t CO₂ pro MWh_{elektrisch}</i>
Kernenergie	3.200	~ 800 - 1.600 MW	bis 36%	97	10,6	~ 8.000	0
Braunkohle	1.850	~ 1.000 MW	bis 43%	52	11,2	~ 7.000	0,940
Steinkohle neu	2.250	~ 400 - 1.000 MW	bis 50%	56	24,5	~ 5.000 - 6.000	0,678
CCGT: GuD-Kraftwerk	700-1.200	~ 50 - 800 MW	bis 60%	27	45,7	~ 4.000	0,337
OCGT: Gasturbine	400	~ 5 - 100 MW	bis 38%	15	69,9	~ 500	0,594
Biomasse (nur Strom)	4.000	~ 0,1 - 20 MW	bis 36%	140	80	~ 4.500	0
Wind offshore	4.000	~ 5 - 12 MW	~ 43%	93	0	~ 4.500	0
Wind onshore	1.250	~ 0,3 - 6 MW	~ 43%	13	0	~ 2.200	0
Photovoltaik	2.100	~ 0,001 - 100 MW	5 - 17%	17	0	~ 1.200	0
Wasserkraft	5.750	~ 0,01 - 23.000 MW	bis 85%	12	0	~ 4.000	0

Aus den Parametern der typischen Leistung lässt sich ableiten, dass fossil betriebene Kraftwerke im Gegensatz zu erneuerbaren Technologien punktuell merklich höhere Leistungen bereitstellen können. Zudem weisen sie eine höhere Energiedichte pro genutzter

⁴⁵¹ Eigene Abschätzungen in Anlehnung an UBA (2013), EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln und IE³ - Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (2013), S. Tabelle 22, 24., ebenda, S. Tabellen 2, 3, A2, A4, A5, A6., Wagner, F. (2012), S. 7 ff. Die Tabelle ist als grober Überblick konzipiert und erhebt keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Insbesondere die Daten in der Spalte VBS (= Vollbenutzungsstunden) sind als grobe Richtwerte zu verstehen (durch Merit-Order-Effekte können Erneuerbare Energien die VBS von konventionellen Kraftwerken deutlich begrenzen). Die zur Berechnung der variablen Kosten herangezogenen Brennstoff- und CO₂-Preise wurden aus dem o.a. Bericht des EWI/IE³ entnommen und beziehen sich auf das Jahr 2012.

Fläche auf.⁴⁵² Des Weiteren zeigt sich, dass fossile Technologien mit hohen Investitionskosten mit niedrigen variablen Kosten einhergehen.⁴⁵³ Erneuerbare Energien haben abgesehen von Biomasse-/Biogaskraftwerken variable Kosten von nahezu Null, da keinerlei Brennstoffkosten anfallen. Ein weiterer wesentlicher Unterschied zwischen den großthermischen und den erneuerbaren Erzeugungstechnologien liegt auch in der emittierten Menge an CO₂ pro erzeugter Einheit Elektrizität. Aus Tabelle 11 ist zu entnehmen, dass gerade die preiswerte Braunkohle und Steinkohle die höchsten spezifischen CO₂-Intensitäten besitzen. Eine Ausnahme bilden Kernkraftwerke. Mit Leistungen jenseits der Gigawatt-Grenze und spezifischen CO₂-Emissionen von Null erscheinen Kernkraftwerke als ideale Kombination aus steuerbarer, großindustrieller und klimaverträglicher Energieproduktion. Auf der anderen Seite haben aber die Reaktorkatastrophen in Tschernobyl und zuletzt in Fukushima offengelegt, welche Risiken mit der Nutzung dieser Technologie potenziell verbunden sind. Die Skepsis gegenüber der friedlichen Nutzung der Kernkraft hat sich erhöht. Die generationenübergreifende und bislang nicht gelöste Endlagerproblematik des radioaktiven Abfalls kommt hinzu.⁴⁵⁴

Die Herausforderung bei der zukünftigen Elektrizitätserzeugung liegt folglich darin, eine möglichst steuerbare, verlässliche, wirtschaftliche und umweltfreundliche, insbesondere CO₂-arme Versorgung mit Strom zu erreichen. Wasserkraftwerke insbesondere

⁴⁵² Dazu ein kurzes Zahlenbeispiel: Im Jahr 2008 wurden in Deutschland 44 Mrd. kWh Strom durch Windanlagen erzeugt. Diese benötigten (inkl. Abstandsflächen) eine Fläche von 170.000 Hektar. Somit wurden ca. 0,23 GWh pro Hektar erzeugt (vgl. Agentur für Erneuerbare Energien (2010), S. 4). Großzügig geschätzt benötigt ein Kernkraftwerk mit 1 GW Leistung eine Fläche von ca. 40 Hektar (inkl. Hallen, Parkplätzen, sonstige Gebäude etc.). Mit 8.000 VBS produziert es 8 GWh Strom, was 200 GWh pro Hektar entspricht. Pro Hektar wird also ca. 870 Mal so viel Energie erzeugt.

⁴⁵³ Kernkraftwerke gehen mit hohen Investitionskosten pro kW einher, weisen dann aber vergleichsweise geringe variable Kosten pro MWh auf. Diese Kraftwerke können sich dann am Strommarkt dadurch refinanzieren, dass sie viel Energie zum eher niedrigen Basepreis verkaufen. Eine Gasturbine hat hingegen nur geringe Investitionskosten pro kW, aber hohe variable Kosten. Wenn kein Kapazitätsmechanismus die hohen variablen Kosten kompensiert, dann müssen sich diese Anlagen über den Verkauf von Strom zu besonders teuren Peak-Stunden refinanzieren. Dieser Ansatz wird auch als Peak-Load-Pricing bezeichnet (vgl. Sunderkötter, M. und Weber, C. (2012)).

⁴⁵⁴ Neben den Risiken einer unkontrollierten Kettenreaktion und einer Kernschmelze sind mit der Nutzung der Kernkraft noch die bislang auch auf globaler Ebene ungeklärte Endlagerproblematik für anfallenden radioaktiven Müll und die tendenzielle Möglichkeit der Nutzung der Kerntechnologie zu militärischen Zwecken verbunden. Insbesondere für Entwicklungsländer sind die Bereitstellung des enormen technischen Know-hows und der hohe finanzielle Aufwand für den Bau und Betrieb von Kernkraftanlagen eine erhebliche Hürde (vgl. https://www.bundesregierung.de/Webs/Breg/DE/Themen/Energiewende/Fragen-Antworten/8_Kernkraft/_node.html (abgerufen am 17.12.2016)).

Laufwasserkraftwerke weisen einen Großteil dieser gewünschten Attribute auf. Doch gut erschließbare Standorte mit hohen Potenzialen sind auch auf globaler Ebene meist seit langer Zeit erschlossen. Was Neubauten angeht, so sind mit dem Bau von Wasserkraftwerken zudem auch meist größere Eingriffe in die Natur verbunden und die Investitionskosten sind im Vergleich zu anderen Technologien deutlich höher. Neu-Investitionen in Wasserkraft sind entsprechend bei entwickelten Volkswirtschaften eher die Ausnahme.

Abgesehen von großen Wasserkraftwerken⁴⁵⁵ und Kernkraftwerken gibt es bislang keine Technologie, die eine wirtschaftliche, großindustrielle, dargebotsunabhängige, steuerbare sowie klimaverträgliche Stromproduktion gewährleistet. Die vor dem Hintergrund des globalen Klimawandels notwendige Transformation weg von fossilen hin zu regenerativen Kraftwerken kann als Jahrhundertaufgabe bezeichnet werden. In der Mehrzahl an Vorschlägen zu Klimaschutzvereinbarungen sind Forderungen nach einer möglichst globalen Bepreisung von Kohlenstoffdioxid in Form eines Zertifikatehandels oder einer Steuer zu finden (siehe Kapitel 4.3). Ein global gültiger Preis für eine emittierte Tonne Kohlenstoffdioxid würde den Druck auf fossil betriebene Kraftwerke erhöhen, da die Wirtschaftlichkeit zu Gunsten Erneuerbarer Energien oder CO₂-armen Technologien beeinflusst wird (siehe Tabelle 11). Mit steigenden Kohlenstoffdioxidpreisen steigen die Rentabilität von Erneuerbaren Energien und gleichzeitig die Bereitschaft von Investoren, in CO₂-arme Technologien zu investieren.

5.3 Implikation: Einsatz von CCS als Option zur CO₂-Reduktion

Ein Umbau hin zu einer CO₂-freien bzw. -armen Energieversorgung ist nicht nur aus Gründen des globalen Klimaschutzes sinnvoll. Erneuerbare Technologien wie Windkraft- und Photovoltaikanlagen erzeugen Elektrizität ohne CO₂-Emissionen zu variablen Kosten von nahezu Null und reduzieren zudem die Abhängigkeit von Energieimporten. Auf der anderen Seite ergeben sich die zuvor schon beschriebenen Nachteile einer dargebotsabhängigen Produktion und die Notwendigkeit von umfassenden Netzinvestitionen und Prognose-/Regelsystemen. Gerade wirtschaftlich aufstrebende Länder legen kurz- und

⁴⁵⁵ Wobei Laufwasserkraftwerke auch wiederum auf ein entsprechendes Wasserangebot angewiesen sind.

mit hoher Wahrscheinlichkeit auch mittelfristig einen starken Fokus auf ein hohes wirtschaftliches Wachstum und benötigen dazu eine verlässliche Bereitstellung von Elektrizität. Eine ausreichende, preisgünstige und umweltverträgliche Energieversorgung ist aber letztlich für jede Volkswirtschaft unabdingbar. Fossile, steuerbare thermische Kraftwerke, die im Idealfall mit kostengünstigen und unbeschränkt zugänglichen heimischen Ressourcen wie Stein- oder Braunkohle befeuert werden, sind vor diesem Hintergrund eine der besten Alternativen, aber aus ökologischen Aspekten problematisch. Die in den vergangenen Jahren stark gestiegenen Emissionen aus Kohlenutzung allein in China und Indien zeigen, dass Kohlekraftwerke in wachsenden Volkswirtschaften mittelfristig gesehen eher an Bedeutung gewinnen als verlieren werden. Der World Energy Outlook 2012 prognostiziert, dass die Emissionen durch die Kohlenutzung bis 2035 von 13,1 Gt (siehe Abbildung 16) auf 15,3 Gt anwachsen werden.⁴⁵⁶ Insgesamt erscheint es sinnvoll, dass sich Klimaschutzstrategien stark auf den Stromsektor mit einem Anteil von ca. 38% an den globalen CO₂-Emissionen fokussieren.

Die sogenannte *Carbon Capture and Storage-Technologie* (CCS) könnte als Brücke in ein Zeitalter der Erneuerbaren Energien dienen. Die Technologie bietet eine Perspektive, den CO₂-Ausstoß aus Kohle- und Gaskraftwerken in die Atmosphäre zu reduzieren. Im nachfolgenden Kapitel werden folglich die wesentlichen Charakteristika der CCS-Technologie dargestellt, um daraus wichtige Parameter für spätere Modellrechnungen abzuleiten.

⁴⁵⁶ Vgl. IEA (2012a), S. xiv.

6 CCS als Option zukünftiger Klimaschutzvereinbarungen

Mit Hilfe der CO₂ Abscheide- und Deponierungstechnologie *Carbon Capture and Storage* (CCS) ist es möglich, die von der Wissenschaft geforderte CO₂-Emissionsreduktion (siehe u.a. Kapitel 2) auch unter Nutzung fossiler Energieträger wie Kohle und Gas ohne fundamentalen Umbau der Elektrizitätsversorgung zu erreichen.⁴⁵⁷ Neue Technologien wie CCS oder bereits im Markt implementierte Erneuerbare Energien müssen sich heute und in Zukunft in einem Spannungsfeld aus Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit, Versorgungssicherheit und Nachhaltigkeit behaupten (siehe Abbildung 23).

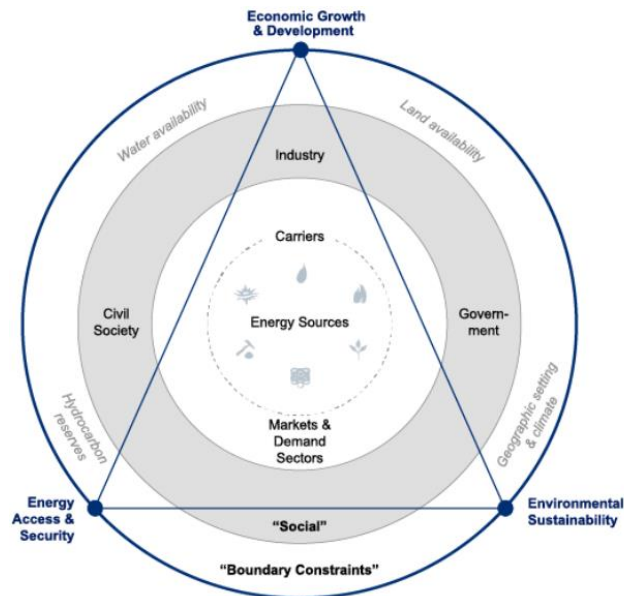


Abbildung 23: Spannungsfeld der Energieerzeugung⁴⁵⁸

Die letztendlich zu fällenden Investitionsentscheidungen sind dabei maßgeblich von den technologischen und wirtschaftlichen Parametern sowie von politischen Rahmenbedingungen und der gesellschaftlichen Akzeptanz abhängig.⁴⁵⁹ Die IEA sieht jedoch derzeit kein klimafreundliches Szenario, in dem CCS nicht eine wesentliche Rolle einnimmt.⁴⁶⁰

⁴⁵⁷ Vgl. Radgen, P. u.a. (2006a), S. 3.

⁴⁵⁸ Vgl. <http://reports.weforum.org/global-energy-architecture-performance-index-2014/view/section-1-the-new-energy-architecture-challenge-balancing-the-energy-triangle/?code=wr041>.

⁴⁵⁹ Vgl. ebenda, S. 28.

⁴⁶⁰ Vgl. IEA (2013a), S. 1, 5, 22. Der Bau- und Industriesektor ist weltweit für knapp 20% der CO₂-Emissionen verantwortlich (siehe Abbildung 18). Im 2°-Szenario (Original: 2DS-Szenario) der IEA werden 45% des zwischen 2015 und 2050 sequestrierten CO₂ durch den industriellen Sektor (vor allem Stahl- und Zementfabriken) bereitgestellt. Dadurch wird deutlich, dass der in dieser Arbeit näher betrachtete Elektrizitätssektor nur einer von mehreren Sektoren für eine mögliche CCS-Anwendung ist.

Im weiteren Verlauf dieses Kapitels wird die CCS-Technologie tiefergehend analysiert. Ziel ist es, die Funktionsweise der CCS-Technologie verständlich darzustellen und verlässliche Daten für die spätere Modellierung abzuleiten. Ein großer Fokus liegt dabei auf den Kosten der einzelnen Prozessschritte sowie auf den CO₂-Speicherpotenzialen, die auf globaler Ebene, in Europa und in Deutschland zu erwarten sind.

6.1 Prozesskette der CCS-Technologie und aktueller Entwicklungsstand

Wie in Abbildung 24 dargestellt, ergibt sich bei CCS von den CO₂-Quellen bis hin zur langfristigen Speicherung eine Prozesskette bestehend aus *Abscheidung*, *Transport* und *Speicherung (inklusive Injektion)*.

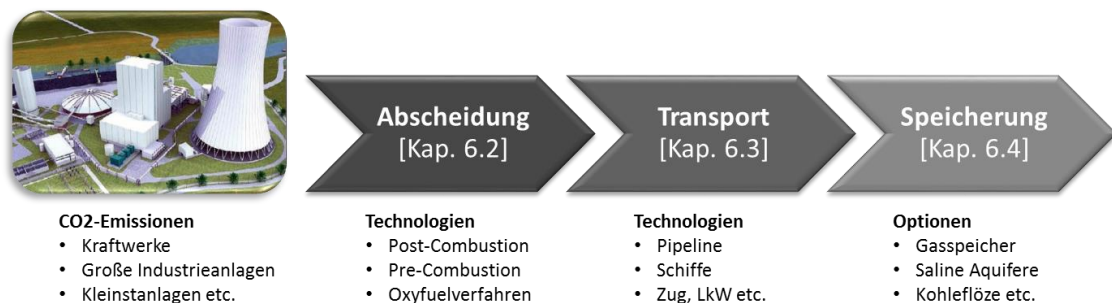


Abbildung 24: Prozesskette der CCS-Technologie⁴⁶¹

Auch wenn alle drei Prozessschritte unter dem Begriff *CCS* subsumiert werden, ergeben sich für jeden einzelnen Schritt unterschiedliche Herausforderungen und technologische Hürden. Ausgehend von großen CO₂-Quellen wie Kraftwerken oder Betrieben der Stahlverarbeitung wird das Kohlenstoffdioxid abgetrennt. Aktuell wird davon ausgegangen, dass zur CO₂-Abscheidung im Wesentlichen die Technologien der *Post*-, *Pre*- und *Oxyfuelcombustion* in Frage kommen.⁴⁶² Nach der Abtrennung und Verdichtung des CO₂ erfolgt dann der Transport via Pipeline, Schiff oder sonstigen Verkehrsmitteln wie Zug oder Lkw zu den Speicherstätten. Beim letzten Prozessschritt der Injektion und Speicherung wird dann das CO₂ z.B. in Onshore- (auf dem Land) oder Offshore-Speichern (auf

⁴⁶¹ Eigene Darstellung in Anlehnung an IEA (2013a), S. 13; IEA (2012b), S. 13 ff.

⁴⁶² Vgl. Metz, B. u.a. (2005); Grünwald, R. (2009); Fishedick, M. u.a. (2007); Viebahn, P. (2010); ZEP (2011a); IEA (2013a); Global CCS Institute (2013); DIW (2013); Damen, K. u.a. (2006), S. 219.

dem Meer) verpresst und somit langfristig von der Atmosphäre getrennt. Die Prozessschritte unterscheiden sich teilweise deutlich hinsichtlich der aktuellen Entwicklungsstadien. Während der CO₂-Transport mittels Pipeline sich bereits im kommerziellen Einsatz befindet und auch die Verpressung von CO₂ im Rahmen der Tertiärförderung von Öl und Gas fester Bestandteil des sogenannten Öl-Upstream-Geschäfts ist,⁴⁶³ geht mit dem Schritt der CO₂-Abscheidung noch ein hoher Forschungs- und Demonstrationsbedarf einher. In Abbildung 25 sind die unterschiedlichen Entwicklungsstadien dargestellt.

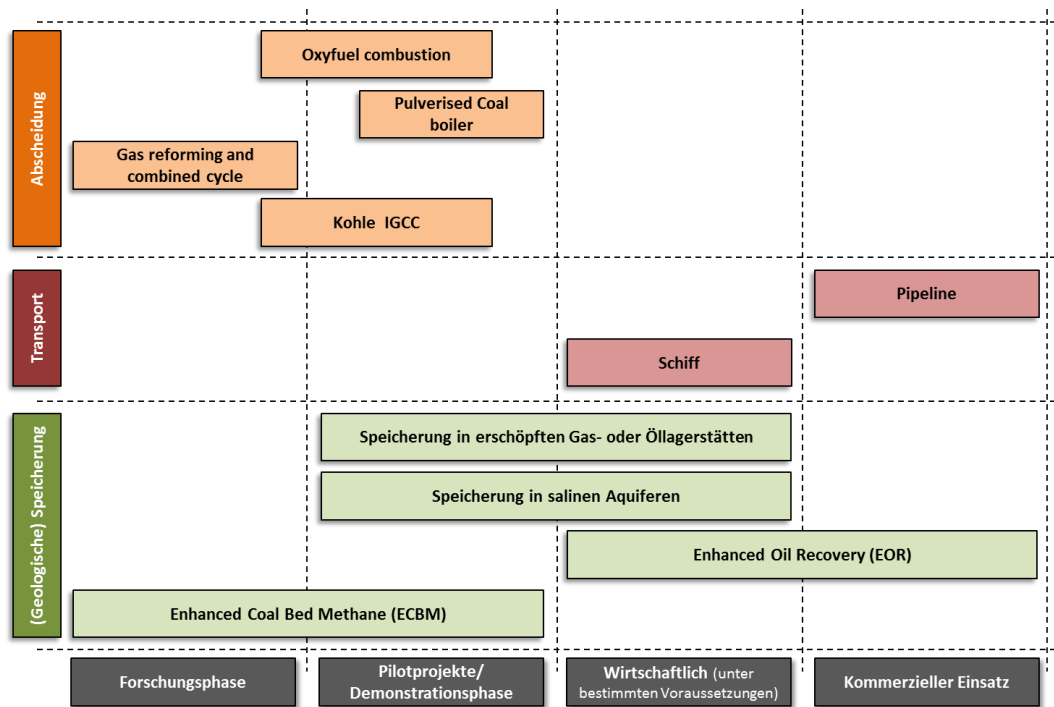


Abbildung 25: Einteilung der CCS-Prozessschritte in unterschiedliche Entwicklungsstadien⁴⁶⁴

Eine detaillierte Übersicht über bereits durchgeführte und in den kommenden Jahren geplante Pilotprojekte findet sich in IEA CCS (2013) ab S. 19. Grundsätzlich gilt, dass der Transport und die Speicherung von Kohlenstoffdioxid technologisch ausgereift, beherrschbar und im Falle eines Einsatzes der CCS-Technologie verfügbar sind. Was den

⁴⁶³ Damit ist nicht abgeschiedenes CO₂ aus dem CCS-Prozess gemeint, sondern anderweitig bereitgestelltes Kohlendioxid.

⁴⁶⁴ Eigene Darstellung nach Metz, B. u.a. (2005), S. 8; IEA (2012a), S. 14; IEA (2013a), S. 10 ff.; Jones, D.A. u.a. (2012), S. 7. In Bezug auf den Schritt der Abscheidung müssen bei Post-Combustion-Verfahren die eingesetzten Lösungsmittel verbessert werden. Bei Pre-Combustion-Verfahren wird an Turbinen zur Wasserstoffverbrennung geforscht, was von elementarer Bedeutung ist. Für die Oxyfuel-Technologie und auch das Pre-Combustion-Verfahren ist eine Verbesserung des Wirkungsgrades für die Luftzerlegung von großer Bedeutung, so dass die Brennstoffvergasung und die Sauerstoffverbrennung effizienter werden (zur Unterscheidung der unterschiedlichen Abscheidetechnologien sei an dieser Stelle schon auf Abbildung 26 verwiesen) (vgl. Radgen, P. u.a. (2006a), S. 40).

vorgelagerten Prozessschritt der Abscheidung angeht, so ist im Rahmen von kleineren industriellen Prozessen (z.B. in der Lebensmittelindustrie) die CO₂-Abscheidung seit Jahrzehnten im kommerziellen Betrieb erprobt. Die Abscheidung von Kohlenstoffdioxid bei großen Prozessen zur Strom- und Wärmegewinnung ist hingegen noch weit von der kommerziellen Nutzung entfernt. Die technische Durchführbarkeit ist im Labor bestätigt; bislang sind aber nur kleine Pilotanlagen im Betrieb, so dass es aktuell weltweit nur wenige vorzeigbare Demonstrationskraftwerke gibt.⁴⁶⁵ Hervorzuheben sind drei Kraftwerke der chinesischen Huaneng-Gruppe (in Gaobeidian, Miyun, Shanghei Shidongkou). Dort werden seit 2012 mittels der Post-Combustion-Technologie (siehe Kapitel 6.2.1) zwischen 3.000 und 120.000 t CO₂ jährlich abgeschieden.⁴⁶⁶ In der Literatur wird mehrfach angeführt, dass nicht vor dem Jahr 2020 mit dem großindustriellen Einsatz der CCS-Technologie in Kraftwerken zu rechnen ist, was wie oben aufgeführt vor allem dem Entwicklungsstand des Abscheidungsprozesses geschuldet ist.⁴⁶⁷

6.2 Abscheidung von CO₂

Auf den ersten Blick könnte es aus Gründen der Einfachheit naheliegend erscheinen, die Emissionen eines Kraftwerks in toto aufzufangen und zu speichern, um somit die Emission des Kohlenstoffdioxids in die Atmosphäre zu verhindern. Damit wäre der kostenintensive Prozessschritt der *Abscheidung* nicht mehr notwendig. Durch die geringe CO₂-Konzentration von 5% bis 15% in den Rauchgasen hätte aber eine direkte Entsorgung des Rauchgases ohne Abscheidung zur Folge, dass die zu speichernde Menge auf das 6 bis 20-fache des abgetrennten CO₂ anwachsen würde – mit entsprechenden Konsequenzen für den Energieaufwand und die nachgelagerten Schritte *Transport* sowie *Speicherung*. Dies gilt insbesondere auch für die Reichweite der Speicherkapazitäten.⁴⁶⁸ Mittels verschiedener Abscheidetechnologien ist es möglich, aus den Rauchgasen einen kon-

⁴⁶⁵ Vgl. IEA (2012a), S. 13 ff.

⁴⁶⁶ Vgl. Jones, D.A. u.a. (2012), S. 6 ff.

⁴⁶⁷ Vgl. IEA (2013a), S. 9, 25 ff.; Damen, K. u.a. (2006), S. 217.

⁴⁶⁸ Vgl. Radgen, P. u.a. (2006a), S. 35.

zentrierten Kohlenstoffdioxidstrom (> 90 Vol-% CO₂) abzutrennen, welcher sich anschließend mit weniger Aufwand behandeln, transportieren und speichern lässt.⁴⁶⁹ Bezüglich der Abscheidung von CO₂ ist es wie oben bereits erwähnt von Vorteil, dass der Großteil des emittierten CO₂ aus so genannten *large scale emission points* wie Kraftwerken und größeren Industrieprozessen (z.B. Stahl- oder Zementindustrie) stammen. Die Sequestrierung von Emissionen aus kleineren Quellen wie Kraftfahrzeugen ist technisch möglich, aber mit einem Vielfachen an Aufwand und somit höheren Kosten verbunden⁴⁷⁰ und wird im Rahmen dieser Arbeit nicht weiter betrachtet.

In Abbildung 26 sind die Verfahrensschemata der drei Abscheidungstechnologien Post-Combustion, Pre-Combustion und Oxyfuel dargestellt, auf die sich zahlreiche globale Forschungsvorhaben fokussieren. Aus der Abbildung wird ersichtlich, dass sich die drei Verfahren hinsichtlich des Zeitpunktes der CO₂-Abtrennung unterscheiden. Während bei der Post-Combustion- und der Oxyfuel-Technologie das CO₂ erst nach der Verbrennung bzw. der Dampferzeugung und Leistungsentnahme (siehe gelbe Felder) abgeschieden wird, geschieht dies entsprechend dem Namen bei der Pre-Combustion-Technologie bereits vor der Verbrennung/Leistungsentnahme. Bei der Pre-Combustion- und der Oxyfuel-Technologie führt die Luftzerlegung zu einem erheblichen Energieaufwand und ist maßgeblich für die resultierenden Wirkungsgradverluste verantwortlich. Der finale Schritt der CO₂-Dehydration und der Verdichtung ist bei allen Verfahren gleich. Zum Transport in Pipelines muss das Kohlenstoffdioxid vor Ort am Kraftwerk auf einen Druck größer 60 bar komprimiert werden, was wiederum mit einem Energieaufwand verbunden ist und zu Lasten des Gesamtwirkungsgrades des CCS-Kraftwerkes geht. Auch wenn die CCS-Technologie eine zusätzliche technologische Option in einem Kraftwerk darstellt, so bedeutet eine Implementierung – vor allem bei Pre- und Oxyfuelverfahren – grundsätzlich einen großen Eingriff in den Kraftwerksprozess und geht einher mit einer komplizierten Integration in die Massenströme eines Kraftwerkes.⁴⁷¹

⁴⁶⁹ Konstantin, P. (2009) zeigt in einer Tabelle auf S. 260 die CO₂-Emissionen verschiedener Kraftwerke pro Jahr. Daraus wird ersichtlich, dass es bei einem Braunkohlekraftwerk (800 MW, 8.250 VBS) mit einer angenommenen CO₂-Konzentration im Volumenstrom von 15% zu jährlichen Emissionen von 6,53 Mio. Tonnen CO₂ bei einem Gesamtabgasvolumen von 45,3 Mio. Tonnen kommt. Vor diesem Hintergrund ist es entsprechend sinnvoll, Abscheidetechnologien einzusetzen, um den CO₂-Ausstoß zu reduzieren.

⁴⁷⁰ Vgl. Radgen, P. u.a. (2006a), S. 35 f.

⁴⁷¹ Vgl. ebenda, S. 36 f.; MIT (2007), S. 25, 26, 118, 119, 123, 151.

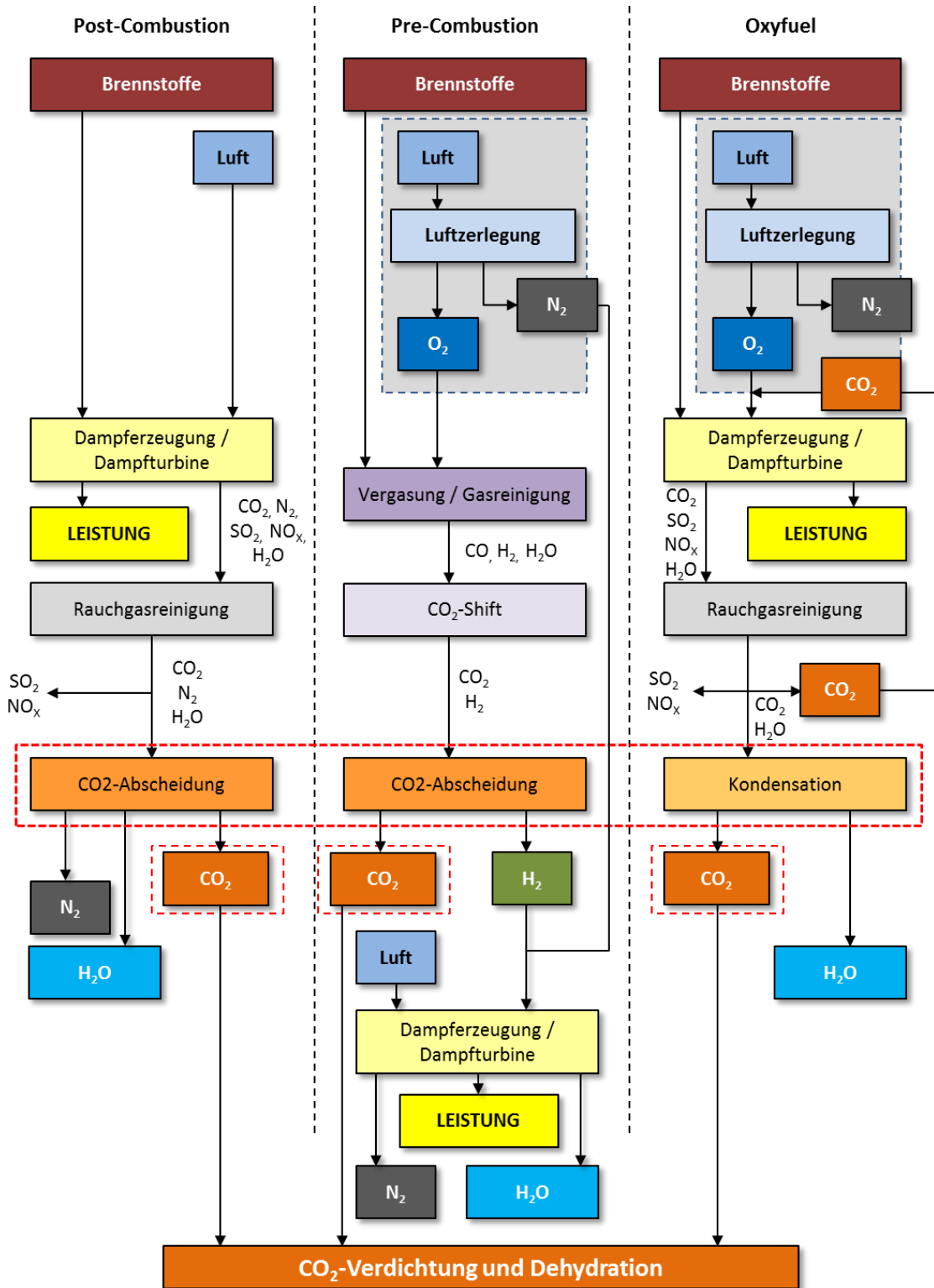


Abbildung 26: Verfahrensschemata der Post-, Pre- und Oxyfuel-Technologien (eigene Darstellung nach Radgen, P. u.a. (2006a), S. 39)

Bezüglich der eigentlichen CO₂-Abscheidung gibt es fünf prinzipiell anwendbare Verfahren: *Absorption, Adsorption, Tieftemperaturverfahren, Membranverfahren* und *natürli-*

che Prozesse (z.B. Mineralisierung, aktive und passive Bildung von Biomasse). Unter Berücksichtigung des aktuellen Forschungsstandes und der Umstände, dass sehr große CO₂-Mengen abgeschieden werden sollen, es bei der Kohleverbrennung zur Bildung von Schwefelwasserstoff (H₂S) kommt und hohe CO₂-Reinheiten (größer 90%) gewünscht sind, kommen nach derzeitigem Stand nur chemische Absorptionsverfahren wie Aminwäschen (Post-Combustion) und physikalische Absorptionsverfahren + Luftzerlegung (Pre-Combustion und Oxyfuel) in Frage.⁴⁷²

Bei dem Prozess der CO₂-Abscheidung wird das Ziel verfolgt, die Konzentration des Kohlenstoffdioxids von einer geringen Konzentration wie z.B. 15% im Rauchgas zu einer 100%igen Konzentration zu bringen. Der spezifische Aufwand für die Trennung potenziert sich in Abhängigkeit der CO₂-Ausgangskonzentration. Der spezifische minimale Exergieaufwand für die CO₂-Abtrennung aus der Atmosphäre mit einer Konzentration von 0,03 Volumen-% beträgt zirka 20 kJ/mol CO₂. Bei der Abscheidung des Kohlenstoffdioxids aus dem Abgas aus Sauerstoffverbrennung mit einer Konzentration von 95% beträgt der spezifische minimale Exergieaufwand hingegen weniger als 0,1 kJ/mol CO₂ (ohne Berücksichtigung der notwendigen Exergie für die Luftzerlegung).⁴⁷³ Ausgehend von diesen Grundlagen kann festgehalten werden, dass die Technologien der Brenngasdecarbonisierung und der Sauerstoffverbrennung aussichtsreicher als die Rauchgasdecarbonisierung sind. Die Sequestrierung von Kohlenstoffdioxid aus Rauchgasen wird vom Exergieaufwand immer über den anderen beiden Technologien liegen. Hervorzuheben ist hingegen, dass die Post-Combustion eine wesentlich geringere Eingriffstiefe in den Kraftwerksprozess bedeutet und theoretisch auch für Bestandskraftwerke verfügbar ist und als Nachrüstoption in Frage kommt.⁴⁷⁴

⁴⁷² Vgl. Radgen, P. u.a. (2006a), S. 36–40.

⁴⁷³ Die Konsequenz aus diesem Verhältnis ist, dass eine Sequestrierung von CO₂ aus der Atmosphäre keine sinnvolle Möglichkeit darstellt, falls dies nicht durch natürliche Vorgänge wie Biomassebildung oder die Aufnahme von CO₂ in Ozeanen geschieht.

Weiterer Hinweis zum Exergieaufwand: Der exergetische Aufwand für die Luftzerlegung bei der Pre-Combustion- oder der Oxyfueltechnologie beträgt zirka 5 kJ/mol CO₂.

⁴⁷⁴ Vgl. Radgen, P. u.a. (2006a), S. 42 f.

6.2.1 Post-Combustion-Technologie

Die *Post-Combustion*-Technologie ist die einfachste Verfahrensvariante und funktioniert ähnlich der heute bereits flächendeckend eingesetzten Rauchgasentschwefelung. Dieses Prinzip wird in der Chemischen Industrie bereits bei verschiedenen Prozessen eingesetzt und ist dort mit, im Vergleich zu Großkraftwerken, niedrigen Massenströmen erprobt.⁴⁷⁵ Nach den Entschwefelungs-, Entstickungs- und Entstaubungsanlagen wird in einer weiteren Anlage das Kohlenstoffdioxid abgeschieden, dehydriert und zur Weiterleitung komprimiert. Der Eingriff in den Kraftwerksprozess ist durch den nachgelagerten Charakter dieses Verfahrens geringer als bei den zwei anderen Abscheideoptionen.

Die Wirkungsgradverluste mit einer Spannbreite von 8 bis 16 Prozentpunkten resultieren u.a. aus der Anzapfung der Dampfturbine zur Gewinnung des Primärdampfes, der anschließend in einem Dampfumformer zu Sekundärdampf umgewandelt wird (siehe auch Kapitel 6.2.4).⁴⁷⁶ Die Dampfantnahme geschieht bei relativ hohem Druck, was zu hohen Stromeinbußen führt. Darüber hinaus sind für ein Steinkohlekraftwerk mit 400 MW elektrischer Leistung ungefähr 6 Absorber notwendig, die eine Höhe von 30 Metern und einen Durchmesser von 4 Metern aufweisen.⁴⁷⁷ Die dazugehörigen Pumpstationen, Gebläse, Kühlaggregate etc. benötigen ebenfalls Energie, was den Eigenverbrauch des Kraftwerks erhöht und ebenfalls den Wirkungsgrad reduziert. Es können mit diesem Verfahren Reinheitsgrade des CO₂ zwischen 85% und 95% erreicht werden.⁴⁷⁸ In Zukunft sind Verbesserungen vor allem im Bereich der Lösungsmittel zu erwarten.⁴⁷⁹

Die Post-Combustion-Technologie hat den Vorteil, dass eine Integration in bestehende Kraftwerke (Retrofit) möglich ist, wie es die drei Demonstrationskraftwerke der Huaneng-Gruppe in China gezeigt haben.⁴⁸⁰ Andererseits gehen mit dieser Option höhere Wirkungsgradverluste und höhere operative Kosten einher als dies bei den anderen Abscheidungstechnologien der Fall ist (siehe Kapitel 6.2.4).⁴⁸¹

⁴⁷⁵ Vgl. DIW (2013), S. 45.

⁴⁷⁶ Vgl. Damen, K. u.a. (2006), S. 220; Jones, D. A. u.a. (2012), S. 8 ff; IEA (2011b), S. 23–25.

⁴⁷⁷ Vgl. Radgen, P. u.a. (2006a), S. 44.

⁴⁷⁸ Vgl. Konstantin, P. (2009), S. 260.

⁴⁷⁹ Vgl. Radgen, P. u.a. (2006a), S. 40.

⁴⁸⁰ Vgl. Jones, D.A. u.a. (2012).

⁴⁸¹ Vgl. DIW (2013), S. 45.

Zu weiteren Informationen hinsichtlich Degradation, Herstellung, Eigenschaften, Ausgangsstoffe und ökologischen Aspekten (wie dem Abbau von Aminen) sei an dieser Stelle auf Radgen u.a. (2006a), S. 44-50 verwiesen.

6.2.2 Pre-Combustion-Technologie

Bei dem Verfahren der *Pre-Combustion*-Technologie (Brenngasdecarbonisierung) findet der CO₂-Trennungsprozess *vor* der Verbrennung der Brennstoffe und der Umwandlung in elektrische Energie statt. Das Kohlenstoffdioxid wird bereits aus dem Brenngas abgetrennt. Die CO₂-Konzentration im Brenngas ist dabei wesentlich höher als im Rauchgas. Im Vergleich zu konventionellen Kraftwerksprozessen erfordert diese Technologie eine komplett andere Konfiguration des Kraftwerksprozesses. Wesentliche neue Elemente des Pre-Combustionprozesses sind eine Vergasungs-/Reformierungsanlage für feste bzw. gasförmige Brennstoffe⁴⁸², eine Luftzerlegungsanlage und ein Shift-Reaktor, in dem ein Sauerstoffatom vom Wasser hin zu Kohlenmonoxid (CO) „geschiftet“ wird, um so CO₂ zu erhalten.⁴⁸³ Ein grundsätzlicher Vorteil dieser Technologie ist, dass auch aus festen Brennstoffen gasförmige Brenngase (i.d.R. Wasserstoff) erzeugt werden und diese in einem GuD-Prozess eingesetzt werden können.⁴⁸⁴ Die Verbrennung von Wasserstoff in großen Turbinen stellt jedoch eine erhebliche technische Herausforderung dar. Neben effizienteren Luftzerlegungsanlagen und Wasserstoffmembranen zur CO₂-Trennung besteht für die Entwicklung von großindustriellen Wasserstoffturbinen noch wesentlicher Forschungsbedarf. Im Vergleich zu der Rauchgasdecarbonisierung ist der IGCC-Prozess wesentlich effizienter aber auch wesentlich komplexer. Während viel Energie für die Luftzerlegungsanlage⁴⁸⁵ benötigt wird, ist der Energieaufwand für den Absorptionsprozess deutlich geringer als bei der Post-Combustion. In der Literatur werden durch den Einsatz der Brenngasdecarbonisierung Wirkungsgradverluste zwischen 6

⁴⁸² Das Verfahren zur Abscheidung unterscheidet sich grundsätzlich nicht im Hinblick auf die Vergasung von festen Brennstoffen oder dem direkten Einsatz gasförmiger Brennstoffe. Die Verbrennung von Kohle impliziert jedoch die Emission vieler weiterer Stoffe wie Schwefel. Deswegen ist die Brenngasaufbereitung z.B. bei Verwendung von Kohlen wesentlich komplexer (vgl. Radgen, P. u.a. (2006a), S. 55).

⁴⁸³ Vgl. ebenda, S. 50 f.

⁴⁸⁴ Vgl. Metz, B. u.a. (2005), S. 26.

⁴⁸⁵ Der energetische Aufwand bei der Luftzerlegung ist durch die kältetechnische Überführung der Luft in den flüssigen Zustand (inklusive Wiedergewinnung der Abkühlungs- und Verflüssigungskälte) und die nachfolgende Splittung der Bestandteile durch Rektifikation sehr hoch (vgl. Radgen, P. u.a. (2006a), S. 55).

und 12 Prozentpunkte abgeschätzt.⁴⁸⁶ Die Implementierung eines Pre-Combustion-Prozesses ist ein fundamentaler Eingriff in die Kraftwerkstechnik, was ein Retrofit nahezu ausschließt. Aktuell sind weltweit einige IGCC-Kraftwerke bereits im Betrieb.⁴⁸⁷ Kombinationen dieser noch neuen Kraftwerkstechnik mit CCS sind allerdings nur in Forschungsprojekten zu finden.⁴⁸⁸

6.2.3 Oxyfuel-Technologie

Bei der *Oxyfuel*-Technologie werden fossile Brennstoffe nicht mit Luft, sondern mit einem Gemisch aus reinem Sauerstoff und rezirkuliertem Rauchgas bzw. CO₂⁴⁸⁹ (zur Kontrolle der Verbrennungstemperatur) verbrannt. Da fossile Brennstoffe größtenteils aus Kohlen- und Wasserstoff bestehen, wird durch die Verbrennung mit reinem Sauerstoff ein Abgas erzeugt, das hauptsächlich aus CO₂ und H₂O besteht.⁴⁹⁰ Innerhalb des Verfahrens wird die Verdünnung des CO₂-Stromes mit einer nicht-kondensierbaren Komponente (Stickoxid) verhindert, was dazu führt, dass eine erneute Konzentration des CO₂ im Rauchgasstrom nicht erforderlich ist.⁴⁹¹ Wie bei der Pre-Combustion-Technologie wird die Trennaufgabe weg von der Rauchgasseite geleitet. Bei diesem Verfahren findet die Trennung *beim* Oxydationsmittel (Luft) selbst statt und besteht darin, O₂ und N₂ voneinander zu trennen. Ein weiterer Unterschied zur Brenngasdecarbonisierung ist der wesentlich größere Sauerstoffbedarf, da die Oxidation komplett mit purem Sauerstoff erfolgt.⁴⁹² Die Verbrennung mit reinem Sauerstoff würde zu Temperaturen um die 2.400° Celsius (und hohen Flammgeschwindigkeiten) führen, die bislang im Kraftwerkseinsatz noch nicht realisiert sind. Durch die Rauchgasrezirkulierung als Inertgas wird die

⁴⁸⁶ Vgl. MIT (2007), S. 127 ff.; Rubin, E. S. u.a. (2007), S. 4446 f.; ZEP (2011a), S. 21, 38, 55, 61, 67; Konstantin, P. (2009), S. 262; Radgen, P. u.a. (2006a), S. 53 f.

⁴⁸⁷ Siehe CO₂CRC/HRL Mulgrave Capture Project (Australia) und COORIVA (Deutschland).

⁴⁸⁸ Vgl. DIW (2013), S. 45 und <http://kraftwerkforschung.info/kohlevergasung-mit-co2-abtrennung-igcc/> (abgerufen am 14.12.2016).

⁴⁸⁹ Zur Nutzung von CO₂ als Arbeitsmittel in Gasturbinen ist eine Neukonzipierung der Turbinen notwendig. "Eine Standardturbine für das Arbeitsmittel Luft könnte bei gleicher Schaufelform, Durchlassquerschnitt und Stufenzahl nur mit deutlichem Leistungs- und Wirkungsgradverlust mit Kohlenstoffdioxid als Arbeitsmittel betrieben werden" (Radgen, P. u.a. (2006a), S. 56).

⁴⁹⁰ Vgl. ebenda, S. 55 und Damen u.a. (2006), S. 223.

⁴⁹¹ Vgl. Radgen, P. u.a. (2006a), S. 38.

⁴⁹² Vgl. Konstantin, P. (2009), S. 264; Radgen, P. u.a. (2006a), S. 38, 55.

Temperatur gemindert und auf 1.700° Celsius geregelt.⁴⁹³ Was den aktuellen Stand dieser Technologie angeht, so besteht noch Forschungsbedarf hinsichtlich der Entwicklung neuer Brenner und Hochtemperaturturbinen sowie beim Verfahren der Membrantrennung (Reduktion Energieaufwand) von O₂ und N₂.⁴⁹⁴ Die Wirkungsgradverluste bei Anwendung dieser Technologie werden zwischen 8 und 16 Prozentpunkten eingeschätzt.⁴⁹⁵

6.2.4 Unterschied zwischen abgetrenntem und vermiedenem CO₂

In vorangegangenen Ausführungen wurden Zahlen genannt, nach denen mit Hilfe der CCS-Technologie mehr als 90% des sich im Rauchgas befindlichen CO₂ abgeschieden werden können. Diese Zahlen sind in Bezug auf die Verwendung und die grundsätzlichen technischen Möglichkeiten der CCS-Technologie korrekt; sie sind aber vor dem Hintergrund der Emissionen eines Referenzkraftwerkes mit deutlich höherem Wirkungsgrad zu kurz gegriffen. Bei Nutzung der CCS-Technologie wird für die gleiche Nettostromerzeugung mehr Brennstoff verbraucht.⁴⁹⁶ Zwei Faktoren beeinflussen den Unterschied zwischen abgetrenntem und letztendlich vermiedenem Kohlenstoffdioxid maßgeblich. Erstens sinkt der Wirkungsgrad eines CCS-Kraftwerkes aufgrund des höheren Kraftwerkseigenverbrauchs für Abscheidung und Transport signifikant. Zweitens können wegen exponentiell ansteigender Aufwendungen niemals 100% des CO₂ sequestriert werden. Entsprechend werden die restlichen 5% bis 10% des Kohlenstoffdioxids wie bei konventionellen Kraftwerken an die Umwelt abgegeben.

Bei Betrachtung einer Investitionsentscheidung zwischen einem Kraftwerk mit oder ohne CCS-Technologie muss berücksichtigt werden, dass sich die abgeschiedene Menge des CO₂ um die Menge reduziert, die dem Wirkungsgradverlust durch den erhöhten Eigenverbrauch entspricht. So muss die letztendlich vermiedene Menge CO₂ im Vergleich zum Referenzkraftwerk den Wirkungsgradverlust und die trotz Einsatz der CCS-Technologie nicht abgeschiedene Menge CO₂ berücksichtigen. Als Beispiel sei ein Braunkohlekraftwerk herangezogen. Bei einem Wirkungsgrad η von 30% mit CCS werden pro kWh

⁴⁹³ Vgl. Konstantin, P. (2009), S. 263.

⁴⁹⁴ Vgl. Viehbahn, P. u.a. (2007), S. 58.

⁴⁹⁵ Vgl. Radgen, P. u.a. (2006a), S. 56; Damen, K. u.a. (2006), S. 222. Siehe auch Quellen von Tabelle 13.

⁴⁹⁶ Vgl. Konstantin, P. (2009), S. 264 f.

1,21 kg CO₂ emittiert. Mittel der CCS Technologie werden 90% davon abgeschieden. Damit würden 1,093 kg CO₂ abgeschieden und gespeichert sowie 0,121 kg CO₂ in die Atmosphäre abgegeben. Ein Referenzbraunkohlekraftwerk ohne CCS-Technologie hat indes einen deutlich höheren Wirkungsgrad von bspw. 42%. Dieses emittiert pro erzeugter kWh lediglich 0,867 kg Kohlenstoffdioxid. Die Differenz zwischen abgeschiedenem CO₂ (1,093 kg/kWh) und den CO₂-Emissionen des Referenzkraftwerks (0,867 kg/kWh) beträgt 0,226 kg. Diese Mehremissionen entstehen durch den Wirkungsgrad-Verlust bei der CCS-Technologie. Hinzukommen die 10% an CO₂-Emissionen, die nicht abgeschieden werden können (0,121 kg). Von den mit Hilfe der CCS-Technologie abgeschiedenen CO₂-Emissionen in Höhe von 1,093 kg/kWh müssen 0,226 kg und 0,121 kg abgezogen werden, um auf die *vermiedenen* CO₂-Emissionen in Höhe von 0,746 kg/kWh zu kommen. So stimmt zwar generell die Aussage, dass mit Hilfe der CCS-Technologie 90% des CO₂ im Rauchgas *abgeschieden* werden können, im Vergleich zu einem Referenzkraftwerk mit einem um 12 Prozentpunkte höherem Wirkungsgrad werden hingegen nur 68% des mit Hilfe von CCS abgeschiedenen CO₂ wirklich *vermieden*. Eine tabellarische Übersicht über Differenzen zwischen abgeschiedenem und vermiedenem CO₂ für vier exemplarische Kraftwerkstechnologien findet sich in Tabelle 12.

Tabelle 12: Differenz zwischen abgeschiedenem und vermiedenem CO₂⁴⁹⁷

Differenz zwischen CO ₂ abgeschieden und CO ₂ vermieden	CO ₂ abgeschieden	CO ₂ vermieden	CO ₂ emittiert	Verhältnis CO ₂ vermieden/abgeschieden
	[kg CO ₂ /kWh _{el}]			[%]
Steinkohlekraftwerk mit CCS [(35% η, 90% Abscheiderate) Referenzkraftwerk = 45% η	0,882	0,664	0,098	75%
Braunkohlekraftwerk mit CCS [30% η, 90% Abscheiderate] Referenzkraftwerk = 42% η	1,093	0,746	0,121	68%
Gaskraftwerk mit CCS [45% η, 90% Abscheiderate] Referenzkraftwerk = 54% η	0,405	0,33	0,045	81%
IGCC Kohlekraftwerk mit CCS [41% η, 90% Abscheiderate] Referenzkraftwerk = 49% η	0,753	0,616	0,084	82%
Strommix Deutschland [2012]			0,576	

⁴⁹⁷ Eigene Darstellung nach Radgen, P. u.a. (2006a), S. 41. Werte für die spezifischen CO₂-Emissionen für den deutschen Strommix nach UBA (<http://www.umweltbundesamt.de/energie/politik.htm>, abgerufen am 8.6.2013).

Ein zu 100% CO₂-freies CCS-Kraftwerk ist keine realistische Option. Im Rahmen einer Diskussion über die CCS-Technologie muss stattdessen von emissionsarmen Kraftwerken gesprochen werden.⁴⁹⁸ Das Beispiel illustriert, dass die Wirkungsgradeinbußen durch die CCS-Technologie erheblich sein können und sich diese letztendlich auf die vermiedene Menge an CO₂ auswirken. An dieser Stelle lässt sich bereits schlussfolgern, dass für eine erfolgreiche Diffusion der CCS-Technologie ein finanzieller Wert für eine Tonne CO₂ notwendig ist, um unter wirtschaftlichen Aspekten Investitionsentscheidungen pro CCS zu treffen.

6.2.5 Kosten und wesentliche technische Parameter

Zur Erstellung einer Übersicht mit den wichtigsten technischen Parametern und Kostenabschätzungen wurde eine umfassende Literaturstudie durchgeführt. Tabelle 13 zeigt einen komprimierten Überblick über die Ergebnisse der Literaturrecherche aus insgesamt 16 Quellen. Darunter befanden sich auch Meta-Vergleiche, die wiederum zahlreiche weitere Studien und sonstige Quellen ausgewertet haben. Hervorzuheben sind diesbezüglich der Artikel von Damen u.a. (2006), die Studie des Massachusetts Institute of Technology MIT (2007), die RECCS-Studie (2007), eine Übersicht der IEA (2012) und eine ausführliche Studie des Global CCS Institute (2013).

Der Fokus der Recherche lag zum einen auf den Investitionskosten (€/kW), den Wirkungsgraden (η), jährlichen Fixkosten, sonstigen variablen Kosten sowie der Abscheidungsrate. Für die Investitionskosten und den Wirkungsgrad sind Bandbreiten in Form von Min. und Maxwerten angegeben. Dadurch soll verdeutlicht werden, welche Spannweite sich bei diesen Parametern aus der Literatursichtung ergibt. Die Variationen bei der Abscheidungsrate sind hingegen gering. Aus kleineren Versuchsanlagen konnte abgeleitet werden, dass eine Abscheidungsrate von 90% über alle Technologien hinweg realistisch ist. Die Bandbreite bei den jährlichen Fix- und den sonstigen variablen Kosten ist ebenfalls überschaubar. Die jährlichen Fixkosten variieren zwischen 45 und 76 €/kW/a, während die sonstigen variablen Kosten je nach Technologie zwischen 1,4 und 5 €/MWh pendeln.

⁴⁹⁸ Vgl. Radgen, P. u.a. (2006a), S. 265.

Tabelle 13: Technische und wirtschaftliche Parameter der CCS-Abscheidetechnologien getrennt nach Post-, Pre- und Oxyfuelcombustion sowie nach Brennstoffen⁴⁹⁹

Brennstoff	Capture-Technologie	Investkosten	Investkosten	η min	η max	Jährliche Fixkosten	sonstige variable Kosten	Abscheidungsrate
		min €/KW	max €/KW	%	%	€/KW	€/MWh	%
Steinkohle	Oxyfuel	1.830	3.690	29%	40%	< 60	< 1,7	90%
Steinkohle	Post-Combustion	1.520	3.580	33%	38%	< 60	< 3,7	90%
Steinkohle	Pre-Combustion	1.420	3.360	27%	44%	< 76	< 2,1	80-100%
Gas	Oxyfuel	500	1.715	39%	62%	< 60	< 5	85-100%
Gas	Post-Combustion	650	1.770	43%	55%	< 50	< 4	85-90%
Gas	Pre-Combustion	900	1.640	43%	53%	< 53	< 4,5	85-100%
Braunkohle	Oxyfuel	1.983	3.680	26%	42%	< 45	< 1,4	90%
Braunkohle	Post-Combustion	2.570	3.510	27%	33%	< 68	< 3,8	90%
Braunkohle	Pre-Combustion	2.900	3.880	32%	40%	< 73	< 1,5	90%

Die Unterschiede zwischen Min- und Maxwerten sind darauf zurückzuführen, dass es nach wie vor kein großindustrielles Demonstrationskraftwerk für die unterschiedlichen Abscheidetechnologien gibt, aus dem verlässliche Zahlen abgeleitet werden können. Darüber hinaus ergeben sich die z.T. sehr deutlichen Unterschiede aufgrund von unterschiedlichen Annahmen hinsichtlich der Randbedingungen. Zu nennen sind dabei z.B. Wirkungsgrade von Referenzkraftwerken, Leistung des zugrunde gelegten Kraftwerkes, Niveau der Brennstoffpreise, Verbrauch von Brennstoffen, betrachteter Zeitrahmen, Investitionskosten, Wechselkurs zwischen €/€, notwendiges Druckniveau für den CO₂-Transport, Art und Zustand und Reinheit des Kohlenstoffdioxids, sonstige Druck- und Temperaturniveaus, spezifische Standortbedingungen, Unterschiede bei der Kostenerfassung, zukünftige Entwicklungen oder der Detaillierungsgrad der zugrunde gelegten Modelle.⁵⁰⁰ Zahlen aus der Literatur zur CCS-Technologie sind demzufolge immer fallspezifisch und sind ohne direkten Zusammenhang mit den vorgegebenen Rahmenbedingungen schwer zu interpretieren und zu vergleichen.⁵⁰¹ Gerade die Min-Werte aus

⁴⁹⁹ Vgl. Damen, K. u.a. (2006), S. 222; DIW (2013), S. 47 f., 72, 75, 79; ZEP (2011a), S. 21, 25, 31, 33, 39, 41, 48 f.; MIT (2007), S. 19, 127; IEA (2013a), S. 48 ff.; IEA (2012b), S. 102 ff., 339 ff.; IEA (2011b), S. 24, 26 ff., 30 ff., 34; Worley, P. u.a. (2011), S. 7, 16 f., 32; Rubin, E. S. u.a. (2007), S. 4446 ff.; Global CCS Institute (2013), S. 171 ff.; Metz, B. u.a. (2005), S. 27 ff., 343 ff.; Jones, D.A. u.a. (2012), S. 15; Abadie, L. M. und Chamorro, J. M. (2008), S. 3002 ff.; Otto, V. M. und Reilly, J. (2008), S. 2882 ff.; Gibbins, J. und Chalmers, H. (2008), S. 4319, 4321; Lohwasser, R. und Madlener, R. (2012), S. 851 f., 856, 858, 862; Möst, D. und Fichtner, W. (2010), S. 2901 f.; Viebahn, P. u.a. (2007), S. 90, 153 ff. und S. 234. Umrechnungen von \$ in € zu dem in den Berichten angegebenen Wechselkurs oder zu selbst ermitteltem durchschnittlichen Wechselkurs des Erscheinungsjahres der Studie.

⁵⁰⁰ Vgl. DIW (2013), S. 46; Radgen, P. u.a. (2006a), S. 47.

⁵⁰¹ Vgl. DIW (2013), S. 46.

Tabelle 13 sind größtenteils Abschätzungen für zukünftige Werte, die darauf basieren, dass sich durch eine globale Diffusion Lerneffekte ergeben.

Dem Autor ist bewusst, dass die Zahlen aus Tabelle 13 in sich teilweise nicht schlüssig sind. So stehen Investitionskosten für ein Oxyfuel-Braunkohlekraftwerk in Höhe von 1.983 €/kW in Kombination mit sehr geringen jährlichen Fix- und sonstigen variablen Kosten und einem hohen maximalen Wirkungsgrad von 42% in einem zweifelhaften Verhältnis zu den vergleichbaren Werten z.B. bei einem Oxyfuel-Steinkohlekraftwerk. Eine Modellierung eines Energiesystems mit strengen Klimaschutzvorgaben auf Basis der in Tabelle 13 aufgeführten Werten würde aller Voraussicht nach dazu führen, dass zumindest in Regionen mit Braunkohlevorkommen die Oxyfuel-Braunkohletechnologie als dominante Technologie gegenüber allen anderen CCS-Technologien auftreten wird (ohne Berücksichtigung weiterer Restriktionen wie Bereitstellung von Spitzenlast durch CCS-Gasturbinen, ggf. deutliche Brennstoffpreisunterschiede in der Zukunft etc.). Im Hinblick auf die in den nachfolgenden Kapiteln durchzuführende Modellierung ist ein in sich schlüssiges Set an CCS-Parametern erforderlich, welches dann in verschiedenen Energiemodellen konsistent eingefügt werden kann. Das für die spätere Modellierung relevante Set an wirtschaftlichen und technologischen Parametern für die CCS-Technologien (als Kondensat der Daten aus Tabelle 13) ist aus der vorangegangenen Tabelle abgeleitet worden. Dabei wurden die erwähnten Unplausibilitäten korrigiert (siehe Tabelle 14).

Tabelle 14: Übersicht Parameter CCS-Technologien für nachfolgende Modellierung

<i>Brennstoff</i>	<i>Technologie</i>	<i>Invest-Kosten</i> [EUR/kW]	<i>Wirkungsgrad</i> [%]	<i>Jährl. Fixkosten</i> [EUR/kW]	<i>Andere var. Kosten</i> [EUR/MWh]	<i>Capture rate</i> [%]
<i>Steinkohle</i>	<i>Oxy_c</i>	2.500	39	56	1,5	90
<i>Steinkohle</i>	<i>Post_c</i>	2.450	40	59	3,3	90
<i>Steinkohle</i>	<i>Pre_c</i>	2.800	40	70	1,8	90
<i>Gas</i>	<i>Oxy_c</i>	1.662	51	60	5	86
<i>Gas</i>	<i>Post_c</i>	1.200	48	50	4	86
<i>Gas</i>	<i>Pre_c</i>	1.300	50	53	4,5	86
<i>Braunkohle</i>	<i>Oxy_c</i>	3.000	35	45	1,4	90
<i>Braunkohle</i>	<i>Post_c</i>	2.600	33	68	3,8	90
<i>Braunkohle</i>	<i>Pre_c</i>	2.900	36	73	1,5	90

6.3 Transport von CO₂

In den meisten Fällen werden zwischen der Abtrennung und der Speicherung von CO₂ Entfernungen zu überbrücken sein, z.B. zwischen Kraftwerk und Speicher. Somit ist der Kohlenstoffdioxidtransport eine wichtige Stufe innerhalb des CCS-Prozesses. Zunächst werden Alternativen für den CO₂-Transport dargestellt. Die aussichtsreichsten Ansätze werden tiefergehend diskutiert und die Kostenstruktur näher analysiert.

6.3.1 Alternativen für den Kohlenstoffdioxidtransport

In der Literatur werden in erster Linie vier verschiedene Transportarten für CO₂ diskutiert: Lkw, Eisenbahn, Schiff und Pipeline. Abbildung 27 zeigt eine grobe Abschätzung über die Transportkosten und die möglichen Transportvolumina für die vier Technologien über eine Entfernung von 250 km. Es ist darauf hinzuweisen, dass die mögliche zu transportierende Menge an CO₂ per Lkw, Eisenbahn oder Schiff beliebig ausgedehnt werden kann, wenn mehrere Transporteinheiten hintereinander verwendet werden. Die Kapazität bei einer Pipeline ist hingegen maßgeblich vom Druck und dem Rohrdurchmesser abhängig und kann nach Errichtung der Pipeline nur mit großem Aufwand erhöht werden.

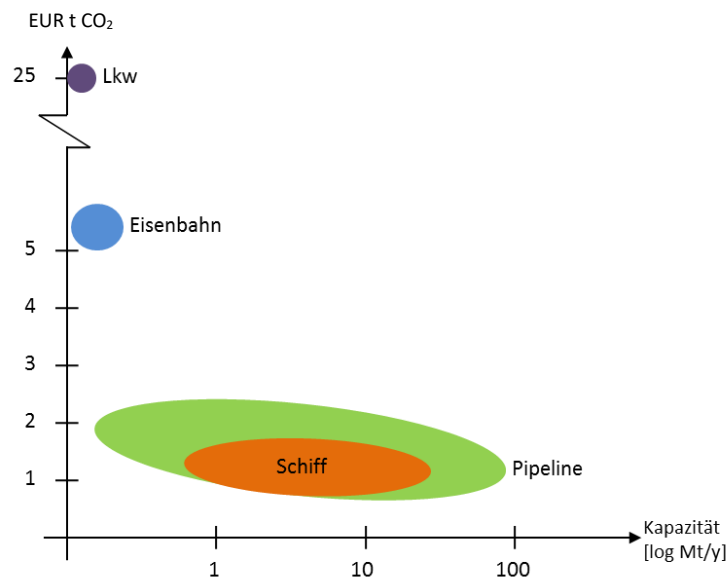


Abbildung 27: Kosten verschiedener CO₂-Transportmöglichkeiten über 250 km⁵⁰²

⁵⁰² Eigene Darstellung nach Radgen, P. u.a. (2006a), S. 63 und 82.

Der Schwerpunkt der vorliegenden Arbeit liegt auf dem Einsatz der CCS-Technologie in der Energiewirtschaft. Dies bedingt, dass eine Transporttechnologie in der Lage sein muss, Kohlenstoffdioxid in großen Volumenströmen jenseits der Millionengrenze (t/a) und über mehrere Hundert Kilometer zu möglichst geringen Kosten zu transportieren. Vor diesem Hintergrund wird an dieser Stelle auf eine nähere Diskussion der Transporttechnologien Lkw und Eisenbahn verzichtet, da diese im Vergleich zu den Alternativen Pipeline und Schiff zum einen teurer und zum anderen nicht für sehr große Volumenströme geeignet sind.⁵⁰³ Auf eine detaillierte Darstellung des Schifftransportes wird ebenfalls verzichtet.⁵⁰⁴ Im Rahmen dieser Arbeit wird unterstellt, dass bei einer Offshore-Speicherung nur küstennahe ausgebeutete Öl- und Gasfelder sowie natürliche Lagerstätten in Frage kommen, die per Offshore-Pipeline erreichbar sind. CO₂-Pipelines sind abgesehen von günstigen Transportkosten und großen Transportvolumen auch aus technischer Sicht vorzuziehen. Der Betrieb von derartigen Pipelines ist vor allem in den USA seit Jahrzehnten in industriellem Maßstab erprobt.⁵⁰⁵ Auch Radgen u.a. (2006a) kommen zu dem Schluss, „[...] dass die Pipeline sowohl in wirtschaftlicher als auch in technischer Hinsicht die beste Alternative für den Kohlenstoff Transport darstellt.“⁵⁰⁶ Vor diesem Hintergrund werden nachfolgend die wesentlichen Spezifika für den Kohlenstoffdioxid-Transport per Pipeline diskutiert und Abschätzungen für Investitions- und variable Kosten vorgestellt.

6.3.2 Pipeline-Transport von CO₂

Global ist der Transport von Erdgas, Erdöl und sonstigen flüssigen Gefahrenstoffen seit langer Zeit erprobt und verbreitet. Aufgrund dessen gibt es bereits ein hohes Maß an

⁵⁰³ Pro Lkw mit einem Fassungsvermögen von 20 t/Tag können im Jahr ca. 7.300 t CO₂ transportiert werden. Ein Ganzzug mit einem Fassungsvermögen mit 1.000 t/Tag kann pro Jahr und Einheit ca. 365.000 t/Jahr transportieren. Um CO₂ in einer Menge von > 1 Mio. t zu transportieren, sind ca. 137 Lkw oder knapp drei Züge pro Tag notwendig, was theoretisch möglich aber mit zunehmender Menge logistisch immer schwieriger wird (vgl. Radgen P. u.a. (2006), S. 82).

⁵⁰⁴ Der CO₂-Transport per Schiff ist für sehr große Entfernungen und für den Fall einer CO₂-Deponierung auf hoher See sinnvoll. Dies ist aber aus ökologischen Aspekten höchst umstritten und bislang keine wahrscheinliche Alternative für die Kohlenstoffdioxid-Speicherung (siehe auch Kapitel 6.4). Der Transport von Kohlenstoffdioxid in großen Mengen per Schiff ist bislang noch nicht durchgeführt worden. Neben noch ungeklärten technischen Herausforderungen ist zudem die Errichtung von Verladestationen an Häfen etc. notwendig und damit einhergehend der Transport von CO₂-Quellen zu diesen Verladestellen.

⁵⁰⁵ Vgl. Metz, B. u.a. (2005), S. 344.

⁵⁰⁶ Vgl. Radgen, P. u.a. (2006a), S. 82.

technischem Know-how und Erfahrungen bei dieser Transportalternative. Ferner ist auch ein Transport von großen Mengen Kohlenstoffdioxid über große Entfernungen mit dieser Technologie möglich.⁵⁰⁷

Was die chemischen Eigenschaften angeht, so ist Kohlenstoffdioxid ein inertes oder unreaktives Gas, das in Abhängigkeit von Temperatur und Druck in insgesamt vier Phasen auftreten kann. Die drei Hauptphasen sind *fest*, *flüssig* und *gasförmig*. Darüber hinaus kann CO₂ auch in einer *dichten* bzw. *superkritischen* Phase auftreten. In dieser Phase ist das Gas nicht flüssig, hat aber ähnliche Fließeigenschaften wie eine Flüssigkeit. Darüber hinaus hat CO₂ in dieser Phase eine höhere Dichte als flüssiges CO₂. Um eine möglichst große Transporteffektivität zu erzielen, sollte das Kohlenstoffdioxid die höchste Dichte aufweisen. Dies ist dann der Fall, wenn CO₂ in der superkritischen bzw. dichten Phase vorliegt.⁵⁰⁸ Bei Drücken höher als 73,8 bar geht Kohlenstoffdioxid bei einer Temperatur größer als 31,4° Celsius in die superkritische Phase über. Bei gleichem Druck und Temperaturen zwischen -60° und 31,4° Celsius liegt CO₂ in einer flüssigen Phase vor.⁵⁰⁹

Der Transportdruck innerhalb der Pipeline sollte entsprechend größer als 73,8 bar betragen. In vielen Fällen wird ein Druck von 80 bar empfohlen, da damit ein optimales Verhältnis zwischen spezifischer Dichte und Kompression erreicht wird. Beim Transport kommt es zu einem Druckabfall, hervorgerufen durch die Rauigkeit der Pipelinerohre. Ähnlich wie bei Gaspipelines besteht die Notwendigkeit der Nachverdichtung nach ca. 150 bis 200 km. Dies kann umgangen werden, wenn zu Beginn bereits mit einem wesentlich höheren Druck eingespeist wird. Beträgt der Druckabfall beispielsweise 30 bar, so kann mit einem Einspeisedruck von 110 bar ein konstanter Druck in der Pipeline

⁵⁰⁷ Vgl. Radgen, P. u.a. (2006a), S. 63 und 64. Vor allem in Nordamerika wurde in den 80er Jahren ein Hochdruck-CO₂-Pipelinennetz installiert, um CO₂ zur Tertiärförderung (EOR, EGR) zu den nahezu ausgebeuteten Lagerstätten zu transportieren. In den USA existiert ein Netz von mehr als 6.000 km mit einer Kapazität von mehr als 100 Mio. t/Jahr. Damit sind auf diesem Gebiet auch entsprechende Erfahrungen in Bezug auf Bau, Betrieb und das Monitoring vorhanden. Weltweit existieren ca. 9.100 km an Kohlenstoffdioxid-Pipelines, was im Vergleich zu den knapp 800.000 km an Gaspipelines gering ist und damit die Notwendigkeit des Baus eines neuen CO₂-Pipelinennetzes verdeutlicht.

⁵⁰⁸ Das Transportvolumen in der superkritischen/dichten Phase ist um ca. Faktor 4 größer als in der gasförmigen Phase.

⁵⁰⁹ Vgl. Radgen, P. u.a. (2006a), S. 66.

> 80 bar gewährleistet werden.⁵¹⁰ Der Bau und der Betrieb von Offshore-Pipelines sind ebenfalls gängige Praxis. Entsprechend kann diese Option bei der Betrachtung der CCS-Technologie mitberücksichtigt werden. Somit ergibt sich auch der Zugang zu Offshore-Speichern (siehe Kapitel 6.4). Zu berücksichtigen sind dabei die höheren Investitions- und Betriebskosten, die sich durch den Bau/Betrieb auf und unter Wasser ergeben.

Risiken

Kohlenstoffdioxid ist ein natürlicher Bestandteil der Luft (siehe Kapitel 2) und ist an sich nicht toxisch. Ab einer Konzentration >10% in der Atemluft kann CO₂ aber zum Erstickungstod führen. Erste negative Anzeichen ergeben sich beim Menschen ab einer Konzentration von 6% bis 7%, dabei kommt es zu einer Reizung der Nasenschleimhäute durch die in Verbindung mit Wasser entstehende Kohlensäure (H₂CO₃). Ohnmacht erfolgt ab einer Konzentration von ca. 9%. Dies ist zu beachten, da Kohlenstoffdioxid eine höhere spezifische Dichte als Luft hat und sich somit im Falle eines Pipelinebruches in Senken oder Tälern sammeln kann. Bei einer Überschreitung der o.a. Grenzwerte besteht Gefahr für Menschen und Tierwelt.⁵¹¹ Bei dem Aufbau einer CO₂-Pipelineinfrastruktur sollte darauf geachtet werden, die Strecke vornehmlich entlang von exponierten Arealen zu errichten und Geländesenken zu vermeiden. Kohlenstoffdioxid zerstreut sich schnell in turbulenter Luft, so dass sich keine kritischen Luft/CO₂-Konzentrationen ergeben können. Wie bei Erdgas kann durch Odorisierung das geruchsneutrale CO₂ „riechbar“ gemacht werden, so dass auch ungefährliche Konzentrationen schnell bemerkt werden können.

Da CO₂ mit Wasser zusammen zu Kohlensäure reagiert, kann es auch durch Korrosion zu Leckagen entlang der Pipeline kommen. Dies kann jedoch durch die Dehydrierung des

⁵¹⁰ Vgl. Radgen, P. u.a. (2006a), S. 67. Die Weyburn CO₂-Pipeline zwischen den USA und Kanada kommt z.B. auf einer Länge von 330 km ohne Nachverdichterstation aus. Ein Druckabfall kann auch durch die Erhöhung des Innenrohrdurchmessers beschränkt werden. Aus wirtschaftlicher Sicht stehen die dann höheren Investitionskosten der Einsparung der Verdichterstationen gegenüber.

⁵¹¹ Als extremes Beispiel kann hier die tragische Katastrophe am Kameruner Nyos-See vom 21. August 1986 angebracht werden. Aus dem See eruptierten schlagartig geschätzte 6.000 t CO₂ unter hohem Druck. Unter atmosphärischem Druck und normalen Temperaturen gingen die 6.000 t CO₂ in ca. drei Millionen Kubikmeter CO₂ über, die sich als CO₂/Wasser-Aerosol einen Berghang hinunter in Richtung eines Dorfes wälzten. Insgesamt starben 1.700 Menschen und mehr als 2.000 Tiere (vgl. Freeth, S. J. (1987)). Dieses Beispiel ist aber als extremes Beispiel anzusehen und ist Folge von sehr spezifischen geologischen und physikalischen Randbedingungen, die auf der Welt nur selten auftreten.

CO₂ zu Beginn des Transports (siehe auch Abbildung 26) verringert werden. Insgesamt ist in den USA der Kohlenstoffdioxid-Pipeline-Transport unter Bundesbestimmungen als „*high volatile/low hazard and low risk*“ eingestuft worden.⁵¹² Gale und Davison kommen zu dem Schluss, dass der Transport von CO₂ zwar nicht weniger anfällig als der Transport von Erdgas oder gefährlichen Flüssigkeiten ist, die Unfallauswirkungen aber geringer sind.⁵¹³ Folgende Aspekte sollten berücksichtigt werden, um Auswirkungen im Falle eines Unfalles zu minimieren: Ausreichende Abstände jenseits der Pipeline (vor allem zu Gebäuden), Erhöhung der Rohrwanddicken und der Anzahl an Sicherheitsventilen in der Nähe zu Wohngebieten, oberirdische Kenntlichmachung der Pipeline zur Verringerung von Baubeschädigungen, sorgfältiges Monitoring und Überwachungssysteme ähnlich konventioneller Erdgaspipelines.

6.3.3 Kosten und wesentliche technische Parameter

Zur Ermittlung der relevanten technischen und wirtschaftlichen Parameter des Kohlenstoffdioxidtransportes wurde analog zu Kapitel 6.2.4 ebenfalls eine umfassende Literatursichtung vorgenommen. Zur Erhebung der Transportkosten wurden insgesamt neun Studien oder wissenschaftliche Artikel ausgewertet, darunter auch wieder Meta-Studien, die Ergebnisse und Vergleiche aus weiteren Studien beinhalten (z.B. Rubin u.a. (2007) oder Lohwasser, Madlener (2012)).⁵¹⁴ Eine Übersicht liefert Tabelle 15. Die Einheit €/t stellt reine variable Kosten für den Transport einer t CO₂ dar. Bei vielen Quellen ist unklar, ob darin Investitionskosten enthalten sind. Die Größe €/km/(t/h) bildet hingegen Investitionskosten in Abhängigkeit von der Länge und dem Volumen ab.

⁵¹² Vgl. Radgen, P. u.a. (2006a), S. 68 ff.

⁵¹³ Vgl. Gale, J. und Davison, J. (2004), S. 1319.

⁵¹⁴ Der Artikel von Schreiber u.a. (2010) beinhaltet zwar keine ökonomischen Zahlen, liefert aber grundlegende Einsichten in die technischen Dimensionen des CO₂-Transportes und ist trotz fehlender Kostangaben gesichtet worden.

Tabelle 15: CO₂-Transportkosten für On- und Offshore-Pipelines⁵¹⁵

<i>variable Kosten</i>				<i>Investitionskosten</i>	
Kosten Onshore €/t min	Kosten Onshore €/t max	Kosten Offshore €/t min	Kosten Offshore €/t max	Onshore €/km/(t/h) min	Offshore €/km/(t/h) max
0,2	3,1	1	4,5	0,009	0,016

Die Ergebnisse der Studien variieren ähnlich wie die Schätzungen hinsichtlich der Abscheidetechnologien in Kapitel 6.3.3, passen aber in Summe zu der visuellen Darstellung in Abbildung 27. Werte in \$ wurden zum Wechselkurs der Stichjahre in den Quellen umgerechnet. Die Tabelle beinhaltet min und max-Werte für variable Kosten. Die Werte in €/km/(t/h) sind gemittelte Werte für Investitionskosten (siehe Tabelle 15). Wesentlichen Einfluss auf die Invest- und/oder Transportkosten haben die Länge der Pipeline, der Transportdruck, der Durchsatz (in t/h oder t/a) und die geografischen Gegebenheiten wie das Terrain (z.B. hügelige Landschaft + 50% mehr an Investitionskosten).⁵¹⁶ Darüber hinaus steigen die Investitionskosten deutlich, wenn ein Pipelinesystem jenseits der Küste (offshore) verlegt und betrieben wird (Investitionskosten + 40 bis 70%).⁵¹⁷ Bei einem zukünftigen Aufbau einer CO₂-Transportstruktur ist darauf zu achten, möglichst schnell kleinere Pipelines an Hauptpipelines mit großen Durchmessern (>= 40 Zoll) anzuschließen. Die Investitions- und Betriebskosten pro t CO₂ sinken erheblich bei steigender Durchflussrate (Zusammenhang wird auch in Abbildung 27 sichtbar).⁵¹⁸ Somit ist es schwierig, Angaben aus Studien und wissenschaftlichen Arbeiten in Einklang zu bringen, da selbst bei gleicher Transportdistanz die Kosten erheblich in Abhängigkeit des Durchmessers/Volumenstroms variieren. Erschwerend kommt hinzu, dass lediglich bei ZEP (2011) und RCI (2013) eine Trennung in variable Transportkosten und Investitionskosten erfolgt. Bei den anderen gesichteten Quellen ist größtenteils unklar, ob in den Kosten [in €/t] Investitionskosten eingepreist sind. Um Daten für die spätere Modellierung zu

⁵¹⁵ Vgl. Rubin, E. S. u.a. (2007), S. 4447; Metz, B. u.a. (2005), S. 11, 345; ZEP (2011b), S. 20 ff, S. 31, S. 35, S. 52 f; Worley, P. u.a. (2011), S. 44; Rotterdam Climate Initiative (2013), S. 22, 35, 38, 41–46; Lohwasser, R. und Madlener, R. (2012), S. 852; Schreiber, A. u.a. (2010), S. 7876; Viehbahn, P. u.a. (2007), S. 71 ff., 158; McCoy, S. T. und Rubin, E. S. (2008), S. 225 ff.

⁵¹⁶ Vgl. Lohwasser, R. und Madlener, R. (2012), S. 852; Viehbahn, P. u.a. (2007), S. 71.

⁵¹⁷ Vgl. Viehbahn, P. u.a. (2007), S. 71 f.

⁵¹⁸ Vgl. Rotterdam Climate Initiative (2013), S. 35, 38, 40 ff., 45 f.

generieren, werden folgende Prämissen aufgestellt: a) Die Investitionskosten werden gesondert berücksichtigt, b) der Massestrom pro Pipeline beträgt mehr als 15 Mio. t/Jahr und c) die variablen Transportkosten sind geringer als der in Tabelle 15 dargestellte Mittelwert, da Investitionskosten gesondert erfasst werden. Daraus ergeben sich folgende Daten, die die Grundlage für die spätere Modellierung der CCS-Technologie darstellen:

Tabelle 16: CO₂-Transportkosten als Grundlage für die CCS-Modellierung

<i>Transport</i>	<i>Investitions- kosten</i>	<i>variable Kosten</i>
CO ₂ -Pipeline	925 €/km/(t/h)	0,002 €/km/t

Die variablen Kosten stellen den unteren Wert der Daten aus der Literatursichtung dar. Die Kosten in € pro km und Tonne CO₂ wurden anhand der Vorgaben durch ZEP (2011) ermittelt und nach eigenen Abschätzungen nach oben korrigiert. Für eine Pipeline mit einer Länge von 250 km und einem Durchsatz von 20 Mio. t pro Jahr bzw. 2.283 t/h, ergeben sich Investitionskosten von 528 Mio. €. Im Vergleich dazu betragen die Kosten der CO₂-Pipeline in Weyburn zur EOR-Nutzung (330 km) ca. 110 Mio. US\$. Der Durchsatz dieser Pipeline beträgt im Gegensatz zum Rechenbeispiel allerdings weniger als ein Zehntel (1,8 Mio. t/a). Unter Berücksichtigung des wesentlich höheren Massestroms und der damit verbundenen Skaleneffekte, des Wechselkurses und der Längenunterschiede, werden die Pipelinekosten von 925 €/km/(t/h) als plausibel erachtet.⁵¹⁹

Die Entfernung zwischen CCS-Kraftwerk und Speicherort, also die durchschnittliche Transportentfernung, wurde für die nachfolgende Modellierung nur grob abgeschätzt. Von der Erstellung einer ausführlichen Datenbasis wurde aus folgenden Gründen abgesehen: Eine Berechnung der durchschnittlichen Transportlänge in jeder der Weltregionen würde voraussetzen, dass die Standorte der zukünftigen CCS-Kraftwerke und der zukünftigen Speicher bekannt sind bzw. ermittelt werden können. Dies wäre nur mit erheblichem Aufwand und einer großen Unschärfe möglich. Zum anderen spielen die

⁵¹⁹ Eine simple Skalierung der Kosten der Weyburn-Pipeline auf eine Länge von 250 km und einem Massestrom von 20 Mio. t/a sieht wie folgt aus: $110 \text{ Mio.€} * (20/1,8 [\text{Mio. t/a}] / 330 \text{ km} * 250 \text{ km} / 1,31 \text{ €/€}) = 706 \text{ Mio. €}$. Die Differenz zum Rechenbeispiel ist in erster Näherung durch Skaleneffekte zu erklären, die sich bei Pipelines mit größerem Durchsatz ergeben.

Transport- im Vergleich zu anderen Kosten im Rahmen einer Investitionsentscheidung nur eine untergeordnete Rolle. Für die Offshore-Speicherung wurde zudem berücksichtigt, dass a) die Entfernung der CCS-Kraftwerke zur Küstenlinie deutlich höher sein wird und dass b) dazu noch die Unterwasserpipeline bis zum Offshore-Speicher zu addieren ist. Es wurden hier vereinfachend gleiche Durchschnittswerte für alle Regionen angenommen. Es sei darauf hingewiesen, dass eine Offshorespeicherung aus Kostengründen erst dann erfolgen wird, wenn Onshore-Speicher erschöpft sind. Es ist zu vermuten, dass dies mit Ausnahme der Region WEU in allen Regionen unwahrscheinlich ist.

Tabelle 17: Durchschnittliche CO₂-Transportentfernung (km) pro Region und Technologie

	<i>AFR</i>	<i>ASI</i>	<i>LAM</i>	<i>MEA</i>	<i>NAM</i>	<i>OCE</i>	<i>TRA</i>	<i>WEU</i>
Onshore	500	500	500	500	200	500	500	200
Offshore	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000	1.000

6.4 Speicherung von CO₂

In diesem Unterkapitel erfolgt eine kurze Diskussion der wichtigsten Optionen zur Speicherung von Kohlenstoffdioxid. Alle Optionen werden qualitativ kurz bewertet, um daraus abzuleiten, welche Speicheroptionen mittelfristig für große CO₂-Mengen in Frage kommen. Diese Optionen werden im Anschluss genauer beschrieben. Das Unterkapitel endet mit einer Darstellung der Kosten, die mit der CO₂-Speicherung einhergehen.

6.4.1 Mögliche Speicheroptionen für CO₂

In Tabelle 18 werden die in der gängigen Literatur diskutierten Speicheroptionen aufgezeigt und anhand der Kriterien *Wirtschaftlichkeit*, *ökologische Bedenken* bzw. *Speichersicherheit*, *Forschungsbedarf* und *Speicherpotenzial* verglichen. Die jeweiligen Kriterien werden in der Tabelle mit den Attributen *niedrig*, *mittel* und *hoch* bewertet.

Tabelle 18: Überblick über CO₂-Speicheroptionen⁵²⁰

	<i>Wirtschaftlichkeit</i>	<i>Ökologische Bedenken</i>	<i>Forschungsbedarf</i>	<i>Speicherpotenzial</i>
Maritime Speicherung	niedrig	hoch	hoch	(sehr) hoch
Mineralisierung	niedrig	niedrig	hoch	hoch
Kohlelagerstätten	niedrig	hoch	mittel	niedrig / mittel
Methanisierung	niedrig	niedrig	niedrig	mittel
Lebensmittelindustrie	mittel	niedrig	niedrig	niedrig
Erdöllagerstätten	hoch	niedrig	niedrig	niedrig
Erdgaslagerstätten	hoch	niedrig	niedrig	mittel
Saline Aquifere	hoch	mittel	mittel	hoch

Aus dieser Tabelle ist zu entnehmen, dass aktuell nach den vier zugrunde gelegten Kriterien die Speicheralternativen *Erdöl-/Erdgaslagerstätten* sowie *saline Aquifere* die vielversprechendsten sind. Bei diesen Alternativen ist im Vergleich zu den anderen Alternativen eine hohe Wirtschaftlichkeit gegeben, ökologische Bedenken sind niedrig bis mittel einzustufen, der noch notwendige Forschungsbedarf (z.B. zur Kostensenkung) ist ebenfalls niedrig bis mittel und das verfügbare Speicherpotenzial reicht von niedrig bis hoch. Es ist sinnvoll, zuerst die Speichertechnologien in Erwägung zu ziehen, die ökonomisch und ökologisch am vorteilhaftesten sind. Falls sich bei der Nutzung dieser Optionen kein Speicherengpass ergibt, können nachgelagerte Speichertechnologien zunächst vernachlässigt werden.

⁵²⁰ Eigene Darstellung nach Radgen, P. u.a. (2006a), S. 88 ff. und IEA CCS (2013), S. 16. Diese Tabelle spiegelt subjektive Einschätzungen des Autors wider, die mit Angaben aus der Literatur begründet sind. Weitere Hinweise: Niedrige Wirtschaftlichkeit bedeutet hohe Kosten im Vergleich zum Ertrag; hohe ökologische Bedenken bedeuten ggf. eine hohe negative Belastung für Ökosysteme; ein hoher Forschungsbedarf zeugt von einer aktuell unausgereiften Speicheroption; hohes Speicherpotenzial bedeutet ein großes verfügbares Speichervolumen und hohe Reichweiten.

6.4.2 Speicherung in ausgeförderten Erdöl- und Erdgaslagerstätten

Lagerstätten für Erdgas und Erdöl, sogenannte Kohlenwasserstofflagerstätten, fungieren über Jahrmillionen als Speicher für Gase und Flüssigkeiten. Die undurchlässige Beschaffenheit der Gesteine dieser natürlichen Lagerstätten und die dargelegte Dichtigkeit über einen geologischen Zeitraum sind Indiz für eine hohe Tauglichkeit dieser Speicher.⁵²¹ Somit ist davon auszugehen, dass auch eine Rückhaltung des gasförmigen CO₂ auf langfristige Sicht gewährleistet werden kann.⁵²² Neben der hohen Speichersicherheit ist auch ein weiterer wirtschaftlicher Aspekt zu beachten. Im Zuge der Förderung konventionellen Gases (enhanced gas recovery, EGR) und Erdöls (enhanced oil recovery, EOR) wird zur Erhöhung der Lagerstättenreichweite Kohlenstoffdioxid in die Lagerstätten gepumpt.⁵²³ Mit dieser Technologie kann die Ergiebigkeit eines Öl-Feldes zwischen 10% und 20%⁵²⁴ und die eines Gasfeldes zwischen 10% und 15% erhöht werden und es ergibt sich ein geldwerter Vorteil.⁵²⁵ Ein weiterer Vorteil ergibt sich aus dem Umstand, dass entleerte Erdgas- und Erdöllagerstätten durch die vorangegangene Exploration und Förderung hinsichtlich der geologischen Bedingungen und sonstiger Charakteristika in der Regel gut erkundet und kartographiert sind. Zudem sind die Lagerstätten größtenteils an ein bestehendes Pipelinennetz angeschlossen, was zusätzlich einen geldwerten Nutzen darstellt.⁵²⁶ In Bezug auf die unterschiedlichen Phasen von Kohlenstoffdioxid und die Auswirkung auf das nutzbare Speichervolumen (siehe Kapitel 6.3.2), ist es notwendig, das CO₂ im überkritischen Zustand einzuspeichern, um eine optimale Speicherausnutzung zu erreichen. Die entsprechenden hydrostatischen Bedingungen werden ab

⁵²¹ Bei der Diskussion dieser Speicheroptionen wird von verschiedenen Stellen angeführt, dass eine CO₂-Verpressung bei der EOR oder EGR zu keiner Netto-Speicherung von Kohlenstoffdioxid kommt, da sich die Menge des injizierten CO₂ und die on top geförderte Menge an neuen Kohlenwasserstoffen, die letztendlich auch wieder verbrannt werden, gerade ausgleichen (vgl. Radgen, P. u.a. (2006a), S. 107). Dieser Aspekt soll an dieser Stelle erwähnt werden, aber bei den weiteren Ausführungen unberücksichtigt bleiben.

⁵²² Vgl. Radgen, P. u.a. (2006a), S. 103-105.

⁵²³ Vgl. IEA CCS (2013), S. 20.

⁵²⁴ Vgl. Radgen, P. u.a. (2006a), S. 103-105.

⁵²⁵ Vgl. http://muniche.linde.com/International/Web/Linde/like35linde-cren2.nsf/docbyalias/p_CO2spei_sub2 (abgerufen am 31.5.2014).

⁵²⁶ Bereits erhobene geologische und physikalische Daten vereinfachen die spätere Analyse und Simulationen bezüglich der Prozesse, die bei einer CO₂-Einspeicherung ablaufen werden.

einer Tiefe von ca. 800 Metern erreicht. Weltweit liegen ca. 80% der Gas- und Öl-Reservoirs in einer Tiefe von mehr als 800 Metern, was ebenfalls für eine Nutzung dieser Speicheroptionen spricht.

Ein Großteil der entleerten Gasfelder befindet sich unter dem Meer jenseits der Küste (offshore). Die Offshore-Speicherpotenziale sind in Bezug auf Potenzialabschätzungen miteinzubeziehen. Als Vorteil ist die damit einhergehende weite Entfernung von besiedelten Gebieten zu erachten, was bei Unfällen die direkte Beeinträchtigung von Menschenleben deutlich reduziert. Auf der anderen Seite gehen mit einer Offshore-Speicherung ökonomische Nachteile einher, die die variablen Kosten einer Speicherung in Euro pro t deutlich erhöhen werden.⁵²⁷ Dies ist im Wesentlichen dem weitaus höheren technischen wie personellen Aufwand sowohl über als auch unter Wasser geschuldet. Eine Offshore-Speicherung (egal, ob Gas- und Ölfelder oder saline Aquifere) kommt unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten nur in Frage, wenn Onshore-Kapazitäten erschöpft sind oder durch politische Regularien eine Offshore-Speicherung vorgegeben wird.

Neben den Vorteilen kann sich ein Nachteil ggf. durch die langjährige Nutzung der Lagerstätten ergeben. Intensive Fördertätigkeiten verschlechtern die Abdichtungsqualitäten der Lagerstättenstrukturen, was im Falle einer CO₂-Speicherung zu einem erhöhten Aufwand bezüglich der Abdichtung führen kann.⁵²⁸

6.4.3 Speicherung in tiefen salinen Aquiferen

Die Speicherung von Kohlenstoffdioxid in tiefen salinen Aquiferen wird als vielversprechende Option angesehen. Saline Aquifere sind global weit verbreitet, so dass Voormeij und Simandl die Speicherkapazität weltweit deutlich höher einschätzen, als dies bei den anderen zuvor aufgezeigten Optionen der Fall ist (siehe auch Kapitel 6.5).⁵²⁹

Saline Aquifere werden im Deutschen auch als Grundwasserleiter bezeichnet⁵³⁰ und stellen eine unterirdische poröse Gesteinsformation dar. Die hohe Porosität und Permeabilität der Gesteinsstrukturen ermöglicht einen Transport und die Speicherung von Gasen und Flüssigkeiten. Ein hoher Anteil an gelösten Ionen sorgt für eine hohe Salinität

⁵²⁷ Vgl. Worley, P. u.a. (2011), S. 48.

⁵²⁸ Vgl. Radgen, P. u.a. (2006a), S. 105.

⁵²⁹ Vgl. Voormeij, D. A. und Simandl, G. J. (2004), S. 16 f.

⁵³⁰ Wassernichtleiter werden hingegen als Aquitard bezeichnet.

des in tiefen Aquiferen eingeschlossenen Wassers und schließt eine Nutzung dieser Wasserquelle für den Verzehr oder zu Bewässerungszwecken zu einem hohen Prozentsatz aus.⁵³¹ Eine konkurrierende Nutzung kann sich durch eine geothermische Nutzung, eine Einbringung von Industrieabwässern oder die Erdgasspeicherung ergeben.

Die erforderlichen Druck- und Temperaturverhältnisse für CO₂, die zur Erreichung des überkritischen Zustands (siehe Kapitel 6.3.2) benötigt werden, werden ab Tiefen von mehr als 800 Metern erreicht. Entsprechend werden die Aquifere, die diese Voraussetzung erfüllen, im Allgemeinen als *tiefe Aquifere* bezeichnet. Neben der notwendigen Tiefe weist ein geeigneter Aquifer hohe Permeabilität und Porosität auf und liegt unterhalb einer impermeablen Gesteinsformation (Tonsteinformationen, Evaporitlagen, Frischwasseraquifere), welche das Entweichen des Gases in Richtung Erdoberfläche verhindert. Im Rahmen des Sleipner-Projektes (Start 1996) konnte gezeigt werden, dass die Kohlenstoffdioxidspeicherung in Aquiferen technisch und ökonomisch durchführbar ist. Bislang wurden ca. 10 Mio. t CO₂ in die 200 Meter mächtige und 1 km tiefliegende Utsira-Formation gepresst, die sich ca. 200 km vor der norwegischen Küste unter dem Meeresboden befindet. CO₂-Leckagen wurden bislang nicht registriert.⁵³²

Eine Abschätzung der Speicherkapazitäten dieser Speicheroption kann nur unter einer gewissen Unsicherheit erfolgen. Die Angaben in der Literatur variieren sehr stark und reichen auf globaler Ebene von 350 bis 1.100 Gt⁵³³ (siehe auch Kapitel 6.5). Eine maßgebliche Unsicherheit bei der Abschätzung ergibt sich hinsichtlich der injizierbaren CO₂-Menge in Abhängigkeit der maximal möglichen Druckerhöhung. Simulationen gehen davon aus, dass teilweise nur 2% des Porenvolumens zur Speicherung genutzt werden kön-

⁵³¹ Der Grad der Salinität kann regional deutlich unterschiedlich ausfallen. Eine pauschale Aussage zur Unbrauchbarkeit des geführten Wassers ist mit Schwierigkeiten und Unsicherheiten verbunden. Es ist aber davon auszugehen, dass für den Großteil der weltweiten Aquifere keine Nutzung des Wassers zu Lebensmittel- oder Bewässerungszwecken möglich ist.

⁵³² Vgl. <http://sequestration.mit.edu/tools/projects/sleipner.html> (abgerufen am 20.9.2013).

⁵³³ Vgl. Radgen, P. u.a. (2006a), S. 118.

nen. Andere Schätzungen gehen hingegen von einer Nutzung von 50% aus, was entsprechende Auswirkungen auf das nutzbare Speicherpotenzial hätte.⁵³⁴ Die Erfahrungen im sicheren Umgang bei der Förderung und Speicherung von Erdgas lassen den Schluss zu, dass etablierte Sicherheitskonzepte ohne große Schwierigkeiten auf die CO₂-Speicherung in Aquiferen übertragen werden können. Wie bei den entleerten Gasfeldern ergibt sich auch für die tiefen salinen Aquifere die Option der Offshore-Speicherung mit den bereits genannten Vor- und Nachteilen.

Die vorangegangenen Darstellungen führen zu dem Schluss, dass von den betrachteten Alternativen tiefe saline Aquifere und entleerte Gasfelder die *first-best Alternativen* unter den Speicheroptionen darstellen. Es wird in dieser Arbeit der Ansatz verfolgt, dass in einem ersten Schritt nur die Speicheralternativen mit den günstigsten Voraussetzungen modelliert werden.

6.4.4 Kosten und wesentliche technische Parameter

Wie bei der Darstellung der CCS-Kraftwerks- und Transportkosten zuvor ergeben sich aus der Literatur ebenfalls große Bandbreiten an Speicherkosten. Die Kosten werden im Wesentlichen durch den Kenntnisstand über technische Daten des Speichers (z.B. durch bereits getätigte Bohrungen bei Gasfeldern, Ergebnisse von seismischen Untersuchungen, vorhandene Infrastruktur etc.) sowie die Speicherkapazität und -qualität des Reservoirs bestimmt. Gute geophysikalische Kenntnisse über einen möglichen Speicher reduzieren die Anzahl von teuren Erkundungsbohrungen. Darüber hinaus kann ohne kostspielige Exploration besser abgeschätzt werden, ob der Speicher überhaupt für die CO₂-Speicherung geeignet ist.

Die verfügbaren Studien lassen folgende Zusammenhänge erkennen: **Erstens:** Onshore-Speicherung ist kostengünstiger als Offshore-Speicherung, was aufgrund der wesentlich

⁵³⁴ Die Prozentangaben sollen anhand eines kleinen Beispiels erläutert werden: Ein 500 MW-Kraftwerk emittiert täglich 10.000 t, jährlich 3,54 Mio. t und innerhalb von 25 Jahren kumuliert 91,25 Mio. t CO₂. Hat ein Aquifer eine Porosität von 30% und wird mit überkritischem CO₂ (0,7 t/m³) gefüllt, so muss dieses Aquifer bei einem Nutzungspotenzial von 2% ein Volumen von 21,6 Kubikkilometer haben, um das CO₂ von 25 Jahren Kraftwerksbetrieb aufzunehmen. Bei einer angenommenen Mächtigkeit der Formation von 100 Metern verteilt sich das Aquifer über eine Fläche von 216 km². Die Fläche verringert sich und das Speichervolumen erhöht sich deutlich, wenn das Nutzungspotenzial statt 2% z.B. 50% beträgt. Diese Unsicherheit ist eine Ursache für die enormen Bandbreiten bei Potenzialabschätzungen (vgl. Radgen, P. (2011), S. 117). Weitere Unterschiede zwischen „guten“ und „schlechten“ Reservoirs sind darüber hinaus zu finden in: Worley, P. (2011), S. 27.

höheren technischen Anforderungen auf (hoher) See logisch erscheint. **Zweitens:** Die Speicherung von CO₂ in entleerten Gas-/Ölfeldern ist kostengünstiger als die Speicherung in salinen Aquiferen und die Speicherung in großen Reservoiren ist kostengünstiger als in kleinen Speichern. Dies resultiert daraus, dass Gas-/Ölfelder bereits detailliert erfasst sind und sich die Infrastruktur ggf. zur CO₂-Speicherung verwenden lässt. **Drittens:** Die günstigste Alternative (große entleerte Gas-/Ölfelder an Land) hat zeitgleich die geringste Reichweite. **Viertens:** Die höheren Kosten für die Speicherung in salinen Aquiferen sind begründet durch den höheren Explorationsaufwand und die Gefahr von Fehlbohrungen nebst Erkundung von letztendlich unpassenden Aquiferen. Bohrkosten machen ca. 40-70% der Speicherkosten aus. Bandbreiten bei Kostenabschätzungen ergeben sich entsprechend schon durch unterschiedliche geophysikalische Gegebenheiten. Unsicherheiten hinsichtlich der Kostenabschätzungen für die genutzten Technologien haben diesbezüglich einen weniger großen Einfluss. **Fünftens:** Das Speicherpotenzial ist maßgeblich von der Tiefe des Speichers und vom Verpressungsdruck abhängig. Es ist davon auszugehen, dass die Unsicherheiten bezüglich des nutzbaren Speicherpotenzials erst nach zahlreichen Demonstrationsvorhaben mit unterschiedlichen Speichertypen deutlich reduziert werden kann.

Zuvor wurde bereits beschrieben, wodurch die Kosten pro t CO₂ beeinflusst werden und dass die Kosten maßgeblich von den geophysikalischen Spezifika vor Ort abhängen. Die Bandbreite, die sich aus Tabelle 16 ergibt, zeigt die hohe Unsicherheit in Bezug auf verlässliche Kostenabschätzungen. Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass in den Kosten in €/t CO₂ die Investitionskosten zur Ertüchtigung des jeweiligen Speichers enthalten sind. Aus der Literatur ergeben sich folgende Ober- und Untergrenzen:

Tabelle 19: Speicherkosten für verschiedene Speicheralternativen in €/t CO₂⁵³⁵

<i>Standort</i>	<i>Speichertyp</i>	<i>Kosten (€/t) Min</i>	<i>Kosten (€/t) max</i>
Onshore	Entleerte Gasfelder	0,5	10
Offshore	Entleerte Gasfelder	2	14
Onshore	Saline Aquifere	1	12
Offshore	Saline Aquifere	6	20

⁵³⁵ Vgl. IEA CCS (2013), S. 16 ff.; Rubin, E. S. u.a. (2013); ZEP (2011c), S. 16 ff.; Radgen, P. u.a. (2006a), S. 100 ff.; Worley, P. (2011), S. 48 ff.

Ausgehend von Tabelle 19 und unter Berücksichtigung der großen Bandbreite der Kostenschätzungen werden vom Autor folgende Daten abgeschätzt, die die Grundlage für die spätere Modellierung der CCS-Speicher darstellen.

Tabelle 20: CO₂-Speicherkosten als Grundlage für CCS-Modellierung in €/t CO₂

<i>Standort</i>	<i>Speichertyp</i>	<i>Kosten (€/t)</i>
Onshore	Entleerte Gasfelder	3
Offshore	Entleerte Gasfelder	6
Onshore	Saline Aquifere	5
Offshore	Saline Aquifere	14

Der Autor geht davon aus, dass bei entleerten Gasfeldern die erwähnten Vorteile hinsichtlich Erkundung und Kenntnisse über die Geophysik entsprechende monetäre Vorteile implizieren. Die später zur Modellierung verwendeten Kosten sind in Bezug auf die max- und min-Werte aus Tabelle 19 eher als optimistisch anzusehen. Bei Onshore-Aquiferen sind die 5 €/t als verhalten optimistisch und die Annahmen bei Offshore-Aquiferen eher als pessimistisch anzusehen.

6.5 Globale, europäische und nationale CO₂-Speicherpotenziale

Zur Abschätzung der globalen, europäischen und deutschen Speicherkapazitäten für die Speicheroptionen saline Aquifere und entleerte Gasfelder wurden umfangreiche Studien ausgewertet.⁵³⁶

Die in den Studien angegebenen Potenziale wurden, wenn Daten vorhanden waren, länderscharf insgesamt 140 Länder bzw. Ländergruppen zugeordnet.⁵³⁷ Die Länder wurden wiederum den in Kapitel 5.1 bereits dargestellten acht Weltregionen zugeordnet. Falls keine länderscharfen Potenzialabschätzungen verfügbar waren, wurden regionale Abschätzungen auf die acht Weltregionen umgebrochen, um kumulierte Speicherpotenziale für die in dieser Arbeit verwendeten Regionen zu erhalten.

⁵³⁶ Vgl. BMU (2010); GEUS (2009); Wuppertal Institut, GIZ (2012); Ecofys (2004); GEUS u.a. (2004); MIT (2007), S. 44 ff.; IPCC (2004), S. 221; Hipp, F. (2011), S. 34 ff.; Geogreen (2011).

⁵³⁷ 140 Länder bzw. Ländergruppen ergeben sich aus der Granularität, die in der IEA-Studie CO₂-emissions from fuel combustion (2012) vorliegt.

Neben der Auswertung der o.a. Studien wurden im Rahmen einer Studien-Abschlussarbeit Interviews mit Mitarbeitern der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) und anderen Institutionen wie dem Wuppertal Institut, dem geologischen Dienst NRW oder RWE durchgeführt.⁵³⁸ Aus diesen Interviews konnten für Deutschland eine genauere Abschätzung des Speicherpotenzials abgeleitet und Standorte von Speichern regional verknüpft werden (siehe Kapitel 6.5.3).

6.5.1 Speicherpotenziale weltweit

Zur Ableitung der globalen Kapazitäten werden die bereits erläuterten Regionen herangezogen, die für die spätere Modellierung eine wesentliche Rolle spielen. Die globale Kapazität ergibt sich aus der Summe der einzelnen Regionen. Nach Möglichkeit wurden Abschätzungen für die Speicherpotenziale sowohl für Onshore- als auch für Offshore-Kapazitäten vorgenommen. Vielfach mussten aber Daten von wenigen Ländern einer Region für die gesamte Region extrapoliert werden. Betrachtet wurden nur die in Kapitel 6.4 als beste Optionen identifizierten salinen Aquifere und entleerten Gasfelder.

Die Bandbreite an Zahlen zum globalen Speicherpotenzial ist enorm. Die Zahlen reichen von 30 Gt (pessimistische Annahme von Hendriks u.a. (1994)) bis hin zu 42.000 Gt (eigene Berechnung, maximales Potenzial kumuliert über regionale Studien). Das Beratungsunternehmen Ecofys nennt in einer Studie 1.700 Gt als beste Schätzung (inklusive Speicherung in Kohleflözen (ECBM)).⁵³⁹ Daraus ergibt sich eine statische Reichweite bei einer Komplett-Verpressung aller globalen CO₂-Emissionen von 31,6 Gt (siehe Abbildung 3) von weniger als einem Jahr bis zu mehr als 1.300 Jahren. Hendriks u.a. gehen in einer aktualisierten Studie (2004) von 1.660 Gt aus mit einer Schwankungsbreite von 500 bis 6.000 Gt. Das IPCC schätzt die globalen Kapazitäten zwischen 1.678 und 11.000 Gt (nur saline Aquifere und entleerte Öl- und Gaslagerstätten).⁵⁴⁰

In Kapitel 6.4.3 wurde dargestellt, welche Wirkungen unterschiedliche Annahmen allein in Bezug auf das Nutzungspotenzial eines Speichers haben. Vor diesem Hintergrund ist es nachvollziehbar, dass die Spannweite der Potenziale innerhalb der verschiedenen

⁵³⁸ Vgl. Hipp, F. (2011), S. 54 ff.

⁵³⁹ Vgl. Ecofys (2004), S. IV.

⁵⁴⁰ Vgl. Hendriks u.a. (2004), S. 26; Hipp, F. (2011), S. 34.

ausgewerteten Studien groß ist. Darüber hinaus sind belastbare Aussagen zu vorhandenen Speichern mit einem entsprechenden Aufwand verbunden (geophysikalische Messungen vor Ort). Bei weitläufigen Regionen ist davon auszugehen, dass teilweise grobe Interpolationen aufgrund bereits erkundeter, kleiner Flächen vorgenommen wurden, um eine erste Abschätzung des möglichen Speicherpotenzials zu erhalten.⁵⁴¹

Abschätzungen hinsichtlich des Offshore-Anteils der Speicherkapazität sind ebenfalls kritisch zu hinterfragen. Verlässliche Messungen wären mit einem noch höheren technischen und finanziellen Aufwand als an Land verbunden, so dass die Unsicherheit im Vergleich zu Onshore-Speichern noch größer ist. Das Ergebnis der eigenen Abschätzungen ist in Tabelle 21 zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 21: Speicherpotenzial für acht Weltregionen in Gt (gerundet)

	<i>AFR</i>	<i>ASI</i>	<i>LAM</i>	<i>MEA</i>	<i>NAM</i>	<i>OCE</i>	<i>TRA</i>	<i>WEU</i>
Gt CO ₂	2.003	4.425	2.350	2.462	1.874	434	9.295	95
Onshore	1.441	2.640	2.313	2.350	1.639	175	3.265	86
Offshore	561	1.786	38	113	234	259	6.030	9
Offshore-Anteil	28%	40%	2%	5%	13%	60%	65%	10%

In Abbildung 28 erfolgt eine grafische Darstellung der Speicherpotenziale. Auf der Sekundärachse sind zusätzlich die CO₂-Emissionen aus Energieerzeugung und Industrie aus dem Jahr 2010 abgebildet. Es lässt sich eine statische Reichweite der Speicher berechnen. Diese reicht von nur 44 Jahren in der Region WEU bis zu 4.900 Jahren in der Region TRA. Auch anhand dieser Zahlen lässt sich erkennen, welche gravierenden Unschärfen sich aus den Speicherpotenzialschätzungen ergeben.

⁵⁴¹ Eine dezidierte Erfassung des Speicherpotenzials für z.B. Russland würde mit einem immensen wirtschaftlichen und zeitlichen Aufwand einhergehen. Auffällig ist zudem, dass in den Regionen, wo es detaillierte Untersuchungen einzelner Länder gab, das Gesamtspeichervolumen im Vergleich zu eher groben, gesamtregionalen Abschätzungen deutlich geringer ist. Dies trifft vor allem auf die Region WEU zu. Im Rahmen unterschiedlicher Studien wurde das Speicherpotenzial in West- und Osteuropa genauer untersucht. Dies ist deutlich geringer eingeschätzt als im Vergleich zu den Regionen TRA (Faktor 100) oder ASI (Faktor 50), wo bislang noch keine umfassenden Untersuchungen vorgenommen wurden. Insbesondere für Russland gibt es nur einfache Abschätzungen. Das Potenzial wird aber aufgrund der hohen Gasvorkommen gerade für entleerte Gasspeicher als sehr hoch angenommen.

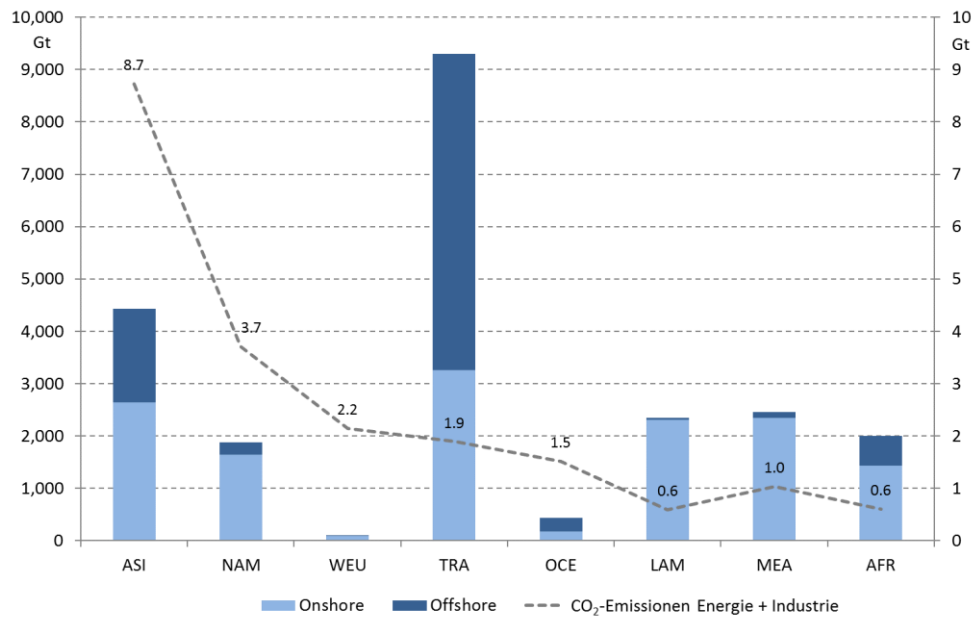


Abbildung 28: CO₂-Speicherpotenziale für acht Weltregionen (linke Achse) und CO₂-Emissionen aus dem Jahr 2010 (Energieerzeugung und Industrie, rechte Achse)⁵⁴²

Es ist nicht Ziel der vorliegenden Arbeit, exakte Speichervolumina in den Regionen zu ermitteln. Die hier dargestellten Zahlen stellen eine nachvollziehbare Abschätzung des regionalen/globalen Speicherpotenzials dar, die sich aus einer umfassenden Literaturrecherche ergeben hat. Bei der Angabe von Bandbreiten von Speicherpotenzialen wurde konsequent der minimale Wert verwendet, so dass ausgehend von den Literaturdaten die hier aufgezeigten Daten als pessimistische Abschätzung auszulegen sind. Auf die mit den Daten verbundene Unsicherheit wurde bereits an einigen Stellen zuvor hingewiesen. Die hier ermittelte Obergrenze an nutzbaren CO₂-Speichern stellt für das in Kapitel 8 vorgestellte Modell eine Nebenbedingung dar, nach der das abgetrennte CO₂ in Summe die Speicherkapazitäten in der jeweiligen Region nicht übersteigen darf. Ein Ziel der Modellierung ist es zu analysieren, ob Speicherrestriktionen möglicherweise einen limitierenden Faktor bei der globalen Implementierung der CCS-Technologie darstellen können. Die Unsicherheiten bezüglich der Summe des regionalen Speichervolumens sind dann umso kritischer einzustufen, wenn sich als Ergebnis der Modellierung ergibt, dass in allen oder in einzelnen Regionen die Speichervolumina vollständig genutzt wer-

⁵⁴² Quelle: Eigene Darstellung. CO₂-Emissionen entnommen aus IEA 2012, II-25 ff.

den. Falls im umgekehrten Fall das abgetrennte CO₂ deutlich unter den Speichervolumina bleibt, dann sind hingegen Unschärfen bei regionalen Speicherobergrenzen eher tolerierbar.

6.5.2 Speicherpotenziale in Europa

Die Ermittlung der Potenziale für Europa beruht hauptsächlich auf den Quellen GeoCapacity⁵⁴³ und GESTCO.⁵⁴⁴ Die gesamte Kapazität in Europa beträgt demnach 95 Gt. Die europäischen Länder mit den größten Speicherpotenzialen sind Norwegen (29,2 Gt), Großbritannien (14,4 Gt), Spanien (14,0 Gt), Deutschland (11,3 Gt), Frankreich (8,7 Gt) und Italien (6,5 Gt).⁵⁴⁵ Das ermittelte Gesamtspeichervolumen von 95 Gt befindet sich eher am unteren Rand im Vergleich zu anderen gesamteuropäischen Abschätzungen. Christensen und Holloway (2004) ermittelten im Rahmen des GESTCO-Projekts eine Bandbreite für Europa von 109 bis 155 Gt.⁵⁴⁶ Vangklide-Pedersen u.a. (2009) beziffern das Speicherpotenzial in Europa mit 117 - 360 Gt.⁵⁴⁷ Hendriks u.a. (2004) gehen von 37 bis 285 Gt mit einem besten Schätzer von 87 Gt aus.⁵⁴⁸

6.5.3 Speicherpotenziale in Deutschland

Die nachfolgenden Auswertungen basieren in erster Linie auf den Abschätzungen von Radgen u.a. (2006a), S. 121 ff. und auf den im Rahmen einer Bachelorarbeit durchgeführten Interviews mit Mitarbeitern unterschiedlicher deutscher Institutionen und Firmen.⁵⁴⁹ Die methodische Vorgehensweise zur Bestimmung der Speicherpotenziale in einzelnen deutschen Regionen erfolgt analog zu den Ausführungen in Spiecker, Eickholt

⁵⁴³ Vgl. GEUS (2009).

⁵⁴⁴ Vgl. GEUS u.a. (2004)

⁵⁴⁵ Falls für EU-Länder im Rahmen der Studien keine Daten erhoben wurden, sind diese mit Null angesetzt worden. Dies hat zur Folge, dass die Gesamtsumme von 95 Gt grundsätzlich unterschätzt ist. Es ist davon auszugehen, dass sich gerade in Ländern wie Schweden, Finnland oder der Türkei noch erhebliche Potenziale befinden und sich somit das europäische Speicherpotenzial nach deren Berücksichtigung signifikant erhöhen wird. Da aber keine genaueren Abschätzungen für diese Länder vorliegen, wurde der pessimistischere bzw. konservativere Ansatz gewählt und die Potenziale durchgängig mit Null bewertet.

⁵⁴⁶ Vgl. Christensen, N. P. und Holloway, S. (2004), S. 8 ff.

⁵⁴⁷ Vgl. Vangklide-Pedersen u.a. (2009), S. 157.

⁵⁴⁸ Vgl. Hendriks u.a. (2004), S. 14 ff. Es sei darauf hingewiesen, dass innerhalb der Studien ECBM manchmal einbezogen ist und manchmal nicht. Da diese Speicheroption aber nur von geringer Bedeutung ist, fällt dies bei der Gesamtbetrachtung nicht stark ins Gewicht (siehe auch Hipp, F. (2011), S. 35 ff.).

⁵⁴⁹ Vgl. ebenda.

und Weber (2014).⁵⁵⁰ In Deutschland ist zur Abschätzung von CO₂-Speicherpotenzialen das BGR in Hannover federführend. Insbesondere May und Gerling haben hierzu wiederholt Analysen und Bewertungen in Fachzeitschriften veröffentlicht.⁵⁵¹ Zur Herleitung der Speicherpotenziale für entleerte Gasfelder und saline Aquifere wurde vom Autor der vorliegenden Arbeit wiederum eine ausführliche Literaturrecherche durchgeführt und zahlreiche Studien ausgewertet.⁵⁵²

Bei der Durchsicht der Quellen ist aufgefallen, dass es viele Querverbindungen zwischen den Studien gibt. An etlichen Stellen wurde deutlich, dass häufig die Daten aus den Publikationen des BGR herangezogen wurden. Viele Quellen beziehen sich direkt oder indirekt auf Untersuchungen des BGR-Teams unter der Leitung von May und Gerling.

Für entleerte Gasfelder können recht verlässliche Abschätzungen hinsichtlich der nutzbaren Speicherkapazität gemacht werden. Kapazitätsabschätzungen bei salinen Aquifere sind mit wesentlich höheren Unsicherheiten verbunden, da die Datenlage bei dieser Option deutlich schlechter ist. Dies führt dazu, dass vermehrt Annahmen getroffen werden müssen und in Folge dessen die Abschätzungen erheblich variieren. So wird in der RECCS plus-Studie in einem sehr pessimistischen Szenario ein Speichervolumen von 0,378 Gt (Onshore) berechnet. Van der Straaten, R., u.a. kommen auf 0,47 Gt während May & Turkovic 43 Gt an Speichervolumen bestimmt haben. Im Wesentlichen hängt die Bandbreite von den Annahmen über vier Berechnungsparameter ab: der Porosität des Gesteins, der CO₂-Dichte, dem Anteil struktureller Fallen und einem Effizienzfaktor (siehe auch Kapitel 6.4). Es hat sich gezeigt, dass die abgeschätzten Speicherkapazitäten deutlich im Zeitverlauf sinken, und zwar von ca. 33 Gt im Jahr 2003 (May und Turkovic) auf ca. 6 Gt im Jahr 2010 (RECCS plus Studie, BMU). Diese Entwicklung stützt die Vermutung, dass mit fortschreitender Verbesserung der Datenlage die Kapazitätsabschätzungen kontinuierlich in der Gesamtmenge abnehmen.⁵⁵³

⁵⁵⁰ Vgl. Spiecker, S.; Eickholt, V. und Weber, C.; (2014).

⁵⁵¹ Vgl. May, F. (2010).

⁵⁵² Vgl. Knopf, S. u.a. (2010); BMU (2010); May, F.; Gerling, J.P. und Krull, P. (2002); May, F. und Turkovic, R. (2003); May, F.; Müller, C. und Bernstone, C. (2005); GEUS (2009); Meyer, R. u.a. (2007); Van der Straaten u.a. (1996).

⁵⁵³ Bei der Abschätzung des BGR (2010) ist aber darauf hinzuweisen, dass nur erkundete Gebiete berücksichtigt wurden. Eine Extrapolation auf Gesamtdeutschland ist nicht erfolgt.

Zusammen mit den Ergebnissen aus den Experteninterviews wurden für Deutschland folgende Speicherpotenziale für CO₂ ermittelt: Entleerte Gasfelder: 1,985 Gt und Saline Aquifere: 9,21 Gt. In Summe ergibt sich damit für Deutschland ein Gesamtpotenzial von 11,295 Gt (siehe auch Kapitel 6.5.2). Für das später verwendete Modell GEM2s (siehe Kapitel 9) wird Deutschland in 18 Regionen plus Offshore-Speicherung unterteilt. Anhand der Literaturstudien und der Experteninterviews konnten die beiden Speicheroptionen entleerte Gasfelder und saline Aquifere den unterschiedlichen Regionen zugeordnet werden (siehe Abbildung 29).

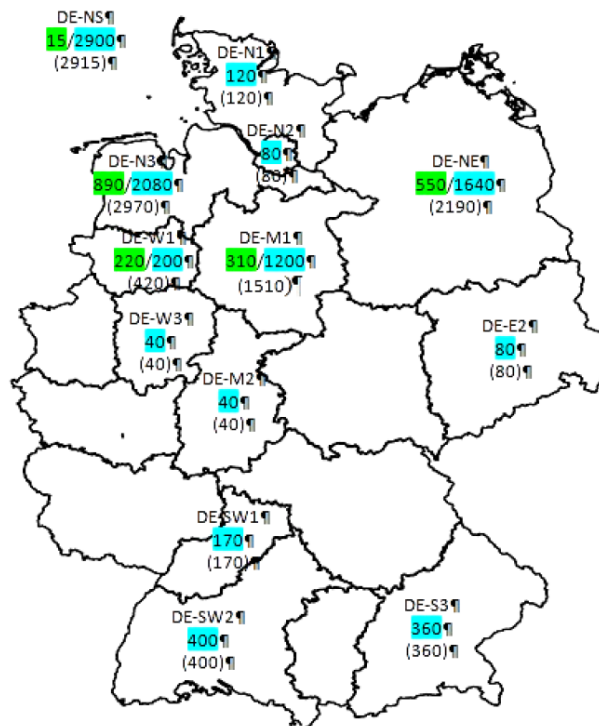


Abbildung 29: CO₂-Speicherkapazitäten in Deutschland aufgeteilt nach salinen Aquiferen (türkis) und entleerten Gaslagerstätten (grün)⁵⁵⁴

Zusammen mit den Kostenparametern für die CO₂-Speicherung konnte somit ein Datenset erhoben werden, um die Speicherung in zwei verschiedenen Speicheralternativen in unterschiedlichen Regionen in Deutschland modellhaft abzubilden und auch Transportwege von den Kraftwerken hin zu den Speichern darzustellen.

⁵⁵⁴ Grafik wurde im Rahmen einer Bachelorarbeit auf Grundlage von zahlreichen persönlichen und telefonischen Absprachen mit Mitarbeitern der BGR und anderen Institutionen erstellt. Die Grafik ist entnommen aus Hipp, F. (2011), S. 65.

7 Anforderungen einer modellgestützten Untersuchung eines globalen CCS-Einsatzes

Ziel dieses Kapitels ist es darzustellen, wie die zuvor erarbeiteten theoretischen Grundlagen in Bezug auf Klimaschutzstrategien und CCS in verschiedene Modelle überführt werden können und welche Anforderungen dabei erfüllt werden müssen. Darüber hinaus wird kurz dargestellt, welche grundsätzlichen Modellierungsansätze es gibt und welche für die Fragestellung der vorliegenden Dissertation besonders geeignet sind.

7.1 Abbildung von globalen, regionalen und nationalen Ebenen

In Kapitel 2 wurde der Klimawandel ausführlich als ein globales Problem dargestellt. Lösungen müssen entsprechend auf einer globalen Ebene angegangen und entwickelt werden. Regional begrenzte Strategien oder Ansätze mit nur wenigen Teilnehmern sind hinsichtlich ihrer Effizienz zu hinterfragen (siehe auch Kapitel 4.1, 4.2 und 4.3).⁵⁵⁵

Eine Analyse der Auswirkungen einer globalen Klimaschutzstrategie umfasst daher im besten Fall die drei Ebenen von der globalen über die regionale (kontinentale) hin zur nationalen Ebene. Auf **globaler** Ebene muss gewährleistet werden, dass die CO₂-Emissionen soweit verringert werden, dass die Klimaerwärmung auf unter 2° Celsius begrenzt wird. Dabei sollte das globale Emissionsziel **regionale** (wirtschaftliche) Besonderheiten berücksichtigen und spezifische Minderungspfade beinhalten. Die Auswirkungen der regionalen Minderungsziele auf die Entwicklung der unterschiedlichen volkswirtschaftlichen Sektoren kann auf dieser Ebene detaillierter betrachtet werden. Für den Stromsektor sind hier z.B. der Ausbau von Erneuerbaren Energien und der Stromaustausch zwischen den einzelnen Ländern von besonderer Bedeutung. Letztendlich können dann auf **nationaler** Ebene die Entwicklungen nochmals detaillierter analysiert werden. Im Falle

⁵⁵⁵ Für nicht partizipierende Staaten ergeben sich u.a. aufgrund der Free-Rider-Problematik bzw. des Trittbrettfahrer-aspektes sinkende Anreize zur Teilnahme und zur CO₂-Reduktion. Da verpflichtende Reduktionsziele fast immer mit wirtschaftlichen Belastungen einhergehen (als Beispiel sei hier der EU-Zertifikatehandel genannt), stellt dies ein fundamentales Problem für die Stabilität solcher begrenzten Abkommen dar.

Wenn sich nur eine einzelne Nation zu tiefgreifenden Klimaschutzmaßnahmen verpflichtet, hätte dies (mit Ausnahme der großen Emittenten wie China oder die USA) nur einen sehr begrenzten Einfluss auf die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre. Ein kontinentaler Alleingang wäre aufgrund der höheren kumulierten CO₂-Emissionen schon zielführender, aber vermutlich immer noch unzureichend. So ändern die massiven Anstrengungen der EU (Senkung der CO₂-Emissionen um 80 bis 95% bis 2050) nicht viel am globalen Klimawandel, wenn andere Nationen ihren CO₂-Ausstoß in dieser Zeitspanne signifikant ausweiten.

einer Nutzung der CCS-Technologie können z.B. auch Speicherstandorte und der CO₂-Pipelinebau genauer modelliert werden.

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit werden die Auswirkungen einer globalen Klimaschutzstrategie von der globalen (über die internationale bzw. kontinentale) bis zur nationalen Ebene analysiert. So wird Deutschland nicht isoliert betrachtet, sondern als Teil der europäischen Energiepolitik, die wiederum Teil der globalen Klimaschutzpolitik ist. Durch die CO₂-Grenzen in den Weltregionen wird ein klimawissenschaftlich geforderter Reduktionspfad gewährleistet.

7.2 Abbildung von Klimaschutzzielen und Klimaschutzvereinbarungen

Die zahlreichen Ansätze und Ausgestaltungen von internationalen Klimaschutzvereinbarungen wurden ausführlich in Kapitel 4.3 thematisiert. Die Erreichung des 2°-Zieles ist maßgeblich an den Ausstoß von CO₂ gekoppelt (siehe Kapitel 2), wobei dem Elektrizitätssektor eine tragende Rolle zukommt (siehe Kapitel 5). Demzufolge ist es sinnvoll, in ein Systemmodell Kohlenstoffdioxidemissionsgrenzen einzubauen, die nach wissenschaftlichem Kenntnisstand das Erreichen des 2° Zieles „garantieren“. Das Optimierungsproblem kann so formuliert werden, dass Nachfrage und Angebot über alle Sektoren in Einklang gebracht werden müssen, ohne die zulässige CO₂-Menge zu überschreiten. Eine Aufteilung der globalen Minderungsverpflichtung auf verschiedene Regionen hat den Vorteil, dass auf die Besonderheiten einzelner Regionen (stark wachsende Volkswirtschaften, historische Emissionen) dezidierter eingegangen werden kann. Im optimalen Fall bildet ein Modell sämtliche CO₂-und sonstige THG-emittierenden Sektoren ab. Eine THG-Minderungsverpflichtung betrifft gleichermaßen Sektoren wie z.B. die Elektrizitätswirtschaft, den Verkehr oder die Landwirtschaft (siehe Abbildung 18). Eine isolierte Betrachtung eines einzelnen Sektors würde die Interdependenzen mit den anderen Sektoren und Substitutionseffekte ausblenden (siehe dazu auch Ausführungen zu Substitutionsmöglichkeiten in Kapitel 7.3). Um diese Komplexität in Gänze abzubilden, wäre aber ein extrem aufwändiges Welt-Modell notwendig, welches die jeweiligen

volkswirtschaftlichen Spezifika auf Länderebene und alle THG-Emissionen abbildet. Derart große und komplexe Modelle führen aber schnell zu kaum mehr vertretbaren Rechenzeiten.⁵⁵⁶

Weiterhin müssen Klimaschutzstrategien langfristig ausgerichtet sein, um z.B. den Investitionszyklen in der Elektrizitätswirtschaft und im Wohnsektor gerecht zu werden. Ein Modell zur Analyse einer solchen Strategie sollte entsprechend einen Zeitraum von Jahrzehnten bis hin zu einem Jahrhundert umfassen.

7.3 Substitutionsmöglichkeiten, Technologien und Kosten

Solange eine vorgegebene Maximalmenge an CO₂ eingehalten wird, ist es grundsätzlich egal, wo und von wem auf der Erde Kohlenstoffdioxid vermieden wird. Es ergeben sich somit etliche Substitutionsmöglichkeiten. So können bspw. massive CO₂-Einsparungen im Wohnsektor dazu führen, dass die Einsparungen im Elektrizitäts- oder Verkehrssektor weniger drastisch ausfallen müssen und vice versa. Diese Interdependenzen sprechen dagegen, nur einen einzelnen Sektor zu betrachten. Aus Gründen der Komplexitätsreduktion kann es dennoch sinnvoll sein, die Modellierung nur auf den Elektrizitätssektor zu beziehen. Auch innerhalb dieses Sektors ergeben sich zahlreiche Substitutionsmöglichkeiten. Ist das Optimierungsproblem so formuliert, dass die Bereitstellung der benötigten Strommengen zu den geringstmöglichen Kosten erfolgen soll, dann wird ein Modell die Stromnachfrage vornehmlich mit steuerbaren „billigen“ thermischen Kraftwerken wie Kernkraftwerken, Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken bedienen (siehe Kapitel 5.2).⁵⁵⁷ Eine Sonderrolle nehmen die Erneuerbare Energien (PV, Wind, Wasser, Biomasse, Geothermie etc.) ein. Dem Vorteil von variablen Kosten von nahe Null (mit Ausnahme von Biomassekraftwerken) stehen zum Teil noch hohe Investitionskosten, die fluktuierende Einspeisung (bei Wind, PV und bei Laufwasserkraftwerken) und eine begrenzte Flächenverfügbarkeit gegenüber. Durch die Implementierung einer CO₂-Emissionsgrenze kann ein Modell billige fossile Kraftwerke nicht mehr uneingeschränkt nut-

⁵⁵⁶ Ansatzweise wird dies in dem seit 1993 genutzten World Energy Model (WEM)-Modell der IEA abgebildet, welches die Basis für die Berechnungen des jährlich publizierten World Energy Outlooks darstellt.

⁵⁵⁷ Diese Logik erklärt z.B. die ökonomischen Vorteile von Steinkohlekraftwerken gegenüber anderen Erzeugungstechnologien vor allem in der Region ASI und die damit verbundene stark gestiegene Kohleverstromung (siehe Kapitel 5.1).

zen. Voraussichtlich wird der kostengünstigste Erzeugungsmix zu überhöhten Kohlenstoffdioxidemissionen führen und folglich die CO₂-Nebenbedingung verletzen. Über die CO₂-Nebenbedingung kann der sogenannte Schattenpreis für die Vermeidung einer Tonne Kohlenstoffdioxid ermittelt werden. Dadurch gewinnen CO₂-arme Technologien wie CCS-Kraftwerke (siehe Kapitel 6), Gaskraftwerke oder CO₂-freie Erzeugungstechnologien wie z.B. PV oder Wind an Bedeutung und können durch die „CO₂-Pönale“ die höheren Stromgestehungskosten im Vergleich zu „billigen“ Kohlekraftwerken ausgleichen. Ein Modell soll somit Technologien gegeneinander substituieren und den kostengünstigsten Erzeugungsmix berechnen, der die Nebenbedingungen der Lastdeckung und des begrenzten CO₂-Ausstoßes erfüllt. Sinnvoll ist zudem die Berücksichtigung von Lernkurven, die gerade bei den Erneuerbaren Energien dazu führen, dass die Investitionskosten mit steigender installierter Leistung sinken.

7.4 Methodische Grundüberlegungen

Nachfolgend wird ein kurzer Überblick über generelle Modellansätze und Modellklassen gegeben. Der Ansatz bzw. die Modellklasse, die für die Modellierung von globalen Klimaschutzziele inklusive Fokus auf den Elektrizitätssektor besonders geeignet erscheint, wird anschließend tiefergehend dargestellt.

7.4.1 Überblick über mögliche Modellansätze und Modellklassen

Ein ökonomisches Modell kann als eine ganzheitliche oder nur teilweise Darstellung eines der Analyse zugrundeliegenden Wirtschaftssystems beschrieben werden.⁵⁵⁸ Die einfachste Form ist eine rein verbale Beschreibung von Beziehungen, die in der realen Welt zu beobachten sind. Häufig werden ökonomische Modelle in mathematischer Form beschrieben. Diese Modelle werden durch Gleichungen charakterisiert, die eine bestimmte Anzahl von Variablen untereinander in Beziehung setzen. Dabei wird versucht, die in der Realität zu beobachtenden Beziehungen in mathematischer, analytischer Form abzubilden.⁵⁵⁹ Im Gegensatz zu anderen Wissenschaftsbereichen ist es in der Ökonomie schwierig bis unmöglich, kontrollierte Experimente durchzuführen und dadurch entwickelte Hypothesen zu bestätigen oder abzulehnen. Dieser Umstand erklärt die

⁵⁵⁸ Vgl. Black, J. u.a. (2012).

⁵⁵⁹ Vgl. Wagner, F. (2012), S. 18.

breite Nutzung von ökonomischen Modellen in diesem Wissenschaftszweig. Ökonomische Modelle werden genutzt, um Systeme zu beschreiben, (zukünftiges) Verhalten auf Basis von in der Vergangenheit beobachteten Beziehungen vorherzusagen, die Konsequenzen verschiedener Aktionen zu simulieren oder Theorien zu testen.⁵⁶⁰

Es gibt zahlreiche Ansätze oder Modellklassen, die grundsätzlich zur Modellierung von ökonomischen Sachverhalten herangezogen werden können. Darunter fallen z.B.

- **Analytische Ansätze**
 - Basieren auf einem in sich geschlossenen Formelsatz; aber bereits für kleinere Modelle muss ein enormer manueller Aufwand betrieben werden, um zu einer Lösung zu kommen.
- **Numerische Ansätze (Lösung unter Einsatz von leistungsstarken Rechnern)**
 - Sinnvoll bei Modellen mit einer Vielzahl an Variablen, Parametern und Gleichungen, aber die ermittelte Lösung ist nur für ein bestimmtes Set an Parametern gültig.
- **Statische und dynamische Modelle**
 - Bei statischen Modellen ist Zeit keine relevante Dimension, da alle Entscheidungen in derselben Periode getroffen werden, während bei dynamischen Modellen die Entscheidungen der Periode t-1 die Entscheidungen der Periode T beeinflussen.
- **Top-down- und Bottom-up-Ansätze**
 - Bottom-up-Modelle bilden z.B. einen Energiesektor (und ggf. Subsektoren) sehr detailliert ab während Top-down Modelle den Energiesektor als Teil der ganzen Wirtschaft abzubilden, diesen dann aber weniger detailliert darstellen.
- **Spieltheoretische Modelle**
 - Ermöglichen die Analyse von strategischem Verhalten von Akteuren; die Akteure sind sich bewusst, dass sie mit ihrem strategischen Verhalten zum Beispiel Marktpreise beeinflussen können.

⁵⁶⁰ Vgl. Bannock, G. u.a. (2003) zitiert nach Wagner, F. (2012), S. 19.

- **Gleichgewichtsmodelle (GGM) und partielle Gleichgewichtsmodelle (PGGM)**
 - Allgemeine GGM bilden die gesamte Wirtschaft inklusive aller Produktionssektoren ab, während partielle Gleichgewichtsmodelle sich auf Teilsektoren eines (Wirtschafts-)Systems fokussieren und deswegen gut geeignet sind, um detaillierte Analysen dieser Sektoren durchzuführen.⁵⁶¹

Wenn es um die Modellierung von Energiesystemen geht, so sind viele Kombinationen aus den o.a. Ansätzen möglich. Da es sich bei Energiesystemen aber um sehr komplexe Systeme handelt, werden vornehmlich numerische Ansätze gewählt, die dann mit Hilfe von meist leistungsstarken Computern berechnet werden. Je nach Untersuchungsgegenstand werden statische oder dynamische Modelle genutzt, ein Top-down- oder Bottom-up-Ansatz gewählt, spieltheoretische Modelle oder (allgemeine/partielle) Gleichgewichtsmodelle eingesetzt. Nachfolgend wird ein kurzer Überblick darüber gegeben, welche Ansätze bei der Modellierung von Energiesystemen in der Vergangenheit vornehmlich gewählt wurden.

7.4.2 Modellierung von Energiesystemen

Erste große Modelle zur Darstellung eines Energiesystems oder des Energiesektors wurden in den 1970er Jahren entwickelt. Eines der bekanntesten Modelle ist das MARKAL-Modell, welches von der International Energy Agency (IEA) entwickelt wurde. Die meisten Systemmodelle dieser Zeit waren partielle Gleichgewichtsmodelle, die numerisch gelöst wurden. Der Vorteil dieser partiellen Gleichgewichtsmodelle ist der hohe Detaillierungsgrad der implementierten Technologien, was wiederum eine gute Modellierung z.B. eines optimalen zukünftigen Kraftwerksportfolios ermöglicht. Für andere Fragestellungen ist diese Modellklasse hingegen ungeeignet. Um die Auswirkungen z.B. verschiedener politischer Instrumente zu simulieren, sind Gleichgewichtsmodelle die bessere Wahl. Es besteht die Möglichkeit, die Auswirkungen der politischen Eingriffe im Energiesektor auf die gesamte Wirtschaft zu modellieren. Diese unterschiedlichen Modellansätze werden in der Literatur – wie schon erwähnt - auch als *Bottom-up*- und *Top-down*-

⁵⁶¹ Eine detailliertere Übersicht zu den vorgestellten Ansätzen und Modellklassen findet sich im Anhang 13.5.

Ansätze beschrieben. Bottom-up-Modelle fokussieren sich entsprechend auf die detaillierte Abbildung des Energiesektors und ggf. der Subsektoren und sind zumeist partielle Gleichgewichtsmodelle. Top-down-Modelle zielen hingegen darauf ab, den Energiesektor als Teil der ganzen Wirtschaft abzubilden. Wie zuvor dargestellt, sind der Theorie nach Gleichgewichtsmodelle für diesen Zweck besser geeignet. Der Trade-off liegt darin, dass bei begrenzter Rechenleistung eine sehr detaillierte Darstellung der Technologien wie bei partiellen GGM nicht mehr möglich ist.

Hourcade u.a. beschreiben drei methodische Dimensionen, anhand derer ein energieökonomisches Modell beschrieben werden kann: 1) detaillierte Abbildung der verfügbaren Technologien, 2) realistische Abbildung mikroökonomischer Zusammenhänge und 3) makroökonomische Vollständigkeit.⁵⁶² Top-down-Ansätze haben Vorteile in den Dimensionen 2 und 3, Bottom-up-Modelle haben Vorteile in der 1. Dimension.

Das steigende Interesse der Politik und der Öffentlichkeit in Bezug auf den Klimawandel hat in den vergangenen Jahrzehnten dazu geführt, dass auch das Interesse der Forschung am Klimawandel und dem Zusammenhang mit wirtschaftlichen Prozessen gestiegen ist. In diesem Zuge wurde die Umwelt als ein weiterer, sehr relevanter Sektor erachtet. Entwicklungen im Energiesektor beeinflussen nicht nur andere Wirtschaftssektoren, sondern haben auch unmittelbaren Einfluss auf die Ökologie. Jüngere Modelle können alle diese Sektoren berücksichtigen und fallen unter die Kategorie Energy-Economy-Environment (E3). Dabei ist erneut hervorzuheben, dass aufgrund begrenzter Rechenkapazitäten auch hier ein Trade-off zwischen den Detaillierungsgraden der drei Sektoren unvermeidbar ist. Eine weitere Modellklasse, die vermehrt genutzt wird, sind sogenannte Hybridmodelle. Sie verbinden Top-down- mit Bottom-up-Ansätzen und versuchen, die Vorteile aus beiden Ansätzen zu kombinieren. Auch hier kann die verfügbare Rechenleistung und Rechenzeit schnell einen limitierenden Faktor darstellen.

7.5 Zusammenfassung und weiteres Vorgehen

Die vorangegangenen Ausführungen haben gezeigt, dass es für unterschiedliche Probleme unterschiedliche Ansätze und Modelltypen gibt. Ein großes Problem in Bezug auf globale Klimaschutzstrategien kann das bereits erläuterte Trittbrettfahrerverhalten

⁵⁶² Hourcade, J.C. u.a. (2006).

sein. Ein spieltheoretisches Modell kann diesbezüglich große Vorteile gegenüber anderen Modellklassen haben, wenn es um die Abbildung von strategischem Verhalten der Teilnehmer geht. Darüber hinaus ist ein ganzheitliches Gleichgewichtsmodell einem partiellen GGM vorzuziehen. Globale CO₂-Minderungsstrategien umfassen bestenfalls alle wirtschaftlichen Sektoren und beziehen sich nicht nur auf Teilspektoren, da alle Sektoren in einem interdependenten Verhältnis zueinanderstehen. Im Rahmen dieser Arbeit liegt der Fokus aber nicht nur allein auf der Implementierung einer Klimaschutzstrategie (durch Vorgabe von CO₂-Reduktionspfaden), sondern auch auf der detaillierten technischen Abbildung und der Diffusion der CCS-Technologie im Elektrizitätssektor. Für diese Technologieoptimierung im Stromsektor ist ein partielles GGM gut geeignet. Zudem sollte das Modell einen Bottom-up-Ansatz verfolgen, da sowohl Klimaschutzstrategien und auch Investitionen in Erzeugungstechnologien von einer Langfristigkeit gekennzeichnet sind und sich der Erzeugungsmix im Zeitverlauf ändern muss. Der Zeitraum sollte mehrere Jahrzehnte bis hin zu einem Jahrhundert betragen. Das Optimierungsproblem wird voraussichtlich so groß sein, dass nur ein numerischer Ansatz sinnvoll erscheint. Darüber hinaus ist bezüglich der Unsicherheiten während des langen Betrachtungszeitraumes ein dynamisches einem statischen, deterministischen Modell vorzuziehen. Grundsätzlich geeignet sind auch die zuvor beschriebenen Hybridmodelle, die aber aufgrund der Rechenzeiten unpraktisch werden können.

Die Ausführungen in den vorangegangenen Unterkapiteln 7.1 bis 7.4 haben gezeigt, welche Anforderungen mit einer modellhaften Abbildung von globalen Klimaschutzzielen einhergehen. Die Berücksichtigung aller zuvor genannten Anforderungen würde zu einem sehr komplexen Modell führen. Eine derartige komplexe, aufwändige und zeitintensive Modellierung kann im Rahmen der vorliegenden Arbeit jedoch nicht geleistet werden. Der Autor sieht folgende Möglichkeiten, um die Komplexität zu reduzieren:

- 1) Es wird anstatt aller THG lediglich die Reduktion von Kohlenstoffdioxid betrachtet (Begründungen dafür finden sich in Kapitel 2). Durch einen vorgegebenen Minderungspfad für Kohlenstoffdioxid kann die Zielerreichung (2°-Ziel) relativ verlässlich abgeschätzt werden.

- 2) Ein globales Modell muss nicht länderscharf aufgebaut sein, sondern umfasst nur wenige Weltregionen bzw. Kontinente. In weiteren Analyseschritten kann dann der Detaillierungsgrad auf regionaler und nationaler Ebene erhöht werden.
- 3) Auf globaler Ebene muss ein ausreichend langer Zeitraum berücksichtigt werden (z.B. bis zum Jahr 2100). Auf den nachgelagerten Ebenen kann hingegen ein kürzerer Zeitraum betrachtet werden, um z.B. die ersten Auswirkungen durch die globale Klimaschutzstrategie nur bis zum Jahr 2050 zu analysieren. Ferner werden nicht einzelne Jahre berechnet, sondern nur Stützjahre.
- 4) Anstatt alle volkswirtschaftlichen Sektoren einer Region oder Nation abzubilden, wird der Fokus nur auf einen speziellen Sektor wie den Elektrizitätssektor gelegt.
- 5) Eine deterministische kann einer stochastischen Modellierung vorgezogen werden, um zunächst Ergebnisse mit geringer Rechenzeit zu berechnen.

Entsprechend dieser Überlegungen wird ein **zweiteiliger** Ansatz verfolgt, der die Auswirkungen einer Klimaschutzstrategie auf globaler Ebene und die Auswirkungen einer Klimaschutzstrategie auf deutscher Ebene analysiert.

Zunächst werden im **ersten Teil** des Ansatzes in einem globalen Strommarktmodell (CORECCS) die Interdependenzen der regionalen Elektrizitätsmärkte auf globaler Ebene bis zum Jahr 2100 abgebildet (vgl. Kapitel 8).⁵⁶³ Es wird z.B. gewährleistet, dass vorgegebene Emissionsreduktionspfade in den unterschiedlichen Weltregionen im Einklang mit einer globalen Emissionsreduktion zur 2°-Ziel-Erreichung sind. Darüber hinaus wird sichergestellt, dass Nebenbedingungen durch z.B. regionale Brennstoffverfügbarkeiten oder Erneuerbarenpotenziale eingehalten werden. Des Weiteren ist gewährleistet, dass mit einer steigenden Nutzung einer Erneuerbaren Energie Lernkurveneffekte einhergehen, die auf überregionaler Ebene zu Senkungen der Investitionskosten führen und Anreize zu Neuinvestitionen setzen. Bei dem CORECCS-Modell handelt es sich um ein partielles Bottom-up-Gleichgewichtsmodell. Es wird eine deterministische Version des Modells verwendet. Weitere Ausführungen dazu finden sich in Kapitel 8.1.1.

Der **zweite Teil** des Ansatzes umfasst dann die detaillierte Abbildung des Elektrizitätssektors in Deutschland (Modell GEM2s). Da Deutschland aber fest in den europäischen

⁵⁶³ Berechnet werden die Stützjahre 2010, 2020, 2030, 2050, 2075 und 2100.

Strommarkt eingebunden ist, wird zunächst der Europäische Strommarkt mit dem Modell E2M2s modelliert. Das E2M2s ist ebenfalls ein partielles Bottom up-Gleichgewichtsmodell. Es wird eine stochastische Version verwendet (siehe Kapitel 9). Im Gegensatz zum CORECCS-Modell wird nur der Zeitraum bis 2050 berechnet. Aus dem E2M2s-Modell werden die wesentlichen Inputparameter und Ergebnisse (z.B. Brennstoffpreise, installierte Kapazitäten, CO₂-Emissionspfad, Ausbau Erneuerbare Energie, Import-/Exportsaldo) in das Strommarktmodell für Deutschland (GEM2s) übertragen. Beide Modelle sind dadurch eng miteinander und direkt gekoppelt. Auch im GEM2s wird der Elektrizitätsmarkt nahezu kraftwerksscharf abgebildet. In diesem Modell können dann in Bezug auf die CCS-Technologie regionale Speicherkapazitäten und Transportwege zwischen Kraftwerken und Speichern dezidiert abgebildet werden. Das GEM2s ist wie die anderen Modelle zuvor auch ein partielles Bottom up-Gleichgewichtsmodell. Es wird wie beim E2M2s eine stochastische Version verwendet und der betrachtete Zeitraum endet im Jahr 2050. Beide Modelle werden in Kapitel 9 detailliert dargestellt.

Insgesamt ist zu berücksichtigen, dass es auch eine Verbindung zwischen dem globalen Modell CORECCS und dem Europäischen Strommarktmodell E2M2s gibt, da die Weltregion WEU aus dem CORECCS-Modell (ungefähr) die europäischen Länder umfasst, die durch das E2M2s-Modell abgebildet werden. Es werden zwar keine Ergebnisse des CORECCS-Modells in das E2M2s übergeben und es gibt keine direkte Kopplung (wie zwischen dem E2M2s- und GEM2s-Modell), es werden aber wesentliche Parameter zwischen dem CORECCS- und dem E2M2s-Modell synchronisiert. Dies geschieht durch die Übernahme des CO₂-Reduktionspfades und der Brennstoffpreise aus dem globalen CORECCS-Modell. Der Elektrizitätssektor im E2M2s-Modell ist gegenüber dem globalen Modell detaillierter auf der Basis von Kraftwerksgruppen abgebildet. Durch den hohen Detaillierungsgrad können die Interdependenzen (vor allem Stromim- und exporte, Ausbau Erneuerbare Energien) fast aller Staaten innerhalb Europas deutlich genauer dargestellt werden als auf der globalen Ebene. Darüber hinaus werden auf europäischer Ebene auch Szenarien berechnet, die u.a. eine Änderung der Stromnachfrage auf den Erzeugungsmix abbilden, was auf der globalen Ebene unberücksichtigt bleibt.

8 Modellierung globaler Energiemärkte: Berücksichtigung von CO₂-Minderungsstrategien und CCS

In diesem Kapitel erfolgt ein Überblick über die wichtigsten Inputparameter und Gleichungen des CORECCS-Modells. Ferner werden die betrachteten Szenarien und Sensitivitäten vorgestellt sowie die Verknüpfung zwischen dem globalen und dem europäischen/deutschen Modell erläutert.

8.1 Modellbeschreibung CORECCS, Modellinput und Erweiterungen

8.1.1 Modellbeschreibung CORECCS

Das globale Fundamentalmodell CORECCS basiert auf dem von Fabian Wagner⁵⁶⁴ entwickelten CORE-Modell (Competitiveness of Renewable Electricity). Das globale Strommarktmodell CORE wird detailliert in den Kapiteln 6 und 7 der Dissertation von Wagner beschrieben, so dass auf eine umfassende Beschreibung an dieser Stelle verzichtet wird und stattdessen nur wesentliche Charakteristika kurz aufgezeigt werden. Das ursprüngliche CORE-Modell wird im Rahmen der vorliegenden Dissertation um die CCS-Technologie erweitert. Diese Modellvariante wird als *CORECCS* bezeichnet.

Das Ursprungsmodell CORE ist ein partielles Bottom up-Gleichgewichtsmodell. Darüber hinaus ist das Modell ein Mixed-Integer-Programming (MIP)-Modell und wird mit Hilfe des Branch & Cut-Ansatzes und dem Solverpaket CPLEX gelöst.⁵⁶⁵ Als Zielfunktion werden diskontierte globale Systemkosten berechnet.⁵⁶⁶ Im Hinblick auf eine Begrenzung der Rechenzeit wird für die vorliegende Arbeit die deterministische Version des CORE-Modells verwendet.

Das globale Modell CORECCS berechnet den kostengünstigsten Erzeugungsmix, mit dem vorgegebene CO₂-Obergrenzen eingehalten und die Nachfrage gedeckt werden kann. Das CORECCS-Modell umfasst einen Zeitraum von 2010 bis 2100 und berechnet Ergebnisse für verschiedene Stützjahre (2010, 2020, 2030, 2050, 2075, 2100). Insgesamt werden acht Weltregionen abgebildet (siehe Abbildung 30).

⁵⁶⁴ Wagner, F. (2012). Das Modell wurde im Rahmen der Dissertation „Renewables in future power systems: Implications of technological learning and uncertainty“ entwickelt.

⁵⁶⁵ Wagner, F. (2012), S. 31.

⁵⁶⁶ Ebenda, S. 20.

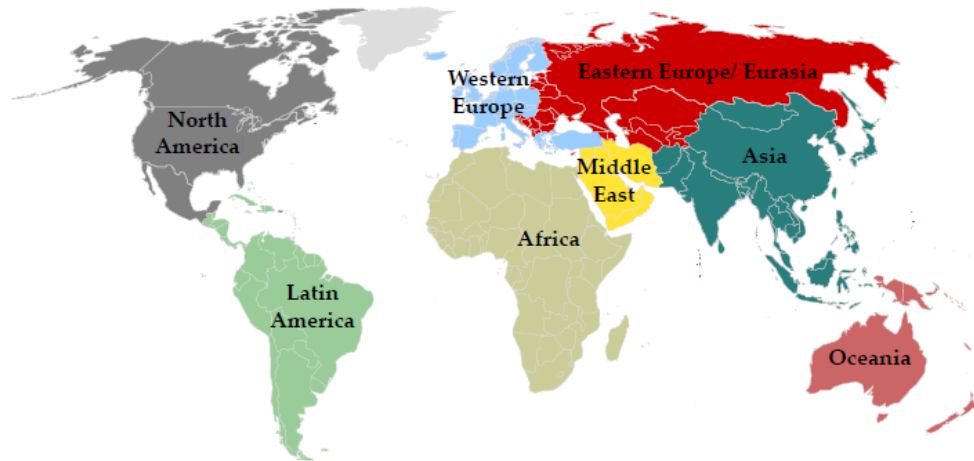


Abbildung 30: Acht Weltregionen des CORE-/CORECCS-Modells

Im Modell werden 14 Kraftwerkstypen berücksichtigt: Gas- (GuD, Turbinen), Kohle-, Braunkohle-, Öl- und Kernkraftwerke, Biomasseanlagen, Onshore- und Offshore Windenergieanlagen, Wasserkraftwerke sowie PV-Anlagen und Solarkraftwerke.

Die Berücksichtigung von Lastsegmenten ist im Modell CORE von großer Bedeutung, um u.a. die variable Einspeisung von Erneuerbaren Technologien wie Wind und PV besser zu berücksichtigen. Innerhalb eines Stützjahres erfolgt die Deckung der Nachfrage einer stückweise approximierten Lastkurve, die aus insgesamt vier Hauptsegmenten besteht. Das erste Hauptsegment ist deutlich kürzer als die restlichen drei Hauptsegmente und kann als Peak-Segment bezeichnet werden. Das Peak-Segment umfasst 240 Stunden eines Jahres. Die restlichen drei Hauptsegmente umfassen jeweils 2.840 Stunden. Die vier Hauptsegmente sind wiederum in zwei Untersegmente *low* und *high* unterteilt. Die Untersegmente bilden näherungsweise stochastische Fluktuationen bei der Einspeisung Erneuerbarer Energien ab. In den *high*-Segmenten ist eine hohe Einspeisung von Erneuerbaren Energien abgebildet. In Bezug auf die später zu interpretierenden Strompreise bedeutet dies, dass grundsätzlich die Strompreise in diesen *high*-Segmenten deutlich niedriger als in den *low*-Segmenten sein sollten, da eine hohe Einspeisung von Erneuerbaren Energien zu Grenzkosten von Null simuliert wird. Die zu deckende Residuallast für die konventionellen Kraftwerke mit strikt positiven Grenzkosten ist entsprechend gering und analog zur Merit-Order-Logik ergeben sich geringere Strompreise. Auf eine detailliertere Darstellung wird im Folgenden verzichtet. Ausführliche Erläuterungen finden sich in Wagner (2012), Kapitel 6.2.2.

8.1.2 Modellinput

Um eine neue Technologie wie CCS modellhaft abzubilden, müssen zentrale Parameter der Technologie berücksichtigt werden. Darunter fallen z.B. Wirkungsgrad, Investitionskosten, variable Kosten, Bauzeit, Lebensdauer oder Verfügbarkeit. Mit Bezug auf die CCS-Technologie müssen darüber hinaus noch die CO₂-Abscheidungsrate sowie die Prozesse des Transportes und der Speicherung berücksichtigt werden. In Bezug auf die Abbildung eines Klimaschutzregimes muss zusätzlich noch eine globale oder regionale CO₂-Obergrenze abgebildet werden. Nachfolgend werden die wichtigsten CCS-Inputparameter sowie weitere Anpassungen z.B. der Brennstoffpreisannahmen oder Investitionskosten anderer Erzeugungstechnologien kurz beschrieben. Um den Zusammenhang mit der Modellbeschreibung (siehe Kapitel 8.1.3) zu verdeutlichen, werden nachfolgend an geeigneter Stelle wichtige Modellgrößen bereits mit entsprechenden Indizes versehen.

CCS-Technologie

Die wesentlichen CCS-Parameter ergeben sich aus der Analyse, die im Rahmen von Kapitel 6.2 durchgeführt wurde (siehe Tabelle 14). Für das CORECCS-Modell wird auf eine Unterteilung der CCS-Technologien verzichtet, so dass nur jeweils eine CCS-Technologie für Steinkohle-, Gas- und Braunkohlekraftwerke verwendet wird. Tabelle 22 zeigt die wesentlichen Parameter, die für CCS in das CORECCS-Modell übernommen werden:

Tabelle 22: Investitionskosten CCS für das CORECCS-Modell

<i>Technologie (u)</i>	<i>Investitionskosten [USD/kW]</i>	<i>max. Wirkungsgrad (η) [%]</i>	<i>Capture rate (cr) [%]</i>
<i>CCS Steinkohle</i>	3.460	40	90
<i>CCS Gas</i>	1.860	52	86
<i>CCS Braunkohle</i>	3.800	38	90

Eine Zusammenfassung weiterer Inputparameter findet sich in der nachfolgenden Tabelle 23, die exemplarische Daten für ein Steinkohle-CCS-Kraftwerk beinhaltet.

Tabelle 23: Übersicht CCS-bezogene Modellparameter (Beispiel Steinkohle CCS)

		2010	2020	2030	2050	2075	2100
Wirkungsgrad (η)	[%]	0	31,5	35,2	40	40	40
Abscheidung (cr)	[%]	90	90	90	90	90	90
Investitionskosten (inv)	[\$/kW]	3.460	3.460	3.460	3.460	3.460	3.460
Bauzeit	[years]	3	3	3	3	3	3
Fixe oper. Kosten*	[\$/kWa]	62	62	62	62	62	62
Var. oper. Kosten**	[\$/kWh]	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003	0,003
Sonst. oper. Kosten***	[\$/kWh]	80	80	80	80	80	80
Techn. Lebensdauer ($life$)	[years]	40	40	40	40	40	40
Verfügbarkeit (ρ)	[%]	84	84	84	84	84	84

* variable brennstoffunabhängige Kosten (werden aber als fix im Modell angenommen)⁵⁶⁷

** Fixer Anteil unabhängig von Produktion

*** Variable Kosten in Abhängigkeit der Produktion

Bis auf den Wirkungsgrad werden die Parameter im Zeitverlauf zunächst als konstante Größen angenommen. Eine Verbesserung des Wirkungsgrades entspricht jedoch implizit auch einer gewissen Reduktion der Investitionskosten, da mit konstanten Investitionskosten ab 2050 höhere Wirkungsgrade einhergehen.

CO₂-Transport

Im CORECCS-Modell werden durchschnittlichen Transportwege ($dist$) für On- und Offshorespeicherung (χ) pro Region abgebildet. Die Annahmen dazu sind in Kapitel 6.3 hergeleitet worden und finden sich in Tabelle 17. Ferner werden fixe und variable Kosten für den CO₂-Transport (tra) berücksichtigt. Die verwendeten Werte finden sich in Tabelle 15 und Tabelle 16 (Umrechnung in \$ erfolgte zum Durchschnittskurs 2003-2008).

CO₂-Speicherung

Die Werte für die regionalen Speicherkapazitäten sind in Kapitel 6.5 hergeleitet worden und finden sich in Tabelle 21. Die Kosten für die Speicherung einer Tonne Kohlenstoffdioxid werden in Kapitel 6.4 dargestellt. In Tabelle 20 finden sich die entsprechenden Werte. Da im CORECCS anders als in den nachgelagerten Modellen keine Unterscheidung der Speicheroptionen (Gasfelder versus Aquifere) berücksichtigt werden, wurden näherungsweise Mittelwerte der Kosten genommen und in USD umgerechnet.

⁵⁶⁷ Nähere Erklärungen finden sich in Wagner, F. (2012), S. 149 f.

CO₂-Minderungspfade

Eine besonders große Bedeutung für die Modellierung von Klimaschutzmaßnahmen hat der ins Modell eingehende CO₂-Minderungspfad pro Region. Dieser Minderungspfad gibt die maximal zulässige Grenze für CO₂-Emissionen (B) pro Stützjahr (y) und Region (r) in dem jeweiligen Szenario vor. Die exakten Werte können in der jeweiligen Szenariobeschreibung des nachfolgenden Unterkapitels 8.2 entnommen werden.

Brennstoffpreise

Die Prognose plausibler Preispfade für Brennstoffe (fue) stellt angesichts des langen Betrachtungszeitraumes des CORECCS-Modells bis zum Jahr 2100 eine große Herausforderung dar. Aktuell gibt es für Commodities wie Öl, Kohle oder Gas anhand von Futures und Forwards zumindest für die kommenden Jahre eine mehr oder minder verlässliche Preisindikation des Marktes.⁵⁶⁸ Dennoch unterliegen auch diese indikativen Preise deutlichen Schwankungen, vor allem wenn es zu unvorhersehbaren oder nur schwer zu prognostizierenden Ereignissen oder sogenannten *externen Schocks* kommt.⁵⁶⁹ Die Unsicherheit von Preisprognosen, die schon in der kurz- und mittelfristigen Sicht hoch ist, erhöht sich nochmals deutlich bei einem Zeithorizont von knapp neun Dekaden. Der Anspruch an eine derart langfristige Preisprognose soll vor allem sein, ein in sich plausibles und stimmiges Preisset zu entwickeln. Da der Schwerpunkt der Untersuchungen nicht auf den Auswirkungen unterschiedlicher Preispfade liegt, werden die Preispfade so gewählt, dass keine massiven Rückwirkungen in Bezug auf Investitionsentscheidungen zu erwarten sind.⁵⁷⁰ Im Rahmen der vorliegenden Arbeit ist ein Preisset entwickelt worden, welches das Preisgefüge unter Berücksichtigung regionaler Besonderheiten fortschreibt.⁵⁷¹

⁵⁶⁸ Siehe zum Beispiel <https://www.eex.com/de/marktdaten#/marktdaten> (abgerufen am 24.10.2015).

⁵⁶⁹ Im August 2015 haben z. B. Informationen über eine schwächelnde chinesische Wirtschaft und Turbulenzen an den chinesischen Finanzmärkten zu einem signifikanten Abrutschen der Öl- und nachgelagert auch von Kohle- und Gaspreise geführt.

⁵⁷⁰ Würden beispielsweise Kohlepreise deutlich stärker steigen als Gaspreise, so würde dies langfristig zu einem Verdrängen von Kohlekraftwerken in Richtung Gaskraftwerken führen.

⁵⁷¹ Die Vorteilhaftigkeit der genutzten Kraftwerkstechnologien kann sich im Zeitverlauf durchaus anhand unterschiedlicher regionaler Preisentwicklungen verändern. Der entscheidende Faktor wird aber der endogen berechnete CO₂-Preis sein, der vor allem durch die CO₂-Minderungspfade je Szenario beeinflusst wird. Dies wird dadurch unterstützt, dass das Preisset in allen Szenarien unverändert bleibt.

Die nachfolgende Tabelle 24 enthält das für alle Szenarien gültige und aktualisierte Preisset für Öl (Oil), Gas (1.000 m³), Braunkohle (Lignite) und Steinkohle (Coal) von 2010 bis 2100 für jedes Stützjahr und jede Region.

Tabelle 24: Brennstoffpreise in USD₂₀₁₄ (Gas = 1.000m³, Oil, Lignite und Coal = t)⁵⁷²

Fuel	Region	2010	2020	2030	2050	2075	2100
Coa	AFR	69,9	92,7	95,2	97,5	100,9	104,4
Coa	ASI	54,4	72,2	74,1	75,9	78,5	81,2
Coa	TRA	74,8	99,2	101,9	104,3	108,0	111,7
Coa	LAM	59,2	78,6	80,7	82,6	85,5	88,4
Coa	MEA	93,5	124,0	127,4	130,4	134,9	139,6
Coa	NAM	54,9	60,1	68,5	70,1	72,5	75,0
Coa	WEU	93,5	124,0	127,4	130,4	134,9	139,6
Coa	OCE	65,8	87,2	89,6	91,7	94,9	98,2
Gas	AFR	182,4	169,9	210,0	383,8	461,2	554,2
Gas	ASI	250,8	463,7	521,4	593,1	712,7	856,5
Gas	TRA	225,1	209,6	259,1	473,6	569,1	683,9
Gas	LAM	208,3	194,0	239,8	438,3	526,7	633,0
Gas	MEA	196,0	182,5	225,6	412,3	495,5	595,4
Gas	NAM	188,4	175,4	216,9	396,3	476,3	572,3
Gas	WEU	270,5	403,7	454,0	516,3	620,5	745,6
Gas	OCE	250,8	343,7	401,4	473,1	592,7	736,5
Lig	AFR						
Lig	ASI	17,1	18,7	21,3	21,8	22,6	23,4
Lig	TRA	17,1	18,7	21,3	21,8	22,6	23,4
Lig	LAM						
Lig	MEA						
Lig	NAM	17,1	18,7	21,3	21,8	22,6	23,4
Lig	WEU	15,5	17,2	19,0	23,1	23,9	24,8
Lig	OCE	15,5	17,2	19,0	23,1	23,9	24,8
Oil	AFR	600,4	830,9	897,2	933,1	1.002,3	1.076,6
Oil	ASI	600,4	830,9	897,2	933,1	1.002,3	1.076,6
Oil	TRA	585,5	810,3	874,9	910,0	977,5	1.050,0
Oil	LAM	594,3	822,4	888,1	923,6	992,1	1.065,7
Oil	MEA	587,4	812,9	877,8	912,9	980,6	1.053,4
Oil	NAM	479,9	889,5	1.061,6	1.104,1	1.186,0	1.274,0
Oil	WEU	538,7	745,4	804,9	837,2	899,3	966,0
Oil	OCE	600,4	830,9	897,2	933,1	1.002,3	1.076,6

⁵⁷² Der Preis von Uran ergibt sich anhand der Zuordnung der (kumulierten) verbrauchten Menge und dem entsprechenden Kostensegment. Dies bedeutet, dass mit einer extensiveren Nutzung von Kernenergie steigende Uranpreise einhergehen. Eine detaillierte Darstellung dieser Preismodellierung findet sich in Wagner, F. (2012) ab Seite 138.

Die Preisprojektion fußt zu einem großen Teil auf den Annahmen des World Energy Outlooks von 2013 (Szenario New Policies). Für bestimmte Brennstoffe sind in bestimmten Regionen die Preispfade um eigene Annahmen oder durch Preisprojektionen spezieller regionaler Studien erweitert bzw. ergänzt worden.⁵⁷³ Um die regionalen Preisunterschiede der Commodities darzustellen, wird auf zahlreiche Preisstudien zurückgegriffen. Falls vorhanden, sind Preisvorhersagen von Studien bis zum jeweiligen Zeitraumende berücksichtigt. Die wichtigsten Daten sind von folgenden Studien bzw. Webseiten extrahiert worden: IEA 2013 World Energy Outlook⁵⁷⁴, IEA 2013 World Oil Outlook⁵⁷⁵, EIA U.S. Energy Information Administration Webpage⁵⁷⁶, EIA Annual Energy Outlook 2013 (ref2013).⁵⁷⁷ Falls keine Preisprognosen verfügbar waren, sind ergänzend eigene Annahmen bezüglich der Preisentwicklung bis zum Jahr 2100 eingesetzt worden. Es wird auf eine lineare Fortschreibung von vorangegangenen Entwicklungen zurückgegriffen.

Investitions- und sonstige Kosten sowie technische Parameter

Eine komprimierte Übersicht über Investitions-, operative und sonstige Kosten der einzelnen im Modell verwendeten Technologien (u) findet sich in Wagner (2012), S. 147 ff. Die im Modell CORE verwendeten Daten sind größtenteils im neuen CORECCS-Modell übernommen worden. Vereinzelt sind Technologien angepasst worden, wenn aufgrund des neueren Wissensstandes ein Update der Daten sinnvoll erschien. So sind die Investitionskosten ($\$/kW$) von Gasturbinen um ca. 25% und die Investitionskosten von GuD-Anlagen um ca. 30% erhöht worden, da die Ausgangswerte aus heutiger Sicht als zu niedrig eingeschätzt werden. Eine deutliche Anpassung erfolgt bei den Investitionskosten für Kernkraftwerke. Bei den sich im Bau befindlichen EPR-Kernkraftwerken Flamanville (Frankreich) und Olkiluoto 3 (Finnland) haben sich die anfänglich kalkulierten Investitionskosten im Zeitverlauf z.T. mehr als vervierfacht.⁵⁷⁸ Vor diesem Hintergrund sind die ursprünglichen Investitionskosten der Kernenergie von 4.000 $\$/kW$ auf 7.000 $\$/kW$

⁵⁷³ Dies ist zum Beispiel bei den Gas- und Ölpreisprognosen für Nordamerika der Fall. Der amerikanische Markt war und ist in den letzten Jahren Markt maßgeblich durch unkonventionelle Förderung beeinflusst, was insgesamt mit einem niedrigeren Preisniveau verbunden ist, als es andere Studien sehen.

⁵⁷⁴ Vgl. IEA WEO 2013, S. 41 ff.

⁵⁷⁵ Vgl. IEA 2013 World Energy Outlook, S. II 44 ff.

⁵⁷⁶ Vgl. http://www.eia.gov/dnav/ng/ng_move_imp_s1_a.htm (abgerufen am 13.4.2013).

⁵⁷⁷ Vgl. EIA Annual Energy Outlook 2013 with Projections to 2040, S. 126 ff. ([http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383\(2013\).pdf](http://www.eia.gov/forecasts/aeo/pdf/0383(2013).pdf), abgerufen am 15.4.2013).

⁵⁷⁸ Vgl. <http://www.iwr.de/news.php?id=25681> (abgerufen am 4.5.2014).

angehoben worden. An anderer Stelle wurde die wichtige Rolle der Kernenergie im Rahmen von CO₂-Minderungszielen bereits diskutiert (siehe Kapitel 7.3). Da die Investitionskosten dieser Technologie vor allem im Vergleich mit der neueren CCS-Technologie einen kritischen Parameter darstellen, werden die Auswirkungen dieser Anpassungen durch eine Sensitivitätsrechnung (siehe Kapitel 8.2.3) detailliert analysiert. In diesem Szenario werden die Kosten wieder auf 4.000 \$/kW gesenkt.

CO₂-Minderungspfade

Die im CORECCS-Modell verwendeten regionalen CO₂-Minderungspfade wurden aus Frankel und Bosetti (2007, 2010 und 2012) abgeleitet (siehe dazu Kapitel 4.3.2.1 und 4.3.3). Um zu einem konsistenten Parametersatz zu gelangen, sind ausgehend von dieser Datengrundlage folgende Probleme zu lösen: a) die Regionen von Frankel und Bosetti sind nicht deckungsgleich mit den im CORE/CORECCS-Modell verwendeten Regionen und b) Frankel und Bosetti haben Minderungspfade modelliert, die sämtliche CO₂-Emissionen eines Landes umfassen. Um die Minderungspfade auf CORECCS zu übertragen, wurde vor allem auf IEA Berichte zu weltweiten CO₂-Emissionen zurückgegriffen.⁵⁷⁹ In einem ersten Schritt werden die Regionen (USA, WEUR, TE, SASIS, CHINA) aus den Artikeln von Frankel und Bosetti auf Länderebene aufgebrochen. Aus den IEA Berichten ist dann anhand der Emissionen aus dem Elektrizitätssektor der durchschnittliche Anteil des Elektrizitätssektors an den CO₂-Emissionen in der jeweiligen Region berechnet worden. Im nachfolgenden zweiten Schritt sind die relativen CO₂-Minderungen für die Regionen auf identische relative Minderungen im Elektrizitätssektor aller Länder innerhalb der jeweiligen Regionen für den Betrachtungszeitraum bis 2100 übertragen worden. Im dritten Schritt sind dann die einzelnen Länder den Regionen des CORECCS-Modells zugeordnet worden. Erneut konnte der durchschnittliche Anteil des Elektrizitätssektors an den gesamten Emissionen pro Region ermittelt werden. Der Verlauf der Minderungspfade von Frankel und Bosetti bis 2100 ist dann auf die neuen Regionen (CORECCS) und nur auf den Anteil des Elektrizitätssektors übertragen worden. Eine grafische Darstellung dieser Minderungspfade findet sich in Kapitel 8.2.

⁵⁷⁹ Vgl. IEA (2010); IEA (2011a); IEA (2012a); IEA (2013b); IEA (2014). IEA Berichte nach 2010 wurden vor allem zur Überprüfung der genutzten Daten mit den tatsächlich gemessenen globalen CO₂-Emissionen herangezogen. Es stellte sich heraus, dass der Ansatz robuste Ergebnisse liefert und es im Jahr 2010 und auch in den Folgejahren keine nennenswerten Abweichungen zu den globalen CO₂-Emissionen ergeben.

8.1.3 Modellerweiterung um die CCS-Technologien

Nachfolgend werden die Gleichungen dargestellt, die im Zuge der Erweiterung des CORE- auf das CORECCS-Modell von besonderer Bedeutung sind.⁵⁸⁰

Die im Ursprungsmodell CORE verwendete Zielfunktion C^{sys} ist in Gleichung (8-1)⁵⁸¹ dargestellt.⁵⁸² Die Systemkosten C^{sys} werden über die Stützjahre (y) 2010 bis 2100 minimiert.⁵⁸³ Die dabei berücksichtigten Kosten sind Brennstoffkosten $C_{fuel,r,y,\lambda}^{fuel}$, überregionale Transportkosten $C_{r,r',y,\lambda}^{tra}$, nicht-brennstoffbezogene operative Kosten $C_{u,r,y}^{op}$, annualisierte Rückbaukosten $C_{u,r,y}^{dec}$ und annualisierte Investitionskosten $C_{u,y}^{ainv}$.

$$\begin{aligned}
 C^{sys} = & \sum_{fuel} \sum_r \sum_y \sum_\lambda (\delta_y C_{fuel,r,y,\lambda}^{fuel}) + \sum_r \sum_{r'} \sum_y \sum_\lambda (\delta_y C_{r,r',y,\lambda}^{tra}) \\
 & + \sum_u \sum_r \sum_y (\delta_y C_{u,r,y}^{op}) + \sum_u \sum_r \sum_y (\delta_y C_{u,r,y}^{dec}) + \sum_u \sum_y (\delta_y C_{u,y}^{ainv})
 \end{aligned}
 \tag{8-1}$$

Um die CCS-Technologie in das Modell zu implementieren, wird die Zielfunktion aus CORE um die Speicherkosten $C_{r,y,\chi}^{CCS,sto}$ und die Transportkosten $C_{r,y,\chi}^{CCS,tra}$ des abgeschiedenen Kohlenstoffdioxids erweitert. Die im Kapitel 8.1.2 näher beschriebenen Inputparameter für die CCS-Kraftwerke werden im Rahmen der Brennstoff-, der operativen, der Rückbau- und der annualisierten Investitionskosten innerhalb von C^{sys} berücksichtigt.⁵⁸⁴ Somit ergibt sich die neue Zielfunktion $C^{sys,CCS}$ (siehe Gleichung (8-2)).

⁵⁸⁰ Die Notation des CORE-Modells wurde an die Notationen des E2M2s- und GEM2s-Modells angepasst. Eine Übersicht über die original verwendete Notation in CORE findet sich in Wagner, F. (2012) auf den Seiten 125 und 126. Im Symbolverzeichnis der vorliegenden Dissertation sind für das CORECCS-Modell nur die Notationen aufgeführt, die sich von E2M2s und GEM2s unterscheiden.

⁵⁸¹ In wissenschaftlichen Texten wird zumeist auf Gleichungen als auch auf Formeln verwiesen, wenn mathematische Beziehungen dargestellt / diskutiert werden. Es kann irritierend sein, wenn ein Sachverhalt als Gleichung bezeichnet wird, obwohl es sich objektiv um eine Ungleichung handelt, da sich in diesem Fall Referenz und mathematische Bedeutung unterscheiden. Der Autor verwendet den Begriff Gleichung(en), wenn eine tatsächliche, mathematische Gleichung dargestellt wird. Der Begriff Formel(n) wird verwendet, wenn mathematisch eine Ungleichung dargestellt wird.

⁵⁸² Vgl. Wagner, F. (2012), S. 127 ff.

⁵⁸³ Mit r = Regionen, y = Jahr, λ = Lastsegment, δ_y = Barwertfaktor, u = Einheit/Kraftwerk.

⁵⁸⁴ Die CCS-Technologien wurden dem bestehenden Set an Kraftwerkstechnologien hinzugefügt. Die zugehörigen Brennstoffe werden über eine Brennstoffmatrix den jeweiligen CCS-Technologien zugeordnet. Darüber hinaus wurde das Set, welches die Wirkungsgrade aller Kraftwerkstechnologien beinhaltet, um die Wirkungsgrade der CCS-Technologien erweitert (siehe Tabelle 20).

$$C^{sys,CCS} = C^{sys} + \sum_r \sum_y \sum_\chi (\delta_y C_{r,y,\chi}^{CCS,sto}) + \sum_r \sum_y \sum_\chi (\delta_y C_{r,y,\chi}^{CCS,tra}) \quad (8-2)$$

Die berücksichtigten Speicher- und Transportkosten können weiter aufgeschlüsselt werden. Speicherkosten sind definiert als die zu speichernde Menge CO₂ $Stor_{r,y,\chi}^{CCS}$ multipliziert mit den Kosten für Onshore- und Offshorespeicherung $c_\chi^{CCS,sto}$.⁵⁸⁵ Dieser Zusammenhang ist in Gleichung (8-3) aufgezeigt. In Kapitel 6.4 wurde erklärt, dass in den Speicherkosten pro Tonne CO₂ sowohl variable als auch fixe Kosten enthalten sind.

$$C_{r,y,\chi}^{CCS,sto} = Stor_{r,y,\chi}^{CCS} * c_\chi^{CCS,sto} \quad (8-3)$$

Die Transportkosten, die ebenfalls variable und fixe Kosten pro Tonne CO₂ enthalten, finden sich in Gleichung (8-4). Die abgeschiedene Menge CO₂ $Stor_{r,y,\chi}^{CCS}$ wird mit den fixen und variablen Transportkosten pro Tonne $c_\chi^{CCS,tra}$ und der hinterlegten regionalen durchschnittlichen Entfernung bis zum Speicher $dist_{r,\chi}^{CCS}$ multipliziert. Dabei wird wiederum zwischen Kosten für Onshore- und Offshore unterschieden.

$$C_{r,y,\chi}^{CCS,tra} = Stor_{r,y,\chi}^{CO_2} * dist_{r,\chi}^{CCS} * c_\chi^{CCS,tra} \quad (8-4)$$

Wie aus den zuvor erläuterten Gleichungen zu entnehmen ist, wird innerhalb des Modells zwischen Onshore- und Offshorespeicherung und -transport unterschieden. Um dies zu ermöglichen, wird die von den CCS-Kraftwerken abgeschiedene Menge Kohlenstoffdioxid $V_{r,y}^{CCS}$ in die beiden Variablen $Stor_{r,y,ons}^{CO_2}$ und $Stor_{r,y,off}^{CO_2}$ aufgeteilt (siehe Gleichung (8-5)). Bei der Nutzung der CO₂-Speicher muss zudem gewährleistet sein, dass die eingespeicherte Menge immer kleiner ist als die Kapazität des Speichers. Nähere Erläuterungen in Bezug auf die Modellierung von Füllstandsveränderungen im Zeitverlauf finden sich bei der detaillierten Beschreibung des E2M2s- und GEM2s-Modells (siehe Formeln (9-9) und (9-10)).

⁵⁸⁵ χ unterscheidet zwischen Onshore und Offshore (z.B. in Bezug auf Speicherkosten bzw. -mengen).

$$V_{r,y}^{CCS} = Stor_{r,y,onshore}^{CO_2} + Stor_{r,y,offshore}^{CO_2} \quad (8-5)$$

Die von den CCS-Kraftwerken abgeschiedene Kohlenstoffdioxidmenge $V_{r,y}^{CCS}$ wird entsprechend Gleichung (8-6) ermittelt. Die Stromproduktion $P_{u,r,y,\lambda}$ (für jede Technologie, Region, Jahr und Lastsegment) wird durch den Wirkungsgrad η_u geteilt, um den Brennstoffeinsatz zu erhalten. Dieser wird dann mit der jeweiligen CO₂-Intensität ε_{fue} und der Abscheidungsrate cr_u multipliziert. Diese Menge wird über die Lastsegmente und die Technologien summiert.

$$V_{r,y}^{CCS} = \sum_{\lambda} \sum_u \frac{P_{u,r,y,\lambda}}{\eta_u} * \varepsilon_{fue} * cr_u \quad (8-6)$$

Eine wesentliche Veränderung des Ursprungsmodells ergibt sich aus der Implementierung der regionalen CO₂-Grenzen $B_{r,y}^{CO_2}$. In jedem Zeitschritt muss die insgesamt in einer Region emittierte Menge CO₂ immer kleiner oder gleich dem für diese Region vorgegebenen Emissionslimit sein. Dabei wird erneut die aus der Stromproduktion $P_{u,r,y,\lambda}$ resultierende Menge CO₂ unter Berücksichtigung des Wirkungsgrades η_u und der CO₂-Intensität ε_{fue} berechnet. Die beim Verbrennungsprozess entstehenden CO₂-Emissionen werden bei CCS-Kraftwerken um die abgeschiedene Menge $V_{r,y}^{CCS}$ CO₂ reduziert.

$$B_{r,y}^{CO_2} \geq \sum_u \sum_{\lambda} \frac{P_{u,r,y,\lambda}}{\eta_u} * \varepsilon_{fue} - V_{r,y}^{CCS} = \sum_u \sum_{\lambda} \frac{P_{u,r,y,\lambda}}{\eta_u} * \varepsilon_{fue} * (1 - cr_u) \quad (8-7)$$

Die fundamentalen Beziehungen des Strommarktes umfassen noch zahlreiche weitere Gleichungen. Darunter fallen z.B. die Nachfragedeckung (es muss ausreichend Strom produziert werden, um die vorgegebene Nachfrage zu befriedigen), Kapazitätsrestriktionen (es kann nicht mehr produziert werden als durch verfügbare Kapazitäten vorgegeben ist), Stromaustauschrestriktionen (u.a. Berücksichtigung von Leitungsverlusten, Berücksichtigung von importiertem/exportiertem Strom bei Nachfragedeckung) oder die Berücksichtigung von Speichertechnologien (Zeitpunkte Ein- und Ausspeicherung, Berücksichtigung bei Nachfragedeckung, Wirkungsgrade). Diese wesentlichen Gleichungen

bleiben im CORECCS im Vergleich zu CORE unverändert. Detaillierte Darstellungen über diese Gleichungen finden sich bei Wagner (2012) in Kapitel 6.

Nachfolgend werden die Szenarien vorgestellt, die mit Hilfe des Modells CORECCS berechnet und analysiert werden. Mit Hilfe der Szenarien werden den zuvor beschriebenen wesentlichen Einflussgrößen unterschiedliche Werte zugeteilt, um anschließend den Einfluss dieser Größen genauer zu erklären.

8.2 Szenarien und Sensitivitäten für CORECCS

Auf globaler Ebene werden insgesamt zwei Szenarien und drei Sensitivitäten modelliert. Da der globale Klimaschutz im Zentrum der vorliegenden Arbeit steht, unterscheiden sich die zwei Szenarien vor allem hinsichtlich des implementierten Minderungspfades für Kohlenstoffdioxid. Dabei werden für die unterschiedlichen Regionen eigene Minderungspfade vorgegeben. Diese Minderungspfade wurden aus den Artikeln von Frankel und Bosetti (siehe Kapitel 4.3.3.4) abgeleitet. Diese dort vorgestellten Szenarien (500 ppm und 460 ppm) zeigen die unterschiedlichen Auswirkungen in Abhängigkeit von der Erreichung einer bestimmten CO₂-Konzentration in ppm im Jahr 2100 und damit einhergehend eine Reduktion des durch den Klimawandel verursachten Temperaturanstieges. Des Weiteren werden insgesamt noch drei Sensitivitäten berechnet: Sensitivität *Kernenergie*, Sensitivität *Globales CO₂-Limit* und die Sensitivität *Kein CO₂-Limit*.

In der Kernenergiesensitivität wird die Sensitivität in Bezug auf die Investitionskosten von Nuklearkraftwerken untersucht. Diese Sensitivität wird modelliert, da sowohl die CCS- als auch die Nukleartechnologie (nahezu) CO₂-frei und steuerbar sind und ggf. einander substituieren können. Weitere Parameter wie Brennstoffkosten oder Stromnachfrage werden nicht verändert. Im Vergleich zu den zwei weiteren Sensitivitäten werden die Ergebnisse dieser Sensitivität ausführlicher dargestellt, da zu erwarten ist, dass das Modell sehr sensitiv auf die Änderung der Kernenergie-Investitionskosten reagiert und sich im Vergleich zu den Standardszenarien deutliche Unterschiede im Hinblick auf die CCS-Diffusion ergeben. Als zweite Sensitivität wird berechnet, welche Änderungen sich ergeben, wenn anstatt der regionalen CO₂-Grenzen nur ein globales CO₂-Emissionsreduktionsziel vorgegeben wird. Damit wird die in Kapitel 4.1.2.3 vorgestellte Theorie überprüft, dass ein globaler Zertifikatehandel ökonomische Vorteile gegenüber ei-

nem regionalen Ansatz hat. Schließlich wird im Rahmen der dritten Sensitivität noch jegliche CO₂-Beschränkung aufgehoben. Dabei wird überprüft, inwieweit das Modell dann überwiegend auf die günstigen, aber CO₂-intensiven fossilen Kraftwerkstechnologien zurückgreift und welche CO₂-Emissionen damit einhergehen.

8.2.1 500 ppm-Szenario

Nach der in Kapitel 8.1 beschriebenen Methodik wurden CO₂-Minderungspfade für die unterschiedlichen Regionen hergeleitet. Tabelle 25 zeigt die numerischen Werte der Minderungspfade für die regionalen Elektrizitätssektoren bis zum Jahr 2100.

Tabelle 25: Regionale Emissionsgrenzen (Gt) des Stromsektors (500 ppm-Szenario)

	AFR	ASI	LAM	MEA	NAM	OCE	TRA	WEU	GLOBAL
2010	0,56	5,75	0,23	0,49	3,13	0,25	1,64	1,30	13,35
2020	0,58	6,70	0,28	0,58	2,13	0,25	1,55	1,05	13,12
2030	0,50	6,92	0,34	0,55	1,82	0,19	1,29	0,80	12,42
2050	0,39	3,82	0,17	0,34	0,67	0,09	0,68	0,29	6,47
2075	0,24	2,04	0,08	0,23	0,14	0,03	0,37	0,08	3,21
2100	0,16	1,32	0,06	0,14	0,08	0,02	0,19	0,06	2,03

Die nachfolgende Abbildung 31 zeigt die CO₂-Emissionsgrenzen für ausgewählte Regionen des CORECCS-Modells.⁵⁸⁶

⁵⁸⁶ Auf die Darstellung der Regionen AFR, MEA, LAM und OCE wurde aus Gründen der Übersichtlichkeit verzichtet.

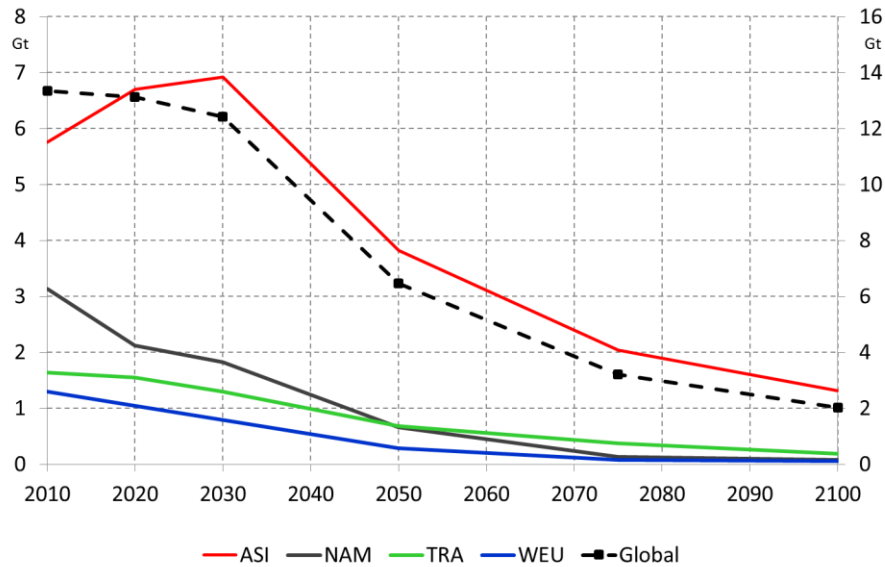


Abbildung 31: Linear interpolierte CO₂-Grenzen für ausgewählte Regionen im Szenario 500 ppm (regional = linke Achse, global = rechte Achse)

Die Annahmen und Besonderheiten dieser Minderungspfade wurden bereits in Kapitel 4.3.3 ausführlich diskutiert. Die gestrichelte schwarze Linie zeigt die globale CO₂-Emissionsobergrenze für den Elektrizitätssektor (rechte Achse), die farbigen Linien zeigen die regionalen Grenzen (linke Achse). Für das 500 ppm-Szenario gilt z.B. für das Jahr 2030 die Nebenbedingung, dass alle Regionen zusammen nicht mehr als 12,4 Gt CO₂ emittieren dürfen. Bis zum Jahr 2100 sinkt diese Obergrenze auf 2 Gt. Nach den Berechnungen von Frankel und Bosetti wird mit Einhaltung dieser globalen CO₂-Emissionsbeschränkungen bis 2100 die globale Erwärmung auf 2° Celsius begrenzt.⁵⁸⁷ Das 500 ppm-Szenario wird im Rahmen dieser Arbeit als Vergleichs-/Referenzszenario behandelt. Nachfolgende Sensitivitäten werden anhand dieses Szenarios durchgeführt. Auch in Bezug auf die zweite Stufe, der detaillierten Modellierung von Europa/Deutschland, sind z.B. die Emissionsgrenzen zwischen dem 500 ppm-Szenario in CORECCS und dem Climate-Szenario in E2M2s identisch.

8.2.2 460 ppm-Szenario

Es sei noch einmal darauf hingewiesen, dass das 460 ppm-Szenario von Frankel und Bosetti drei bzw. fünf Jahre nach der Berechnung des 500 ppm-Szenarios modelliert wurde.

⁵⁸⁷ Berechnet man das Integral des globalen CO₂-Limits, dann dürfen über alle Jahre zwischen 2010 und 2100 maximal 643 Gigatonnen CO₂ durch den Elektrizitätssektor ausgestoßen werden.

Das bedeutet, dass verschiedene Inputparameter wie Bevölkerung oder BIP-Daten zwischenzeitlich aktualisiert wurden, was aber nur einen begrenzten Einfluss auf die Ergebnisse hat. Durch die Verschärfung des Zieles, anstatt eine CO₂-Konzentration von 500 ppm jetzt eine Konzentration von maximal 460 ppm zu erreichen, berechnet das WITCH-Modell von Frankel und Bosetti andere Emissionsreduktionspfade im Vergleich zum älteren Szenario. Zunächst werden in Tabelle 26 die numerischen Werte für das 460 ppm-Szenario dargestellt.

Tabelle 26: Regionale Emissionsgrenzen (Gt) des Stromsektors (460 ppm-Szenario)

	AFR	ASI	LAM	MEA	NAM	OCE	TRA	WEU	GLOBAL
2010	0,56	5,75	0,23	0,49	3,13	0,25	1,64	1,30	13,35
2020	0,57	6,55	0,28	0,59	2,80	0,16	1,63	0,93	13,51
2030	0,56	5,37	0,19	0,50	1,51	0,11	1,35	0,81	10,40
2050	0,44	2,57	0,10	0,25	0,49	0,06	0,63	0,40	4,94
2075	0,34	1,38	0,06	0,13	0,23	0,03	0,25	0,13	2,55
2100	0,23	0,66	0,03	0,06	0,11	0,01	0,09	0,07	1,28

Die Summe über die einzelnen Zeitschritte zeigt die Reduktion der zulässigen CO₂-Emissionen auf. Im 500 ppm-Szenario ergibt die Summe 50,6 Gt, im 460 ppm-Szenario ergibt die Summe nur noch 46,03 Gt, was einer Reduktion um ca. 9% entspricht. Im Vergleich zum 500 ppm-Szenario verändern sich die Obergrenzen in einigen Regionen wie z.B. ASI deutlich. Abbildung 32 zeigt eine grafische Aufbereitung der Daten.

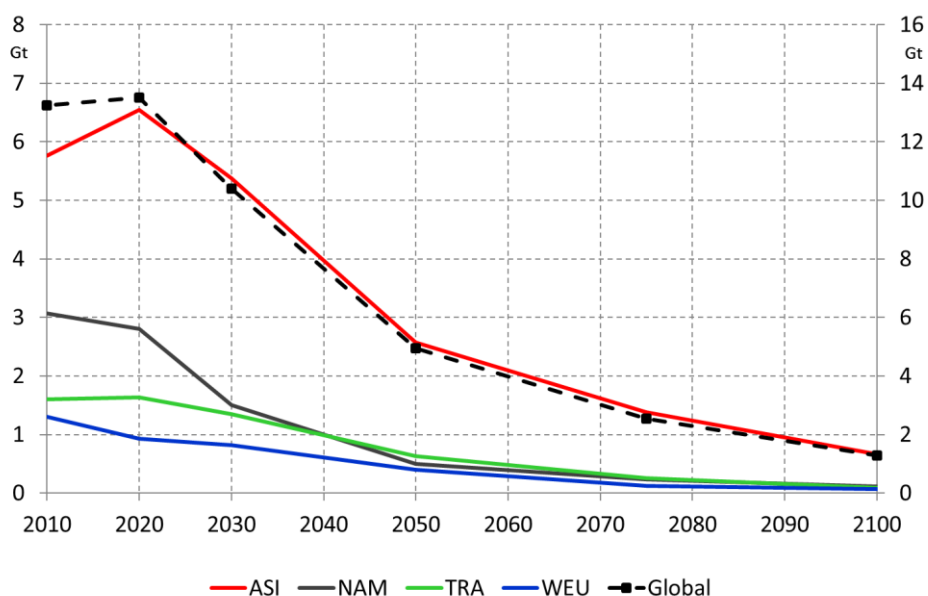


Abbildung 32: Linear interpolierte CO₂-Grenzen für ausgewählte Regionen im Szenario 460 ppm (regional = linke Achse, global = rechte Achse)

Die Veränderungen der CO₂-Emissionsgrenzen zwischen den beiden Szenarien sind in Tabelle 27 dargestellt. Rosa hinterlegte Felder zeigen eine Verschärfung des Limits im Vergleich zum 500 ppm-Szenario und grüne Felder zeigen eine Entspannung.

Tabelle 27: Vergleich der CO₂-Grenzen (Gt) zwischen 460 - und 500 ppm-Szenario

	AFR	ASI	LAM	MEA	NAM	OCE	TRA	WEU
2020	-0,01	-0,16	0,00	0,01	0,67	-0,09	0,09	-0,12
2030	0,06	-1,55	-0,15	-0,05	-0,31	-0,08	0,05	0,02
2050	0,05	-1,26	-0,07	-0,10	-0,17	-0,03	-0,06	0,11
2075	0,10	-0,66	-0,02	-0,10	0,09	0,00	-0,12	0,04
2100	0,07	-0,66	-0,03	-0,08	0,03	-0,01	-0,09	0,01

Auffällig ist, dass im Vergleich zum Szenario 500 ppm ein Großteil der zusätzlichen Minderung auf die Region ASI gewälzt wird. Der Peak tritt im Gegensatz zum 500 ppm-Szenario früher auf und im weiteren Verlauf ist der Minderungspfad deutlich ambitionierter. Über den gesamten Zeitraum dürfen in diesem Szenario maximal 540 Gt emittiert werden. In diesem Szenario wird erneut deutlich, welches Gewicht die Region ASI für die Zielerreichung im Jahr 2100 hat. Trotz einer Verschärfung des globalen CO₂-Limits kommt es regional zu höheren Budgets (siehe Regionen NAM, WEU und AFR). Diese Lockerung geht mit einer deutlichen Verschärfung in der Region ASI einher. Wie bereits in Kapitel 4.3.3.4 kurz erläutert, sind diese „Unstimmigkeiten“ der Methodik des WITCH-Modells von Frankel und Bosetti geschuldet. Die Einhaltung der Axiome (siehe Kapitel 4.3.3.3) führt dazu, dass NAM im Vergleich zum 500 ppm-Szenario zunächst im Jahr 2020 ein höheres Budget zugesprochen wird. Wäre dies nicht der Fall, so würde NAM aus dem Abkommen austreten und das Abkommen somit zu Fall bringen. Wie ebenfalls zuvor erläutert, ist diese Entwicklung zu hinterfragen. Die Ergebnisse sind zwar logische Konsequenzen der Methodik/Kalibrierung des WITCH-Modells; ob sich ein o.a. Abkommen mit den gezeigten Minderungspfaden in der Realität durchsetzen lässt, ist insbesondere mit Hinblick auf die Region ASI und dem direkten Vergleich zum 500 ppm-Szenario zu hinterfragen (Stichwörter historische Schuld und Fairness). Dabei ist jedoch zu beachten, dass ein direkter Vergleich mit dem 500 ppm-Szenario nicht unproblematisch ist. Falls im Rahmen eines Klimaschutzabkommens direkt ein 460 ppm-Ziel vereinbart würde, dann ergäbe sich keine „Delta-Analyse“ zu einem 500 ppm-Szenario und keine Interpretation der unterschiedlichen Reduktionspfade. Unter Berücksichtigung der Spezifika des

WITCH-Modells, der Inputparameter, der Axiome und sonstiger methodischer Besonderheiten sind die Reduktionspfade des 460 ppm-Szenarios dennoch konsistent und führen unter Berücksichtigung aller Modellannahmen zu einem funktionierenden und stabilen Klimaschutzabkommen.

8.2.3 Sensitivität Kernenergie

Dieses Szenario dient dazu, die Substituierbarkeit der beiden Technologien CCS und Kernkraft näher zu untersuchen. Dies ist insofern von Interesse, da es sich bei beiden Technologien um steuerbare und nahezu CO₂-freie Erzeugungstechnologien handelt. Aus den vorherigen Analysen kann abgeleitet werden, dass die „neue“ Technologie CCS in direkter Konkurrenz zur etablierten Kernenergie steht und beiden Technologien eine Schlüsselrolle in der globalen Klimaschutzpolitik zukommen könnte. Im Rahmen des CO-RECCS-Modells ist der Ausbau von Kernkraftwerken nur durch eine begrenzte Brennstoffverfügbarkeit eingeschränkt. Die Parameter für die Kernenergiesensitivität werden aus dem 500 ppm-Szenario unverändert übernommen, lediglich die Investitionskosten für Kernenergie werden von 7.000 auf 4.000 USD/kW gesenkt (minus 43%).⁵⁸⁸ Mittels dieses Szenarios kann analysiert werden, ob die Reduzierung der Investitionskosten dazu führt, dass die Kernenergie gegenüber der CCS-Technologie bevorzugt wird und welche Auswirkungen sich dadurch auf den Strom- und den CO₂-Preis ergeben.

8.2.4 Sensitivität Globales CO₂-Limit

Mittels dieser Sensitivität wird analysiert, welche Veränderungen sich bei dem Zielfunktionswert des Modells (= Kosten) und dem Technologiemarkt in den verschiedenen Regionen ergeben, wenn anstatt regionaler Emissionsgrenzen nur ein globaler CO₂-Emissionsreduktionspfad vorgegeben wird. In Kapitel 4.1.2.3 wurde erwähnt, dass in der Theorie eine globale Grenze kosteneffizienter sein sollte als eine Vielzahl regionaler Grenzen. Dies soll im Rahmen dieser Sensitivität untersucht werden. Bei Vorgabe einer globalen

⁵⁸⁸ Die Senkung liegt im Rahmen der Investitionskostenabschätzung, die sich in OECD/NEA und OECD/IEA (2015), S. 24 findet. Für China, die in den vergangenen Jahren die größten Erfahrungen in Bezug auf Kernkraftwerksneubauten gesammelt haben, werden Investitionskosten in Höhe von 3.500 USD/kW angegeben. Für Europa werden 5.500 USD/kW angegeben, wobei wie zuvor erwähnt (siehe Kapitel 8.1.2), die Neubauten in Flamanville (Bau eines EPR) und Olkiluoto (EPR) weit über den zu Beginn geschätzten Kosten liegen.

Emissionsgrenze kann das Modell die unterschiedlichen regionalen CO₂-Vermeidungskosten berücksichtigen und kann so die globale Emissionsgrenze ggf. zu niedrigeren Kosten erreichen. Für den Klimawandel ist es – wie mehrfach erwähnt – irrelevant, wo CO₂ letztendlich vermieden wird. Grundlage dieser Sensitivität ist wiederum das 500 ppm-Szenario. Bis auf das Emissionslimit werden keine weiteren Änderungen vorgenommen.

8.2.5 Sensitivität Kein CO₂-Limit

Diese Sensitivitätsrechnung dient in erster Linie dazu, eine Referenzentwicklung zu berechnen und zu zeigen, zu welchem Technologiemark das Modell kommt, wenn keine Emissionsreduktionen vorgegeben werden. Dazu werden sämtliche Restriktionen in Bezug auf CO₂-Emissionen aufgehoben. Vor allem in den Grundlastsegmenten ist unter diesen Bedingungen ein Ausbau von Steinkohlekraftwerken zu erwarten. Eine Reserven-/Ressourcenbeschränkung für Steinkohle ist in dem Modell nicht verankert, die einen ungebremsten Ausbau verhindern könnte.

Diese Rechnung kann entsprechend auch als Worst Case-Betrachtung verstanden werden. Tritt die vermutete massive Nutzung von Steinkohlekraftwerken ein, dann werden die globalen CO₂-Emissionen entsprechend auf ein Niveau ansteigen, das weit von allen zuvor genannten „klimaverträglichen“ Emissionsniveaus entfernt ist. Nach den Erkenntnissen der Kapitel 2 und 2 würde ein solches Szenario vermutlich zu einem stark beschleunigten Klimawandel mit schweren Folgen für Menschen und Ökosysteme führen.

8.3 Verknüpfung zwischen den verwendeten Modellen (Fokus auf globale und europäische Ebene)

Wie schon in Kapitel 7.5 erläutert, wird im Rahmen der vorliegenden Arbeit ein zweiteiliger Ansatz gewählt, der zunächst globale Entwicklungen und nachgelagert Entwicklungen in Deutschland (als Teil von Europa) analysiert. Dabei erfolgt jedoch keine direkte Kopplung des CORECCS- mit dem deutschen GEM2s bzw. dem übergelagerten europäischen E2M2s-Modell; d.h. es werden keine Ergebnisse aus CORECCS in das E2M2s-Modell übergeben. Es wird jedoch eine hohe Synchronisation diverser Inputparameter durchgeführt, um möglichst konsistente Ergebnisse mit dem globalen Modell CORECCS und dem europäischen Modell E2M2s zu erzielen. Dabei werden für die Region WEU in vier Bereichen Abgleiche durchgeführt. Damit soll gewährleistet werden, dass für die in

beiden Modellen abgebildete Region Europa zu einem großen Teil identische Inputparameter gelten.

Ein wesentlicher Input ist bei beiden Modellen der vorgegebene CO₂-Minderungspfad der Region WEU. Dazu wird der Emissionsreduktionspfad des 500 ppm-Szenarios aus CORECCS mit dem Szenario Climate des E2M2s-Modells gleichgesetzt. Aufgrund des unterschiedlichen Betrachtungszeitraums der beiden Modelle erfolgt dies bis zum Jahr 2050. Danach erfolgt im CORECCS-Modell eine weitere CO₂-Reduktion bis zum Jahr 2100 gemäß den zuvor dargestellten Minderungspfaden. Einen weiteren wesentlichen Input stellen die Preise für fossile Brennstoffe dar. Die Brennstoffpreismatrix ist für beide Modelle bis zum Jahr 2050 für die Region WEU identisch (siehe Tabelle 24). Die Umrechnung zwischen USD und EUR erfolgte anhand des durchschnittlichen Wechselkurses der Jahre 2008 bis 2013. In einem dritten Schritt wurden die Investitionskosten für die CCS-Technologien für alle Modelle gleichgesetzt. Die aus Kapitel 6 abgeleiteten variable Kosten sind ebenfalls für alle Modelle identisch (siehe Tabelle 22). Darüber hinaus sind die Speicherpotenziale für Kohlenstoffdioxid in den Modellen CORECCS und E2M2s für die Region WEU identisch und der Einsatz der CCS-Technologie unterliegt den selben Speicherrestriktionen. Detaillierte Beschreibungen hinsichtlich der Verknüpfung zwischen dem europäischen und dem deutschen Modell finden sich in dem nachfolgenden Kapitel.

9 Modellierung des Strommarktes in Europa und Deutschland

Um den Einsatz der CCS-Technologie in Europa und Deutschland näher zu analysieren, werden zwei kombinierte Modelle verwendet. Diese werden im vorliegenden Kapitel beschrieben. Die Ausführungen entsprechen der Darstellung in dem Artikel „*The impact of carbon capture and storage on a decarbonized German power market*“⁵⁸⁹, an dem der Verfasser als einer von drei Autoren beteiligt war.⁵⁹⁰

9.1 Methodische Grundüberlegungen

Um die Relevanz der CCS-Technologie für den zukünftigen europäischen und deutschen Strommarkt zu modellieren, wird ein zweistufiger Modellierungsansatz verwendet. Dabei ist die europäische Modellierung als Zwischenschritt zu verstehen, um der Einbettung Deutschlands in den europäischen Strommarkt gerecht zu werden und wesentliche Inputparameter für Deutschland abzuleiten. Dabei werden Wechselwirkungen zwischen dem europäischen und dem deutschen Strommarkt z.B. in Form von Stromim- und -exporten, CO₂-Emissionen oder dem Ausbau der Erneuerbaren Energien berücksichtigt. Diese werden zunächst auf europäischer Ebene berechnet und dann an das Deutschlandmodell übergeben. Dazu wird für die Modellierung des europäischen Strommarktes ein stochastisches Fundamentalmodell (E2M2s)⁵⁹¹ verwendet. Ausgehend von diesem Modell ist ein zweites Modell entwickelt worden, welches speziell den deutschen Strommarkt abbildet (GEM2s).⁵⁹² Der wesentliche Unterschied zwischen den zwei Modellen besteht in einer höheren regionalen Auflösung und einer detaillierteren Abbildung der CCS-Technologie im GEM2s-Modell gegenüber dem E2M2s-Modell. Darüber hinaus ist im GEM2s ein intertemporaler Modellierungsansatz implementiert, um die Nutzung der CO₂-Speicher besser abbilden zu können. Eine schematische Darstellung der Verknüpfung der beiden Modelle findet sich in Abbildung 33.

⁵⁸⁹ Siehe Spiecker, S.; Eickholt, V. und Weber, C.; (2014).

⁵⁹⁰ Der Autor hat im Rahmen des o.a. Artikels sämtliche Daten zur CCS-Prozesskette er- und aufgearbeitet, so dass diese als Input in das E2M2s und GEM2s-Modell implementiert werden konnten. Darüber hinaus hat der Autor aktiv an der modellseitigen Implementierung der notwendigen Formeln gearbeitet. Die Interpretation der Ergebnisse mit Fokus auf die CCS-Technologie oblag ebenfalls dem Autor der vorliegenden Arbeit.

⁵⁹¹ European Electricity Market Model stochastic version (E2M2s). Weitere Ausführungen finden sich in Swider, D. und Weber, C. (2007).

⁵⁹² German Electricity Market Model stochastic version (GEM2s).

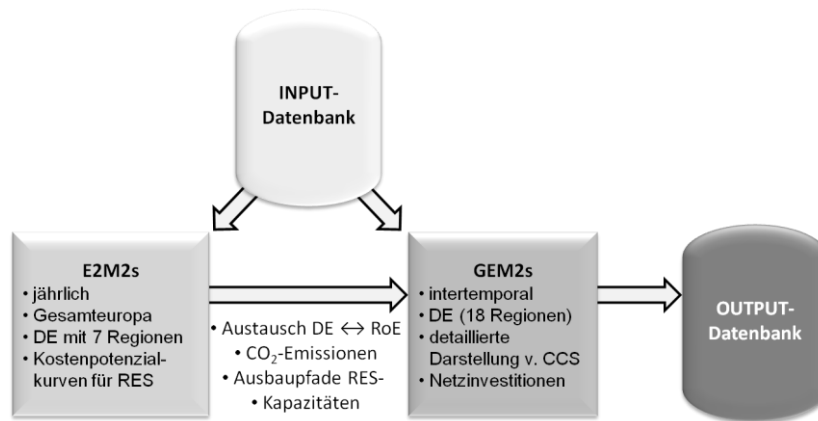


Abbildung 33: Darstellung Modellrahmen für das E2M2s- und GEM2s-Modell

Das E2M2s-Modell unterstellt einen funktionierenden wettbewerblichen Markt. Das Ziel der Optimierung ist es, den Strom - und Wärmebedarf zu den geringsten möglichen Kosten zu decken. E2M2s ist ein lineares stochastisches Optimierungsmodell und ist in der Programmiersprache GAMS (General Algebraic Modeling System) implementiert.⁵⁹³

Wesentliche Inputparameter für das Modell sind die Strom- und Wärmenachfrage, Produktions- sowie Übertragungs- und Pump-/Speicherkapazitäten. Das Modell bestimmt für jedes Betrachtungsjahr simultan einen Vektor, der die Gesamtkosten der Nachfragedeckung unter Berücksichtigung von Nebenbedingungen wie Lastrestriktionen und technischen Kraftwerksparametern minimiert. Investitionen in neue Kraftwerke werden ebenso wie der Kraftwerkseinsatz und die Lastflüsse endogen berechnet. Dabei werden in Abhängigkeit von den erzielbaren Volllaststunden (und damit verbunden Deckungsbeiträgen) unterschiedliche Investitionen vorgenommen. Durch die Berücksichtigung von operativen Kosten und Investitionskosten wird dies in der Zielfunktion abgebildet und führt zu Investitionsentscheidungen und Preisverläufen, die der Peak-Load-Pricing-Theorie nach Boiteux⁵⁹⁴ entsprechen.

Die steigende Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer Energien wie Wind- oder PV-Anlagen hat einen erheblichen Einfluss auf die Strommärkte. Vor diesem Hintergrund ist es sinnvoll, für jedes Jahr 8.760 Stunden zu modellieren, um alle möglichen Einspeiseszenarien zu berücksichtigen. Eine derart detaillierte Modellierung würde aber dazu führen, dass sich die Rechenzeit exponentiell erhöht. Dieses Problem wird umgangen, indem

⁵⁹³ Detaillierte Informationen finden sich auf <https://www.gams.com/>. Weitere Ausführungen finden sich auch bei Spiecker, S. und Weber, C. (2014).

⁵⁹⁴ Boiteux, M. (1960).

typische Zeitsegmente modelliert werden. Gleichzeitig werden mittels eines stochastischen Ansatzes die kurzfristigen fluktuierenden Einspeisungen von Wind und PV berücksichtigt. Im Gegensatz zu einem deterministischen Ansatz berücksichtigt das Modell im Rahmen des stochastischen Ansatzes in jedem Zeitschritt unterschiedliche zukünftige Einspeisezustände von Wind- und PV-Anlagen mit ihren jeweiligen Eintrittswahrscheinlichkeiten als Knoten in einem Zustandsbaum. Die Herausforderung liegt dabei darin, stochastische Einflüsse in einem sehr großen System abzubilden. Durch das Rekombinieren der Knoten in jedem Zustand (siehe Abbildung 34) wird das exponentielle Anwachsen der Knotenanzahl (der sogenannte *curse of dimensionality*) verhindert.

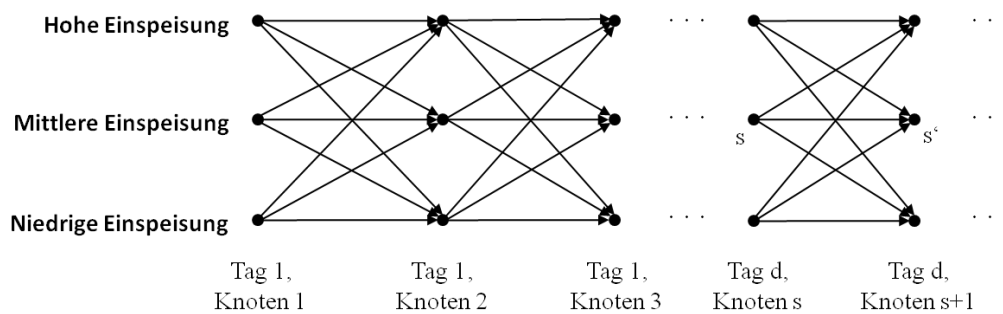


Abbildung 34: Konzept eines rekombinierenden Entscheidungsbaumes

Um die Eintritts- und Übergangswahrscheinlichkeiten der Knoten ableiten zu können, sind historische Wind- und PV-Daten mittels einer Cluster-Analyse untersucht und entsprechende Werte abgeleitet worden.⁵⁹⁵

Wie bereits erwähnt werden typische Zeitsegmente verwendet, um die Rechenzeit zu reduzieren. Zum einen müssen die Zeitsegmente kurz genug sein, um die Fluktuationen der Erneuerbaren und Schwankungen der Last zu berücksichtigen. Dies hat einen deutlichen Einfluss auf den modellierten Kraftwerkseinsatz unter Berücksichtigung von Anfahrkosten und Kosten für einen Teillastbetrieb. Zum anderen muss ein komplettes Jahr modelliert werden, um z.B. Investitionen in Kraftwerke und den Betrieb von großen Wasserspeichern ausreichend zu berücksichtigen. Entsprechend werden acht Typtage innerhalb eines Jahres modelliert. Diese acht Typtage entsprechen jeweils einem Arbeits- und einem Wochenendtag in jedem dritten Monat. Jeder Typtag ist wiederum in sieben Zeitschritte unterteilt. Der erste Zeitschritt umfasst sechs Stunden. Der zweite

⁵⁹⁵ Weitere Ausführungen zu diesem Punkt sind zu finden bei Spiecker u.a. (2013).

Zeitschritt umfasst fünf Stunden und wird abgelöst von einem einstündigen dritten Zeitschritt, der die Mittagsspitze abbildet. Die restlichen vier Zeitschritte umfassen jeweils drei Stunden.

Die zu minimierenden Gesamtkosten innerhalb eines simulierten Jahres y beinhalten Betriebskosten $OC_{r,u,t,y,n}$, Anfahrkosten $SC_{r,u,t,y,n}$ und Fixkosten $FC_{r,u,y}$. Diese Gesamtkosten werden für ein Jahr summiert über Regionen r , Kraftwerksklassen u , Zeitschritte t und stochastische Knoten n . Die Summanden werden gewichtet mit der Dauer d_t und der Häufigkeit f_t des entsprechenden Zeitsegments und der Zeitsegment bezogenen Szenariowahrscheinlichkeit $\psi_{s(t),n}$ (siehe Gleichung 9-1).

$$TC_y = \sum_r \sum_u \sum_t \sum_n (d_t f_t \psi_{s(t),n} (OC_{r,u,t,y,n} + SC_{r,u,t,y,n}) + FC_{r,u,y}) \quad (9-1)$$

Da die CO₂-Kosten endogen im Modell berechnet werden, können die Betriebskosten von Kraftwerken aufgeteilt werden in Brennstoffkosten bei minimaler Last, Brennstoffkosten für jede weitere Einheit Output und andere variable Kosten $c_u^{\text{oth,op}}$ (siehe Gleichung 9-2).

$$OC_{r,u,t,y,n} = \frac{P_{r,u,t,y}^{\text{FUEL}}}{\eta_u^m} (P_{r,u,t,y,n} - l_u L_{r,u,t,y,n}^{\text{onl}}) + \frac{P_{r,u,t,y}^{\text{FUEL}}}{\eta_u^0} l_u L_{r,u,t,y,n}^{\text{onl}} + c_u^{\text{oth,op}} P_{r,u,t,y,n} \quad (9-2)$$

In dieser Gleichung steht $P_{r,u,t,y}^{\text{FUEL}}$ für den Brennstoffpreis, η_u^m für den Teillastwirkungsgrad eines angefahrenen Kraftwerkes und η_u^0 für den Wirkungsgrad bei minimaler Teillast l_u . Der elektrische Output wird dargestellt als $P_{r,u,t,y,n}$. Die im betrachteten Zeitschritt angefahrenen Kraftwerkskapazitäten sind repräsentiert durch die Variable $L_{r,u,t,y,n}^{\text{onl}}$. Da $\eta_u^m > \eta_u^0$ ist, ist es günstiger, die Produktion der bereits angefahrenen Kraftwerke zu erhöhen als neue Kraftwerke anzufahren. Gleichzeitig ist es sinnvoll, in einem Stromversorgungssystem aus Kostengesichtspunkten die angefahrenen Kapazitäten unter Berücksichtigung des Flexibilitätsbedarfs so weit wie möglich zu reduzieren. Weitere

Gleichungen beschreiben Nebenbedingungen für den Kraftwerksbetrieb und Betriebskosten für Kraftwerke mit Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)⁵⁹⁶. In Abhängigkeit der Struktur, Flexibilität und Größe der KWK-Systeme wird die Integration von Erneuerbaren Energien entweder erleichtert oder erschwert⁵⁹⁷. Ferner finden die Anfahrkosten Berücksichtigung, da sie einen wesentlichen Einfluss auf den Kraftwerkseinsatz haben.

Bei der Betrachtung von Langzeitentwicklungen in der Stromversorgung sind zwei Aspekte von besonderer Bedeutung: Die Einsatzzeiten bzw. Vollbenutzungsstunden von Kraftwerken und die Fixkosten $FC_{r,u,y}$ inklusive der Investitionskosten. Die Wahl zwischen verschiedenen Investitionsalternativen mit entsprechenden Investitionskosten C_u^{inv} wird mit Hilfe der Variable für neu gebaute Kapazitäten $L_{r,u,y}^{new}$ modelliert.

9.2 Teilmodelle E2M2s und GEM2s

Der deutsche Strommarkt ist eng mit dem europäischen Strommarkt verknüpft. Im ersten Modellierungsschritt wird daher der Fokus auf den europäischen Strommarkt gelegt und es werden Interdependenzen bzw. Interaktionen zwischen einzelnen Ländern näher betrachtet. Wichtig für den folgenden Modellierungsschritt sind vor allem der Stromaustausch zwischen Deutschland und dem Rest von Europa (RvE)⁵⁹⁸ sowie die CO₂-Emissionen und CO₂-Preise in Abhängigkeit von europäischen CO₂-Emissionsobergrenzen. Diese CO₂-Nebenbedingungen haben einen großen Einfluss auf zukünftige Investitionen in konventionelle Kraftwerke oder Erneuerbare Energien.

In einem zweiten Modellierungsschritt werden die Ergebnisse des Europamodells als Restriktionen für das Deutschlandmodell übernommen. Um intertemporale Inkonsistenzen zu vermeiden, werden CO₂-Mengen anstatt CO₂-Preise übernommen. Im Rahmen des intertemporalen Optimierungsansatzes wird aber auch die Möglichkeit eröffnet, CO₂-Mengen zwischen den Perioden zu verschieben, da letztlich die Einhaltung der maximalen CO₂-Mengen über den gesamten Zeitraum relevant ist. Das Modell kann entsprechend viele Emissionen zu Beginn und wenige zum Ende des betrachteten Zeitraumes zulassen oder andersherum. Die CO₂-Restriktion beschränkt die Gesamtmenge

⁵⁹⁶ Siehe dazu Weber, C. (2006).

⁵⁹⁷ Vgl. Andersen, A. N. und Lund, H. (2007), S. 288–293.

⁵⁹⁸ Stromimporte und -exporte werden bestimmt durch eine optimale Produktionsallokation im Rahmen von optimierten Dispatch- und Investitionsplanungen (Nebenbedingung).

über den gesamten Optimierungszeitraum. Im Gegensatz zur ersten Modellierungsstufe ist die CCS-Technologie wesentlich detaillierter abgebildet und der Leitungsausbau (Strom + CO₂) wird endogen ermittelt, um den Trade-off zwischen Stromleitungsbau und CO₂-Infrastruktur abzubilden. Deutschland ist vor diesem Hintergrund detaillierter abgebildet und in 18 Regionen unterteilt, um die regionale Verteilung von CO₂-Speicherung und Transport präziser darzustellen. Beide Modelle greifen auf die gleichen Inputparameter zurück, um konsistente Ergebnisse zu gewährleisten. Die Konsistenz wird darüber hinaus erhöht, indem die Gesamtmenge der CO₂-Emissionen sowie Stromimporte und -exporte im zweiten Modellierungsschritt fixiert werden. Geringe Abweichungen ergeben sich lediglich aus der höheren geografischen Auflösung für Deutschland und dem intertemporalen Ansatz beim GEM2s-Modell.

9.2.1 Modellierungsschritt 1: Europa

In dem ersten Modellierungsschritt werden der Stromaustausch zwischen Deutschland und dem Rest von Europa sowie die regionalen CO₂-Emissionen berechnet. Über einen dynamischen rekursiven Modellierungsansatz basierend auf Grenzvermeidungskosten wird ein einheitlicher CO₂-Preis ermittelt, was der Logik des europäischen Emissionshandelssystems entspricht. Mit zunehmender Stringenz der CO₂-Emissionsobergrenze B^{CO_2} für den Kraftwerkssektor steigt entsprechend der Preis für ein CO₂-Zertifikat. Die Gesamtmenge des vermiedenen Kohlenstoffdioxids ist abhängig von der Gesamtproduktion (Strom und Wärme), den Kraftwerkswirkungsgraden η_u , der Abscheidungsrate von CCS-Kraftwerken cr_u und den CO₂-Emissionsraten $\varepsilon_u^{CO_2}$. Teillastwirkungsgrade werden ebenfalls berücksichtigt und die Emissionen werden genauso gewichtet wie die operativen Kosten (siehe Formel 9-3).

$$B^{CO_2} \geq \sum_r \sum_u \sum_t \sum_y \sum_n (d_t f_t \psi_{s(t),n} (1 - cr_u) \left(\frac{\varepsilon_u^{CO_2}}{\eta_u^m} (P_{r,u,t,y,n} - l_u L_{r,u,t,y,n}^{onl}) + \frac{\varepsilon_u^{CO_2}}{\eta_u^o} l_u L_{r,u,t,y,n}^{onl} \right)) \quad (9-3)$$

Die Entwicklung der Erneuerbaren Energien wird ebenfalls auf der europäischen Ebene berechnet, da deren Ausbau einen großen Einfluss auf die Stromproduktion und den

Stromtransport hat. Der im Modell endogen berechnete Ausbau der Erneuerbaren ist insofern wichtig, da die Emissionsziele vor dem Hintergrund einer koordinierten europäischen Klima- und Energiepolitik erreicht werden sollen und ein marktbasierter Ausbau der Erneuerbaren unterstellt wird. Berücksichtigt wird diese Logik über den Ansatz von Kosten-Potenzialkurven für Erneuerbare Energien.⁵⁹⁹

9.2.2 Modellierungsschritt 2: Deutschland

Der zweite Modellierungsschritt fokussiert sich auf den deutschen Strommarkt und beinhaltet eine detaillierte Darstellung der CCS-Technologie inklusive Transport- und Speicherinfrastruktur. Es wird hier ein intertemporaler Ansatz gewählt, um die intertemporalen Aspekte der Speichernutzung besser abzubilden. Entsprechend wird die gesamte Lebensdauer eines Kraftwerkes in einer Optimierung berücksichtigt. Im Gegensatz zur dynamisch-rekursiven Optimierung im ersten Modellierungsschritt wird im zweiten Schritt ein integrierter Optimierungsansatz über 40 Jahre (2010 bis 2050) gewählt. Damit ist gewährleistet, dass beim Bau eines CCS-Kraftwerkes genügend CO₂-Speicherkapazität vorhanden ist, um CO₂-Emissionen über die gesamte Lebensdauer aufzunehmen. Demzufolge ist die Zielfunktion erweitert worden, um CCS-bezogene Kosten wie die Fixkosten FC^{CCS} für die CO₂-Transportkapazitäten $C_{r \rightarrow r', y}$ einzubeziehen. Investitionskosten, andere Fixkosten und variable Transportkosten OC^{CCS} werden ebenfalls detailliert abgebildet. Die CO₂-Speicherkosten $STC_{r,u,t,y,n}^{CCS}$ sind abhängig vom Speichervolumen $Stor_{r,t,y,n}^{CO_2}$ und den einhergehenden Kosten für Investitionen c_u^{inv} und den operativen Betrieb der Speicher $c_u^{oth,fix}$. Investitionskosten werden mit dem Annuitätenfaktor a gewichtet, der abhängig vom Zinssatz i und der Nutzungszeit b_u^{life} der jeweiligen Technologie u ist (siehe Gleichungen 9-4, 9-5 und 9-6).

$$FC_{r,r',u,y}^{CCS} = a(i, b_u^{life}) c_u^{inv} C_{r \rightarrow r', y} + c_u^{oth, fix} C_{r \rightarrow r', y} \quad (9-4)$$

$$OC_{r,r',u,t,y,n}^{CCS} = c_u^{oth, op} E_{r \rightarrow r', t, y, n}^{CCS} \quad (9-5)$$

⁵⁹⁹ Eine detaillierte Beschreibung findet sich in Spiecker, S. und Weber, C. (2011).

$$STC_{r,u,t,y,n}^{CCS} = a(i, b_u^{\text{life}}) c_u^{\text{inv}} \text{Stor}_{r,t,y,n}^{CO_2} + c_u^{\text{oth, fix}} \text{Stor}_{r,t,y,n}^{CO_2} \quad (9-6)$$

Kapazitätsrestriktionen für den Transport $C_{r \rightarrow r', y}$ sind in Formel 9-7 abgebildet.

$$E_{r \rightarrow r', t, y, n} \leq C_{r \rightarrow r', y} \quad (9-7)$$

Diese Kapazitäten werden endogen bestimmt durch die Kapazitäten der Vorperiode $C_{r \rightarrow r', y-1}$ und durch Investitionen in der aktuellen Periode $C_{r \rightarrow r', y}^{\text{new}}$ (Gleichung 9-8).

$$C_{r \rightarrow r', y} = C_{r \rightarrow r', y-1} + C_{r \rightarrow r', y}^{\text{new}} \quad (9-8)$$

Beim Füllen der Speicher wird darauf geachtet, dass die gesamte eingespeicherte Menge an Kohlenstoffdioxid $H_{r,t,y,n}^{CO_2}$ kleiner oder gleich der gesamten Speicherkapazität $L_r^{CO_2, Stor}$ ist (Formel 9-9).

$$\sum_t \sum_y \sum_n \psi_{s(t), n} H_{r,t,y,n}^{CO_2} \leq L_r^{CO_2, Stor} \quad (9-9)$$

Bei der Einspeicherung von CO₂ werden wiederum Entscheidungen in der Vorperiode, CO₂ einzuspeichern, berücksichtigt und in Abhängigkeit der zeitlichen Auflösung und der Übergangswahrscheinlichkeit zwischen den Szenarien τ gewichtet (Formel 9-10).

$$\sum_{t-1} \sum_{n-1} \tau_{t,t-1, n, n-1} (\psi_{s(t-1), n-1} H_{r,t-1, y, n-1}^{CO_2} + d_t f_t \text{Stor}_{r,t,y,n}^{CO_2}) \leq H_{r,t,y,n}^{CO_2} \quad (9-10)$$

Die in den CCS-Kraftwerken abgeschiedene Menge CO₂ $V_{r,t,y,n}^{CCS}$ wird zusätzlich zur sonstigen emittierten CO₂-Menge B^{CO_2} bestimmt (Gleichung 9-11). Beide Variablen zusammen ergeben den Gesamtausstoß an CO₂.

$$V_{r,t,y,n}^{CCS} = \sum_u cr_u \left(\frac{\varepsilon_u^{CO_2}}{\eta_u^m} (P_{r,u,t,y,n} - l_u L_{r,u,t,y,n}^{\text{onl}}) + \frac{\varepsilon_u^{CO_2}}{\eta_u^0} l_u L_{r,u,t,y,n}^{\text{onl}} \right) \quad (9-11)$$

Die abgeschiedenen CO₂ Mengen $V_{r,t,y,n}^{CCS}$ und der CO₂-Austausch $E_{r \rightarrow r', t, y, n}^{CCS}$ mit benachbarten Regionen werden mit den gespeicherten CO₂ Mengen $\text{Stor}_{r,t,y,n}^{CO_2}$ in jeder Region r , Zeitschritt t und stochastischem Knoten n gleichgesetzt (Gleichung 9-12).

$$V_{r,t,y,n}^{CCS} + \sum_{r'} (E_{r' \rightarrow r,t,y,n}^{CCS} - E_{r \rightarrow r',t,y,n}^{CCS}) = Stor_{r,t,y,n}^{CO_2} \quad (9-12)$$

Investitionskosten in Stromübertragungsnetze werden analog zur Gleichung 9-4 dargestellt. Die annuitätischen Kosten werden wiederum in der Zielfunktion berücksichtigt. Operative Kosten werden hingegen über Leitungsverluste in Abhängigkeit der Leitungslänge zwischen zwei Leitungsknoten modelliert.

9.3 Wesentliche Parameter und verschiedene Szenarien

Nachfolgend werden wichtige Parameter erläutert und die im Rahmen des Europa- und Deutschlandmodells verwendeten Szenarien definiert.

9.3.1 Geographischer Rahmen

Für die beiden Modelle werden unterschiedliche regionale Auflösungen gewählt. Auf europäischer Ebene (E2M2s) ist das komplette Stromversorgungssystem in Europa abgebildet und bis auf Deutschland und Dänemark stellt jedes Land einen Knoten dar. Deutschland ist hingegen in sieben Regionen unterteilt, um die Engpässe durch die hohe Windeinspeisung im Norden und die hohe PV-Einspeisung vornehmlich im Süden sowie die daraus resultierenden Leitungsflüsse besser abzubilden. Dänemark ist entsprechend der zonalen Aufteilung über zwei Knoten abgebildet. Im zweiten Modellierungsschritt wird mit Fokus auf den deutschen Energiemarkt Deutschland in insgesamt 18 Regionen aufgeteilt (siehe Abbildung 35). Dadurch wird gewährleistet, dass fluktuierende Erneuerbare sowie die CCS-Technologie inklusive Speicher und Transportwege präziser modelliert werden können.

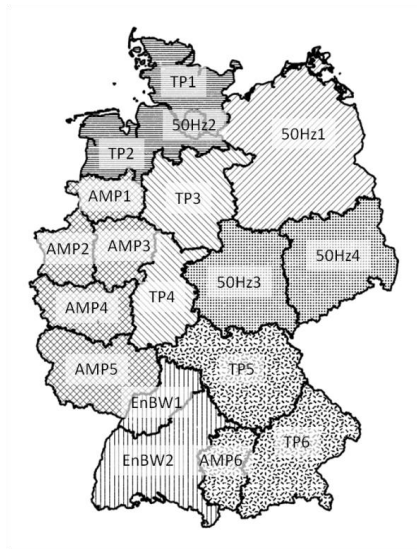


Abbildung 35: Regionale Aufteilung im GEM2s

9.3.2 Szenarien und Brennstoffpreise

Im Rahmen von insgesamt drei Szenarien werden Unsicherheiten abgebildet, die über die stochastische Einspeisung von Erneuerbaren Energien und Kraftwerksausfälle hinausgehen. Dabei handelt es sich vor allem um langfristige Unsicherheiten, die z.B. wirtschaftliche und politische Entwicklungen und deren Auswirkungen auf neue Kraftwerkskapazitäten umfassen. Die Szenarien bilden einerseits wie die Szenarien auf globaler Ebene unterschiedliche Klimaschutzanstrengungen ab, sie reflektieren andererseits aber auch mögliche unterschiedliche Entwicklungen auf der Nachfrageseite, die insbesondere durch Energieeffizienzanstrengungen induziert werden können. Wie zuvor dargestellt, sind die Emissionsminderungspfade des 500 ppm-Szenarios im CORECCS-Modell mit den Pfaden im *Climate*-Szenario des E2M2s-Modells gleichgesetzt. Die anderen zwei Szenarien auf europäischer Ebene spiegeln zusätzlich Nachfrageänderungen wider, was auf globaler Ebene nicht modelliert wurde. Das Szenario *Climate* spiegelt eine Entwicklung wider, die den aktuellen klimapolitischen Zielen in Europa und Deutschland entspricht. Die Stromnachfrage erhöht sich hier leicht, während die CO₂-Emissionen bis 2050 um 80% im Vergleich zum Basisjahr 1990 reduziert werden. Pläne in Bezug auf einen Ausstieg oder dem Zulassen von Neubauten von Kernkraftwerken sind analog zu den aktuellen nationalen Vorgaben abgebildet.

Gleiches gilt für das Szenario *Conventional Wisdom*. Der Fokus dieses Szenarios liegt auf der Versorgungssicherheit. Die Stromnachfrage ist höher und die vorgegebenen CO₂-

Reduktionen sind weniger ambitioniert. Durch die höhere Stromnachfrage ist nicht auszuschließen, dass die insgesamt zu reduzierende CO₂-Menge höher ist im Vergleich zum *Climate-Szenario* mit einem prozentual höheren Reduktionsziel.

Das Szenario *Climate+* beinhaltet ambitioniertere Klimaschutzziele im Vergleich zum *Climate-Szenario*. Die Stromnachfrage steigt leicht bis zum Jahr 2020 und bleibt ab da auf einem konstanten Niveau. Die CO₂-Emissionen müssen hier bis zum Jahr 2050 im Vergleich zum Jahr 1990 um 95% sinken. Ferner wird der Neubau von Kernkraftwerken für die meisten europäischen Länder ausgeschlossen, was die Erreichung des CO₂-Ziels deutlich erschwert und grundsätzlich den Einsatz von CCS-Kraftwerken begünstigt.

Zu jedem Szenario werden darüber hinaus noch jeweils eine Onshore- und eine Offshore-Variante (*all storage versus offshore*) abgebildet. Während in der Onshore-Variante Kohlenstoffdioxid sowohl in Onshore- als auch in Offshore-Lagerstätten verpresst werden darf, kann in der Offshore-Variante aufgrund von regionalen Widerständen oder politischen Beschlüssen CO₂ nur in Offshore-Lagerstätten weit entfernt von bewohnten Gebieten gespeichert werden. Letztere Variante soll die Auswirkungen untersuchen, die sich durch eine starke Ablehnung der Bevölkerung hinsichtlich Onshore-Speichern ergeben können. Da die Offshore-Speicherung deutlich teurer als die Onshore-Speicherung ist, wird es in der Onshore-Variante nur dann zu einer Speicherung auf dem Meer kommen, wenn die Onshore-Speicherkapazität ausgeschöpft ist.

Eine Kurzübersicht der Szenarien findet sich in Tabelle 28.

Tabelle 28: Übersicht der verwendeten Szenarien im E2M2s und GEM2s-Modell

<i>Bezeichnung</i>	<i>Conventional Wisdom</i>	<i>Climate</i>	<i>Climate +</i>
<i>Stromnachfrage</i>	Hoch	Mittel	Niedrig
<i>CO₂-Reduktionsziel (ggü. 1990)</i>	50%	80%	95%
<i>Akzeptanz von Kernenergie</i>	Mittel	Mittel	Niedrig

Für die Brennstoffpreise wird in allen drei Szenarien die gleiche Basis verwendet. Um die Vergleichbarkeit mit den Ergebnissen aus dem globalen Modell (CORECCS) zu erhöhen, werden bis zum Jahr 2050 identische Brennstoffpreise in allen verwendeten Modellen

zugrunde gelegt. Bis zum Jahr 2020 werden die Ausbaupfade für die Erneuerbaren Energien vom europäischen Renewable Action Plan übernommen.⁶⁰⁰ Für das *Szenario Conventional Wisdom* werden abweichend von diesem Plan etwas geringere Ausbauziele abgebildet. Ab dem Jahr 2020 wird der Ausbau der Erneuerbaren Energien in Abhängigkeit der Marktgegebenheiten endogen modelliert. Dementsprechend konkurrieren CO₂-freie und CO₂-arme Technologien wie Kernkraftwerke, Erneuerbare Energien, CCS-Kraftwerke und hocheffiziente konventionelle Kraftwerke miteinander, ohne dass im Modell Quoten oder sonstige Vorgaben implementiert sind. Der wesentliche Treiber für Investitionen ist dann der endogen ermittelte CO₂-Preis.

9.3.3 CCS-Technologien

Die Prozesskette und die wesentlichen technischen wie wirtschaftlichen Parameter sind ausführlich in Kapitel 6 analysiert worden. Aus dem dort vorgestellten Datensatz und Angaben von Bandbreiten werden mit einigen wenigen Anpassungen die technischen und wirtschaftlichen Parameter abgeleitet, die die Grundlage für die Abbildung der CCS-Technologie in den Modellen E2M2s und GEM2s darstellen. Grundlage sind vor allem die Datentabellen Tabelle 14, Tabelle 15, Tabelle 16 und Tabelle 20.

Wie auch im Vergleich zum verwendeten Datensatz für das CORECCS-Modell sind für das E2M2s- und das GEM2s-Modell Lerneffekte abgebildet worden. Dies erfolgt über eine Reduktion der Kosten und einer Steigerung der Effizienz im Zeitverlauf. Für die Jahre 2040 bis 2050 werden folgende Kostenreduktionen bzw. technische Verbesserungen unterstellt: Die Investitionskosten sinken um 5%, die Abscheidungsrate (Capture rate) steigt um 3%, der Wirkungsgrad erhöht sich in einer Bandbreite von 4 bis 6%, technologiespezifisch sinken die jährlichen Fixkosten zwischen 5 und 15% und die sonstigen variablen Kosten sinken zwischen 11 und 30%. Eine komprimierte Darstellung findet sich in Tabelle 29 und Tabelle 30. Hinweis: Tabelle 29 ist identisch mit Tabelle 14 aus Kapitel 6.2.4; um einen schnellen Vergleich zu ermöglichen, wird diese Tabelle aber an dieser Stelle nochmals aufgezeigt.

⁶⁰⁰ Vgl. European Commission (EC) (2010).

Tabelle 29: Technische und wirtschaftliche Parameter für CCS-Technologien in den Jahren 2020-2030

<i>Brennstoff</i>	<i>Technologie</i>	<i>Invest-Kosten</i> [EUR/kW]	<i>Wirkungs-grad</i> [%]	<i>Jährl. Fix-kosten</i> [EUR/kW]	<i>And. var. Kosten</i> [EUR/MWh]	<i>Capture rate</i> [%]
<i>Steinkohle</i>	Oxy_c	2.500	39	56	1,5	90
<i>Steinkohle</i>	Post_c	2.450	40	59	3,3	90
<i>Steinkohle</i>	Pre_c	2.800	40	70	1,8	90
<i>Gas</i>	Oxy_c	1.662	51	60	5	86
<i>Gas</i>	Post_c	1.200	48	50	4	86
<i>Gas</i>	Pre_c	1.300	50	53	4,5	86
<i>Braunkohle</i>	Oxy_c	3.000	35	45	1,4	90
<i>Braunkohle</i>	Post_c	2.600	33	68	3,8	90
<i>Braunkohle</i>	Pre_c	2.900	36	73	1,5	90

Tabelle 30: Technische und wirtschaftliche Parameter für CCS-Technologien in den Jahren 2040-2050

<i>Brennstoff</i>	<i>Technologie</i>	<i>Invest-Kosten</i> [EUR/kW]	<i>Wirkungs-grad</i> [%]	<i>Jährl. Fix-kosten</i> [EUR/kW]	<i>And. var. Kosten</i> [EUR/MWh]	<i>Capture rate</i> [%]
<i>Steinkohle</i>	Oxy_c	2.375	41	50	1,3	93
<i>Steinkohle</i>	Post_c	2.328	42	53	2,5	
<i>Steinkohle</i>	Pre_c	2.660	42	63	1,5	93
<i>Gas</i>	Oxy_c	1.579	53	51	3,5	89
<i>Gas</i>	Post_c	1.140	50	43	2,8	89
<i>Gas</i>	Pre_c	1.235	52	45	3,2	89
<i>Braunkohle</i>	Oxy_c	2.850	37	43	1,2	93
<i>Braunkohle</i>	Post_c	2.470	35	65	3,4	93
<i>Braunkohle</i>	Pre_c	2.755	38	69	1,3	93

Die Investitionskosten für den Bau von CO₂-Pipelines und den Stromnetzausbau sind in Tabelle 31 zusammengefasst. Die Investitionskosten für die Pipeline, die auf Basis einer ausführlichen Recherche in Tabelle 16 (Kapitel 6.3.3) dargestellt sind, werden dabei reduziert. Denn der Ursprungswert ist aus einem Mittelwert aus verschiedenen Studien abgeleitet worden. Dieser Wert in Tabelle 16 von 925 EUR/km/t/a stellt eher eine Obergrenze dar und kann auch für den Bau von Pipelines in schwierigem Terrain herangezogen werden. Für die Modellierung der CCS-Technologie in Europa und Deutschland kann hingegen eine gute Infrastruktur und weniger schwieriges Gelände unterstellt werden, so dass hier von Investitionskosten ausgegangen wird, die um ca. 1/3 niedriger liegen.

Tabelle 31: Investitionskosten für CO₂-Pipeline und Stromnetzausbau

<i>Bezeichnung</i>	<i>Investitions- kosten</i>	<i>Operative Kosten</i>
<i>CO₂-Pipeline</i>	620 EUR/km/t/a	0,002 EUR/km/t
<i>Stromnetz</i>	500 EUR/km/MW	1%/100 km

Die Parameter für die On-/Offshore-Speicherung von CO₂ werden aus Tabelle 20 abgeleitet. Eine Übersicht findet sich in Tabelle 32.

Tabelle 32: CO₂-Speicherkosten für On-/Offshore Varianten

<i>Bezeichnung</i>	<i>Typ</i>	<i>Kosten</i>
<i>Onshore</i>	Entleerte Gasfelder	3 EUR/t
<i>Onshore</i>	Saline Aquifere	5 EUR/t
<i>Offshore</i>	Entleerte Gasfelder	6 EUR/t
<i>Offshore</i>	Saline Aquifere	14 EUR/t

Die verwendeten Speicherkapazitäten sind aus den Darstellungen aus Kapitel 6.5 abgeleitet. Europäische Speicherkapazitäten finden sich in Kapitel 6.5.2. Die regionale Aufteilung für Deutschland inklusive Speichervolumen findet sich in Abbildung 29.

10 Quantitative Ergebnisse der Modellierung

Die in den Kapiteln 8 und 9 dargestellten Modelle sind genutzt worden, um Szenarien zur zukünftigen Entwicklung der Elektrizitätserzeugung und zur möglichen Nutzung von CCS zu untersuchen. Diese werden nachfolgend dargestellt. Zunächst werden im Kapitel 10.1 die Modellergebnisse des Modells CORECCS ausführlich analysiert. Im darauffolgenden Kapitel 10.2 werden die Ergebnisse der europäischen Ebene (E2M2s) und der deutschen Modellierungsebene (GEM2s) vorgestellt.

10.1 Ergebnisse für die globale Ebene: CORECCS

Im Rahmen des CORECCS-Modells sind die zwei Szenarien 500 ppm und 460 ppm, die unterschiedlich stringente CO₂-Reduktionspfade vorgeben, berechnet worden. Darüber hinaus werden noch drei Sensitivitäten berechnet. Der Fokus der Ergebnisanalyse liegt auf der produzierten Strommenge, den installierten Kapazitäten, den Strom- und CO₂-Preisen sowie den abgeschiedenen und gespeicherten Mengen Kohlenstoffdioxid in den verschiedenen Stützjahren. Neben wesentlichen globalen Entwicklungen werden die Ergebnisse für die Regionen WEU, NAM und ASI näher betrachtet, da diese Regionen in Bezug auf den Energieverbrauch und den damit einhergehenden CO₂-Emissionen die relevantesten Regionen darstellen. Ferner ist die Region WEU für den weiteren Verlauf der vorliegenden Arbeit von besonderer Bedeutung, da für diese Region weitere detaillierte Analysen erfolgen (siehe Kapitel 9). Die Ergebnisse für die restlichen Regionen sind grafisch aufbereitet im Anhang dargestellt. Die Ergebnisse der folgenden Analysen werden wesentlich durch die vorgegebenen CO₂-Grenzen in den verschiedenen Szenarien (siehe Abbildung 31 und Abbildung 32) beeinflusst. Die zunehmende Beschränkung der CO₂-Emissionen beeinflusst im Zeitverlauf maßgeblich die Struktur der Stromerzeugung. Dementsprechend wird im weiteren Verlauf der Analyse mehrfach auf diese Abbildungen verwiesen.

10.1.1 Ergebnisse des 500 ppm-Szenarios

10.1.1.1 Stromproduktion

In Abbildung 36 ist die globale Stromproduktion für das 500 ppm-Szenario für die Stützjahre 2010, 2020, 2030, 2050, 2075 und 2100 dargestellt. Die unterschiedlichen Farben

repräsentieren die im Modell implementierten Technologien zur Stromerzeugung. Anhand der Höhe der unterschiedlichen Balken lässt sich der Beitrag einer einzelnen Technologie zur Stromproduktion in Summe über alle Regionen ablesen. Es ist an dieser Stelle darauf hinzuweisen, dass sich beim Vergleich der Entwicklungen zwischen verschiedenen Regionen die Skalierung der vertikalen Achse zum Teil deutlich unterscheidet. So beträgt die maximale Stromproduktion in WEU knapp 4.000 TWh und in ASI ca. 20.000 TWh. Daher ist bei interregionalen Vergleichen eher der Blick auf anteilige prozentuale Entwicklungen zielführend.

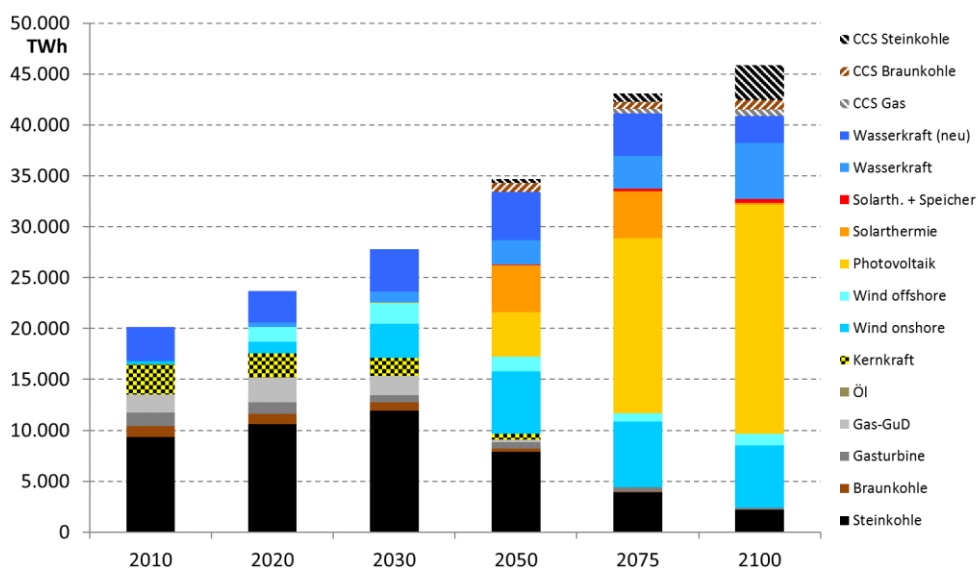


Abbildung 36: Globale (alle Regionen umfassende) Stromproduktion im 500 ppm-Szenario

In Abbildung 36 ist die im Modell abgebildete steigende Stromnachfrage ersichtlich, die ausgehend vom Jahr 2010 von ca. 20.000 TWh auf über 45.000 TWh im Jahr 2100 steigt. Die zugrunde gelegten regionalen CO₂-Beschränkungen führen dazu, dass vor allem in der Region ASI bis zum Jahr 2030 steigende CO₂-Emissionen auftreten (siehe Abbildung 31) und erst ab diesem Peakjahr eine deutliche Reduktion der Emissionen zu beobachten ist. Dies führt auf regionaler Ebene zu einer signifikant steigenden Nutzung von Steinkohle (siehe auch Abbildung 39). Diese Entwicklung spiegelt sich auch auf globaler Ebene wider, so dass es erst ab dem Jahr 2050 zu einer deutlichen Reduzierung der Stromgewinnung aus Steinkohlekraftwerken kommt. Sonstige fossile Technologien (Braunkohlekraftwerke, Gas- und Dampfkraftwerke und Gasturbinen usw.) erfahren

ebenfalls erst ab 2050 eine deutliche Reduzierung.⁶⁰¹ Kernenergie erweist sich auf Grundlage der implementierten Investitions- und variablen Kosten trotz der Eigenschaft als steuerbare und CO₂-arme Erzeugungstechnologie als keine wirtschaftliche Alternative. In neue Kraftwerke wird nicht mehr investiert und Kernenergie nimmt ab dem Jahr 2050 im globalen Mix nur noch eine untergeordnete Bedeutung ein. Wasserkraftwerke werden konstant ausgebaut bzw. stetig erneuert. Der limitierende Faktor sind bei dieser Technologie die angenommenen regional begrenzten Ausbaupotenziale. Windenergie (Wind On- und Offshore) wird bereits ab dem Jahr 2020 ein fester Bestandteil des globalen Stromerzeugungsmixes. Auffällig ist der Rückgang des Offshore-Anteils ab dem Jahr 2030. Erklärt wird dies durch den ab 2050 stark steigenden Anteil der Technologien Photovoltaik und Solarthermie, die zumindest auf globaler Ebene Neu-Investitionen in die dann teurere Offshore-Technologie eindämmen. Der sprunghafte Anstieg von Photovoltaik ab dem Jahr 2075 ist auffällig. Dies ist erneut ausgelöst durch die Entwicklung in der Region ASI. Nach dem CO₂-Emissionsgipfel im Jahr 2030 greifen ab dem Jahr 2050 deutlich stringenter CO₂-Vorgaben. Bedingt durch die im Vergleich zu Windenergie sehr guten regionalen Solarpotenziale erfolgt ein massiver Ausbau der CO₂-freien PV-Technologie. Der einsetzende Lernkurveneffekt sorgt ab diesem Zeitraum für ständig sinkende Investitionskosten. Ab 2050 setzt sich aufgrund der sinkenden Kosten die PV-Technologie auch vermehrt in anderen Regionen durch. Die ab dem Jahr 2075 in allen Regionen sehr niedrigen CO₂-Grenzen führen vor allem in WEU und NAM zu einem fast völligen Verzicht auf konventionelle fossile Erzeugungstechnologien.⁶⁰² Ab dem Jahr 2050 wird in diesen beiden Regionen auf die CCS-Technologie zurückgegriffen (Steinkohle, Braunkohle und Gas), um eine grundlastfähige, steuerbare und nahezu CO₂-freie Technologie bereitzustellen. Die verbleibenden fossilen Kraftwerke sind maßgeblich in der Region ASI in Betrieb, was durch das deutlich höhere CO₂-Limit zu erklären ist, welches noch ausreichend Platz für konventionelle Kohlekraftwerke lässt.

⁶⁰¹ Es sei an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen, dass es zwischen den Stützjahren 2030 und 2050 zu deutlichen Entwicklungssprüngen kommt, da zwischen diesen Stützjahren 20 Jahre liegen. Die Abbildungen zu den CO₂-Limits beinhalten zur besseren visuellen Darstellung hingegen interpolierte Linien, die die Entwicklung der Grenzen in 10-Jahres Schritten darstellen.

⁶⁰² Die CCS-Technologie stellt im eigentlichen Sinne eine Technologie auf Basis fossiler Brennstoffe dar. Um die CCS-Technologie dennoch von anderen fossilen Technologien abzugrenzen, wird im Folgenden in Bezug auf die fossilen Erzeugungstechnologien ohne Abscheidemöglichkeit von *konventionellen fossilen Erzeugungstechnologien* gesprochen.

Abbildung 37 zeigt die Entwicklung der Stromproduktion in WEU, auf die teilweise schon eingegangen wurde. Die Entwicklung zeigt im Vergleich zur globalen Entwicklung deutlich die unterschiedlichen Potenziale für Erneuerbare Energien. Gegenüber den Regionen NAM und ASI kommt es in WEU anteilig gesehen zu einem deutlich höheren Einsatz von Offshore-Windkraftwerken. Darüber hinaus ist der hohe Anteil von Braunkohle CCS-Kraftwerken ab 2050 ersichtlich, der sich a) aus dem Vorhandensein von Braunkohleabbaugebieten und b) aus den niedrigeren Brennstoffkosten im Vergleich zu Steinkohle oder Gas ergibt. Kernenergie ist hingegen eine Auslauftechnologie und nimmt bis zum Jahr 2100 konstant ab. Neue Kernenergiekraftwerke werden aufgrund der hohen Investitionskosten (siehe Kapitel 8.1.2) nicht mehr gebaut. In den Stützjahren 2075 und 2100 ist die Stromproduktion nahezu kohlenstoffdioxidfrei (mit Ausnahme der nicht abgeschiedenen CO₂-Mengen aus den CCS-Kraftwerken). Dies passt zu der vorgegebenen sehr niedrigen CO₂-Grenze in diesen Stützjahren (siehe Abbildung 31). Die PV-Technologie spielt im direkten Vergleich vor allem zur Region ASI eine deutlich geringere Rolle. Wie bereits beschrieben führt der massive Ausbau von PV in der Region ASI zu sinkenden Investitionskosten aufgrund des Lernkurveneffektes. Entsprechend setzt sich die Technologie ab dem Jahr 2075 auch in WEU durch. Das Potenzial ist im Vergleich zu ASI aber deutlich geringer und die Nutzung deutlich moderater.

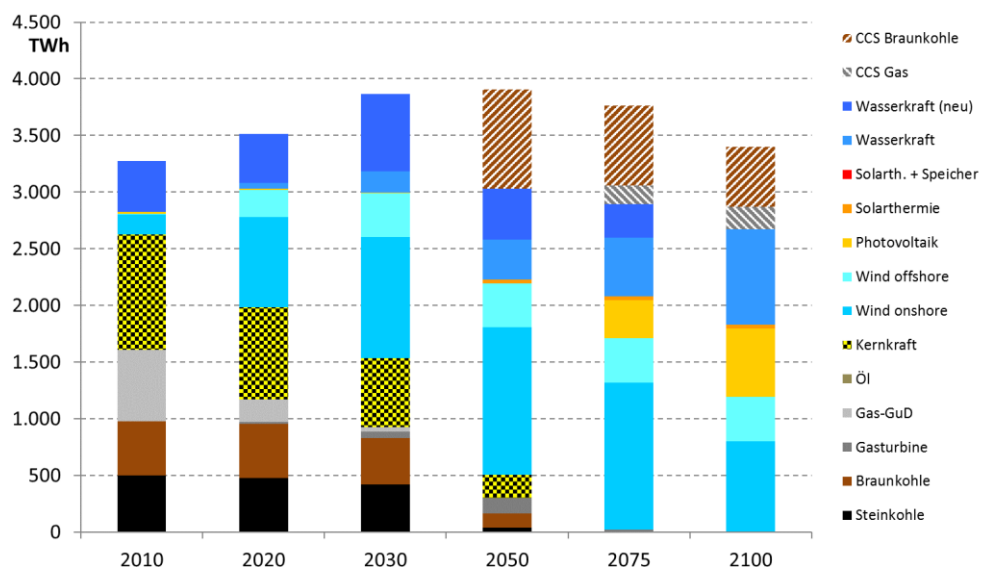


Abbildung 37: Stromproduktion Region WEU im 500 ppm-Szenario

In der Region NAM wird ab dem Jahr 2050 auch auf die CCS-Technologie zurückgegriffen. In 2050 wird zunächst nur Strom aus Steinkohle-CCS produziert; ab den Jahren 2075 und 2100 auch aus Gas-CCS. Auffällig ist der Anteil der konventionellen Gas-Turbinen. Der Anteil dieser Spitzenlasttechnologie nimmt bis 2030 konstant ab, steigt in 2050 kurz und wird nachfolgend von der CCS-Gastechnologie abgelöst. Im Spitzenlastsegment nimmt die konventionelle Gastechnologie die Rolle als Brückentechnologie ein – wenn auch nur in einem geringen Umfang. Wasserkraft wird bis zum Jahr 2030 ausgebaut, bis die verfügbaren Wasserkraftpotenziale ausgeschöpft sind. Im weiteren Zeitverlauf werden die in den Vorjahren neu installierten Kapazitäten durch neue Kapazitäten sukzessive ersetzt, so dass der Anteil an der gesamten Erzeugung ab 2030 konstant bleibt. Das sehr niedrige CO₂-Limit führt dazu, dass die Stromproduktion ab 2075 wie in WEU nahezu CO₂-frei ist. Der Anteil an Kernenergie nimmt ebenfalls konstant ab. Onshore-Windkraftwerke übernehmen ab dem Jahr 2050 ca. 50% der gesamten Produktion. Es sind in NAM so viele freie Flächen onshore verfügbar, dass im Gegensatz zur WEU-Region nicht auf die teurere Offshore-Technologie gesetzt werden muss. Wie in der Region WEU auch, wird ab 2075 die PV-Technologie relevant und erreicht einen Anteil von ca. 20%.

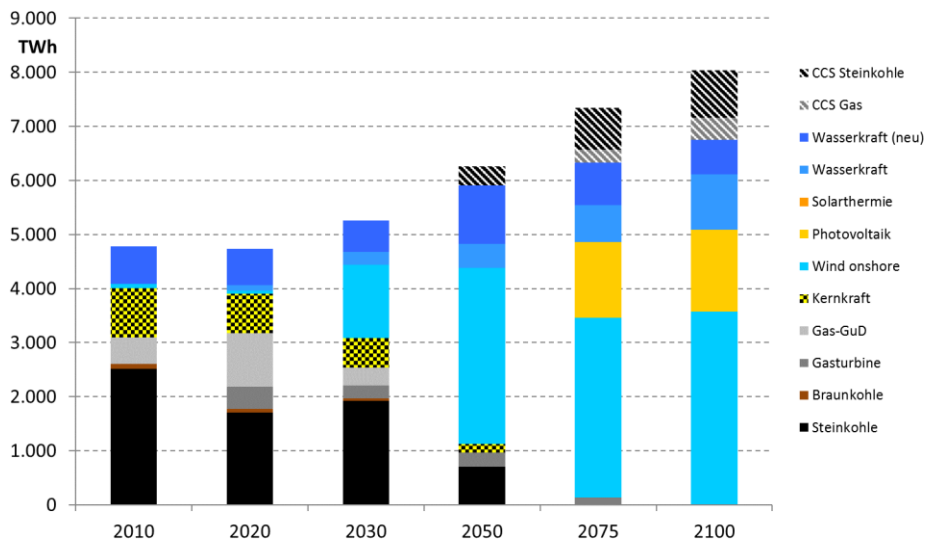


Abbildung 38: Stromproduktion Region NAM im 500 ppm-Szenario

Während sich die Stromproduktion in den Regionen WEU und NAM relativ ähnlich entwickelt, verläuft die Entwicklung in ASI deutlich anders (siehe Abbildung 39). Das anteilig

höhere CO₂-Limit führt dazu, dass über den gesamten Betrachtungszeitraum Steinkohlekraftwerke am Netz bleiben. Der Anteil an PV-Technologie nimmt ab 2050 rasant zu. PV und Solarthermie (Concentrated Solar Power, CSP) machen im Jahr 2075 einen Anteil von nahezu 80% aus. Im Jahr 2100 wird erstmals CCS auf Steinkohlebasis eingesetzt, was durch das im Jahr 2100 deutlich stringenteres CO₂-Limit zu erklären ist.

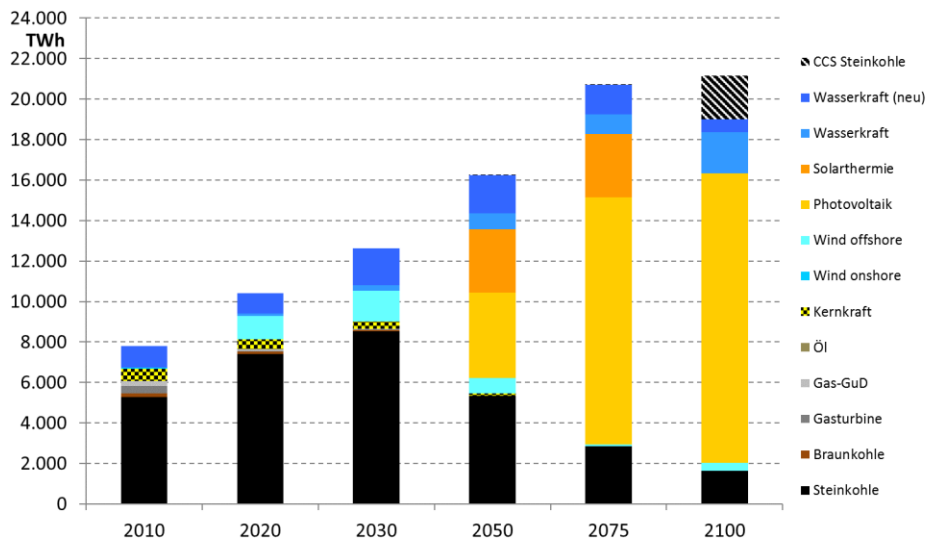


Abbildung 39: Stromproduktion Region ASI im 500 ppm-Szenario

10.1.1.2 Installierte Kapazitäten

Der Vergleich von Abbildung 36 mit Abbildung 40 zeigt, dass die Entwicklung der installierten Kapazitäten analog zur Entwicklung der Stromproduktion verläuft.⁶⁰³ Zu beachten ist dabei, dass die installierten Kapazitäten je nach möglichen Vollbenutzungsstunden überproportional zum Stromoutput steigen. Dies wird vor allem an der PV-Technologie ersichtlich. Die im Vergleich zu konventionellen Kraftwerkstechnologien vergleichbar geringe Anzahl von Vollbenutzungsstunden bedingt, dass bei dieser Technologie ein Vielfaches an Leistung installiert werden muss, um einen hohen Anteil an der Stromproduktion zu erhalten. Der verbleibende Anteil an Steinkohlekapazitäten findet sich in der Region ASI und ist durch die regionale CO₂-Grenze begründet. Der sehr stark steigende

⁶⁰³ Es sei an dieser Stelle darauf hingewiesen, dass logischerweise zuerst Kraftwerke gebaut werden, also Kapazitäten installiert werden, und dann die Stromproduktion der Entwicklung der installierten Kapazitäten folgt. Da im Rahmen dieser Arbeit zuerst die Ergebnisse der Stromproduktion dargestellt werden, soll diese Feinheit nachfolgend vernachlässigt werden.

Anteil an PV-Technologie ist ebenfalls durch die Entwicklungen in der Region ASI und den dort vorhandenen hohen Potenzialen für diese Technologie bestimmt.

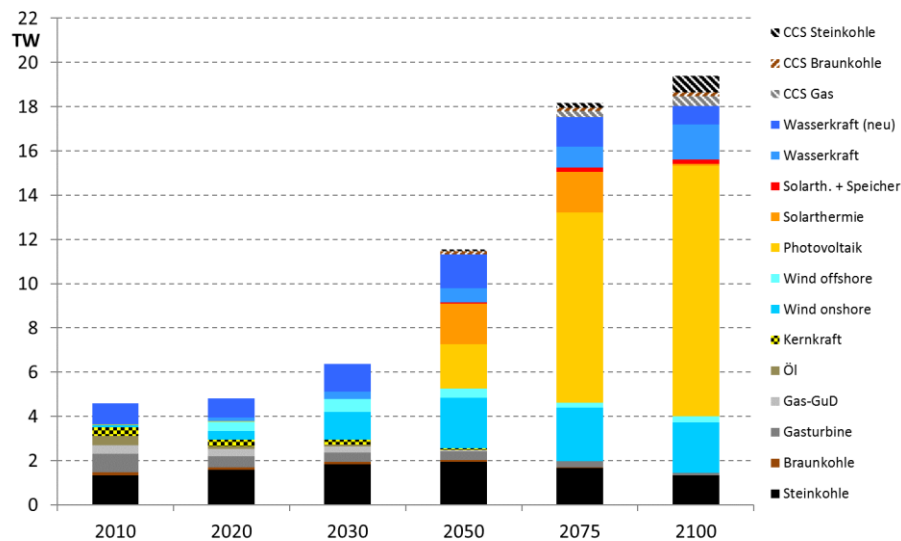


Abbildung 40: Installierte Kapazitäten global im 500 ppm-Szenario

Wie zuvor erwähnt folgt die Entwicklung der installierten Kapazitäten auch in der Region WEU der Entwicklung der Stromproduktion. Ab 2020 wird der deutliche Ausbau der On- und Offshore Windkapazitäten sichtbar. Ab 2050 erfolgt der Ausbau der CCS-Technologie auf Braunkohle- und Gasbasis. PV-Anlagen werden ab 2075 (ausgelöst durch den Ausbau in ASI und der damit verbundenen Kostendegression) verstärkt eingesetzt. Der Anteil der Erneuerbaren beträgt ab dem Jahr 2075 knapp mehr als 80%.

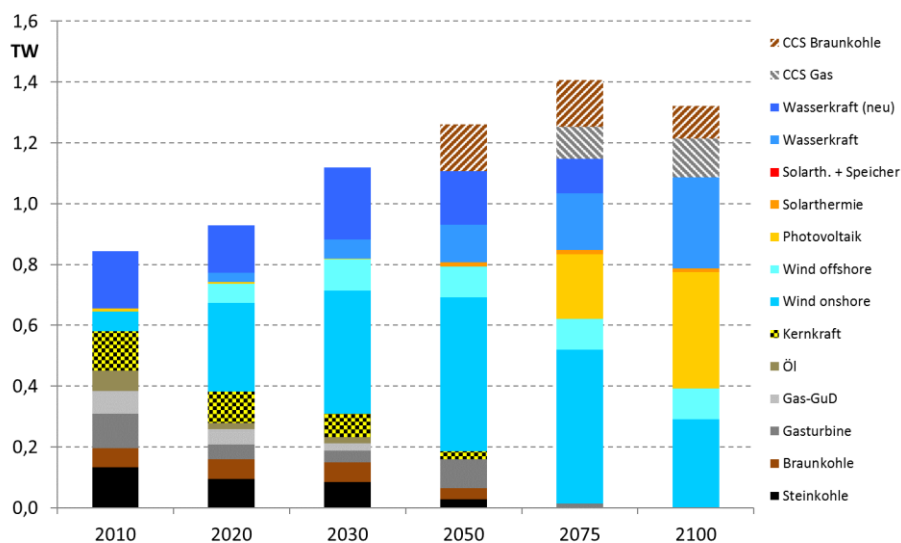


Abbildung 41: Installierte Kapazitäten Region WEU im 500 ppm-Szenario

In der Region NAM ist auffällig, dass die installierten Kapazitäten zwischen dem Stützjahr 2010 und 2020 signifikant zurückgehen. Gleichzeitig bleibt die Stromproduktion aber konstant (siehe Abbildung 38). Diese Entwicklung ist dadurch zu erklären, dass für das Jahr 2010 noch erhebliche Überkapazitäten im Modell abgebildet waren. Es ist entsprechend im Jahr 2020 möglich, die Stromnachfrage zu bedienen und gleichzeitig alte Kraftwerke vom Netz zu nehmen bzw. nach dem Ende der technischen Lebensdauer nicht zu ersetzen. Ab dem Jahr 2020 erfolgt ein deutlicher Ausbau der Onshore-Windtechnologie, der durch die guten Windpotenziale in dieser Region erklärt wird. Ab dem Jahr 2075 beträgt der Anteil ca. 40% an der gesamten installierten Leistung. Die immer stringenter werdende CO₂-Grenze führt wie in der Region WEU dazu, dass ab 2050 auch die CCS-Technologie zum Einsatz kommt. Da die Region NAM nicht über Braunkohlereserven verfügt, wird auf Steinkohle und Gas zurückgegriffen. Ab dem Jahr 2075 erfolgt analog zur Region WEU auch der Ausbau der PV-Technologie. Der Anteil ist mit ca. 25% ähnlich hoch wie in der Region WEU.

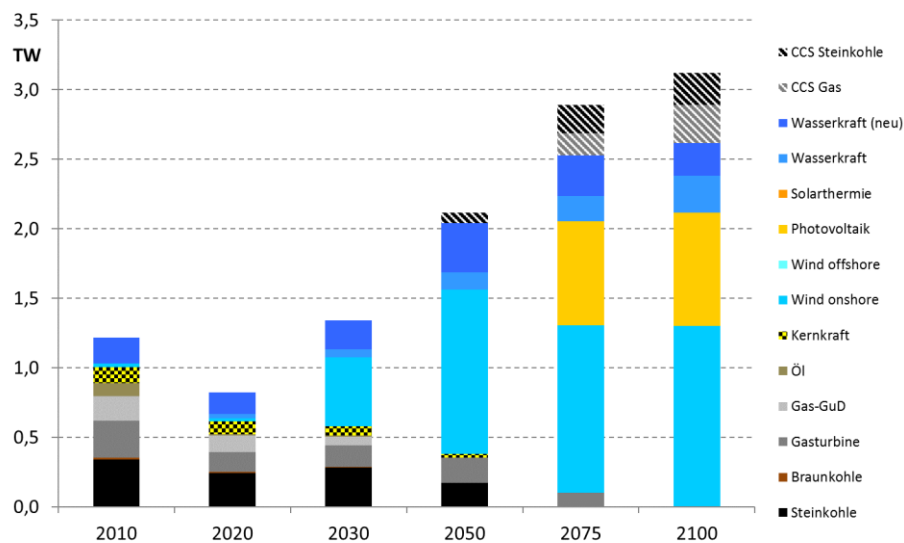


Abbildung 42: Installierte Kapazitäten Region NAM im 500 ppm-Szenario

Wie schon bei der Entwicklung der Stromproduktion analysiert, erfolgt der Ausbau der Kapazitäten in der Region ASI anders als in den beiden zuvor beschriebenen Regionen (siehe Abbildung 43). Die von Frankel und Bosetti abgeleiteten CO₂-Grenzen gestehen aufgrund verschiedener Axiome (siehe Kapitel 4.3.3 und 8.2) der Region ASI im Vergleich zu anderen Regionen moderater verlaufende Minderungsverpflichtungen zu. Entsprechend ist auch bei den installierten Kapazitäten über alle Stützjahre ein Grundstock an

Steinkohlekraftwerken zu erkennen, während andere Regionen ab 2075 nahezu CO₂-frei Strom produzieren. Ab 2050 setzt der massive Ausbau der CSP- und vor allem der PV-Technologie ein. Im Jahr 2100 macht PV ca. 85% der gesamten installierten Kapazitäten aus. CCS wird in nennenswertem Umfang einzig im letzten Stützjahr 2100 eingesetzt.

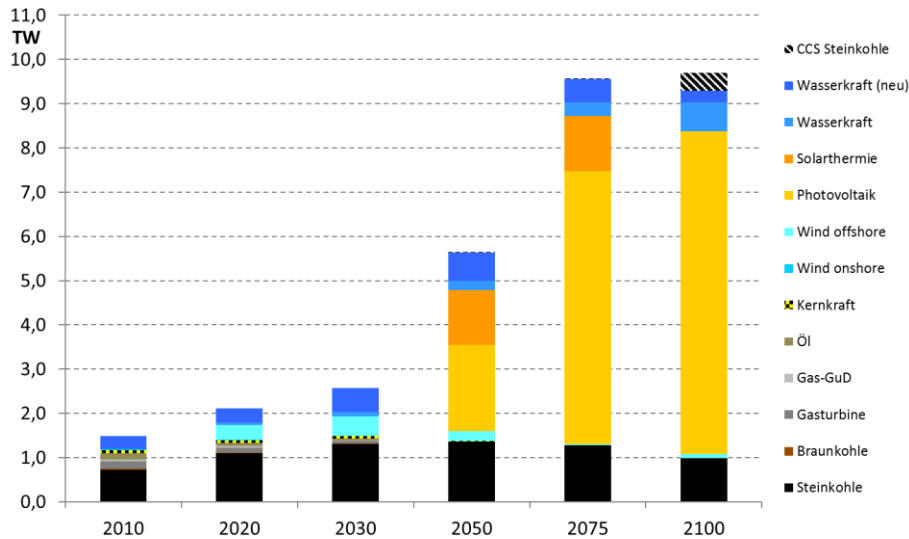


Abbildung 43: Installierte Kapazitäten Region ASI im 500 ppm-Szenario

10.1.1.3 Strompreise

Die Strompreise werden nachfolgend für die Regionen WEU, NAM und ASI analysiert. Die Ergebnisse finden sich zusammenfassend in Tabelle 33, Tabelle 34 und Tabelle 35. Die Preise sind in USD ausgewiesen. Aus den Tabellen wird ersichtlich, dass die Grundlogik der *low* und *high*-Segmente (siehe Kapitel 8.1.1) bestätigt wird und in den Untersegmenten mit hoher Einspeisung von Erneuerbaren durchweg geringere Preise berechnet wurden.

In der Region WEU (siehe Tabelle 33) ergeben sich im Stützjahr 2010 kaum Preisunterschiede zwischen den Untersegmenten *low* und *high*, was durch den in diesem Stützjahr noch moderaten Ausbau der Erneuerbaren zu erklären ist. Erst ab dem Jahr 2020 zeigt sich, dass durch den wachsenden Anteil der Erneuerbaren (siehe auch Abbildung 37 und Abbildung 41) preissenkende Einflüsse in dem Untersegment *high* ersichtlich werden. In Westeuropa ist auffällig, dass in den ersten beiden Lastsegmenten bis zum Jahr 2100 bei niedriger Erneuerbarenverfügbarkeit Strompreise von über 320 USD/MWh erreicht werden. Hervorzuheben sind die Strompreise von Null, die in den drei Regionen in den Stützjahren 2075 und 2100 im dritten Lastsegment sichtbar werden. Dies ist durch im

Modell implementierten Verfügbarkeiten (inklusive der saisonalen Fluktuationen) der Erneuerbaren in Abhängigkeit des jeweiligen Lastsegmentes zu erklären. Für die Technologien Wind, PV und CSP (Solarthermie) ergibt sich über das Jahr gesehen die deutlich höchste Einspeisung im dritten Segment, was insbesondere bei PV und CSP den Stunden von morgens bis abends entspricht. In dem Lastsegment mit hoher EE-Einspeisung kann die Last vollständig durch Erneuerbare gedeckt werden (Wind On- und Offshore, PV- und CSP-Kraftwerke in Summe von ca. 1,1 TW), was dann zu Strompreisen von Null führt. Im vierten Lastsegment können die Erneuerbaren im Vergleich zu den anderen Segmenten anteilig am wenigsten zur Last beisteuern. Daraus folgt, dass sich im vierten Lastsegment keine Strompreise von Null ergeben, da es ohne PV und CSP immer einen Anteil an Residuallast gibt, der durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt werden muss.

Tabelle 33: Strompreise (USD/MWh) im 500 ppm-Szenario nach Lastsegment in der Region WEU

<i>WEU</i>	<i>I1H</i>	<i>I1L</i>	<i>I2H</i>	<i>I2L</i>	<i>I3H</i>	<i>I3L</i>	<i>I4H</i>	<i>I4L</i>
2010	53,2	53,2	50,1	53,2	50,1	50,1	50,1	50,1
2020	98,6	149,3	66,3	98,6	38,0	66,3	47,2	66,3
2030	130,4	130,4	60,5	130,4	36,6	81,1	36,6	66,8
2050	159,5	258,7	32,2	258,7	32,2	76,7	32,2	76,7
2075	128,2	298,6	50,2	298,6	0,0	69,2	50,2	69,2
2100	151,1	321,5	50,9	321,5	0,0	70,2	16,4	70,2

Die Strompreise in der Region NAM (siehe Tabelle 34) entwickeln sich bis auf wenige Ausnahmen analog zu den bereits beschriebenen Preisen in der Region WEU. Im dritten und vierten Lastsegment sind die Preise ab dem Jahr 2075 in den Untersegmenten *low* tendenziell höher im Vergleich zur WEU-Region. Dies kann dadurch begründet werden, dass in diesen Segmenten CCS-Kraftwerke preissetzend sind. In der Region WEU sind dies CCS-Kraftwerke auf Braunkohlebasis während in NAM teurere Steinkohlekraftwerke mit CCS-Technologie zum Einsatz kommen (siehe Abbildung 37 und Abbildung 38). Im Untersegmente *high* im dritten Lastsegment wird im Vergleich zu WEU schon im Jahr 2050 ein Preis von Null erreicht. Der hohe Anteil von Onshore-Windkraftwerken (ca. 1,3 TW) sowie von Wasserkraftwerken (ca. 0,4 TW) reicht dementsprechend schon im Jahr 2050 aus, um im *I3H*-Segment den kompletten Stromverbrauch zu decken.

Tabelle 34: Strompreise (USD/MWh) im 500 ppm-Szenario nach Lastsegment in der Region NAM

NAM	I1H	I1L	I2H	I2L	I3H	I3L	I4H	I4L
2010	30,9	30,9	30,9	30,9	30,9	30,9	27,2	27,2
2020	53,5	80,9	53,5	53,5	53,5	53,5	41,1	41,1
2030	76,0	80,9	58,2	80,9	34,5	58,2	34,5	43,1
2050	123,1	166,9	58,6	166,9	0,0	68,9	26,2	68,9
2075	102,7	273,1	47,7	273,1	0,0	81,5	0,0	81,5
2100	137,3	306,4	28,4	306,4	0,0	101,9	0,0	101,9

Die Region ASI zeichnet sich im Vergleich zu den bereits beschriebenen Regionen WEU und NAM dadurch aus, dass es erstens einen konstanten Grundstock von Steinkohlekraftwerken gibt (ca. 1,5 TW) und dass es zweitens ab dem Jahr 2050 zu einem massiven Ausbau der PV-Technologie kommt (siehe Abbildung 43). Letzteres führt wie in der Region WEU zu Strompreisen von Null ab dem Jahr 2050 im I3H-Segment. Gegenüber den anderen beiden Regionen werden in der Region ASI prozentual gesehen deutlich weniger CCS-Kraftwerke eingesetzt (siehe Abbildung 39). Lediglich im Jahr 2100 ist ein deutlicher Anteil der CCS-Steinkohletechnologie ersichtlich. In den Jahren zuvor sind genügend konventionelle Kapazitäten verfügbar, was die im Vergleich zu WEU und NAM im ersten und dritten Lastsegment niedrigeren Strompreisen erklärt. Der hingegen höhere Strompreis im I1L-Segment ist induziert durch die deutlich höheren Brennstoffpreise für Gas im Jahr 2100 (siehe Kapitel 8.1.2).

Tabelle 35: Strompreise (USD/MWh) im 500 ppm-Szenario nach Lastsegment in der Region ASI

ASI	I1H	I1L	I2H	I2L	I3H	I3L	I4H	I4L
2010	61,2	61,2	61,2	61,2	61,2	61,2	23,1	23,1
2020	120,5	179,6	85,2	120,5	45,3	62,9	45,3	45,3
2030	123,7	141,1	94,9	123,7	47,3	47,3	47,3	47,3
2050	61,1	182,9	61,1	182,9	18,9	61,1	61,1	61,1
2075	68,7	331,8	31,5	212,9	0,0	68,7	68,7	68,7
2100	78,1	372,6	46,2	213,1	0,0	39,8	78,1	78,1

10.1.1.4 CO₂-Preise

In Tabelle 36 sind die CO₂-Preise für alle Regionen und für alle Stützjahre in USD pro Tonne angegeben. In den Regionen WEU und NAM sind die CO₂-Preise im Zeitverlauf am höchsten. Da es in diesen Regionen ab dem Jahr 2050 zu einer signifikanten Nutzung der relativ teuren CCS-Technologien kommt, ist dies nachvollziehbar. Gemessen an der Höhe der Stromproduktion ist die Minderungsverpflichtung für die Region NAM im letz-

ten Stützjahr deutlich ambitionierter als in der Region WEU. Dass die CO₂-Preise in diesem Jahr in NAM deutlich höher sind, ist ebenfalls nachzuvollziehen. Es ist aber an dieser Stelle schwierig abzuleiten, dass ab einem sehr hohen CO₂-Preis auf die CCS-Technologie zurückgegriffen wird. So wird die CCS-Technologie in den Regionen ASI, MEA und TRA schon bei recht geringen CO₂-Preisen Teil des Erzeugungsmixes.

Tabelle 36: CO₂-Preise (USD/t) im 500 ppm-Szenario

	<i>AFR</i>	<i>ASI</i>	<i>LAM</i>	<i>MEA</i>	<i>NAM</i>	<i>OCE</i>	<i>TRA</i>	<i>WEU</i>
2010	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	10,7
2020	0,0	20,2	0,4	0,0	20,7	0,0	0,0	0,0
2030	0,0	26,9	3,0	0,0	13,4	7,8	0,0	20,3
2050	20,4	52,4	18,4	41,9	51,4	41,2	5,4	65,1
2075	18,2	61,7	29,6	85,4	278,2	77,8	44,6	259,2
2100	16,7	73,8	80,9	106,6	631,0	164,4	57,4	258,2

Zu erklären ist diese Besonderheit über den Zusammenhang der Vorteilhaftigkeit einer Technologie mit den Strompreisen. Auch wenn der CO₂-Preis in der Region ASI vergleichsweise gering ausfällt, so ist im Vergleich zu den Regionen WEU und NAM der Strompreis zum Beispiel im *11L*-Segment deutlich höher. Nachfolgend soll dieser Zusammenhang kurz erläutert werden, da diese Besonderheit auch für die nachfolgenden Szenarien relevant ist und auch dort den Einsatz der CCS-Technologie trotz vermeintlich geringer CO₂-Preise erklärt.

EXKURS:

Bei einem gegebenen CO₂-Preis ist es möglich zu berechnen, ab welcher Anzahl an Vollbenutzungsstunden (*op*) ein CCS-Kraftwerk (*CCS*) gegenüber einem konventionellen Nicht-CCS-Kraftwerk (*nCCS*) rentabel wird. Es kann aber auch ausgehend von einer Mindestanzahl an Vollbenutzungsstunden ($t_{min,CCS}$) berechnet werden, ab welchem CO₂-Preis ein Wechsel der Wirtschaftlichkeit der beiden Technologien erfolgt. In Abbildung 44 sind die Kostenfunktionen von CCS- und Nicht-CCS-Kraftwerken dargestellt. Der Schnittpunkt mit der Y-Achse liegt bei der CCS-Technologie aufgrund der höheren (annuitätischen) Investitionskosten über dem der konventionellen Technologie. Die Steigungen der Kostenfunktionen hängen maßgeblich von den Brennstoffkosten (C_{fuel}), dem

Wirkungsgrad (η), den emittierten CO₂-Emissionen je Technologie (ε)⁶⁰⁴ und dem CO₂-Preis (P_{CO_2}) ab. Da CCS-Kraftwerke im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken deutlich weniger CO₂ in die Atmosphäre abgeben, würde bei einem steigenden CO₂-Preis (identische Brennstoffkosten vorausgesetzt) die Kostenkurve von CCS weniger stark als bei *nCCS* steigen. Je höher der CO₂-Preis, desto vorteilhafter wird CCS und desto mehr verschiebt sich $t_{min,CCS}$ in Richtung Ursprung. Der Schnittpunkt $t_{min,CCS}$ sagt aus, dass es ab dieser Nutzungsdauer zu einem Wechsel der Wirtschaftlichkeit der betrachteten Technologien kommt. Bis zu diesem Schnittpunkt ist das *nCCS* wirtschaftlicher als das CCS-Kraftwerk. Oder anders formuliert, bis zum Schnittpunkt ist *nCCS* preissetzend, danach ist CCS preissetzend. Dabei ist zu beachten, dass das CCS-Kraftwerk auch im Zeitraum bis t_{min} in Betrieb ist. In dieser Zeit ist es nicht preissetzend, sondern erwirtschaftet seine Fixkosten dadurch, dass der Marktpreis über den eigenen Grenzkosten liegt.

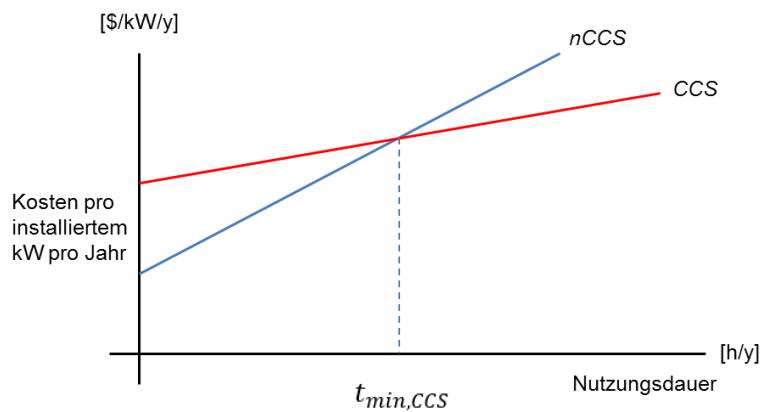


Abbildung 44: Kostenfunktionen von CCS- und Nicht-CCS-Kraftwerken

In einer Ungleichung ausgedrückt, muss $t_{min,CCS}$ größer oder gleich sein als die Differenz der Investitionskosten (C_{Inv}) von CCS und *nCCS* dividiert durch die Differenz der operativen Kosten von CCS und *nCCS* (siehe Formel (10-1)).

$$t_{min,CCS} \geq \frac{C_{Inv,CCS} - C_{Inv,nCCS}}{C_{op,nCCS} - C_{op,CCS}} \quad (10-1)$$

Die operativen Kosten für CCS-Kraftwerke $C_{op,CCS}$ - siehe Gleichung (10-2) - ergeben sich aus den Brennstoffkosten dividiert durch den Wirkungsgrad plus CO₂-Preis multipliziert

⁶⁰⁴ Es sei hier erwähnt, dass ε die Emissionen beschreibt, die von der jeweiligen Technologie in die Atmosphäre abgegeben werden. Bei ε_{CCS} wird also berücksichtigt, dass CCS-Kraftwerke aufgrund der Abscheidung deutlich weniger emittieren als Nicht-CCS-Kraftwerke.

mit der CO₂-Intensität des Brennstoffes (ε_{CCS}) geteilt durch den Wirkungsgrad plus sonstige operative Kosten $C_{op,s,CCS}$.

$$C_{op,CCS} = \frac{C_{fuel}}{\eta_{CCS}} + \frac{P_{CO_2} * \varepsilon_{CCS}}{\eta_{CCS}} + C_{op,s,CCS} \quad (10-2)$$

Für konventionelle Kraftwerke ergeben sich die operativen Kosten $C_{op,nCCS}$ nach dem gleichen Schema (siehe Gleichung (10-3)).

$$C_{op,nCCS} = \frac{C_{fuel}}{\eta_{nCCS}} + \frac{P_{CO_2} * \varepsilon_{nCCS}}{\eta_{nCCS}} + C_{op,s,nCCS} \quad (10-3)$$

Um die Differenz der operativen Kosten von CCS und nCCS zu berechnen, kann dieser Zusammenhang zunächst in eine einfache lineare Gleichung überführt werden.

$$C_{op,nCCS} - C_{op,CCS} = a_{CCS} + b_{CCS} * P_{CO_2} \quad (10-4)$$

Diese Gleichung kann jetzt weiter aufgeschlüsselt werden. Die unterschiedlichen Brennstoffkosten ergeben sich aus der Differenz der Wirkungsgrade von nCCS und CCS multipliziert mit dem Brennstoffkosten. Die unterschiedliche Belastung durch den CO₂-Preis erhält man, wenn die Differenz der emittierten CO₂-Mengen (CO₂-Intensität dividiert durch Wirkungsgrad von CCS und nCCS) mit dem CO₂-Preis multipliziert wird. Hinzu kommen noch die Differenzen in den sonstigen operativen Kosten. Diese Kosten müssen berücksichtigt werden, da diese bei CCS höher sind als bei nCCS (siehe Gleichung (10-5)).

$$C_{op,nCCS} - C_{op,CCS} = \left(\frac{1}{\eta_{nCCS}} - \frac{1}{\eta_{CCS}} \right) * C_{fuel} + \left(\frac{\varepsilon_{nCCS}}{\eta_{nCCS}} - \frac{\varepsilon_{CCS}}{\eta_{CCS}} \right) * P_{CO_2} + C_{op,s,nCCS} - C_{op,s,CCS} \quad (10-5)$$

Aus Gleichung (10-5) ergibt sich jetzt für Gleichung (10-4) :

$$a_{CCS} = \left(\frac{1}{\eta_{nCCS}} - \frac{1}{\eta_{CCS}} \right) * C_{fuel} + C_{op,s,nCCS} - C_{op,s,CCS} \quad (10-6)$$

Da der Wirkungsgrad eines CCS-Kraftwerkes niedriger als der eines Nicht-CCS-Kraftwerkes ist, ist der erste Term negativ. Da auch die sonstigen operativen Kosten bei CCS-Kraftwerken (inklusive Transport und Speicherung von CO₂) höher sind, ist der zweite Term ebenfalls negativ.

Gleichung (10-7) zeigt die Berechnung des Parameters b_{CCS} , der die vermiedenen Einheiten CO₂ pro produzierter Einheit Strom darstellt. Dieser Term ist positiv, da die emittierte Menge CO₂ bei einem Nicht-CCS-Kraftwerk höher als bei einem CCS-Kraftwerk ist. Gleiches gilt für die Wirkungsgrade η (größer bei Nicht-CCS-Kraftwerken).

$$b_{CCS} = \frac{\varepsilon_{nCCS}}{\eta_{nCCS}} - \frac{\varepsilon_{CCS}}{\eta_{CCS}} \quad (10-7)$$

Wird Gleichung (10-4) in Formel (10-1) eingesetzt, dann ergibt sich Formel (10-8).

$$t_{min,CCS} \geq \frac{C_{Inv,CCS} - C_{Inv,nCCS}}{a_{CCS} + b_{CCS} * P_{CO_2}} \quad (10-8)$$

Durch Umformung ergeben sich die Formeln (10-9) und (10-10).

$$(a_{CCS} + b_{CCS} * P_{CO_2}) * t_{min,CCS} \geq C_{Inv,CCS} - C_{Inv,nCCS} \quad (10-9)$$

$$P_{CO_2} \geq \frac{C_{Inv,CCS} - C_{Inv,nCCS}}{b_{CCS} * t_{min,CCS}} - \frac{a_{CCS}}{b_{CCS}} \quad (10-10)$$

Mittels dieser Formel kann jetzt berechnet werden, ab welchem CO₂-Preis die CCS-Technologie wirtschaftlicher gegenüber einer Nicht-CCS-Technologie wird. Dies soll anhand einer einfachen Beispielrechnung verdeutlicht werden. Dazu werden Parameter herangezogen, die in dieser Größenordnung auch in den verwendeten Modellen herangezogen wurden. Die Investitionskosten von CCS betragen in diesem Beispiel 3.000 USD/kW und die von nCCS betragen 2.000 USD/kW. Der Standardannuitätenfaktor beträgt 0,1. Die CO₂-Intensität beträgt 0,34 (t pro MWh_{th}). Dies entspricht der CO₂-Intensität von Steinkohle. Es wird unterstellt, dass beide Technologien denselben Brennstoff benutzen. Die Brennstoffkosten betragen 8 USD/MWh_{th}. Die sonstigen operativen Kosten betragen

5 USD/MWh für CCS und 1,8 USD/MWh für *nCCS*. Ein CCS-Kraftwerk hat einen Wirkungsgrad von 40% und ein Nicht-CCS-Kraftwerk von 45%. Es wird zudem eine Abscheidungsrate bei CCS von 90% unterstellt. Durch die Annahme des linearen Zusammenhangs ($a_{CCS} + b_{CCS} * P_{CO_2}$) für den Unterschied in den operativen Kosten, kann mittels der Formel (10-10) für jedes t_{min} der kritische CO₂-Preis berechnet werden. Die Variation über t_{min} ist in der Abbildung 45 dargestellt. Bei einem CO₂-Preis von 60 USD/t wäre ein CCS-Kraftwerk schon bei einer Einsatzzeit > 2.870 Vollbenutzungsstunden wirtschaftlich vorteilhafter als ein Nicht-CCS-Kraftwerk.

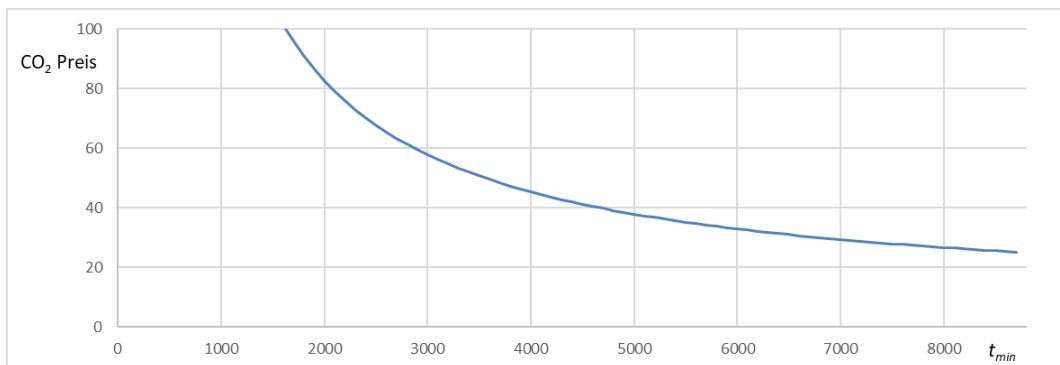


Abbildung 45: Relation zwischen CO₂-Preis und kritischen Vollbenutzungsstunden

Für $t_{min} = 4.000$ ergibt sich beispielsweise ein kritischer CO₂-Preis von 45,5 USD/t. Ab diesem Preis ist die CCS-Technologie wirtschaftlicher gegenüber *nCCS*. Aus Tabelle 36 geht hervor, dass der CO₂-Preis in der Region NAM im Jahr 2050 gleich 51,4 USD/t ist. Setzt man diesen Preis in die o.a. Formel ein, dann wäre die CCS-Technologie unter den gegebenen Parametern schon ab einem t_{min} größer 3.440 Stunden wirtschaftlich vorteilhafter gegenüber einem Nicht-CCS-Kraftwerk. Eine weitere Schlussfolgerung lautet, dass die berechneten CO₂-Preise nicht nur durch die Substitution CCS versus *nCCS* gesetzt werden. Die deutlich höheren CO₂-Preise im Jahr 2100 in der Region NAM lassen darauf schließen, dass andere (Erneuerbare) Technologien zur CO₂-Vermeidung herangezogen werden, die hohe CO₂-Preise benötigen, um wirtschaftlich im Markt agieren zu können. CCS wird bereits im maximalen Umfang eingesetzt (die nicht-abgeschiedenen CO₂-Mengen aus der Nutzung der CCS-Technologie reizen das verfügbare CO₂-Limit vollständig aus). Entsprechend müssen andere, vollständig CO₂-freie Technologien wie PV und Wind in sehr hohem Maße genutzt werden, um die Stromnachfrage zu decken, ohne dabei das CO₂-Limit zu übersteigen. Durch die Verwendung von Kosten-Potentialkurven steigen die Kosten dieser Erneuerbaren-Technologien ab einer bestimmten installierten

Leistung deutlich an bzw. die Vollbenutzungsstunden nehmen deutlich ab, da auf „schlechtere“ Standorte zurückgegriffen werden muss. Für einen wirtschaftlichen Betrieb muss der Strompreis (inklusive CO₂-Preis) entsprechend hoch sein.

10.1.1.5 Abgeschiedenes und gespeichertes CO₂

Mit der Nutzung der CCS-Technologie zur Stromerzeugung erfolgt analog zur CCS-Prozesskette der Transport und abschließend die Speicherung des abgeschiedenen CO₂. Bis auf die Region AFR erfolgt im Zeitverlauf bis 2100 in jeder anderen Region eine Nutzung der CCS-Technologie. Wie zuvor schon anhand der Stromproduktion und den installierten Kapazitäten erläutert, wird die CCS-Technologie in den Regionen ASI, NAM und WEU am intensivsten genutzt. Abbildung 46 zeigt die gespeicherten Mengen an Kohlenstoffdioxid aufgeteilt nach Regionen und Stützjahren. Da in den Regionen NAM und WEU die CCS-Technologie bereits im Jahr 2050 genutzt wird, erfolgt entsprechend auch die Speicherung in diesem Stützjahr. In der Region ASI spielt CCS erst im letzten Jahr eine relevante Rolle.

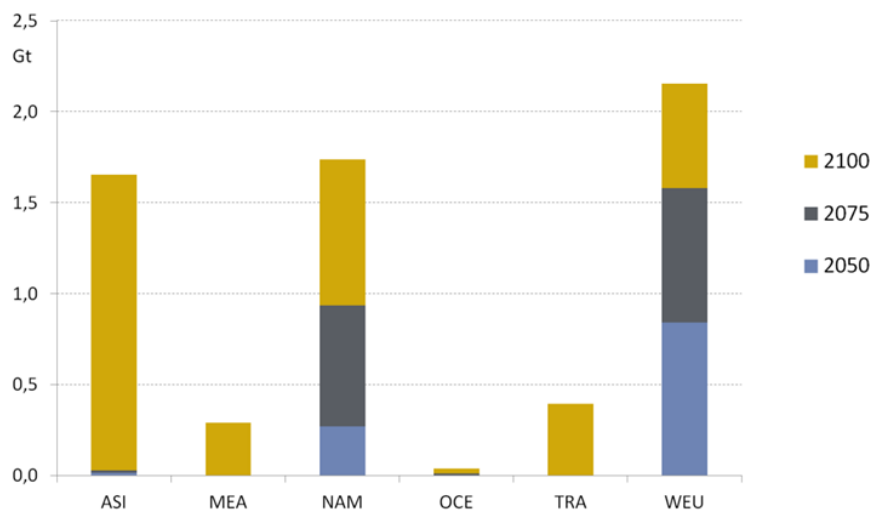


Abbildung 46: Onshore gespeichertes CO₂ nach Regionen und Jahren (500 ppm-Szenario)

Die Bedeutung der eingesetzten CCS-Technologie soll anhand der WEU-Region näher analysiert werden. Der aus der Arbeit von Frankel und Bosetti abgeleitete CO₂-Minderungspfad (siehe auch Kapitel 8.2.1) legt im letzten Stützjahr 2100 für WEU eine maximale Emissionsmenge an CO₂ in Höhe von 0,06 Gt bzw. 60 Millionen Tonnen fest. Die

Stromproduktion im Jahr 2100 (siehe Abbildung 37) erfolgt nur in Form von kohlenstoffdioxidfreien Erneuerbaren Energien sowie Braunkohle- und Gas-CCS. Abbildung 46 zeigt, dass im Jahr 2100 ca. 0,6 Gt CO₂ abgeschieden und gespeichert werden. Da je nach Technologie nur knapp 90% des Kohlenstoffdioxids in CCS-Kraftwerken abgeschieden werden kann, verbleiben Restmengen, die den 0,06 Gt des Emissionslimits entsprechen. Wie im Kapitel 6 ausführlich analysiert, ermöglicht die CCS-Technologie eine plan- und steuerbare Stromerzeugung mit geringen CO₂-Emissionen und stellt folglich eine sinnvolle Ergänzung zu den fluktuierenden Erneuerbaren dar.

Während in der vorherigen Abbildung nur die gespeicherten CO₂-Mengen pro Stützjahr dargestellt wurden, erfolgt in Abbildung 47 eine Darstellung der Kohlenstoffdioxidmengen in kumulierter Form. Dazu werden die in den Stützjahren abgeschiedenen Mengen mit der Anzahl der Jahre zwischen den einzelnen Stützjahren multipliziert. Für die Region WEU ist abzulesen, dass nach der ersten Investition in CCS-Kraftwerke im Jahr 2050 bis zum Jahr 2100 insgesamt ca. 53 Gt CO₂ abgeschieden und gespeichert werden. In Tabelle 21 wird für WEU ein Gesamtpotenzial von 95 Gt aufgezeigt, wovon 86 Gt an Land (onshore) liegen. Da die Onshore-Speicherung kostengünstiger als die Offshore-Speicherung ist (vgl. Kapitel 6.4.4), handelt es sich bei den in der Region WEU gespeicherten Mengen CO₂ um Mengen, die allein in Onshore-Speichern verpresst werden. In WEU werden kumuliert betrachtet knapp 62% der verfügbaren Onshore-Kapazitäten genutzt. Global werden in diesem Szenario kumuliert 157 Gt CO₂ in die Speicher verpresst.

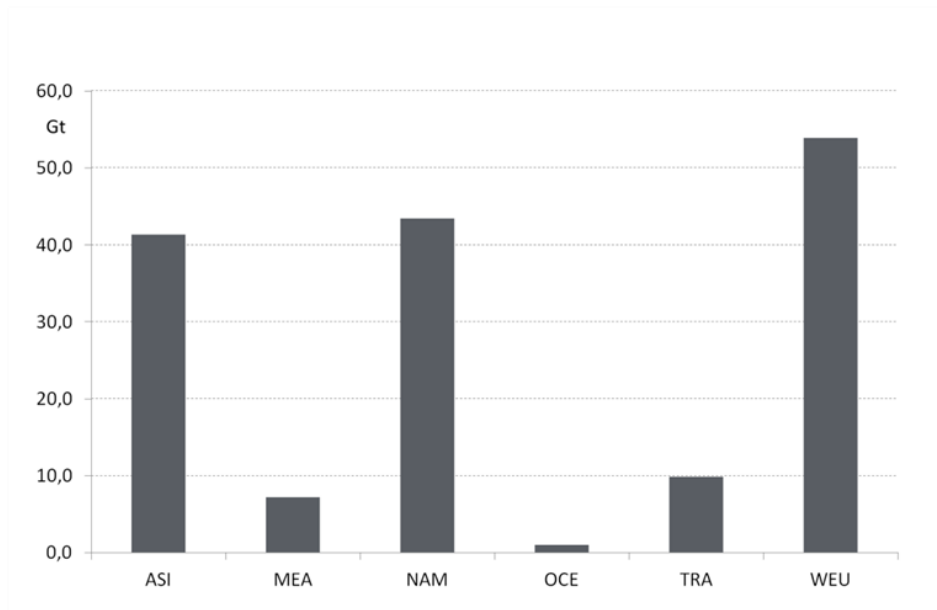


Abbildung 47: Über die Jahre kumulierte Mengen gespeichertes CO₂ nach Regionen in Gt (500 ppm-Szenario)

In den anderen Weltregionen sind die verfügbaren Kapazitäten (vor allem Onshore) ungleich höher als in der Region WEU. An dieser Stelle kann für das 500 ppm-Szenario das Ergebnis festgehalten werden, dass die ermittelten Onshore-Speicherpotenziale für Kohlenstoffdioxid auf Grundlage der modellierten CCS-Kapazitäten und abgeschiedenen CO₂-Mengen *keinen* limitierenden Faktor für den Einsatz der CCS-Technologie darstellen. Dies gilt umso mehr, falls neben den Onshore- auch die zusätzlich verfügbaren Offshore-Kapazitäten mit in Betracht gezogen werden.

10.1.2 Ergebnisse des 460 ppm-Szenarios

Nachfolgend werden die Auswirkungen der veränderten regionalen CO₂-Obergrenzen analysiert, die bis zum Jahr 2100 die Erreichung einer maximalen CO₂-Konzentration in Höhe von 460 ppm und somit eine maximale Erderwärmung von unter 2° Celsius gewährleisten sollen. Die grundlegenden Wechselwirkungen zwischen CO₂-Limit und Technologiemix sind im Vergleich zum zuvor beschriebenen 500 ppm Szenario sehr ähnlich. Nachfolgend wird der Fokus auf die wesentlichen Unterschiede dieser beiden Szenarien gelegt. Die Vorgehensweise erfolgt analog zum vorherigen Szenario.

Wie bereits in Kapitel 8.2 dargestellt, gibt es zwischen den Kohlenstoffdioxidgrenzen der beiden Szenarien 500 und 460 ppm zum Teil deutliche Unterschiede (siehe Tabelle 27). Innerhalb der Regionen ASI, NAM und WEU sind insbesondere folgende Unterschiede

wesentlich: Die Region ASI muss in diesem Szenario ab 2030 einen deutlichen höheren Anteil an der globalen CO₂-Reduktion tragen. Der Emissionspeak erfolgt bereits im Jahr 2020. Die Region NAM erhält im Jahr 2020 ein größeres CO₂-Budget, in den Jahren 2030 und 2050 ein leicht niedrigeres und in den Stützjahren 2075 und 2100 ein höheres CO₂-Budget. Die Region WEU enthält bis auf Ausnahme des Stützjahres 2020 ein konstant höheres CO₂-Budget. Kumuliert werden im 460 ppm-Szenario über alle Jahre bis 2100 ca. 90 Gt weniger CO₂ emittiert.

10.1.2.1 Stromproduktion

Die Struktur des globalen Erzeugungsmixes ist der Struktur des 500 ppm-Szenarios sehr ähnlich, was aufgrund der verfügbaren Technologien und der Vielzahl an unveränderten Eingangsparametern (wie z.B. gleichen Brennstoffpreisen) plausibel ist. Im Jahr 2020 ergeben sich bei globaler Betrachtung zwischen den Szenarien keine nennenswerten Unterschiede. Erst ab dem Stützjahr 2030 zeigen sich erste Auswirkungen des veränderten CO₂-Budgets. Die PV-Technologie wird bereits in diesem Jahr umfangreich eingesetzt und verdrängt im nahezu gleichen Umfang die Stromproduktion aus Steinkohle. Die dadurch induzierten Lernkurveneffekte führen dazu, dass in den nachfolgenden Jahren die PV-Technologie gegenüber der solarthermischen Stromerzeugung (CSP) deutlich wirtschaftlicher ist und letztere im Erzeugungsmix nur noch eine untergeordnete Rolle einnimmt. Der Anteil von ca. 10% an der globalen Erzeugung im 500 ppm-Szenario wird im 460 ppm-Szenario vollständig von der PV-Technologie übernommen. Der Anteil der PV-Technologie steigt insgesamt weiter und verdrängt auch in den Jahren ab 2050 die CO₂-intensive Steinkohle. Der Einsatz der CCS-Technologie erfolgt ebenfalls ab dem Jahr 2050. Gegenüber dem 500 ppm-Szenario wird diese Technologie insbesondere im Jahr 2075 stärker genutzt. Der Anteil an Steinkohle-CCS vervierfacht sich ungefähr.

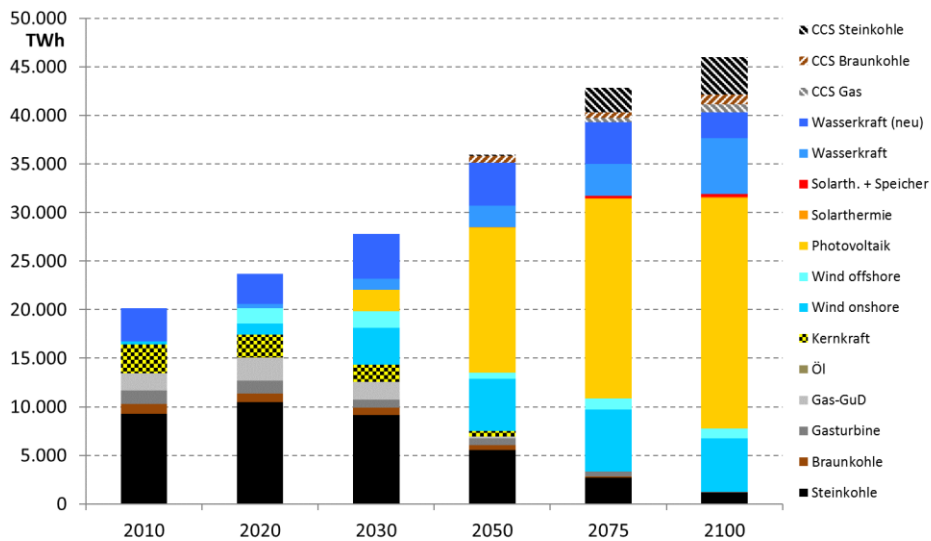


Abbildung 48: Globale (alle Regionen) Stromproduktion im 460 ppm-Szenario

Die Region WEU profitiert von dem insgesamt höheren CO₂-Budget (siehe Abbildung 49); mit Ausnahme des Jahres 2020, in dem im Vergleich zum vorherigen Szenario eine Reduktion um 0,12 Gt erfolgt. In diesem Jahr wird der Anteil von GuD nahezu halbiert und stattdessen mehr Strom durch neue On- und Offshore-Windanlagen produziert. Im Jahr 2030 erfolgt im Vergleich zum 500 ppm-Szenario hingegen ein leichter Ausbau an Gasanlagen, deren CO₂-Emissionen das leicht erhöhte CO₂-Budget ausschöpfen. Im Jahr 2050 wird das im Vergleich zum 500 ppm-Szenario höhere Emissionsbudget deutlicher sichtbar. Die teure CCS-Technologie auf Braunkohlebasis wird weniger eingesetzt. Stattdessen erfolgt ein Einsatz der billigsten Erzeugungstechnologie in Form der konventionellen Braunkohle, bis die Grenze der mehr gewährten CO₂-Emissionen wiederum erreicht ist. Diese ist erreicht, bevor limitierende Brennstoffverfügbarkeiten greifen. Die höheren CO₂-Grenzen erlauben im Stützjahr 2075 einen kleinen Sockel an konventioneller Erzeugungstechnologie (Braun- und Steinkohle sowie Gas). Der Anteil an CCS-Braunkohle wird proportional reduziert. Zudem steigt 2075 der Anteil an PV, deren Kosten durch den früheren Einsatz und des Lernkurveneffektes gesunken sind. Im Jahr 2100 erfolgen ein leicht höherer Ausbau der Windenergie und eine leicht höhere Nutzung der CCS-Braunkohletechnologie.

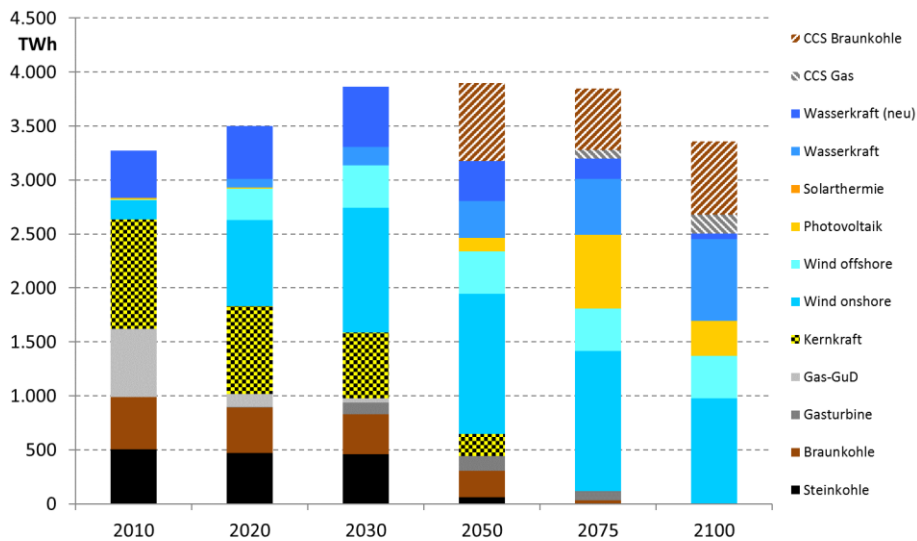


Abbildung 49: Stromproduktion Region WEU im 460 ppm-Szenario

In Abbildung 50 ist die Stromproduktion für die Region NAM dargestellt. Im Vergleich zum 500 ppm-Szenario wird im Jahr 2020 der Einfluss der höheren zugestandenen Menge an CO₂-Emissionen deutlich, die mit einer leicht erhöhten Nutzung von Steinkohlekraftwerken einhergeht. In den Stützjahren 2030 und 2050 greift indes eine stringente Grenze, so dass zum einen die Stromproduktion aus Steinkohle im Vergleich zum vorherigen Szenario in beiden Stützjahren abnimmt und zum anderen im Jahr 2050 ein signifikanter Anteil an PV (von etwas mehr als 20%) zur Stromerzeugung genutzt wird. Gas- und Steinkohle CCS werden im Jahr 2075 ebenfalls extensiver genutzt als im 500 ppm-Szenario. Im letzten Stützjahr 2100 ist auffällig, dass die gesamte produzierte Strommenge gegenüber dem vorherigen Szenario um ca. 250 TWh geringer ausfällt. Diese Besonderheit ist durch den umgekehrten Stromaustausch mit der Region LAM zu erklären. Während im 500 ppm-Szenario ca. 2% der Stromproduktion in Richtung LAM exportiert wird, erfolgt im 460 ppm-Szenario ein Bezug von Elektrizität aus der Region LAM.

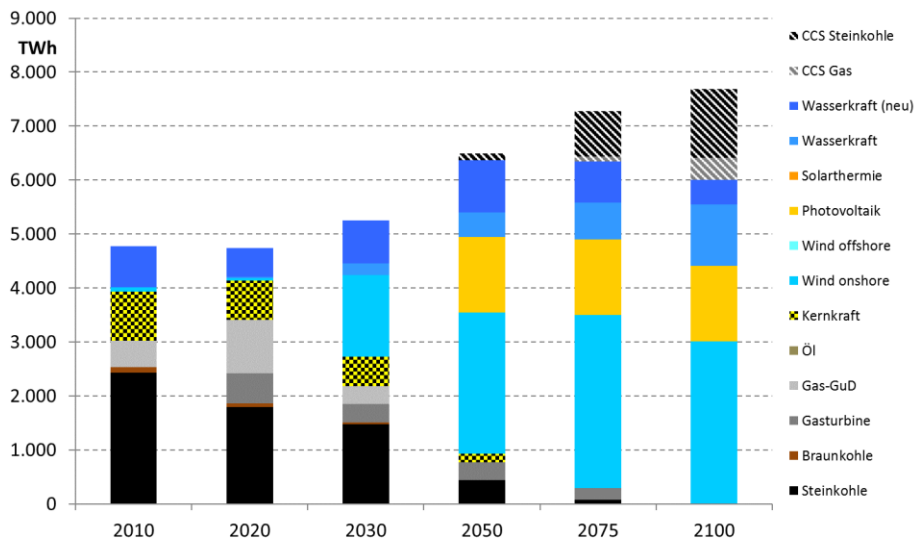


Abbildung 50: Stromproduktion Region NAM im 460 ppm-Szenario

Die Auswirkungen des verschärften CO₂-Limits werden in der Region ASI am deutlichsten sichtbar (siehe Abbildung 51). Ab dem Jahr 2030 unterliegt diese Region deutlich stringenteren Vorgaben. Die PV-Technologie nimmt in dieser Region – wie in den anderen dargestellten Regionen auch – schon im Jahr 2030 eine bedeutende Position ein. Mit zirka 2.000 TWh hat diese Technologie einen Anteil an der Stromproduktion von zirka 17%. Im Vergleich zum 500 ppm Szenario verdrängt diese Technologie den Steinkohleanteil um den gleichen Anteil. Die PV-Technologie wird in den darauffolgenden Stützjahren zur dominanten Technologie in dieser Region. In Kontrast zum 500 ppm-Szenario verdrängt diese ab dem Jahr 2050 neben der Steinkohle auch die CSP-Technologie, was – wie schon zuvor erläutert – an der steigenden Wettbewerbsfähigkeit der PV-Technologie liegt, die durch die Lernkurveneffekte induziert wird. Darüber hinaus erfolgt bereits im Jahr 2075 eine extensive Nutzung der Steinkohle CCS-Technologie.

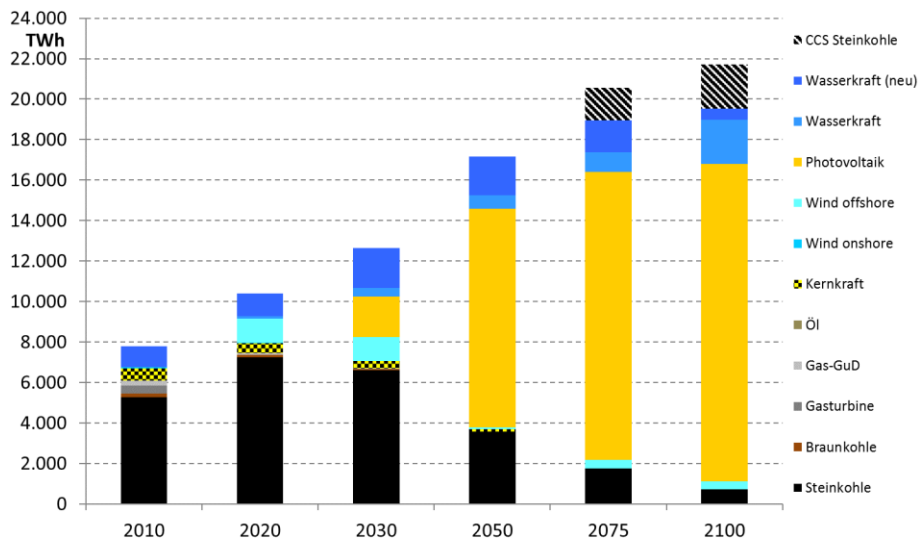


Abbildung 51: Stromproduktion Region ASI im 460 ppm-Szenario

Als Zwischenfazit kann an dieser Stelle festgehalten werden, dass sich durch die in Summe niedrigere CO₂-Grenze eine frühere flächendeckende Nutzung der PV-Technologie im Jahr 2030 einstellt, die aufgrund der Lernkurveneffekte zu einer nachgelagerten stärkeren Nutzung in den Folgejahren führt. Darüber hinaus wird, wie zu erwarten war, die nahezu CO₂-freie CCS-Technologie verstärkt genutzt. Letzteres geht entsprechend einher mit höheren Abscheidungsmengen und auch höheren verpressten Mengen an Kohlenstoffdioxid. Der Boom der PV-Technologie kann als Indiz dafür gesehen werden, dass das sogenannte Problem des *Penny-Switchings* auftritt. Sobald eine Technologie nur einen Bruchteil wirtschaftlicher als die direkte Konkurrenztechnologie wird, schlägt sich dies in einer nahezu vollständigen Investition der dann superioren Technologie um bzw. in der vollständigen Nicht-Nutzung der inferioren Technologie. Während CSP in der Region ASI im 500 ppm-Szenario noch im Rahmen der verfügbaren Potenziale eingesetzt wird, wird diese Technologie im 460 ppm-Szenario vollständig aus dem Erzeugungsmix gedrängt.

10.1.2.2 Installierte Kapazitäten

Wie bereits zu Beginn des Kapitels 10.1.1.2 dargestellt, folgt die Entwicklung der installierten Kapazitäten der Stromproduktion. Aufgrund der im Vergleich zu konventionellen Kraftwerken meist deutlich geringeren Vollbenutzungstunden, steigen die installierten

Erneuerbaren-Kapazitäten überproportional mit dem Anteil der Erneuerbarentechnologie an der Stromproduktion. Da für die Entwicklung der installierten Kapazitäten die gleichen Gründe und Wechselwirkungen zwischen den Technologien verantwortlich sind, sollen im Folgenden nur die Besonderheiten und Unterschiede zum 500 ppm-Szenario auf globaler Ebene und für die Region WEU näher analysiert werden. Die grafische Aufbereitung für die Regionen NAM und ASI findet sich im Anhang.

Der direkte Vergleich der installierten Kapazitäten zwischen dem 460 und 500 ppm-Szenario (siehe Abbildung 40 und Abbildung 52) zeigt vier wesentliche Unterschiede, die sich analog zu den Unterschieden bei der Stromproduktion ergeben:

- 1) Der Anteil der Steinkohlekapazitäten ist ab 2030 um ca. 20% und im letzten Stützjahr um ca. 50% geringer.
- 2) Es erfolgt bereits im Jahr 2030 ein signifikanter Zubau an PV-Kapazitäten in Höhe von zirka 1,5 TW.
- 3) CSP-Kapazitäten werden in den Stützjahren 2050 und 2075 nahezu vollständig von PV ersetzt, wobei im Jahr 2050 ein deutlich höherer Stand an PV-Kapazitäten in Höhe von ca. 7,8 TW erreicht wird (plus 5,8 TW im Vergleich zum 500 ppm-Szenario).
- 4) Es werden in den Jahren 2075 und 2100 mehr Kapazitäten an CCS-Technologie aufgebaut.

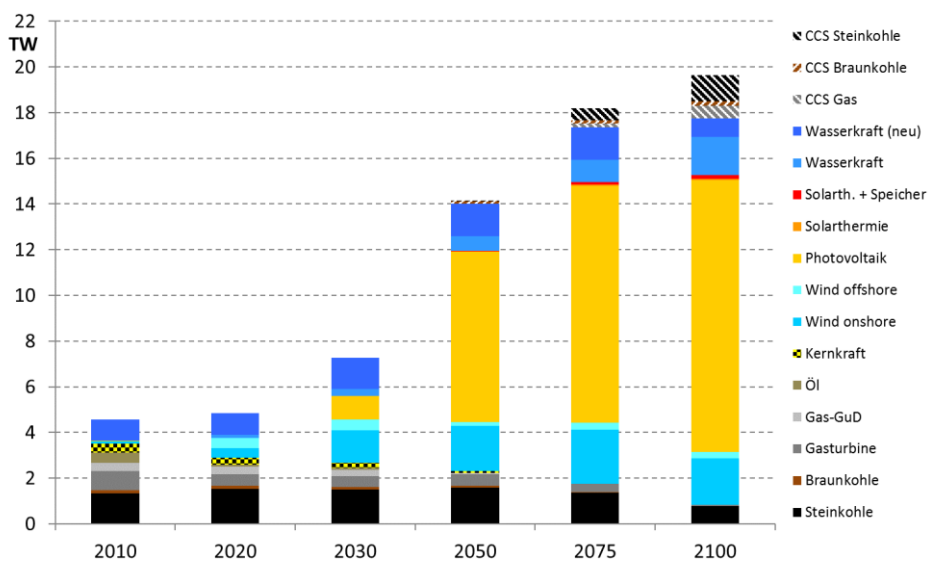


Abbildung 52: Installierte Kapazitäten global im 460 ppm-Szenario

In Bezug auf die installierten Kapazitäten werden abschließend noch die Szenariounterschiede in der Region WEU genauer betrachtet, da diese Region – wie mehrfach erwähnt – die Grundlage für die noch folgenden Analysen darstellt.

Die Region WEU ist im Vergleich zum 500 ppm-Szenario ein „Gewinner“ was die Neujustierung der Reduktionsverpflichtungen angeht. Der Reduktionspfad erlaubt im Zeitverlauf höhere CO₂-Emissionen und analog zur Stromproduktion kann im Jahr 2075 noch deutlich mehr auf konventionelle Kohle- und Gaskraftwerke zurückgegriffen werden. Zudem steigen im Jahr 2075 die PV-Kapazitäten deutlich an. Ein interessanter Effekt ergibt sich im Jahr 2100. Im Vergleich zum 500 ppm-Szenario sinken die PV-Kapazitäten signifikant und die Wind-Onshore Kapazitäten steigen an. Erklärbar ist dies durch den früheren Einstieg in den großflächigen Ausbau der PV-Kapazitäten (2050 anstatt 2075). Die in 2050 installierten PV-Kapazitäten stehen aufgrund der begrenzten technischen Lebensdauer im Stützjahr 2100 nicht mehr zur Verfügung. Reinvestitionen erfolgen in die Onshore-Technologie, da hier die Potenziale im Jahr 2100 noch nicht ausgeschöpft sind. Daraus lässt sich schließen, dass eingetretene Lernkurveneffekte und höhere Vollbenutzungsstunden dazu führen, dass die Onshore-Technologie zum Ende des Jahrhunderts zumindest für die Region WEU die wirtschaftlich vorteilhaftere Technologie im Vergleich zur PV-Technologie ist.

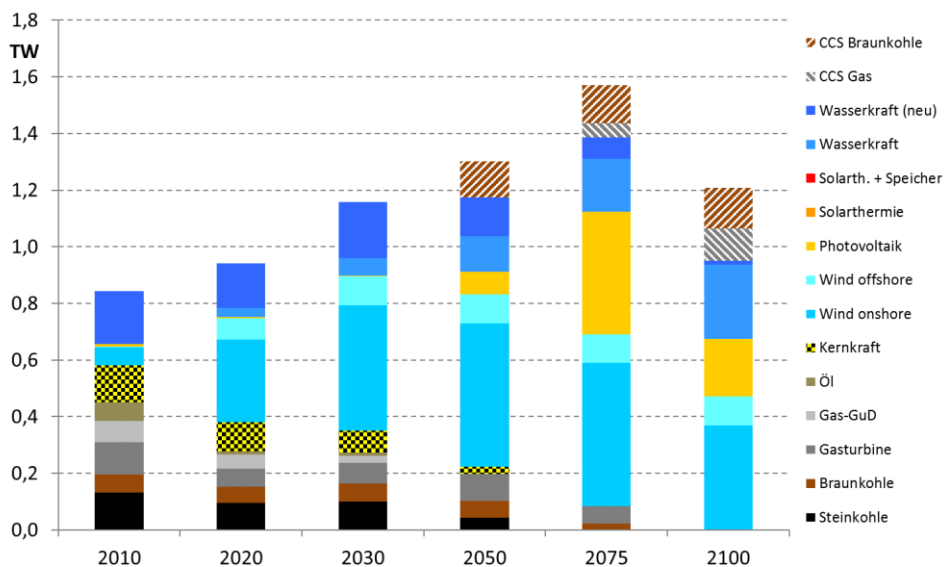


Abbildung 53: Installierte Kapazitäten Region WEU im 460 ppm-Szenario

Die Ergebnisse des CORECCS-Modells im 460 ppm-Szenario im Vergleich zum 500 ppm-Szenario zeigen auf globaler Ebene plausible Tendenzen. Analog zum verschärften Klimaziel wird der Ausstoß von CO₂ durch eine erhöhte Nutzung kohlenstoffdioxidfreier (Erneuerbare, vor allem PV) und kohlenstoffdioxidarmer Technologien (vor allem steuerbare CCS-Technologien) auf das zur Erreichung des Klimaziels notwendige Niveau reduziert. Wie zuvor bei der Stromerzeugung tiefergehend analysiert, ergeben sich durch die von Frankel und Bosetti modellierten Vermeidungspfade diametral entgegengesetzte Entwicklungen für einzelne Stützjahre in den verschiedenen Regionen. Die Region ASI ist von den vorgegebenen Minderungspfaden des 460 ppm-Szenarios im Vergleich zum vorherigen Szenario überproportional betroffen und muss die Kohlenstoffdioxidemissionen deutlicher reduzieren. Dies manifestiert sich durch einen früheren und deutlich stärkeren Rückgriff auf die PV-Technologie. Die Region WEU profitiert hingegen und kann aufgrund des weniger stringenten Minderungspfades in den Stützjahren 2050 und 2075 deutlich mehr auf konventionelle Braun-/Steinkohle und Gaskraftwerke zurückgreifen.

10.1.2.3 Strompreise

Auch bei den Strompreisen soll aus den o.a. Gründen der Fokus der Analyse nur noch auf die Region WEU gelegt werden. Die Strompreise der anderen Regionen finden sich in tabellarischer Form im Anhang. Tabelle 37 zeigt eine Übersicht der Strompreise (in USD) nach Lastsegment für die Region WEU.

Tabelle 37: Strompreise (USD/MWh) im 460 ppm-Szenario nach Lastsegment in der Region WEU

WEU	I1H	I1L	I2H	I2L	I3H	I3L	I4H	I4L
2010	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2	53,2
2020	104,7	151,4	72,4	104,7	35,9	72,4	36,5	72,4
2030	121,4	142,4	60,6	142,4	36,9	75,0	36,9	62,5
2050	148,8	242,0	57,8	242,0	24,5	66,3	30,3	66,3
2075	125,6	296,0	45,4	296,0	0,0	76,4	45,4	76,4
2100	150,7	321,0	50,1	321,0	0,0	69,2	21,1	69,2

Um die Unterschiede zum 500 ppm-Szenario hervorzuheben, werden in Tabelle 38 die Differenzen der Strompreise zwischen den beiden Szenarien dargestellt. Dazu werden die Strompreise des 460 ppm-Szenarios von den Strompreisen des 500 ppm-Szenarios subtrahiert. Ein grün hinterlegtes Feld bedeutet, dass der Strompreis für das jeweilige

Segment im 500 ppm-Szenario höher ist. Rot hinterlegte Felder zeigen, dass der Strompreis für das jeweilige Segment im 460 ppm-Szenario höher ist. Gelbe Felder zeigen, dass es keine Differenzen zwischen den Szenarien gibt.

Tabelle 38: Vergleich der Strompreise (USD/MWh) zwischen 460 - und 500 ppm-Szenario (Region WEU)

WEU	I1H	I1L	I2H	I2L	I3H	I3L	I4H	I4L
2010	0,0	0,0	-3,1	0,0	-3,1	-3,1	-3,1	-3,1
2020	-6,1	-2,1	-6,1	-6,1	2,1	-6,1	10,8	-6,1
2030	9,0	-12,0	-0,2	-12,0	-0,3	6,1	-0,3	4,3
2050	10,7	16,7	-25,6	16,7	7,7	10,4	1,9	10,4
2075	2,6	2,6	4,9	2,6	0,0	-7,2	4,9	-7,2
2100	0,4	0,4	0,8	0,4	0,0	1,0	-4,7	1,0

Ab dem Stützjahr 2050 überwiegen grün hinterlegte Felder. Dies erscheint zunächst nicht plausibel, da mit dem 460 ppm-Szenario höhere globale Reduktionsverpflichtungen einhergehen und die Erreichung tendenziell mit höheren Strom- und höheren CO₂-Preisen verbunden ist. Insbesondere dann, wenn der Strompreis durch CO₂-arme, aber im Vergleich zu konventionellen Kohlekraftwerken mit höheren variablen Kosten produzierende Gas- oder CCS-Kraftwerke bestimmt wird. An dieser Stelle wird aber wiederum deutlich, dass die Region WEU im 460 ppm-Szenario mit einem höheren Emissionsbudget ausgestattet wird und folglich die Reduktionsverpflichtung im 500 ppm-Szenario höher ausfällt. Vor diesem Hintergrund ist es plausibel, dass ab Mitte des Jahrhunderts die Strompreise im 460 ppm-Szenario bis auf wenige Ausnahmen geringer sind.

Im Jahr 2020 hingegen ist die Reduktionsverpflichtung im Vergleich zum vorherigen Szenario höher. Die spiegelt sich mit Ausnahme des I3H- und I4H-Segmentes in durchgängig höheren Strompreisen wider. Dass im Jahr 2030 in fünf von acht Segmenten immer noch höhere Preise berechnet werden, kann damit erklärt werden, dass die in 2020 installierten bzw. genutzten Kapazitäten zum Großteil in 2030 noch technisch nutzbar sind. Die Stromgesamtnachfrage kann somit trotz höherer Strompreise zu geringeren Kosten bedient werden, als dies mit CO₂-ärmeren aber neu zu bauenden, kostenintensiven Kapazitäten möglich wäre. Auffällig ist zudem der deutlich höhere Strompreis im Segment I2H im Jahr 2050. Ein Erklärungsansatz ist der leicht gestiegene Anteil an PV-Erzeugung, der in diesem Segment mit hoher Erneuerbareneinspeisung ggf. mehr steuerbares Backup benötigt. Dies bedingt, dass Gaskraftwerke preissetzend sind und dies im Vergleich zwischen den Szenarien zu einem höheren Strompreis führt.

10.1.2.4 CO₂-Preise

In Tabelle 39 finden sich die CO₂-Preise für alle Regionen und Stützjahre.

Tabelle 39: CO₂-Preise (USD/t) im 460 ppm-Szenario

	<i>AFR</i>	<i>ASI</i>	<i>LAM</i>	<i>MEA</i>	<i>NAM</i>	<i>OCE</i>	<i>TRA</i>	<i>WEU</i>
2010	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	13,9
2020	0,0	24,3	0,0	0,0	0,0	3,2	0,0	17,7
2030	0,0	19,7	3,7	0,0	13,3	17,9	0,0	20,5
2050	0,0	48,6	18,5	35,8	61,4	27,5	4,9	44,3
2075	16,6	57,1	33,0	86,0	99,8	84,9	67,3	204,9
2100	16,7	344,9	165,5	108,8	258,6	308,3	143,8	249,4

Um die Auswirkungen einer stringenteren globalen Klimaschutzpolitik besser analysieren zu können, sind in Tabelle 40 die Differenzen zwischen dem 460 ppm und dem 500 ppm-Szenario dargestellt. Die farbliche Hinterlegung entspricht dem Schema des vorherigen Kapitels.

Tabelle 40: Vergleich der CO₂-Preise (USD/t) zwischen 460 - und 500 ppm-Szenario

	<i>AFR</i>	<i>ASI</i>	<i>LAM</i>	<i>MEA</i>	<i>NAM</i>	<i>OCE</i>	<i>TRA</i>	<i>WEU</i>
2010	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	-3,2
2020	0,0	-4,1	0,4	0,0	20,7	-3,2	0,0	-17,7
2030	0,0	7,2	-0,7	0,0	0,1	-10,1	0,0	-0,3
2050	20,4	3,8	-0,1	6,1	-10,0	13,6	0,5	20,8
2075	1,6	4,6	-3,4	-0,5	178,3	-7,1	-22,7	54,4
2100	0,0	-271,1	-84,5	-2,1	372,4	-143,9	-86,4	8,8

Für die Region WEU wird erneut ersichtlich, dass die Reduktionsverpflichtung im 460 ppm-Szenario insgesamt geringer ausfällt und die Einhaltung des neuen CO₂-Limits im Stromsektor mit geringeren Kosten pro Tonne CO₂ erreicht werden kann. Lediglich im Jahr 2020, in dem es eine Verschärfung der Minderungsverpflichtung gibt, ergeben sich substantziell höhere CO₂-Preise. Die Regionen ASI, LAM, OCE und TRA sind im Jahr 2100 mit deutlich höheren CO₂-Preisen konfrontiert, als dies im 500 ppm-Szenario der Fall ist. Dies deckt sich mit den zuvor analysierten Unterschieden zwischen den Szenarien. Die Erreichung des 460 ppm-Zieles wird vor allem über höhere Reduktionsverpflichtungen

der Länder in Asien, Australien, Südamerika sowie Russland und weiteren Ostblockstaaten erreicht. Dies wird durch die deutlich gestiegenen CO₂-Preise in eben diesen Regionen sichtbar. Besonders auffällig sind die Unterschiede bei den CO₂-Preisen in den Regionen ASI und NAM. In der Region ASI steigt der CO₂-Preis im Jahr 2100 um ca. 270 USD/t, während der Preis in der Region NAM um 372 USD/t sinkt. Da die Region ASI im 460 ppm-Szenario deutlich mehr CO₂-Emissionen reduzieren muss und der gewährte CO₂-Ausstoß im Jahr 2100 um 50% gegenüber dem 500 ppm-Szenario sinkt, ist ein deutliches Ansteigen des CO₂-Preises eine plausible Konsequenz. In der Region NAM hingegen spricht das deutliche Absinken des CO₂-Preises dafür, dass in dem 500 ppm-Szenario die Minderungsverpflichtung im letzten Jahr äußerst ambitioniert und nur mit sehr hohen CO₂-Preisen jenseits der 600 USD-Grenze zu erreichen ist. Zur Erinnerung: Wie in der Region WEU sind im 460 ppm-Szenario in der Region NAM in den letzten Stützjahren geringere Reduktionsverpflichtungen implementiert. Der Unterschied zwischen den beiden Szenarien in der Region NAM beträgt nur 30 Mio. Tonnen (0,08 Gt [500 ppm] versus 0,11 Gt [460 ppm]). Dies ist ein Indiz dafür, dass das 0,08 Gt-Ziel im Jahr 2100 für die Region NAM ein sehr herausforderndes Ziel darstellt. Bereits eine geringe Entlastung hinsichtlich der maximal zu emittierenden Menge Kohlenstoffdioxid führt zu deutlich niedrigeren CO₂-Preisen. Vor dem Hintergrund einer globalen Wohlfahrtspolitik wäre dies ein Hinweis darauf, die Reduktionsverpflichtung in der Region NAM zu entschärfen und ggf. auf andere Regionen zu verteilen. Auswirkungen einer globalen Emissionsgrenze werden im Rahmen einer Sensitivitätsanalyse in Kapitel 10.1.4 näher dargestellt.

10.1.2.5 Abgeschiedenes und gespeichertes CO₂

Im Vergleich zwischen den beiden Szenarien 500 ppm und 460 ppm werden in Bezug auf die abgeschiedene und gespeicherte Menge CO₂ vor allem in der Region ASI deutliche Unterschiede sichtbar (siehe Abbildung 54). Die CCS-Technologie wird in dieser Region bereits im Jahr 2075 extensiv genutzt, was mit einer entsprechenden CO₂-Speicherung in eben diesem Jahr einhergeht. Die abgeschiedenen Mengen in den Regionen NAM und WEU verändern sich im direkten Szenarienvergleich nur geringfügig. Analog zu den geringeren Reduktionsverpflichtungen ergibt sich eine weniger intensive Nutzung der CCS-Technologie, was sich in geringeren abgeschiedenen Mengen CO₂ manifestiert.

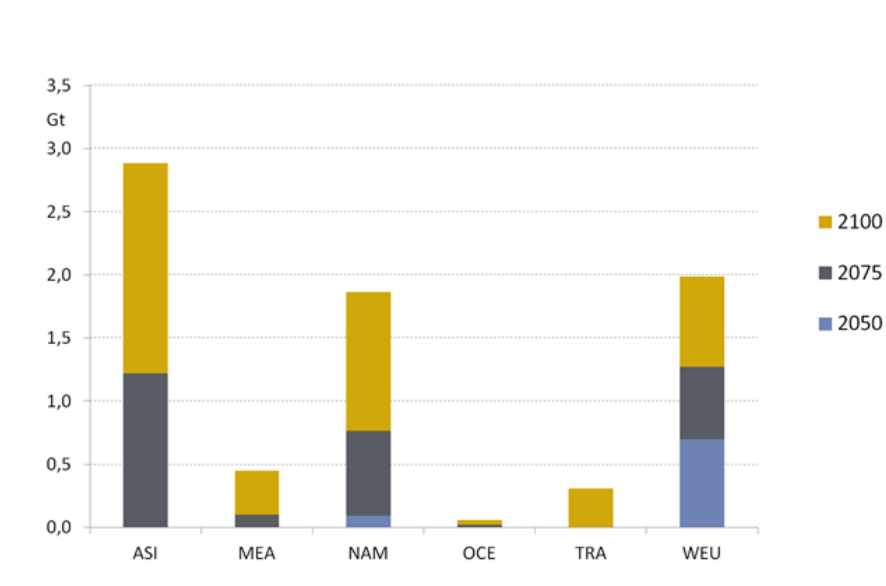


Abbildung 54: Onshore gespeichertes CO₂ nach Regionen und Jahren (460 ppm-Szenario)

Die o.a. Entwicklungen spiegeln sich auch in der kumuliert abgeschiedenen und gespeicherten Menge CO₂ wider (siehe Abbildung 55). Die abgeschiedene und kumulierte Menge CO₂ steigt in der Region ASI durch die frühere Nutzung der CCS-Technologie von ca. 40 auf 72 Gt an. In den Regionen NAM und WEU sinkt die Menge aufgrund der bereits beschriebenen Effekte. Im 460 ppm-Szenario werden ca. 32 Gt. mehr abgeschieden und gespeichert als im 500 ppm-Szenario. In Summe werden insgesamt 189 Gt CO₂ eingespeichert.

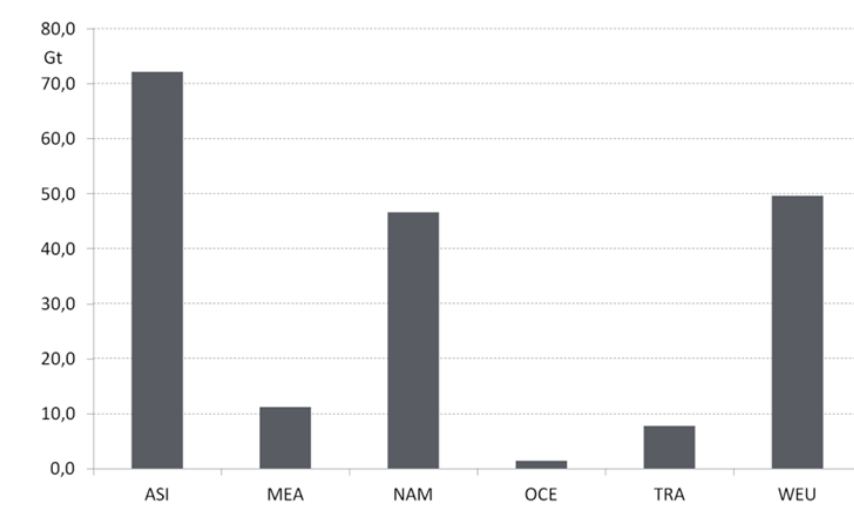


Abbildung 55: Kumulierte gespeicherte Mengen CO₂ nach Regionen in Gt (460 ppm-Szenario)

10.1.3 Sensitivität Kernenergie

Nachfolgend werden die Modellergebnisse für die erste Sensitivitätsrechnung dargestellt. Diese wird als Sensitivität Kernenergie bezeichnet (siehe dazu die weiteren Ausführungen in Abschnitt 8.2.3). Die regionalen CO₂-Minderungspfade entsprechen denen des 500 ppm-Szenarios. Bis auf die Investitionskosten der Kernkraftwerke sind sonstige Parameter unverändert geblieben. Die Investitionskosten der Kernkraftwerke sind von 7.000 auf 4.000 USD/kW herabgesetzt worden.

Wie im Kapitel zuvor fokussiert die Analyse auf die globalen Entwicklungen und die Entwicklungen in der Region WEU. Darüber hinaus werden die Unterschiede zwischen dem 500 ppm-Szenario und dem Sensitivität Kernenergie genauer dargestellt.

10.1.3.1 Stromproduktion

Die Senkung der Investitionskosten hat einen deutlichen Einfluss auf die globale Stromproduktion. Durch diese Anpassung wird die Kernenergie in ihrer Funktion als (weitestgehend) kohlenstoffdioxidfreie und zugleich steuerbare Erzeugungstechnologie zum Rückgrat der Stromerzeugung. Während sich die Kernenergie in den übrigen Szenarien als Auslauftechnologie darstellt, bewirkt die Kostenanpassung im Nuklear-Szenario bis 2050 einen konstanten Ausbau. Erst ab dem Stützjahr 2075 wird sukzessive wieder weniger Strom aus Kernkraftwerken bereitgestellt. Wie im originalen CORE-Modell wird ein unbegrenzter Ausbau der Kernenergie durch eine beschränkte Reserven- und Ressourcenverfügbarkeit von Uran verhindert.⁶⁰⁵ Diese greift nach dem starken Anstieg der Kernenergienutzung im Jahr 2050. Die abnehmende Brennstoffverfügbarkeit ist in den Jahren 2075 und 2100 auch der Grund dafür, dass sich die CCS-Technologie im Erzeugungsmix wiederfindet. Im Vergleich zum 500 ppm-Szenario verdrängt die Kernenergie maßgeblich Photovoltaik- und solarthermische Anlagen. Solarthermische Anlagen werden kaum noch zur Stromerzeugung genutzt, der Boom der PV-Technologie fängt erst im Jahr 2075 an und fällt deutlich verhaltener aus. Der Grundstock an konventionellen fossilen Kraftwerken ist in den beiden Szenarien nahezu identisch. Stein- und Braunkohlekraftwerke werden u.a. aufgrund der geringen variablen und fixen Kosten soweit genutzt, bis das CO₂-Limit ausgereizt ist.

⁶⁰⁵ Siehe Wagner, F. (2012), S. 167 ff.

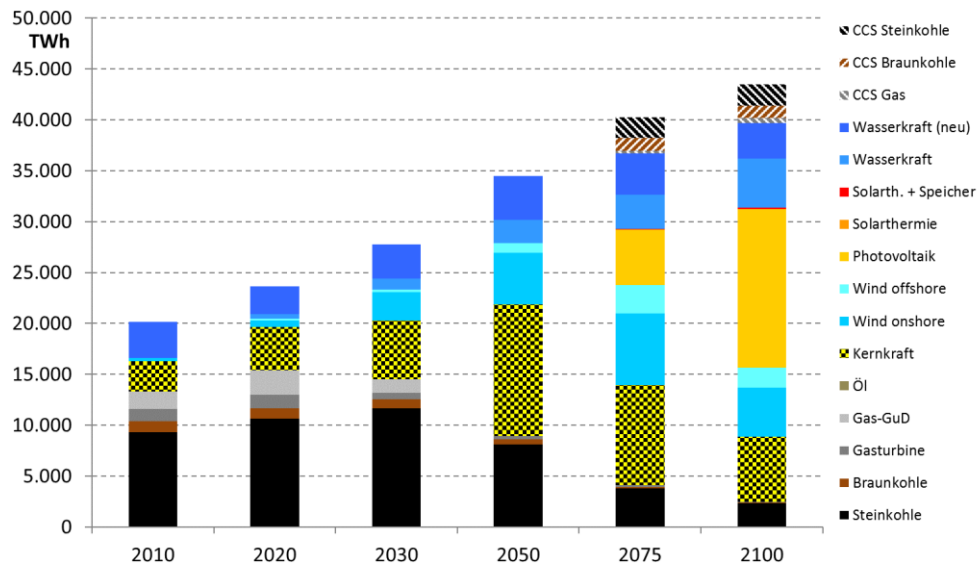


Abbildung 56: Sensitivität Kernenergie: Globale Stromproduktion

In der Region WEU ist die Auswirkung der Kostenänderung am deutlichsten von allen Regionen ersichtlich. In den Stützjahren 2030 und 2050 hat die Kernenergie einen Anteil an der Stromerzeugung zwischen 50 und 60% und bleibt auch nach diesen Jahren fester Bestandteil des Stromerzeugungsmixes. Strom aus Stein- und Braunkohlekraftwerken wird im Zeitverlauf auf ein Minimum reduziert. Solartechnologien werden nur noch zu einem minimalen, in der Abbildung 57 nicht sichtbaren Anteil genutzt. Im Vergleich zum 500 ppm-Szenario reduziert sich auch der Anteil der CCS-Technologien an der Stromerzeugung maßgeblich. Am Beispiel der Region WEU ist demnach gut nachzuvollziehen, dass die beiden CO₂-armen und gut regelbaren Erzeugungstechnologien CCS und Kernenergie Substitute im Rahmen einer ambitionierten Klimaschutzstrategie darstellen, die Kernenergie aber zudem auch Teile der erneuerbaren Stromerzeugung verdrängt. Diese Entwicklung verdeutlicht aber auch erneut, dass das Modell entsprechend sensitiv auf Änderungen entscheidender Inputparameter reagiert. Wird dem Modell eine „superiore“ Technologie zur Verfügung gestellt, so wird diese entsprechend bis an die vorgegebenen Grenzen genutzt.

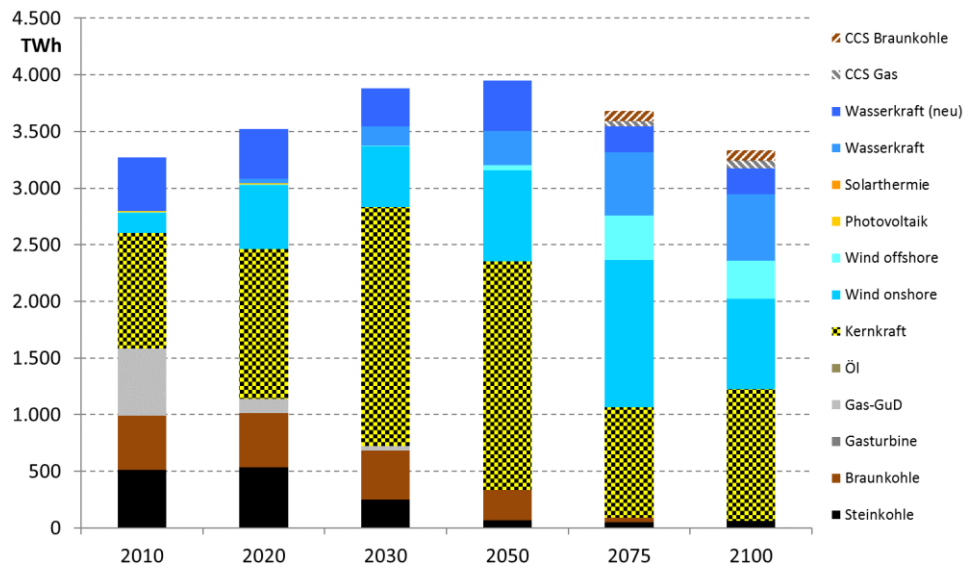


Abbildung 57: Sensitivität Kernenergie: Stromproduktion Region WEU

Da sich in der Region ASI eine besondere Entwicklung ergibt, soll darauf noch kurz eingegangen werden. Diese Entwicklung hat deutlichen Einfluss auf die abgespeicherten Mengen CO₂ durch die CCS-Technologie und dies wird vor allem beim später folgenden Szenarienvergleich sichtbar. Während in der Region WEU die Substitution zwischen der Kern- und der CCS-Technologie sehr deutlich wurde, ist dies in der Region ASI nicht der Fall. Während die CCS-Technologie im 500 ppm-Szenario im Jahr 2075 noch eine untergeordnete Rolle spielte, führt eine extensivere Nutzung der Kernenergie bei der Sensitivitätsrechnung paradoxerweise zu einer höheren Stromproduktion aus CCS. Eine Erklärung für dieses Ergebnis sind die verzögerten Lernkurveneffekte bei den Solartechnologien. Dadurch bedingt erfolgt im Jahr 2075 keine Stromerzeugung aus CSP und nur zu einem deutlich reduzierten Umfang aus PV. Konventionelle Steinkohle wird genutzt, bis deren Emissionen das CO₂-Limit erreichen. Die begrenzten Uranvorkommen sind dafür verantwortlich, dass nicht genügend Strom durch Kernenergie bereitgestellt werden kann, um die Nachfrage vollständig zu decken. Als Back-up-Technologie bzw. als Ergänzung wird dann bereits im Jahr 2075 die CCS-Technologie für Braun- und Steinkohlekraftwerke genutzt.

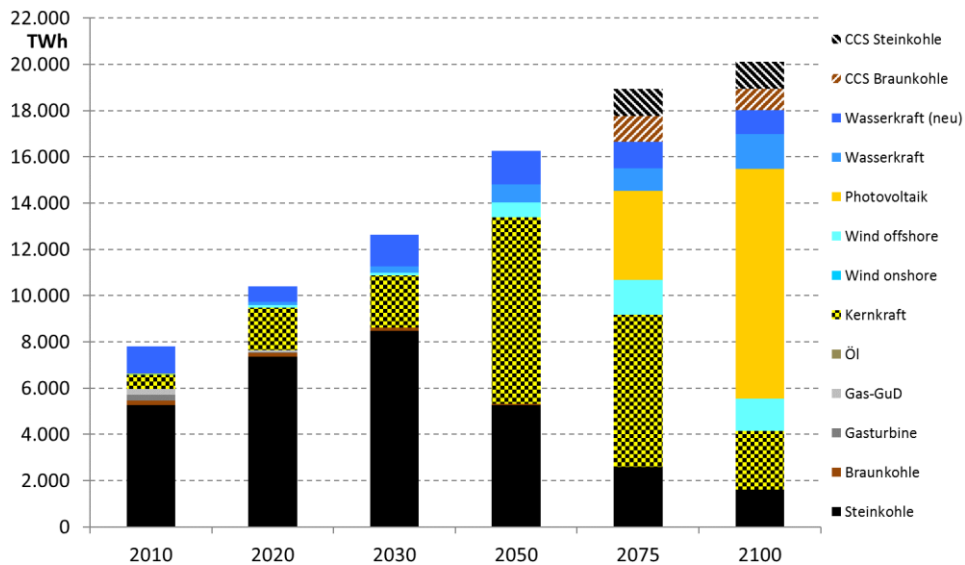


Abbildung 58: Sensitivität Kernenergie: Stromproduktion Region ASI

10.1.3.2 Installierte Kapazitäten auf globaler Ebene

Durch den hohen Anteil der Kerntechnologie an der Stromerzeugung reduzieren sich die benötigten installierten Kapazitäten im Vergleich zum 500 ppm-Szenario im Jahr im Jahr 2075 um 6 TW und im Jahr 2100 um ca. 2,8 TW (siehe Abbildung 59). Dies liegt an den deutlich höheren Vollbenutzungsstunden der Kernenergie im Vergleich zu fluktuierenden Erneuerbaren wie z.B. Photovoltaikanlagen.

Wie schon zuvor bei der globalen Stromproduktion beschrieben, erfolgt eine intensive Nutzung der Solartechnologien erst ab dem Jahr 2075. Demzufolge kann auch hier der Schluss gezogen werden, dass eine ausgedehnte Nutzung der Kernenergie den Umstieg auf die Erneuerbaren insbesondere der Solartechnologien zumindest verzögert. Lernkurveneffekte inklusive der positiven Auswirkungen stellen sich erst deutlich später ein. Kernenergie bleibt über den gesamten Betrachtungszeitraum fester Bestandteil des Erzeugungsmixes. Konventionelle fossile Kraftwerke (Braun- und Steinkohle) werden sukzessive bis zum Ende des Jahrhunderts abgebaut. Die CCS-Technologie nimmt nur noch eine untergeordnete Rolle ein.

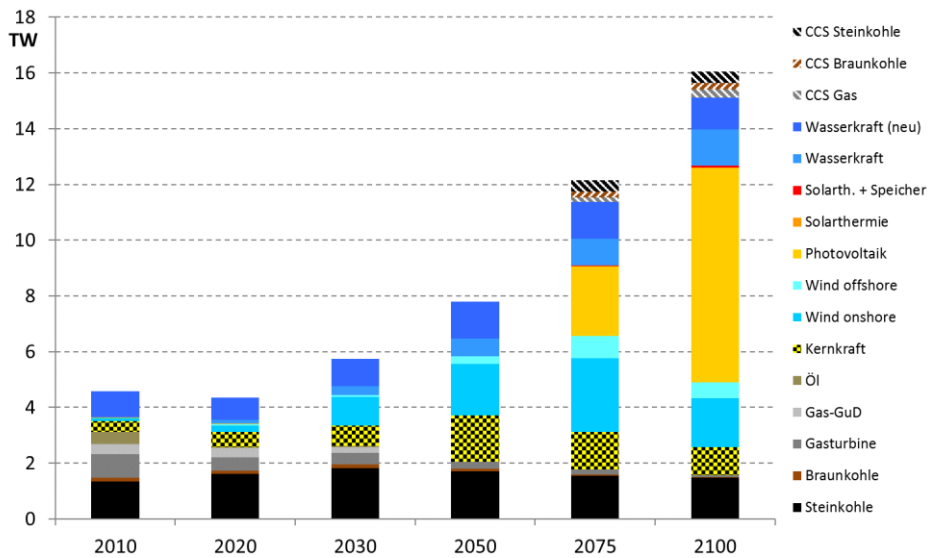


Abbildung 59: Sensitivität Kernenergie: Installierte Kapazitäten global

10.1.3.3 Strompreise

Die Absenkung der Investitionskosten für Kernenergie sollte nach Logik des Modells dazu führen, dass die Strompreise tendenziell sinken, da mit den Investitionskosten nachgelagert auch die annuitätischen Kosten zur Stromerzeugung sinken. Die vorherigen Abschnitte haben gezeigt, dass durch die Senkung der Kosten die Kernenergie fester Bestandteil des Erzeugungsmixes in den betrachteten Regionen wurde. In Tabelle 41 sind die Strompreise für die Region WEU abgebildet.

Tabelle 41: Strompreise (USD/MWh) Sensitivität Kernenergie nach Lastsegment in der Region WEU

WEU	I1H	I1L	I2H	I2L	I3H	I3L	I4H	I4L
2010	53,2	53,2	47,0	53,2	47,0	47,0	47,0	47,0
2020	92,5	101,4	68,2	92,5	52,0	68,2	52,0	52,0
2030	102,3	110,9	71,7	102,3	31,1	44,2	16,0	44,2
2050	170,9	170,9	64,6	170,9	13,7	64,6	10,3	48,1
2075	177,6	260,9	29,6	260,9	29,6	76,3	29,6	76,3
2100	242,6	308,6	48,5	308,6	10,2	48,5	10,2	23,2

Tabelle 42 zeigt die Differenzen der Strompreise zwischen dem 500 ppm-Szenario und der Kernenergie-Sensitivität. Von den Strompreisen des 500 ppm-Szenarios wurden die Strompreise der Sensitivität subtrahiert. Dies bedeutet, dass grüne Felder für günstigere Strompreise im Rahmen der Sensitivität Kernenergie stehen.

Tabelle 42: Vergleich der Strompreise (USD/MWh) zwischen Sensitivität Kernenergie und 500 ppm-Szenario

WEU	I1H	I1L	I2H	I2L	I3H	I3L	I4H	I4L
2010	0,0	0,0	3,1	0,0	3,1	3,1	3,1	3,1
2020	6,1	48,0	-1,9	6,1	-14,0	-1,9	-4,8	14,3
2030	28,1	19,5	-11,2	28,1	5,5	37,0	20,6	22,7
2050	-11,4	87,8	-32,4	87,8	18,5	12,1	21,8	28,6
2075	-49,3	37,6	20,7	37,6	-29,6	-7,1	20,7	-7,1
2100	-91,6	12,9	2,4	12,9	-10,2	21,7	6,1	47,0

Auf den ersten Blick wird anhand des gewählten Farbschemas ersichtlich, dass die These geringerer Strompreise grundsätzlich bestätigt wird. Bis auf wenige Ausnahmen führt die Absenkung der Investitionskosten für die nukleare Stromerzeugung zu günstigeren Strompreisen. Auffällig ist, dass sich eine Erhöhung der Strompreise größtenteils in den Segmenten mit hoher Einspeisung von Erneuerbaren Energien einstellt. Die stärker eingesetzte Kernenergie verdrängt im hohem Maße Erneuerbare Energien. Dadurch gibt es weniger Segmente mit einem Überangebot an Erneuerbarer Energie, die größtenteils mit Grenzkosten von nahe Null produzieren. Dadurch müssen Lasten mit teureren konventionellen Erzeugungstechnologien bedient werden, was im Vergleich zu einem Szenario mit einem sehr hohen Anteil an Erneuerbaren in bestimmten Lastsegmenten zu höheren Preisen führt. Im Vergleich zum 500 ppm-Szenario ist der Anteil Erneuerbarer Energien in der Kernenergie-Sensitivität deutlich reduziert. Die Residuallast ist entsprechend im Vergleich zum 500 ppm-Szenario deutlich höher.

10.1.3.4 CO₂-Preise

Tabelle 43 zeigt wiederum die CO₂-Preise in USD für die gesamten Regionen. Wie auch bei den Strompreisen ist zu erwarten, dass durch die Anpassung der Investitionskosten für Kernenergie eine Vergünstigung der CO₂-Preise einhergeht.

Tabelle 43: CO₂-Preise (USD/t) Sensitivität Kernenergie

	<i>AFR</i>	<i>ASI</i>	<i>LAM</i>	<i>MEA</i>	<i>NAM</i>	<i>OCE</i>	<i>TRA</i>	<i>WEU</i>
2010	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	7,5
2020	0,0	9,3	8,6	0,0	22,0	0,0	0,0	5,4
2030	0,0	14,1	1,4	0,0	13,6	7,5	0,0	0,0
2050	25,4	33,8	18,2	9,1	50,6	38,1	4,4	33,6
2075	30,9	51,2	28,7	37,4	278,2	85,6	44,7	189,1
2100	16,8	68,0	80,9	106,6	265,8	70,5	51,5	147,1

Zum besseren Vergleich wurden erneut die Differenzen zwischen dem 500 ppm-Szenario und der Sensitivität Kernenergie gebildet (siehe Tabelle 44).

Tabelle 44: Vergleich der CO₂-Preise (USD/t) zwischen Sensitivität Kernenergie und 500 ppm-Szenario

	<i>AFR</i>	<i>ASI</i>	<i>LAM</i>	<i>MEA</i>	<i>NAM</i>	<i>OCE</i>	<i>TRA</i>	<i>WEU</i>
2010	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	3,2
2020	0,0	10,9	-8,2	0,0	-1,3	0,0	0,0	-5,4
2030	0,0	12,9	1,6	0,0	-0,2	0,4	0,0	20,3
2050	-5,0	18,6	0,2	32,9	0,8	3,1	1,0	31,5
2075	-12,7	10,6	1,0	48,0	0,0	-7,8	-0,1	70,1
2100	-0,1	5,8	0,0	0,0	365,2	94,0	5,9	111,0

Die Tendenz zu günstigeren CO₂-Preisen ist grundsätzlich erkennbar. Insbesondere in den Regionen WEU und NAM kommt es zum Ende des Jahrhunderts zu einer deutlichen Absenkung des Preises. Einen Ausreißer stellt die Region AFR dar, in der ab dem Jahr 2050 durchweg höhere CO₂-Kosten zu verzeichnen sind. Grund dafür ist wiederum der durch die Nutzung der Kernenergie aufgeschobene starke Ausbau der Erneuerbaren sein, der dann mit Verschärfung des CO₂-Limits ab Mitte des Jahrhunderts zu erhöhtem Druck auf die CO₂-Preise führt.

Für die Regionen NAM und WEU wird die Vorteilhaftigkeit der Investitionskostenänderung vor allem im Jahr 2100, in dem das CO₂-Limit extrem niedrig ist, sichtbar. Die starke Absenkung der CO₂-Kosten in NAM zeigt, dass das Erreichen des vorgegebenen CO₂-Minderungspfads im letzten Stützjahr unter Berücksichtigung des implementierten Datensets im Modell eine enorme Herausforderung darstellt. Der Rückgriff auf die Kernenergie mit angepassten Investitionskosten reduziert den CO₂-Preis um 365 USD/t. In

der Region WEU sind es noch 111 USD/t. Für die Region WEU stellen sich zudem ab 2030 konstant niedrigere CO₂-Preise ein.

In der Region ASI kommt es nur zu einem verhältnismäßig geringen CO₂-Preis-Rückgang. Diese Region ist auch im 500 ppm-Szenario durch relativ niedrige Preise gekennzeichnet. Die niedrigeren Investitionskosten haben hier nur eine geringe Wirkung, auch wenn die Kernenergie in den Jahren 2050 und 2075 zwischen 40 und 50% der Stromerzeugung ausmacht.

10.1.3.5 Abgeschiedenes und gespeichertes CO₂

Trotz der Substitutionsbeziehung zwischen der Kernenergie und der CCS-Technologie wird auch im Nuklear-Szenario auf die letztere Technologie zurückgegriffen - wenn auch in den meisten Regionen in vermindertem Umfang. Die zuvor bereits beschriebene besondere Konstellation in der Region ASI zeigt sich deutlich in den folgenden Abbildungen. Während im 500 ppm-Szenario bereits einige Mengen an CO₂ im Jahr 2050 verpresst werden (siehe Abbildung 46), erfolgt die Speicherung im Nuklear-Szenario erst ab dem Jahr 2075. Die abgetrennte Menge CO₂ reduziert sich in der Region WEU am deutlichsten.

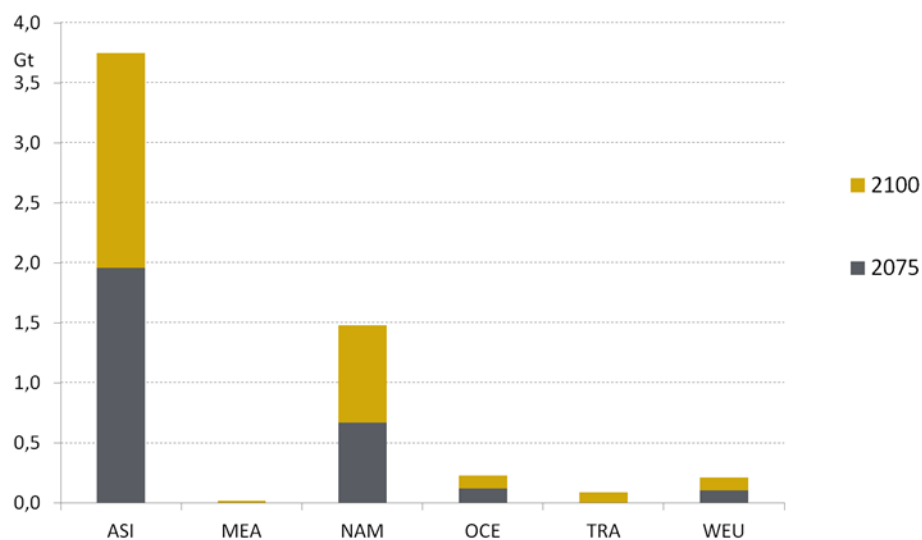


Abbildung 60: Onshore gespeichertes CO₂ nach Regionen und Jahren in Gt (Sensitivität Kernenergie)

Ein Vergleich der Sensitivität Kernenergie zu den 500 ppm- und 460 ppm-Szenario in Bezug auf die kumulierten gespeicherten CO₂-Mengen findet sich in Abbildung 61. Die Reduktion in WEU wird im Vergleich zu den anderen Szenarien deutlich sichtbar. Ebenso die zunächst unplausible Entwicklung in der Region ASI, die zuvor schon erläutert wurde.

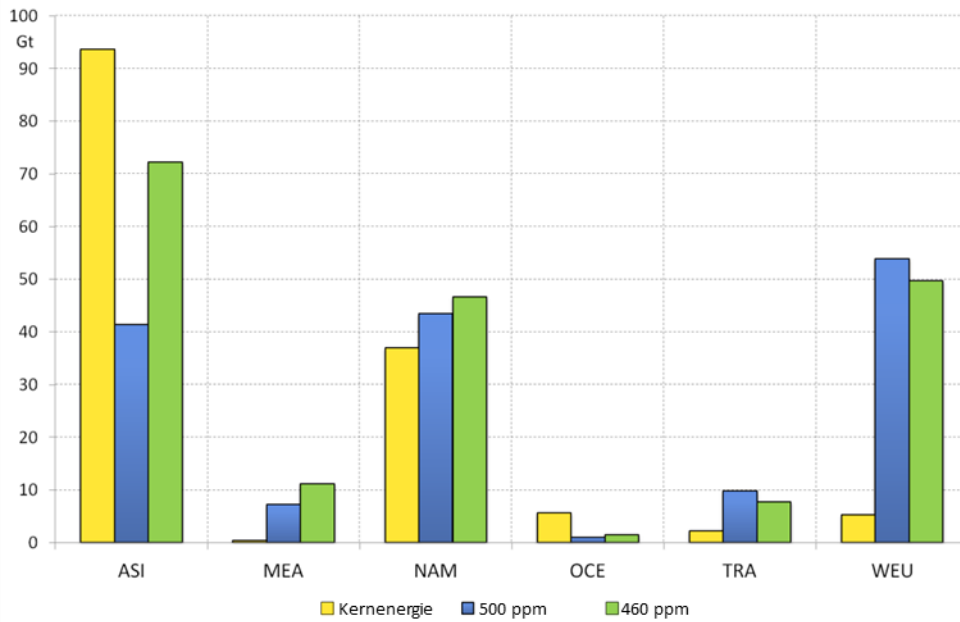


Abbildung 61: Über die Jahre kumulierte Mengen gespeichertes CO₂ nach Regionen in Gt im Vergleich zu den 500 und 460 ppm-Szenarien

Die Grundthese, dass eine billige, nahezu CO₂-freie Technologie wie die Kernenergie in einem Verdrängungswettbewerb mit der mit ähnlichen Eigenschaften ausgestatteten CCS-Technologie steht, kann größtenteils bestätigt werden. Die gesamte abgeschiedene und gespeicherte Menge CO₂ ist entsprechend im Nuklear-Szenario am geringsten (144 Gt).

10.1.4 Sensitivität Globales CO₂-Limit

Im Rahmen der Sensitivitätsrechnung *globale statt regionale Emissionsgrenzen* wird analysiert, ob sich durch die Vorgabe eines globalen Emissionspfades anstelle regionaler Grenzen (pro Stützjahr) Veränderungen im Erzeugungsmix ergeben und ob sich dadurch die Kosteneffizienz erhöht. In Kapitel 4.1.2.3 wurde darauf hingewiesen, dass sich mit Hilfe eines globalen Zertifikatehandels angestrebte Emissionsreduktionen vermutlich am kostengünstigsten erreichen lassen. Da es wie mehrfach erwähnt bei der Emission von CO₂ nicht auf die räumliche Verteilung des Schadstoffes, sondern nur auf die insgesamt emittierte, globale Emissionsmenge ankommt, wird die Kosteneffizienz kurz mit Hilfe des globalen Modells analysiert. Dabei werden die Ergebnisse des 500 ppm-Szenarios mit denen der Sensitivitätsrechnung gegenübergestellt.

In einem ersten Schritt wird der Zielfunktionswert der beiden Varianten verglichen. Im 500 ppm Szenario ergibt sich ein Wert von 2.095,94 Milliarden Dollar. Werden die regionalen Emissionsgrenze aufgelöst und nur eine globale Grenze eingesetzt, so ergibt sich ein Zielfunktionswert von 2.074,45 Milliarden Dollar. Der Zielfunktionswert bei Vorgabe der globalen Obergrenze ist somit geringer, auch wenn der Unterschied lediglich 1% beträgt. Dadurch wird grundsätzlich die These unterstützt, dass die Erreichung einer bestimmten Höchstmenge an Emissionen (pro Stützjahr) durch globale Vorgaben kosteneffizienter als regionale Emissionsgrenzen ist. Das Modell kann im Rahmen einer globalen Emissionsgrenze regionale Kostenvorteile von Erzeugungstechnologien (z.B. billigere Brennstoffe und Reserven/Ressourcen) sowie Potenziale für Erneuerbare Energien kosteneffizienter nutzen. Abbildung 62 zeigt die globale Stromproduktion für die Sensitivitätsrechnung mit globalen Emissionsgrenzen.

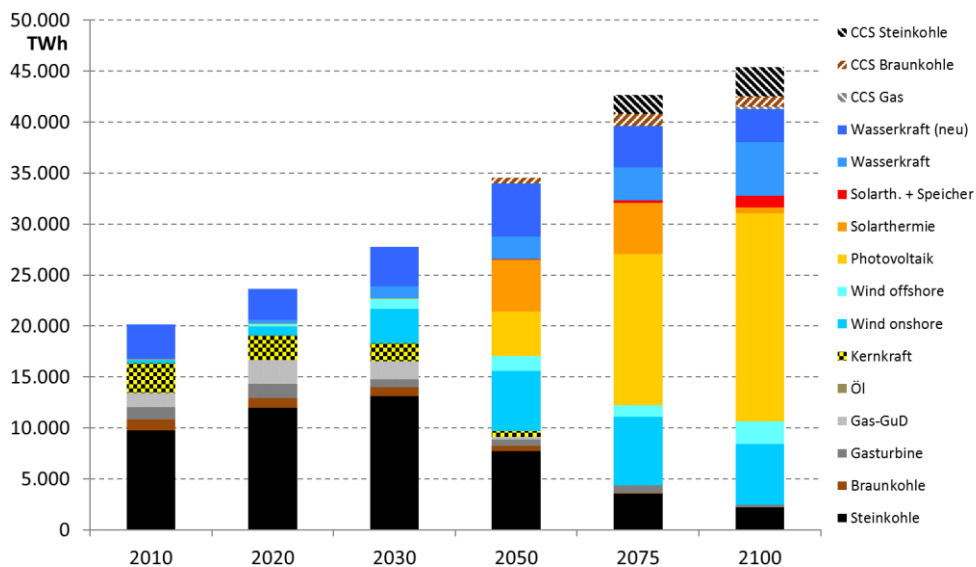


Abbildung 62: Sensitivität Globales CO₂-Limit: Globale Stromproduktion

Da ein Vergleich mit Abbildung 36 (globale Stromproduktion im 500 ppm-Szenario) umständlich ist, werden in Abbildung 63 die Unterschiede hinsichtlich der produzierten Strommengen der einzelnen Technologien dargestellt. Dabei zeigt sich, dass vor allem die günstigen konventionellen bzw. fossilen Kraftwerke wie z.B. Steinkohle, Braunkohle und Gasturbinen mehr Elektrizität produzieren während Erneuerbare Technologien wie Wind Onshore und Offshore und vor allem PV-Anlagen weniger eingesetzt werden. Bei

den Erneuerbaren Energien gibt es jedoch auch Zuwächse wie die Abbildung bei Solarthermie, Solarthermie mit Speicher und neuen Wasserkraftwerken zeigt. Bezüglich der CCS-Technologien gibt es auch hier einen Wechsel von teureren Gas-CCS- hin zu Braunkohle-CCS- und in geringem Umfang auch Steinkohle-CCS-Kraftwerken. Wie bereits beschrieben hat das Modell bei globalen Emissionsgrenzen mehr Möglichkeiten, regionale Kostenvorteile und Potenziale bei Technologien auszunutzen. Allerdings sind dem Modell durch limitierte Stromimport- und Exportflüsse zwischen den Regionen Grenzen gesetzt, was auch eine Erklärung für die höhere Kosteneffizienz von nur einem Prozent bezüglich des Zielfunktionswertes sein kann.

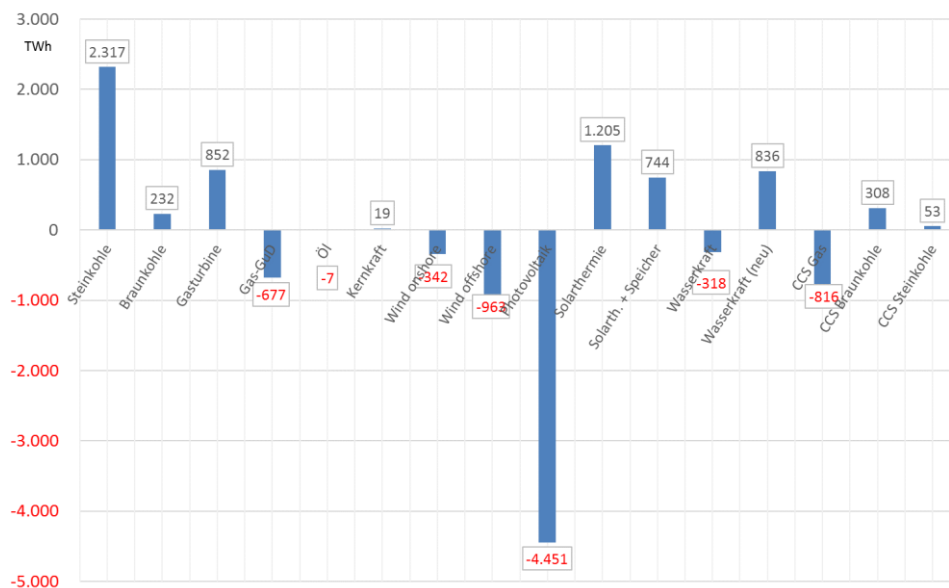


Abbildung 63: Sensitivität Globales CO₂-Limit: Unterschiede globale Stromproduktion im Vergleich zum 500 ppm-Szenario

In der Region WEU zeigen sich bei einer globalen Emissionsgrenze deutliche Verschiebungen gegenüber einer regionalen Obergrenze (siehe Abbildung 64). Stein- und Braunkohle werden vermehrt genutzt und zwar auch in den Stützjahren 2075 und 2100, was im 500 ppm-Szenario nicht der Fall ist. Alle Erneuerbaren Technologien mit Ausnahme der Onshore-Windtechnologie werden weniger eingesetzt. Insbesondere der Rückgang bei PV ist auffällig. Bezüglich der CCS-Technologien erfolgt ein Shift von Gas-CCS- hin zu mehr Braunkohle-CCS-Kraftwerken.

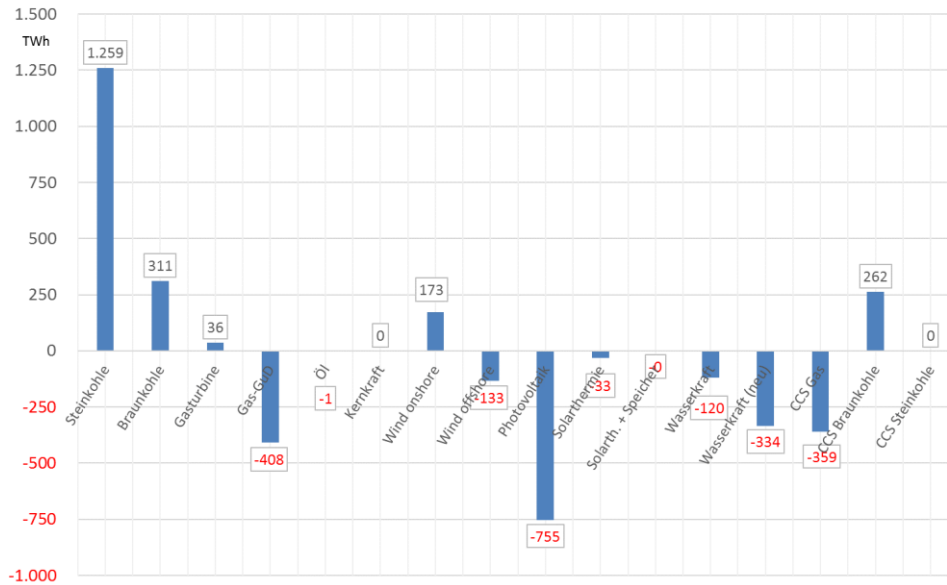


Abbildung 64: Sensitivität Globales CO₂-Limit: Unterschiede Stromproduktion im Vergleich zum 500 ppm-Szenario in der Region WEU

Durch die Sensitivität konnte gezeigt werden, dass bei einer globalen Emissionsgrenze die Kosteneffizienz höher ist und das Emissionsziel mit geringeren Kosten erreicht werden kann. Für die Region WEU konnte zudem exemplarisch gezeigt werden, dass sich mit Aufhebung der regionalen Obergrenzen zum Teil deutliche Veränderungen in Bezug auf die genutzten Erzeugungstechnologien ergeben.

10.1.5 Sensitivität Kein CO₂-Limit

In einem letzten Analyseschritt werden noch die Auswirkungen dargestellt, die ein Fehlen jeglicher CO₂-Mengenbeschränkungen mit sich bringt. Sämtliche Inputparameter entsprechen denen des 500 ppm-Szenarios. Die Kosten für die Kernenergie sind im Gegensatz zum Nuklear-Szenario wieder auf ihr ursprüngliches Niveau gesetzt worden. Aus Abbildung 65 wird schnell ersichtlich, dass das Fehlen von CO₂-Grenzen zu einer massiven Ausweitung der Kohleverstromung führt. Wie zuvor schon thematisiert, wird hier das sogenannte *Penny-Switching*-Problem besonders deutlich. Ohne jegliche Restriktionen hinsichtlich Emissionen oder Ressourcenverfügbarkeit wird die günstigste verfügbare Technologie im maximalen Umfang genutzt. Die Nutzung von Wasserkraft ist durch die vorhandenen Potenziale begrenzt und die Braunkohlenutzung hängt von den regional verfügbaren Reserven und Ressourcen ab. Für die Nutzung der Steinkohle sind im Modell keine Ressourcen-Restriktionen implementiert. Wasserkraft und die Nutzung

von Braunkohle werden maximal ausgeschöpft. Darüber hinaus werden bereits gebaute Kapazitäten bis zum vorgegebenen technischen Lebensende genutzt (Kernenergie, Gas). Danach erfolgt ein vollständiger Rückgriff auf die Steinkohle.

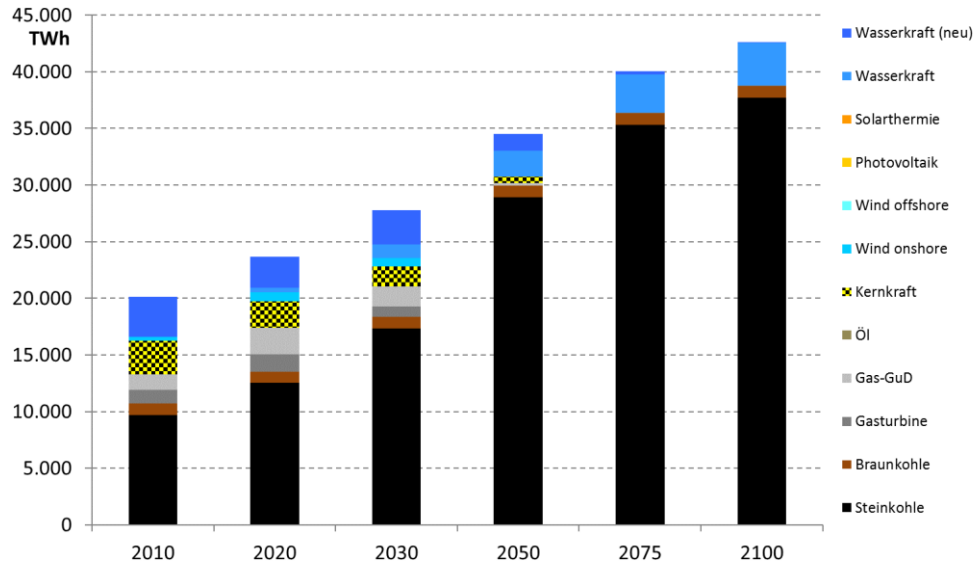


Abbildung 65: Sensitivität Kein CO₂-Limit: Globale Stromproduktion

Die Entwicklung der Stromproduktion folgt in der Region WEU ungefähr dem globalen Trend. Auffällig ist hingegen der Ausbau der Windenergie im Stützjahr 2020 bei einem gleichzeitigen Rückgang der Steinkohlestromproduktion. Diese Besonderheit ist durch einen stark ansteigenden Kohlepreis im Jahr 2020 zu erklären. Für dieses Stützjahr ist unter Berücksichtigung der noch vorhandenen installierten Kapazitäten ein Ausbau der Onshore-Windenergie und die Ausschöpfung der noch vorhandenen Wasserpotenziale die wirtschaftlichere Alternative. Im darauffolgenden Stützjahr 2030 nimmt die Kapazität an Steinkohlekraftwerken deutlich zu und ersetzt die Rückgänge bei Gas- und Kernkraftwerken. Ab 2050 wird Steinkohle mit einem Anteil von ca. 70% die dominierende Technologie bei der Stromerzeugung. Dieser Anteil steigt bis zum Ende des Jahrhunderts noch auf ca. 75% an.

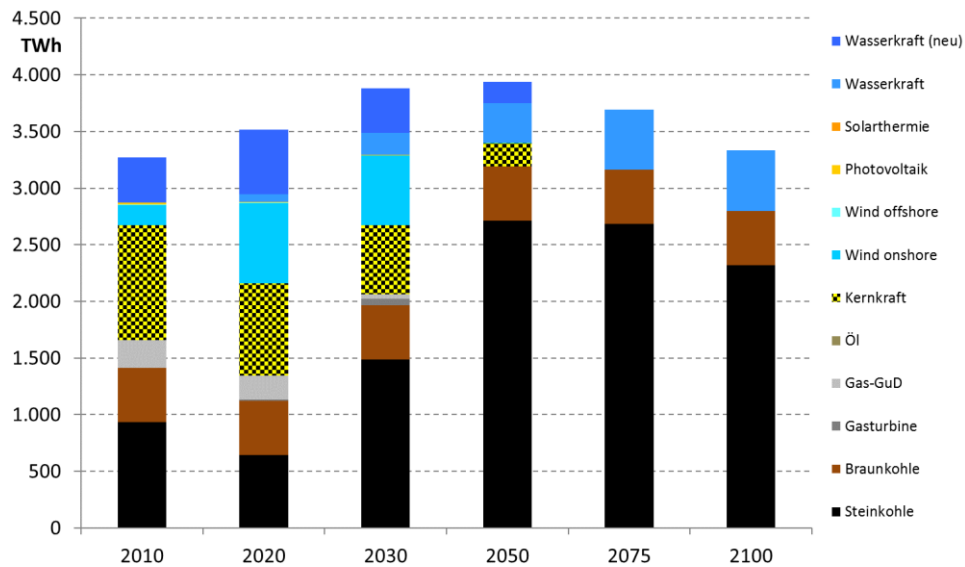


Abbildung 66: Sensitivität Kein CO₂-Limit: Stromproduktion Region WEU

Die kohleorientierte Entwicklung der Stromproduktion ohne Berücksichtigung einer CO₂-Grenze wird vor allem in der Region ASI deutlich. Steinkohle hat ab dem Jahr 2020 einen Anteil von mehr als 90% und behält diesen bis zum Ende des Jahrhunderts bei. Das Modell zeigt in diesem Fall plausible Ergebnisse für diese Region, die in den vergangenen Jahren ansatzweise auch in der Realität zu beobachten waren. Steinkohle ist grundsätzlich die wirtschaftlichste Technologie, wenn nicht durch ökologische oder ökonomische Vorgaben Ausbaugrenzen geschaffen werden. Die uneingeschränkte Verfügbarkeit dieser Technologie führt zu enormen CO₂-Emissionen. Anhand dieser Ergebnisse wird nochmals deutlich, wie wichtig eine Partizipation der größten Staaten dieser Region für das Erreichen ambitionierter globaler Klimaziele ist (siehe auch Kapitel 4).

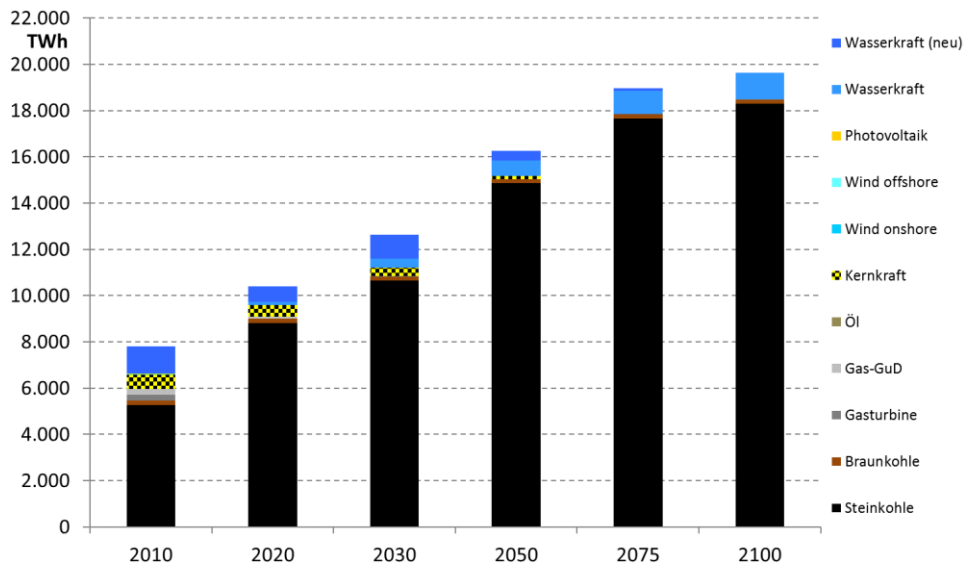


Abbildung 67: Sensitivität Kein CO₂-Limit: Stromproduktion Region ASI

In Abbildung 68 sind die kumulierten Emissionen für die Sensitivität ohne CO₂-Emissionsgrenzen für alle Regionen dargestellt. Die Emissionen der Region ASI schnellen analog zum massiven Ausbau der Steinkohlekraftwerke in die Höhe. Auch in den Regionen NAM, TRA und WEU kommt es zu deutlichen Mehremissionen im Vergleich zum 500 ppm-Szenario.

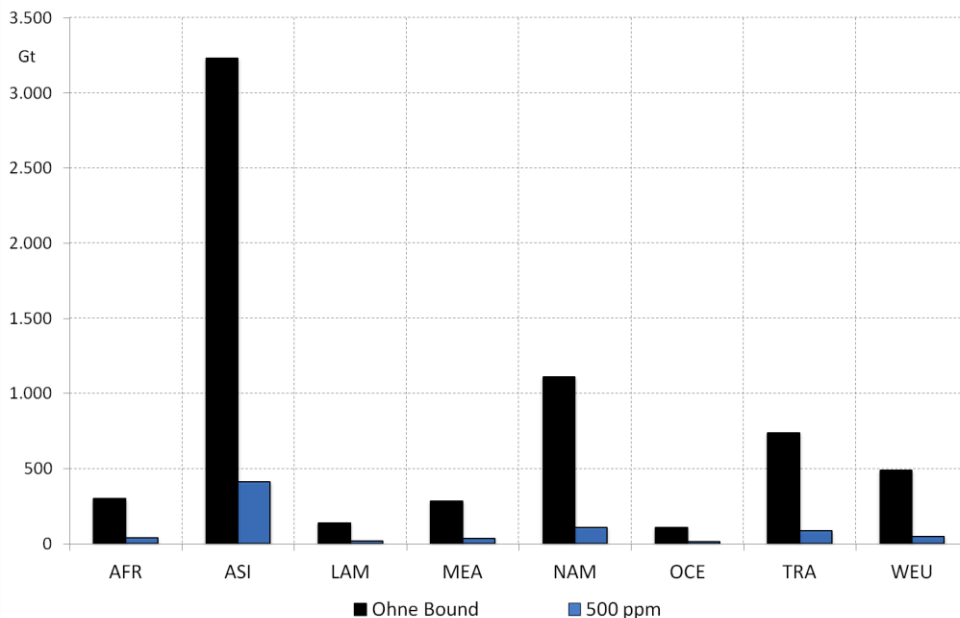


Abbildung 68: Kumulierte CO₂-Emissionen im Vergleich zum 500 ppm-Szenario

Die Ergebnisse dieses Szenarios sollen in erster Linie die Ergebnisse der vorherigen Szenarien kontrastieren und verdeutlichen, welche Bedeutung global abgestimmte Klimaschutzstrategien für die Entwicklung des Elektrizitätsmixes haben. Die Ergebnisse des Szenarios ohne Emissionsgrenzen zeigen auch, dass das Modell auf der Basis der gewählten Inputparameter nachvollziehbare Ergebnisse liefert. Durch die Implementierung einschränkender Parameter (CO₂-Limits) können Veränderungen beobachtet und - wie in diesem Kapitel erfolgt - interpretiert werden. Der massive Ausbau der Kohlenutzung zeigt aber in aller Deutlichkeit die Schwäche des Modells, die aus den konstanten Preispfaden für Brennstoffe einhergeht. Eine derartige Ausweitung der Kohlenutzung würde zwangsweise zu deutlichen Rückkopplungen und Preiseffekten im Kohlemarkt führen. Diese werden durch die Implementierung eines festen Preispfades bis 2100 ausgeblendet und damit vernachlässigt.

10.1.6 Zusammenfassung der Ergebnisse des CORECCS-Modells

In den vorangegangenen Unterkapiteln wurde untersucht, wie sich verschiedene CO₂-Minderungspfade auf die Entwicklung des globalen Elektrizitätssektors auswirken. Es wurden insgesamt zwei Szenarien und drei Sensitivitätsrechnungen betrachtet.

Die Modellergebnisse der Berechnungen verdeutlichen die Auswirkungen von vorgegebenen CO₂-Minderungspfaden auf den Stromerzeugungsmix einer Region. Je stringenter die CO₂-Minderungspfade sind, desto mehr wird auf CO₂-arme Erzeugungstechnologien zurückgegriffen. Dies hat wiederum Einfluss auf a) den CO₂-Preis und b) auf den Strompreis. Dabei ist zu beachten, dass mit einem stringenteren globalen Minderungspfad in einem Szenario teilweise höhere CO₂-Budgets in verschiedenen Regionen einhergehen können. So wird der Region WEU im 460 ppm-Szenario über den gesamten Zeitraum ein höheres CO₂-Budget zugestanden, obwohl in Summe in diesem Szenario die globalen CO₂-Emissionen deutlich niedriger sind als im 500 ppm-Szenario. Diese Besonderheit resultiert aus den von Frankel und Bosetti abgeleiteten Minderungspfaden, die wiederum stark beeinflusst von aufgestellten Axiomen hinsichtlich z.B. politischer Stabilität und Durchführbarkeit eines Szenarios sind.

Grundsätzlich zeigen die Ergebnisse, dass die CCS-Technologie vor allem in den Regionen WEU, NAM und ASI eine wichtige Rolle im Kraftwerksmix einnehmen kann. Im 460 ppm-

Szenario wird signifikant mehr CCS eingesetzt und demzufolge auch mehr CO₂ abgetrennt und verpresst als in den anderen Szenarien. Die abgeleiteten Speicherpotenziale für Kohlenstoffdioxid stellen für keine Region einen limitierenden Faktor dar.

Die CCS-Technologie steht in direkter Konkurrenz zu den Erneuerbaren Technologien. Auch hier zeigen die Modellergebnisse, dass in Regionen mit hohen Erneuerbarenpotenzialen die CCS-Technologie allenfalls eine untergeordnete Rolle spielt. Dort, wo es möglich ist, werden PV und Windenergie extensiv genutzt und die fluktuierende Stromerzeugung wird durch Peakkraftwerke wie Gasturbinen flankiert. In den Regionen, in denen das Emissionsbudget zum Ende des Jahrhunderts nahe Null ist, werden teilweise Gasturbinen mit CCS-Technologie eingesetzt. Der Anteil an der Stromerzeugung ist dann aber eher gering.

Die Sensitivität *Kernenergie* zeigt darüber hinaus auch die Konkurrenz zwischen den steuerbaren und nahezu CO₂-freien Erzeugungstechnologien CCS und Kernenergie. Eine Reduktion der Kernenergie-Investitionskosten um ca. 40% führt zu einem starken Anstieg der Kernenergienutzung. Dieses Ergebnis zeigt, wie sensitiv sich Annahmen bezüglich technologischer Kosten auf den Erzeugungsmix auswirken.

Die Sensitivitätsrechnung *Globales CO₂-Limit* hat gezeigt, dass globale Emissionsgrenzen statt regionaler Grenzen zu zum Teil deutlichen Verschiebungen innerhalb des Erzeugungsmixes führen, da mehr Optionen hinsichtlich regionaler Kostenvorteile und Potenziale bei CO₂-armen Technologien ausgenutzt werden können.

Die letzte Sensitivität *Kein CO₂-Limit* verdeutlicht, dass in diesem Fall in enormem Maße auf die billigsten Erzeugungstechnologien wie Stein- und Braunkohlekraftwerke zurückgegriffen wird, um die Stromnachfrage zu decken. Dies würde allerdings zu einem deutlich schnelleren anthropogenen Klimawandel mit entsprechend negativen Folgen für die Menschheit und die Ökosysteme führen.

10.2 Ergebnisse für Deutschland: GEM2s und E2M2s

Im Rahmen des zweiteiligen Ansatzes der vorliegenden Arbeit werden nach der globalen Ebene nachfolgend die Stromproduktion und die installierten Kapazitäten bis 2050 für Deutschland detailliert untersucht.

In den nachfolgenden Unterkapiteln werden wesentliche Entwicklungen im Rahmen der Stromerzeugung für Deutschland isoliert dargestellt. Dabei wird erneut der Fokus auf

die Stromproduktion und die Entwicklung der installierten Kapazitäten gesetzt. Darüber hinaus können aufgrund der hohen geografischen Auflösung auch Analysen hinsichtlich der CO₂-Speicherorte sowie der Transportwege durchgeführt werden.

Wie in Kapitel 7.5 dargestellt, wird Deutschland als Teil von Europa behandelt und sollte in Bezug auf z.B. CO₂-Reduktionsziele, Im- und Exportbilanz sowie den Ausbau Erneuerbarer Energien nicht isoliert betrachtet werden. Entsprechend werden wesentliche Einflussvariablen zunächst auf europäischer Ebene modelliert, die dann als Input für das Deutschlandmodell verwendet werden. Die verwendeten Modelle, berechneten Szenarien und wesentlichen Parameter wurden bereits in Kapitel 9 eingehend erläutert. Da der Fokus auf der Entwicklung in Deutschland liegt, werden die Ergebnisse des europäischen E2M2s-Modells am Ende des Kapitels in gebotener Kürze dargestellt.

10.2.1 Stromproduktion, Außenhandelsaldo und installierte Kapazitäten in Deutschland

Abbildung 69 zeigt die Stromproduktion in Deutschland für die drei verschiedenen Szenarien. Die Abbildung zeigt, dass aufgrund des Kernenergieausstieges ab 2030 keine Nuklearkapazitäten mehr verfügbar sind. Je nach Szenario variiert der Anteil der fossilen Kraftwerke (Steinkohle, Braunkohle und Gas) und der Erneuerbaren Energien, was in erster Linie an unterschiedlich ehrgeizigen CO₂-Minderungsverpflichtungen liegt und/oder an unterschiedlichen Entwicklungen hinsichtlich der Stromnachfrage.

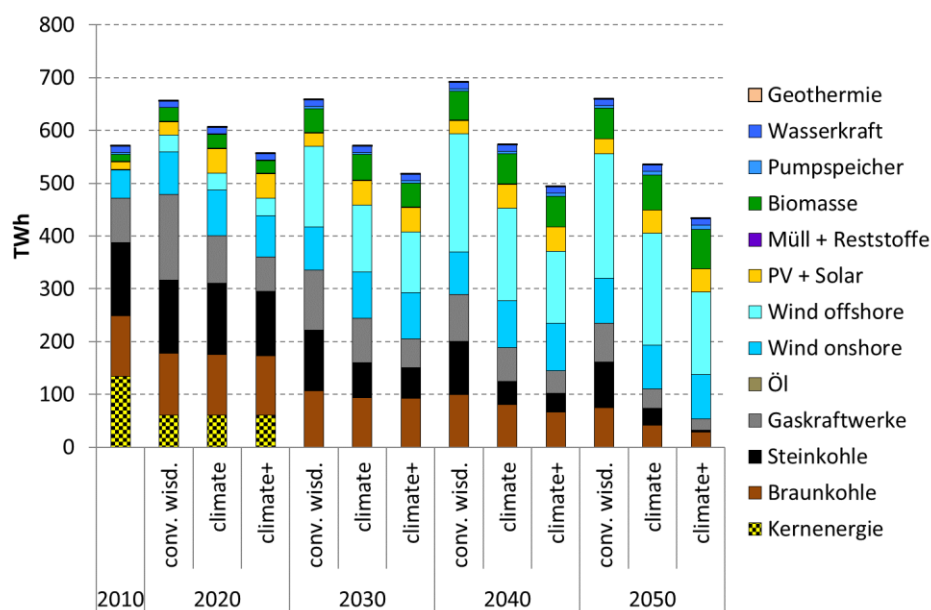


Abbildung 69: Entwicklung Stromproduktion in Deutschland für verschiedene Szenarien

Ab dem Jahr 2020 führen der Ausstieg aus der Kernenergie und der vermehrte Ausbau der Erneuerbaren in den europäischen Ländern (siehe auch Abbildung 75) dazu, dass Deutschland zum Stromimporteur wird. Dies ist vor allem dem Umstand geschuldet, dass die Potenziale für z.B. Wind oder PV außerhalb der Grenzen Deutschlands im Norden (Wind) oder im Süden (PV) z.T. deutlich vorteilhafter sind. Der Ausbau der Erneuerbaren in eben diesen Regionen ist das Ergebnis eines (unterstellten) effizienten, markt-basierten Systems. Der deutsche Stromhandelssaldo wird entsprechend negativ. Bereits im Jahr 2030 decken im Szenario *Climate+* die Stromimporte ca. 5% der gesamten Stromnachfrage in Deutschland. Abbildung 70 stellt die Entwicklung der installierten Kapazitäten für Deutschland dar. Wie beim globalen Modell ist die Entwicklung der Kapazitäten mit der Entwicklung der Produktion verknüpft. Es zeigt sich wieder, dass aufgrund der geringeren Lastfaktoren (oder Vollbenutzungsstunden) der Anteil der Erneuerbaren-Kapazitäten an der gesamten installierten Leistung deutlich höher ist im Vergleich zur Erneuerbaren-Produktion versus Gesamtproduktion.

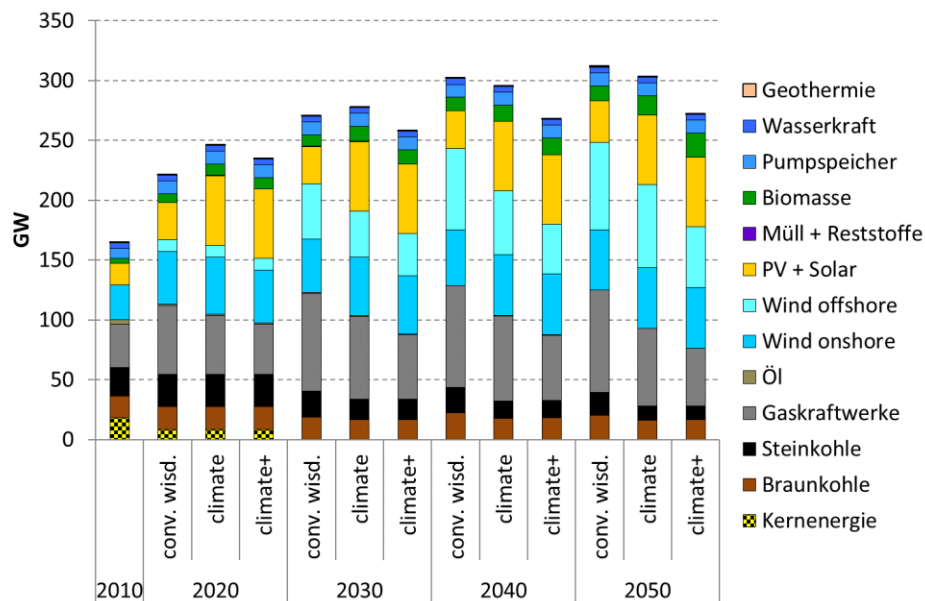


Abbildung 70: Entwicklung installierter Kapazitäten in Deutschland für verschiedene Szenarien

Wie zuvor erwähnt sind ein wesentlicher Grund für die oben beschriebene Entwicklung die im Zeitverlauf immer stringenter werdenden CO₂-Grenzen. Dies ist für einen Kraftwerkspark, der wie in Deutschland größtenteils auf fossilen Kraftwerken basiert, eine große Herausforderung und geht mit verringerten Vollbenutzungsstunden alter, CO₂-intensiver Kraftwerke einher. Entsprechend zeigt sich, dass in den Szenarien mit weniger

stringentem CO₂-Limit der Anteil fossiler Kraftwerke in Deutschland höher ist. Deutschland entwickelt sich im Zeitverlauf zu einem Netto-Stromimporteureur und importiert je nach Szenario zwischen 22 und 35 TWh im Jahr 2050 (siehe Abbildung 71).

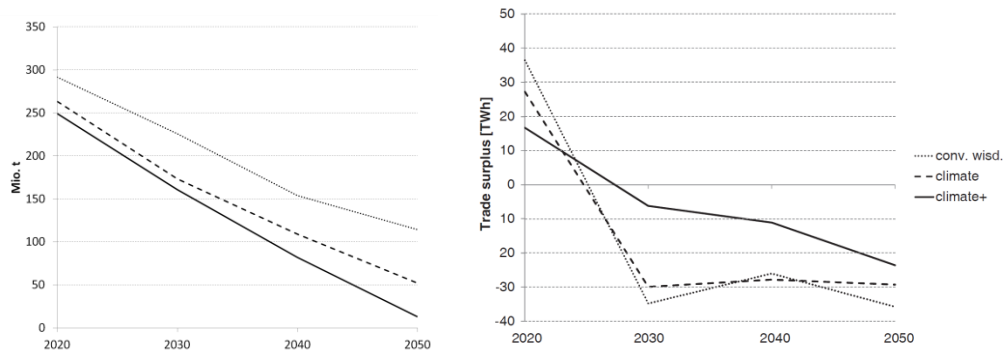


Abbildung 71: Entwicklung CO₂-Emissionen für Deutschland und Handelssaldo nach Szenarien

In dem ersten Modellierungsschritt (siehe Kapitel 9.2.1 und 10.2) wurden neben der Entwicklung der Erneuerbaren-Kapazitäten auch die CO₂-Emissionen und die Strom-Im- und Exporte modelliert. Die Kohlenstoffdioxidemissionen wurden für jedes Land anhand der Stromproduktion des zugrundeliegenden Kraftwerksparks berechnet. Die Übergabe von CO₂-Mengen in Richtung Deutschland anstelle von CO₂-Preisen garantiert die Erreichung des übergeordneten, europäischen Klimaschutzzieles. Das in das Deutschland-Modell (GEM2s) übergebene (maximale) CO₂-Budget kann über die Stützjahre verteilt werden. Die wesentliche Bedingung dabei ist die Nichtüberschreitung der Gesamtmenge, die durch das E2M2s-Modell vorgegebenen wird. Im GEM2s-Modell ist im Gegensatz zur ersten Modellierungsstufe (rekursiver Optimierung) ein Austausch bzw. ein Verschieben von CO₂-Mengen zwischen den Perioden möglich. Die Aufteilung auf die verschiedenen Zeitperioden wird nach dem Kriterium der wirtschaftlichen Effizienz vorgenommen. In der ersten Dekade werden vor allem alte und ineffiziente Kraftwerke modernisiert. Im weiteren Verlauf werden zusätzlich Investitionen in Erneuerbare Energien vorangetrieben. Durch (unterstellte) Lernkurveneffekte wird letztendlich auch der Betrieb von CCS-Kraftwerken im Zeitverlauf immer wirtschaftlicher. Abbildung 71 zeigt die Entwicklung der CO₂-Emissionen in Deutschland. In der zweiten Hälfte des Betrachtungszeitraumes nehmen die Reduktionsbemühungen leicht ab. Im Szenario Climate+ ist die Stromproduktion in Deutschland im Jahr 2050 nahezu CO₂-frei. Dies wird u.a. durch den Einsatz der dann kostengünstigeren CCS-Kraftwerke erreicht.

10.2.2 CCS-Kapazitäten

In allen drei Szenarien werden Investitionen in CCS-Kraftwerke getätigt. Entgegen der Vermutung, dass mit ambitionierteren Klimaschutzzielen auch ein erhöhter Ausbau der CCS-Kapazitäten einhergeht, erfolgt in dem Szenario *Conventional Wisdom* der größte Ausbau dieser Technologie (siehe Abbildung 72).

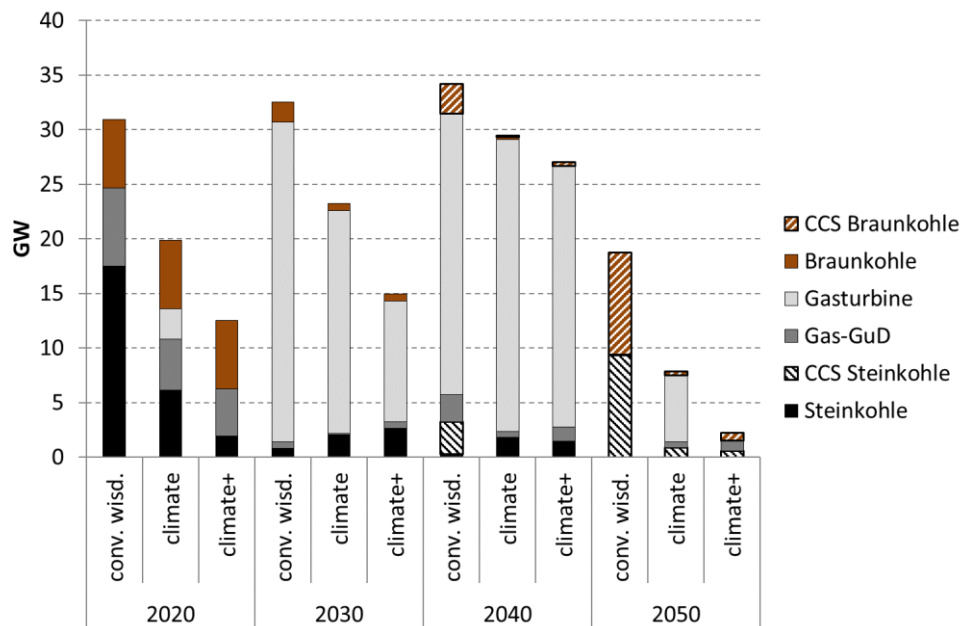


Abbildung 72: Entwicklung Investitionen in fossile und CCS-Kraftwerke (On- und Offshore Speicherung möglich)

Dies verdeutlicht den Einfluss der Nachfrageentwicklung und der existierenden Kapazitäten auf die Investitionsentscheidungen im Zeitverlauf. Der Einfluss der Nachfrageentwicklung wird aktuell in Europa deutlich. Eine Ursache für den anhaltend niedrigen CO₂-Preis sind Klimaschutzziele, die in Erwartung eines stärkeren Nachfragerückgangs am Strommarkt zu beobachten war, gibt es weiterhin einen deutlichen Zertifikateüberschuss am Markt und damit einhergehend niedrigere Preise als (umweltpolitisch) gewünscht.

Im Szenario *Conventional Wisdom* sind die Vermeidungsziele in Deutschland relativ niedrig, aber die Nachfrage relativ hoch. Ein weiterer Punkt ist, dass die Potenziale von Erneuerbaren, die zu niedrigen Kosten erschlossen werden können, ebenfalls begrenzt sind. Dies gilt vor allem für die Onshore-Windenergie. Dies führt dazu, dass die Erneuer-

baren Kapazitäten in allen Szenarien nicht weit voneinander entfernt sind. Dementsprechend ist die residuale Last im *Conventional Wisdom*-Szenario deutlich höher als in den anderen Szenarien. Dies führt dazu, dass der dann bestehende fossile Kraftwerksmix im Vergleich zu den ambitionierten Klimaschutzszenarien mehr CO₂ vermeiden muss, obwohl insgesamt ein höheres CO₂-Budget zur Verfügung steht. Diese Konstellation, in der die höhere Nachfrage eine größere Wirkung als eine höhere Reduktionsverpflichtung entfaltet, spiegelt sich auch in höheren CO₂-Zertifikatpreisen wider. In dem *Conventional Wisdom*-Szenario ergeben sich die höchsten Zertifikatpreise (bis zu 95 EUR/t im Jahr 2050). Diese hohen Preise in Kombination mit den durch die hohe Nachfrage induzierten hohen Vollbenutzungsstunden begünstigen einen wirtschaftlichen Betrieb von CCS-Kraftwerken. Die CCS-Technologie kann sich in diesem Fall gut gegen konventionelle Kraftwerke und Erneuerbare Energien behaupten. Im *Climate*-Szenario sind hingegen die CO₂-Preise und die Vollbenutzungsstunden konventioneller Kraftwerke niedriger (maximal 36 EUR/t im Jahr 2050), was insgesamt ein wirtschaftlich schwierigeres Umfeld für die vergleichsweise immer noch teure CCS-Technologie darstellt.

Aus diesem Grund wird nachfolgend der Fokus auf das Szenario *Conventional Wisdom* gelegt, da anhand dessen die Implikationen einer ausgedehnten Nutzung der CCS-Technologie am deutlichsten sichtbar werden. Innerhalb dieses Szenarios werden zwei Varianten betrachtet. In der ersten Variante ist es möglich, das abgeschiedene CO₂ ohne Restriktionen sowohl on- als auch offshore zu speichern (*all storage case*). In der zweiten Variante ist es hingegen nur möglich, CO₂ offshore zu verpressen (*offshore case*). Das maximale Speichervolumen ist entsprechend in der ersten Variante signifikant größer. Für beide Varianten kann in etwa dieselbe Entwicklung des Kraftwerksparks beobachtet werden. Insbesondere in den Jahren 2030 und 2040 wird vor allem in gasgefeuerten Kraftwerken investiert. Wegen der niedrigen Investitionskosten, der hohen Flexibilität und der niedrigen CO₂-Emissionen pro kWh wird diese Technologie bevorzugt als Backup für die fluktuierenden Erneuerbaren genutzt. Effizienzverbesserungen aller Kraftwerkstechnologien und der Abzinsungseffekt (zukünftige Kosten/Erlöse werden im Zeitverlauf stärker diskontiert) führen dazu, dass die kostenintensive aber notwendige CO₂-Reduktion in Richtung Ende des Betrachtungszeitraumes verlegt wird. Im Szenario *Conventional Wisdom all storage* werden im Jahr 2040 zirka 2.700 MW an Braunkohle- und 3.000 MW an Steinkohle-CCS-Kraftwerke neu gebaut (siehe Abbildung 72). Die Kapazität

von Braunkohle CCS-Kraftwerken wird bis zum Jahr 2050 auf 12 GW erhöht, während Steinkohle CCS auf 12,3 GW ausgebaut werden. Auf eine Nutzung von GuD-CCS-Kraftwerken wird verzichtet. In der *Offshore*-Variante erfolgt ein Ausbau der CCS-Technologie hauptsächlich im Jahr 2050. Im Jahr 2040 werden 380 MW Braunkohle- und 800 MW Steinkohle CCS gebaut. Diese Kapazitäten steigen im Jahr 2050 auf 5,1 GW (Braunkohle) und 7,9 GW (Steinkohle) an. Im Vergleich zum *all storage case* ergeben sich im *offshore case* nahezu identische CCS-Strukturen, aber auf einem niedrigeren Niveau. Die Gründe dafür liegen in den unterstellten, deutlich höheren Offshore-Speicherkosten und den deutlich längeren Transportwegen. Diese insgesamt höheren Kosten können anhand der CO₂-Preise beobachtet werden. Für die *offshore* Variante der *Conventional Wisdom*-Szenarios ergeben sich - wie bereits erläutert - im Jahr 2050 um 35 EUR/t höhere Preise (also 95 EUR/t) im Vergleich zur *all storage* Variante (60 EUR/t CO₂). In den Klima-Szenarios ergeben sich mit 28 EUR/t (*Climate*) und 35 EUR/t (*Climate+*) im Jahr 2050 deutlich geringere Zertifikatspreise. Eine Erklärung dafür, warum sich bei diesen vermeintlich niedrigen CO₂-Preisen ein Einsatz der CCS-Technologie rechnet, kann erneut in den Ausführungen des Exkurses in Kapitel 10.1.1.4 gefunden werden.

10.2.3 CO₂-Speicherung und Transport

Mit dem Aufbau von CCS-Kapazitäten steigt im Zeitverlauf auch die Menge an abgeschiedenem CO₂ (siehe Abbildung 73). Es ist dabei gewährleistet, dass so viel Speicherkapazität vorgehalten wird, um sämtliche Kohlenstoffdioxidemissionen eines CCS-Kraftwerkes innerhalb der technischen Lebensdauer aufzunehmen (auch über 2050 hinaus).

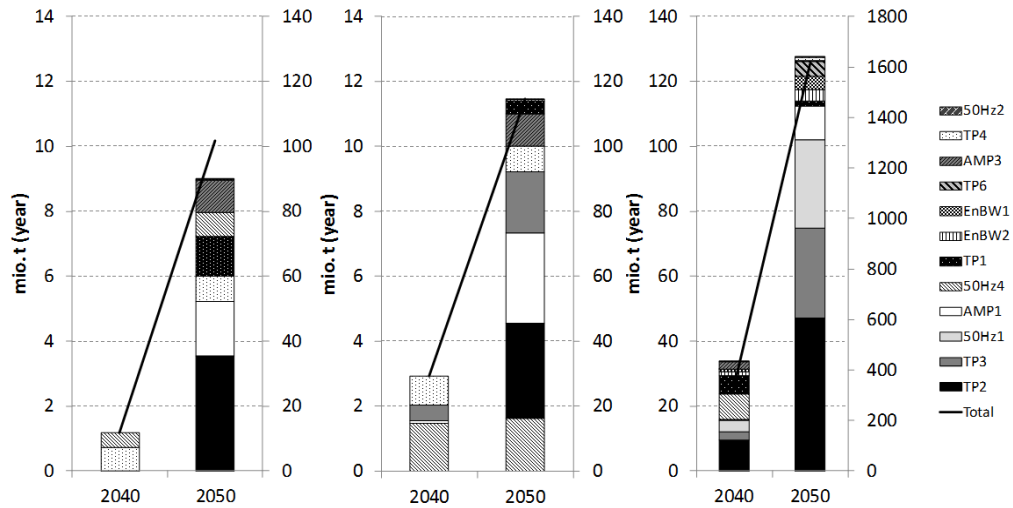


Abbildung 73: Gespeichertes CO₂ aufgeteilt nach Speicherregionen in den Szenarien Climate (links), Climate + (mittig), Conventional Wisdom (rechts)

Der Speicherbetrieb ist maßgeblich getrieben durch die Verfügbarkeit bzw. das Volumen der Speicherung sowie den entsprechenden Kosten. Der im Modell verfolgte Kostenminimierungsansatz führt dazu, dass die günstigsten Speicher vorrangig genutzt werden. Die Kosten können dabei aufgeteilt werden in Speicher- und Transportkosten. Entsprechend sind die günstigsten Speicher die Onshore-Speicher, die möglichst nahe an den CCS-Kraftwerken angesiedelt sind. Zwei besondere Charakteristika sind bezüglich der Speicher in Deutschland hervorzuheben. Zum einen befinden sich die Speicher mit dem größten Potenzial vornehmlich im Norden Deutschlands in den Bundesländern Schleswig-Holstein und Niedersachsen (siehe auch Abbildung 29). Zum anderen gibt es im mittleren Gürtel von Deutschland große Braunkohleabbaugebiete (Rheinland und Lausitz). Die Modellergebnisse zeigen, dass die CCS-Technologie vor allem bei Braunkohlekraftwerken wirtschaftlich ist, was auch den Erkenntnissen aus Kapitel 6 entspricht. Da Braunkohle aufgrund des hohen Wassergehaltes nicht wirtschaftlich über große Distanzen zu transportieren ist, werden Braunkohlekraftwerke ortsnah zu den Abbaugebieten gebaut. Die Modellergebnisse zeigen, dass der Transport des abgeschiedenen CO₂ vor allem aus den Braunkohlefördergebieten (und den dort gebauten Braunkohlekraftwerken) in Richtung der Speicher vor allem in Richtung Norden transportiert wird (siehe Abbildung 74).

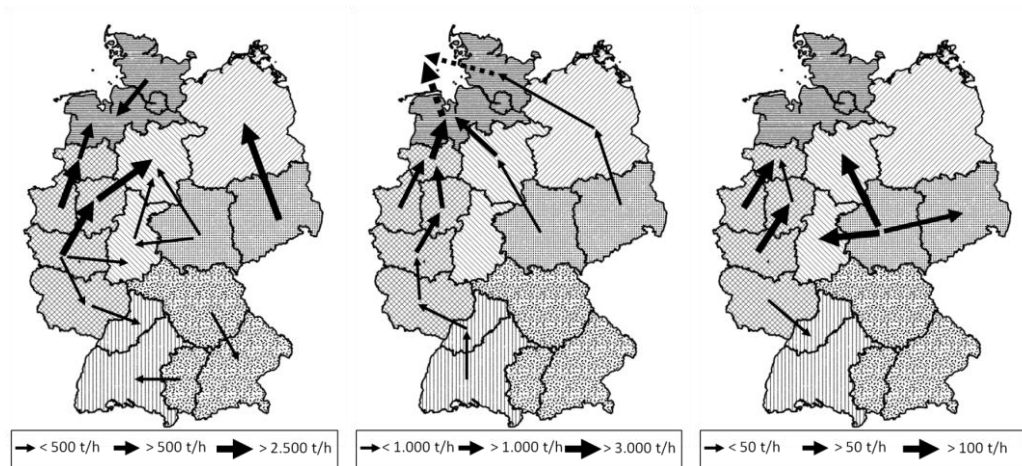


Abbildung 74: Transportkapazitäten und -wege sowie Speicherregionen in Deutschland im Jahr 2050 für die Szenarien Conventional Wisdom (On- und Offshore-Speicherung, links), Conventional Wisdom (nur Offshore-Speicherung, mittig) und Climate + (On- und Offshore-Speicherung, rechts)⁶⁰⁶

Im Vergleich zu einem Gesamtspeicherpotenzial von rund 11,3 Gigatonnen werden im Szenario *Conventional Wisdom* nur ca. 10% bis zum Jahr 2050 genutzt. In den anderen Szenarien ist der Anteil des genutzten Speichervolumens noch geringer. Da das Onshore-Speicherpotenzial mehr als ausreicht, wird in den normalen Szenarien nicht auf Offshore-Speicher zurückgegriffen. Für die Variante, in der nur eine Offshore-Speicherung zulässig ist, kommt es ebenfalls nicht zu einer Knappheit an Speichervolumen. In dieser Variante wird aufgrund der höheren Kosten der Offshore-Speicherung und der größeren Transportdistanzen insgesamt weniger CO₂ verpresst.

CO₂ wird eher nicht in den Regionen gespeichert, wo es abgeschieden wird, sondern über größere Distanzen transportiert. Dabei stehen CO₂-Pipelines im Wettbewerb mit dem Ausbau des elektrischen Netzes. Aufgrund der Transportverluste sind die Kosten des Stromtransports maßgeblich abhängig von der Höhe des Strompreises. Wie zuvor erwähnt, werden vornehmlich CCS-Braunkohlekraftwerke gebaut. Abbildung 74 zeigt die extensive Nutzung der Haupttransportwege von den Braunkohlegebieten zu den Speicherorten im Norden. Im Süden von Deutschland werden teilweise auch CCS-Steinkohlekraftwerke genutzt, so dass auf die verfügbaren Speicher in der näheren Umgebung zurückgegriffen wird.

⁶⁰⁶ Es sei darauf hingewiesen, dass in Abbildung 73 die Pfeile innerhalb der Szenarien trotz gleicher Dicke deutlich unterschiedliche Transportkapazitäten repräsentieren.

Ein weiterer Aspekt ist die Vorhaltung von Back up-Kraftwerken, die die Versorgungssicherheit und die Stabilität eines Erzeugungssystems mit einem hohen Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien gewährleisten. Das bedeutet, dass diese Back up-Kapazitäten zusätzlich zu dem Trade off zwischen CO₂- und Stromtransport betrachtet werden müssen. Das Modell muss entsprechend abwägen zwischen a) CCS-Kraftwerken in direkter Umgebung der Speicher plus Stromtransport und Back up-Kapazitäten in den Nachfragerregionen und b) dem CO₂-Transport zu den Speicherorten mit ausreichendem Speicherpotenzial. Durch den Vergleich der beiden Speichervarianten wird klar, dass in der Variante *Offshore* das Pipelinesystem eher im Norden etabliert wird (siehe Abbildung 74). Wie bereits beschrieben führt dies zu höheren Transportdistanzen und insgesamt zu höheren Kosten für die CO₂-Verpressung und letzten Endes zu höheren CO₂-Preisen. Daraus resultiert, dass auch der Betrieb von konventionellen Kraftwerken in diesem Szenario teurer wird.

10.2.4 E2M2s: Stromproduktion und installierte Kapazitäten in Europa

In Abbildung 75 ist die Entwicklung der Stromproduktion in Europa für die betrachteten drei Szenarien dargestellt. Grundsätzlich ist zu erkennen, dass in allen drei Szenarien der Anteil Erneuerbare Energien bis zum Jahr 2050 ansteigt. Der höchste Anteil an Erneuerbaren Energien an der Gesamtproduktion ergibt sich in dem Szenario *Climate +*. Die absolute Erzeugung aus Erneuerbaren ist über alle Szenarien in etwa identisch. Daraus lässt sich ableiten, dass vor allem die zur Verfügung stehenden Potenziale einen wesentlichen limitierenden Faktor für den Ausbau darstellen. Solaranlagen werden vor allem in den südlichen Ländern installiert, was an den höheren Vollbenutzungsstunden liegt. Umgekehrt verhält es sich mit der Windenergie, die vor allem in nördlicheren Ländern mit besseren Windgegebenheiten genutzt wird. In Abhängigkeit von den regional leicht unterschiedlichen Brennstoffkosten und weiteren Investitionsrestriktionen wird die Residuallast durch konventionelle Kraftwerke gedeckt. Bis 2050 bleibt in allen Szenarien europaweit ein Grundstock an Kernkraftwerken bestehen, so dass Strom aus diesen Kraftwerken bis zum Ende des betrachteten Zeitraumes produziert wird. Den größten Anteil daran hat Frankreich, da die grundsätzlich positive Einstellung Frankreichs in Bezug auf Kernenergie in allen Szenarien fortgeführt wird.

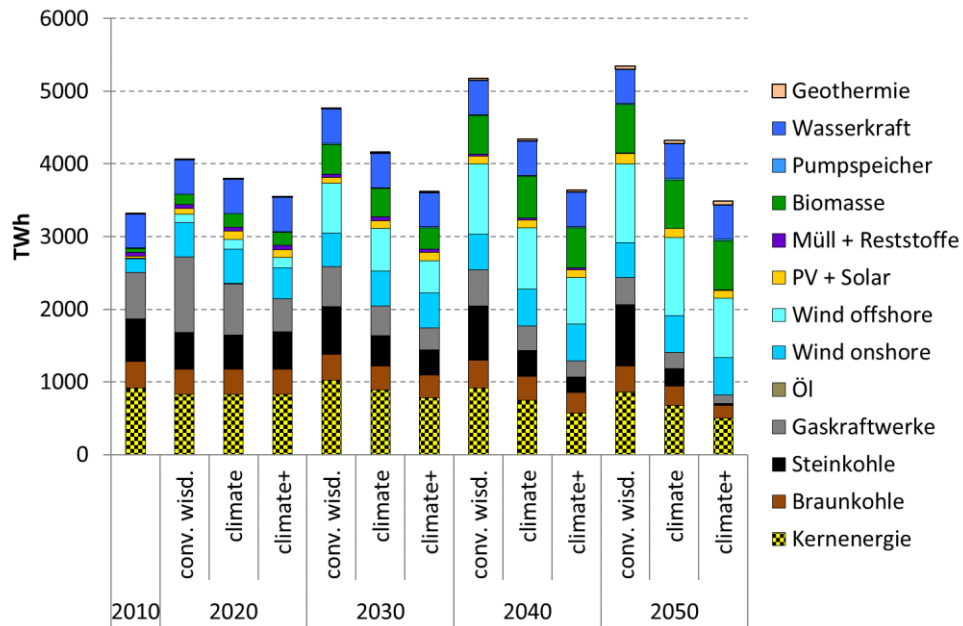


Abbildung 75: Entwicklung Stromproduktion in Europa für verschiedene Szenarien

Aus der folgenden Abbildung 76 ist zu entnehmen, dass die Kapazitäten der Erneuerbaren überproportional steigen, da diese Technologien im Vergleich zu den konventionellen Kraftwerken über z.T. deutlich geringere Vollbenutzungsstunden verfügen (dies wurde bereits mehrfach erläutert). Bis zum Jahr 2020 sind die Erneuerbaren Kapazitäten exogen vorgegeben, um zu gewährleisten, dass diese den Zielen des EU Energy Action Plans entsprechen. Nach 2020 müssen sich Erneuerbare Technologien im Wettbewerb mit allen verfügbaren Technologien durchsetzen. Im Falle von niedrigen CO₂-Preisen stehen diese im direkten Wettbewerb mit konventionellen Kraftwerken und im Falle von hohen CO₂-Preisen müssen sich Erneuerbare insbesondere gegen CCS-Kraftwerke durchsetzen. In den späteren Stützjahren konkurrieren vor allem Erneuerbare (in Kombination mit Peak-load-Technologien) mit traditionellen Grund- und Mittellasttechnologien (Kernenergie, Braun- und Steinkohle).

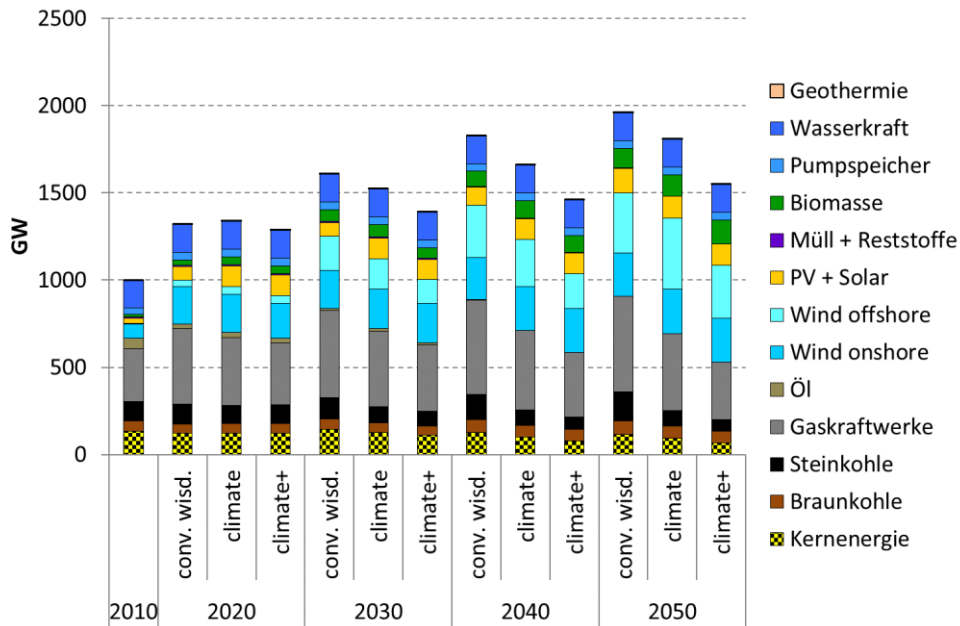


Abbildung 76: Entwicklung installierter Kapazitäten in Europa für verschiedene Szenarien

Insgesamt lässt sich erkennen, dass mit dem wachsenden Anteil Erneuerbarer Energien konventionelle Technologien zurückgedrängt werden und die Vollbenutzungsstunden sinken. Vor allem gasgefeuerte Anlagen dienen vermehrt als reines Back up der Erneuerbaren und tragen aufgrund abnehmender Vollbenutzungsstunden weniger zur Stromproduktion bei. Da es auf der europäischen Ebene hauptsächlich darum geht, wesentlicher Parameter für das GEM2s-Modell herzuleiten, wird an dieser Stelle auf eine detaillierte Darstellung von CCS-Technologien verzichtet. Zugebaute CCS-Technologien und zugebaute (konventionelle) fossile Erzeugungstechnologien (Stein-, Braunkohle und Gas) sind in den Brennstoffkategorien als eine Technologie zusammengefasst.

10.2.5 Analyse der Ergebnisse der E2M2s- und GEM2s-Modelle

Es sind insgesamt drei Szenarien berechnet worden, die jeweils unterschiedliche Annahmen bezüglich der Erreichung von Klimaschutzziele und der Nachfrageentwicklung repräsentieren. Die Modellergebnisse haben gezeigt, dass die Diffusion der CCS-Technologie vor allem von den Klimaschutzziele in Form des CO₂-Budgets, dem daraus resultierenden CO₂-Preis und der vorgegebenen Gesamtnachfrage nach Strom abhängt. Nur in Szenarien, in denen im Verhältnis zur Gesamtnachfrage hohe Reduktionsziele vorgegeben werden, ist ein wirtschaftlicher Betrieb von CCS-Technologien möglich. Aus den

Modellergebnissen lässt sich ableiten, dass nicht vor 2040 mit einem großflächigen Einsatz der CCS-Technologie zu rechnen ist. Dieses Ergebnis geht zeitlich in die gleiche Richtung wie die Ergebnisse aus dem globalen CORECCS-Modell. Dort sind frühestens im Jahr 2050 CCS-Investitionen erfolgt. Dabei ist hervorzuheben, dass das Jahr 2040 im CORECCS nicht modelliert wurde. Für Deutschland deckt sich das Ergebnis mit anderen Studien, die ebenfalls einen CCS-Einsatz vor dem Jahr 2030 für unwahrscheinlich erachten.⁶⁰⁷ Wesentlich ist dabei der Ausbau der Erneuerbaren Energien. Aufgrund von finanzieller Förderung (z.B. EEG) kann ein so hoher Marktanteil erreicht werden, dass alternative CO₂-arme Technologien nicht mehr wirtschaftlich sind. In den zuvor dargestellten Modellergebnissen und Szenarien hat sich indes gezeigt, dass der Erneuerbarenausbau nicht den größten Einfluss auf den CCS-Ausbau hat. Festzuhalten ist zudem, dass in Deutschland die CO₂-Speicherkapazität keinen limitierenden Faktor darstellt.

Die gesellschaftliche Akzeptanz kann hingegen einen stark limitierenden Faktor darstellen. Vor diesem Hintergrund sind zwei Varianten berechnet worden. Die Offshore-Variante, die eine Onshore-Speicherung von CO₂ aus politischen Gründen untersagt, zeigt, dass damit höhere Kosten einhergehen und deutlich weniger CCS-Kraftwerke gebaut werden. Aber auch in dieser Variante stellen die deutlich geringeren Offshore-Kapazitäten keinen limitierenden Faktor für die Nutzung der CCS-Technologie dar.

Die Ergebnisse des E2M2s-Modells haben gezeigt, dass Deutschland im Laufe der Zeit zu einem Stromimporteure wird, um u.a. den Wegfall der Kernenergie zu kompensieren. Darüber hinaus zeigen die Ergebnisse, dass der starke Zubau von Erneuerbaren in Ländern mit guten Potenzialen ebendort die Stromexporte in andere Länder begünstigt.

⁶⁰⁷ Vgl. Viebahn, P. u.a. (2011).

11 Zusammenfassung, Kritikpunkte und Ausblick

Untersuchungsgegenstand der Arbeit

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit ist analysiert worden, ob die CCS-Technologie im Rahmen einer globalen Klimaschutzstrategie eine sinnvolle technologische Option darstellen kann. Ein besonderer Fokus lag dabei auf der quantitativen Analyse des Elektrizitätssektors bis zum Jahr 2100.

Zentrale Ergebnisse

Wie bereits in der Einleitung beschrieben, ist die vorliegende Arbeit in drei thematische Teile gegliedert:

- Teil I: *Klimawandel und globale Klimaschutzpolitik, Kapitel 2 bis 4*
- Teil II: *Beitrag des Elektrizitätssektors zum Klimawandel und CCS als Technologieoption im globalen Klimaschutz, Kapitel 5 und 6*
- Teil III: *Modellierung und Ergebnisse, Kapitel 7 bis 10.*

Nachfolgend werden die zentralen Ergebnisse der Teile I bis III zusammengefasst.

Teil I

Die zentralen Ergebnisse des **zweiten** Kapitels können wie folgt formuliert werden: Die vom Menschen verursachte globale Klimaerwärmung gilt wissenschaftlich als erwiesen. Eine wesentliche Ursache für diesen anthropogenen Klimawandel ist die Verbrennung fossiler Brennstoffe und die damit verbundene massive Freisetzung von Kohlenstoffdioxid. Die globalen Kohlenstoffdioxidemissionen sind seit Beginn der Industrialisierung kontinuierlich gestiegen. Damit stieg die CO₂-Konzentration in der Atmosphäre, was den natürlichen Treibhauseffekt verstärkt und somit zu steigenden Temperaturen führt.

Ausgehend von diesem Zwischenergebnis sind im **dritten** Kapitel die wahrscheinlichen Folgen näher diskutiert worden. Es ist gezeigt worden, welche zum Teil dramatischen Folgen eine ungebremste Klimaerwärmung in den kommenden Jahren und Jahrzehnten haben wird. Das Hauptergebnis des dritten Kapitels lautet: Es ist aus wissenschaftlicher Sicht unerlässlich, dem Klimawandel schnellstmöglich sowohl mit Mitigations- als auch Adaptionsstrategien auf globaler Ebene zu begegnen.

Vor diesem Hintergrund ist im **vierten** Kapitel näher auf den internationalen Klimaschutz eingegangen worden. Dabei sind zunächst umweltökonomische Grundüberlegungen

und klassische Ansätze sowie standardorientierte Instrumente zur Internalisierung von externen Effekten vorgestellt worden. Darauf aufbauend wurden wiederum Bewertungskriterien für umweltpolitische Instrumente abgeleitet, anhand derer dann standardorientierte Instrumente bewertet werden konnten. Ein wichtiges Ergebnis dieses Schrittes ist, dass ein globaler Zertifikatehandel von allen Instrumenten hinsichtlich der erarbeiteten Bewertungskriterien am besten abschneidet. Anschließend sind die Historie und der aktuelle Stand der internationalen Klimaschutzpolitik dargestellt worden. Als zentrale Elemente konnten das Kyoto-Protokoll (1997) und das Pariser Agreement (2015) identifiziert werden. Der Autor kommt zu dem Schluss, dass auch die in Paris vereinbarten Klimaschutzmaßnahmen voraussichtlich nicht ausreichen werden, um die von der Wissenschaft geforderte signifikante Reduktion an THG-Emissionen zu erreichen. Auf diesem Ergebnis aufbauend sind weitere 60 Vorschläge für globale Klimaschutzstrategien analysiert worden. Eine Auswahl von drei Vorschlägen ist erneut anhand der erarbeiteten Kriterien bewertet worden. Der bzw. die Vorschläge von Frankel und Bosetti aus den Jahren 2007, 2010 und 2012 sind dabei als besonders geeignet identifiziert worden. Frankel und Bosetti liefern zwei Szenarien für globale Klimaschutzstrategien bis zum Jahr 2100, in denen der anthropogene Klimawandel gebremst wird und eine CO₂-Konzentration von 500 ppm bzw. 460 ppm erreicht wird. Anhand dieser Szenarien sind CO₂-Minderungspfade für acht Weltregionen bis zum Jahr 2100 abgeleitet worden, die zentral für die Modellierung auf globaler, europäischer und deutscher Ebene sind.

Teil II

Im **fünften** Kapitel ist der Anteil des Elektrizitätssektors an den globalen CO₂-Emissionen genauer aufgeschlüsselt worden. Zudem wird der hohe Stellenwert von steuerbaren, CO₂-armen Kraftwerken insbesondere für schnell wachsende Volkswirtschaften wie China oder Indien aufgezeigt. Das zentrale Ergebnis dieses Kapitels lautet: Eine Technologie, die bei Kraftwerken auf Kohle- oder Gasbasis zu deutlichen CO₂-Emissionsreduktionen führt, kann im Rahmen von zukünftigen Klimaschutzstrategien eine tragende Rolle einnehmen. Die CCS-Technologie mit den Prozessschritten Abscheidung, Transport und Speicherung ist im anschließenden **sechsten** Kapitel ausführlich beschrieben worden. Dabei sind die Post-Combustion-, Pre-Combustion- und Oxyfuel-Technologien näher dargestellt worden. Für sämtliche Prozessschritte konnte ein Set an Parametern erstellt

werden, welches die Implementierung der CCS-Technologie in der anschließenden Modellierung ermöglicht. Ein besonderer Fokus lag auf der Ermittlung der weltweiten, europäischen und deutschen Speicherkapazitäten, die nach erster Einschätzung ausreichend für eine jahrzehntelange Nutzung der CCS-Technologie sind.

Teil III

Im **siebten** Kapitel ist erläutert worden, warum ein differenzierter Modellierungsansatz und die Abbildung von Klimaschutzstrategien in einem zweiteiligen Ansatz sowohl auf einer globalen als auch auf einer nationalen Ebene (Deutschland) sinnvoll sind. Dabei ist zu beachten, dass Deutschland als Teil von Europa erachtet wird und zentrale Parameter wie z.B. der Ausbau Erneuerbarer Energien und Im- und Exporte auf überlagerter, europäischer Ebene vorab modelliert werden. Auf globaler und auf nationaler Ebene kann dann betrachtet werden, welche detaillierten Auswirkungen sich im Elektrizitätssektor im Zeitverlauf ergeben. Im weiteren Verlauf des Kapitels ist aus den methodischen Grundüberlegungen abgeleitet worden, welcher Modellansatz für die Abbildung einer Klimaschutzstrategie und des Einsatzes der CCS-Technologie besonders geeignet ist. Vorteile bietet die Nutzung eines partiellen Bottom-up-Gleichgewichtsmodells. Um die Komplexität vor allem auf der globalen Ebene zu reduzieren, sind folgende Vereinfachungen für die spätere Modellierung vorgenommen worden: Berücksichtigung nur von CO₂ anstatt von allen THG; Betrachtung von 8 Weltregionen anstatt Abbildung aller Länder; Modellierung eines Zeitraums bis 2100 auf globaler und bis 2050 auf regionaler und nationaler Ebene mit verschiedenen Stützjahren; Fokus nur auf dem Elektrizitätssektor; deterministische Modellvariante auf der globalen Ebene und stochastische Modelle auf den nachgelagerten Ebenen. Für die quantitative Analyse werden drei unterschiedliche Modelle herangezogen: globale Ebene = CORECCS, europäische Ebene = E2M2s, deutsche Ebene = GEM2s. Die Modelle CORECCS und E2M2s sind hinsichtlich wesentlicher Parameter synchronisiert (z.B. Emissionsreduktionspfad in den zentralen Szenarien), eine direkte Kopplung bzw. Übergabe zentraler Ergebnisse erfolgt allerdings nicht.

In **Kapitel 8** wird das Modell CORECCS dargestellt. Dabei handelt es sich um ein partielles Bottom up-(MIP)-Gleichgewichtsmodell. Als Zielfunktion werden diskontierte globale Systemkosten berechnet. Wesentlich ist im Kontext dieser Arbeit die Modellierung der

CCS-Technologie, die in das bereits vorhandene Modell CORE integriert worden ist. Aufbauend auf den Erkenntnissen aus den vorangegangenen Kapiteln werden die benötigten Modellinputs bereitgestellt. Das CORECCS-Modell ist damit in der Lage, die Entwicklung des Elektrizitätssektors für acht Weltregionen und für die Stützjahre 2020, 2030, 2050, 2075 und 2100 zu modellieren, und dabei die vollständige CCS-Prozesskette zu berücksichtigen. Zudem sind zwei Szenarien und drei Sensitivitäten vorgestellt worden, die mit Hilfe von CORECCS berechnet werden. Die Szenarien *500 ppm* und *460 ppm* geben unterschiedlich stringente CO₂-Reduktionspfade vor. Die Sensitivität *Kernenergie* analysiert den Substitutionseffekt zwischen Kernenergie und CCS. Dazu wurden die Investitionskosten für Kernkraftwerke herabgesetzt. Die Sensitivität *Globales CO₂-Limit* zeigt, welche Änderungen sich ergeben, wenn anstatt regionaler Emissionsgrenzen nur ein globales Limit gesetzt wird und ob sich damit das angestrebte Emissionsziel ggf. mit geringeren Kosten erreichen lässt. Das Szenario *Kein CO₂-Limit* soll verdeutlichen, welcher Technologiemarkt sich ohne CO₂-Restriktionen ergibt.

Kapitel 9 beschreibt die Modelle E2M2s (Europa) und GEM2s (Deutschland) mit den wesentlichen Modellinputs und Modellgleichungen. Beide Modelle sind lineare, stochastische und partielle Bottom-up-Gleichgewichtsmodelle. Das GEM2s beinhaltet zudem einen intertemporalen Modellierungsansatz, welcher den Einsatz der CO₂-Speicher besser abbildet. Beide Modelle haben das Optimierungsziel, den Strom- und Wärmebedarf zu den geringsten Kosten zu decken. Hier werden die Szenarien *Conventional wisdom*, *Climate* und *Climate+* eingeführt. *Climate+* ist hinsichtlich der CO₂-Reduktion das ambitionierteste Szenario und sieht eine Reduktion um 95% bis 2050 vor.

Die Ergebnisse der drei Modelle sind in **Kapitel 10** ausführlich dargestellt und diskutiert worden. Insgesamt liefert das CORECCS-Modell plausible Ergebnisse, die die grundsätzlichen Wechselwirkungen zwischen CO₂-Limit, Kohlenstoffdioxidpreis und Entwicklung des Kraftwerksportfolios verdeutlichen. Stringente CO₂-Minderungspfade erhöhen die Nutzung von CO₂-armen Erzeugungstechnologien. Dies führt wiederum zu höheren CO₂- und Strompreisen. Die Ergebnisse des CORECCS-Modells zeigen, dass CCS-Kraftwerke unter den betrachteten Szenarienprämissen vor allem in den Regionen WEU, NAM und ASI ab 2050 einen festen Platz im Kraftwerksmix einnehmen. Das *460 ppm-Szenario* beinhaltet eine höhere Minderungsverpflichtung und führt zu einer stärkeren Nutzung von CCS im Vergleich zum *500 ppm-Szenario*. In diesem Szenario wird demzufolge auch mehr

CO₂ sequestriert und in den Speichern verpresst. Wie im Vorfeld vermutet, stellen die Speicherpotenziale für Kohlenstoffdioxid für keine Region einen begrenzenden Faktor dar. Die Sensitivitätsanalyse *Kernenergie* verdeutlicht die Substitutionsbeziehung zwischen CCS und Kernenergie. Die Reduktion der Kernenergie-Investitionskosten um ca. 40% führt zu einem deutlichen Anstieg der Kernenergienutzung und zeigt wie sensibel das Modell auf Änderungen der Investitionskosten einer CCS-Substitutionstechnologie reagiert. In Regionen mit hohen Erneuerbaren-Potenzialen nimmt die CCS-Technologie eine untergeordnete Rolle ein. Wo möglich, werden PV und Windenergie extensiv ausgebaut und die fluktuierende Stromerzeugung kann durch flexible Gas-Kraftwerke ausgeglichen werden. Zum Ende des Jahrhunderts werden dann aufgrund von CO₂-Minderungszielen nahe 100% Gasturbinen mit CCS-Technologie als Back-up Kraftwerke eingesetzt. Die Sensitivitätsanalyse *Globales CO₂-Limit* hat gezeigt, dass sich z.T. deutliche regionale Unterschiede ergeben, wenn ein globales Limit eingesetzt wird. Anhand der Zielfunktionswerte ist gezeigt worden, dass dies zu leicht geringeren Kosten erreicht wird. Die Ergebnisse aus dem E2M2s- und GEM2s-Modell zeigen, dass die Verbreitung der CCS-Technologie maßgeblich von den CO₂-Minderungszielen und der Gesamtnachfrage nach Strom abhängt. Wenn im Verhältnis zur Gesamtnachfrage hohe Minderungsziele vorgegeben werden, dann ist die Nutzung der CCS-Technologien wirtschaftlich sinnvoll. Unter Berücksichtigung der wirtschaftlichen und technologischen Parameter der CCS-Technologie zeigt sich, dass nicht vor 2040 mit einem großflächigen Einsatz der CCS-Technologie zu rechnen ist. Für Deutschland zeigen die Modellergebnisse den Substitutionseffekt mit den Erneuerbaren Energien. Darüber hinaus kann bezüglich der verfügbaren Speicherkapazitäten wie auf globaler Ebene der Schluss gezogen werden, dass diese für eine umfangreiche CCS-Nutzung ausreichend sind. GEM2s hat gezeigt, dass regulatorische Eingriffe die Verbreitung der CCS-Technologie deutlich einschränken können. Wird eine Onshore-Speicherung verboten, führen die höheren Offshore-Speicherkosten zu einer deutlich geringeren CCS-Nutzung.

Kritikpunkte und Erweiterungen

Wie zu Beginn der Arbeit erklärt, wurde ein zweiteiliger Modellierungsansatz verfolgt (Abbildung Elektrizitätsmarkt global und in Deutschland), deren zweiter Teil dann als ein zweistufiger Ansatz formuliert wurde (Deutschland als Teil von Europa). Grundsätzlich

ist auch eine direkte Kopplung zwischen dem CORECCS- und dem europäischen E2M2s-Modell sinnvoll. Eine dynamische Rückkopplung z.B. in Form von gebauten Kapazitäten in der Region Europa (WEU) vom E2M2s-Modell in das CORECCS-Modell würde zu konsistenten Ergebnissen z.B. bei CO₂-Preisen führen. Denkbar ist auch, dass das E2M2s-Modell die Region WEU innerhalb des CORECCS-Modells ersetzt.

Die Investitionskosten im CORECCS-Modell sind überwiegend als fixe Werte implementiert mit der Ausnahme von Technologien mit Lernkurven. Dies führt zu einem verzerrten Bild, wenn Bestandstechnologien vom technischen Fortschritt ausgenommen werden. Bei weiteren Arbeiten mit CORECCS sollten auch für die Bestandstechnologien technologische Fortschritte im Zeitverlauf abgebildet werden.

Ein statisches Preisset für die kommenden 90 Jahre stellt eine extrem vereinfachende Annahme dar. Für weiterführende Arbeiten mit CORECCS ist es sinnvoll, direkte Rückkopplungen von Brennstoffverbräuchen auf die Brennstoffpreise innerhalb des Modells oder durch Kopplung mit einem weiteren Modell abzubilden. Ein entsprechend dynamisches Preisset, welches auf Veränderungen von Angebot und Nachfrage reagiert und somit Investitionsentscheidungen unmittelbar beeinflusst, ist von Vorteil.

Eine weitere Schwäche ist, dass die Nachfrage im CORECCS-Modell in allen Szenarien gleich gewählt worden ist. Die Ergebnisse aus GEM2s haben indes gezeigt, welchen großen Einfluss dieser Parameter hat. Auch in diesem Punkt ist eine Anpassung sinnvoll.

Abschließend sei noch auf die Stützjahre hingewiesen. Eine Modellierung von z.B. Zehnjahresschritten hat den Vorteil, dass gerade im Hinblick auf die Diffusion der CCS-Technologie der wichtige Zeitraum zwischen 2030 und 2050 präziser modelliert werden kann.

Fazit

Insgesamt hat sich der zweiteilige Modell-Ansatz als sinnvoll erwiesen und hat zu plausiblen Ergebnissen geführt. Ausgehend von einer internationalen Klimaschutzstrategie sind die Auswirkungen sowohl global als auch für Deutschland und Europa detailliert dargestellt und analysiert worden. Um das 2°-Ziel bis zum Ende des Jahrhunderts zu erreichen, ist ein globales, langfristiges Klimaschutzziel unerlässlich. Dies führt zumindest regional in der gewählten Modellierung zu einem CO₂-Preis, der die Differenz zwischen den Gestehungskosten von konventionellen und CO₂-armen Technologien wie CCS oder

Erneuerbare Energien schließen kann. Die Modellergebnisse zeigen, dass die CCS-Technologie eine vielversprechende Option darstellt, die signifikante CO₂-Emissionsreduktionen und eine fortschreitende wirtschaftliche Entwicklung vor allem in stark wachsenden Staaten zeitgleich ermöglicht. Dies gilt umso mehr, da die Bedeutung der Kohleverstromung in den kommenden Jahren vor allem in der Region Asien eher zu- als abnehmen wird. Ein (globaler) Verzicht auf die bewährte, aber teure und mit Risiken behaftete Kernenergie wird eine Diffusion von CCS beschleunigen. Damit CCS tatsächlich eine Option bei der Eindämmung des anthropogenen Klimawandels darstellen kann, müssen allerdings kurz- bis mittelfristig große Demonstrationskraftwerke in Betrieb genommen werden, um die Funktionsfähigkeit zu bestätigen und die Technologie der Marktreife näherzubringen.

Die erarbeiteten Modellergebnisse haben gezeigt, dass CCS eine sinnvolle Alternative im globalen Klimaschutz darstellt. Restriktionen durch CO₂-Speicherpotenzial sind in keiner Region zu erwarten. Ob CCS in den Regionen Europa und Amerika die Rolle einnehmen wird, die die Modellergebnisse zeigen, ist zu hinterfragen. Der Autor sieht den Einsatz der CCS-Technologie aber vor allem in der stark wachsenden Region Asien mit den stark expandierenden Ländern China und Indien. Die Modellergebnisse haben auch gezeigt, dass es trotz des Einsatzes der CCS-Technologie bei sehr stringenten Emissionszielen zu hohen CO₂-Preisen und nachgelagert auch zu hohen Strompreisen kommen kann. Abschließend wird das Fazit gezogen, dass CCS eine sinnvolle Brückentechnologie in eine vollständig CO₂-freie Zukunft ist. Die CCS-Technologie kann dazu beitragen, stetiges wirtschaftliches Wachstum, steigenden Bedarf an steuerbaren Kraftwerken und stringente CO₂-Minderungsstrategien zeitgleich zu ermöglichen. Insbesondere in der Region ASI mit dem hohen Anteil an Kohleverstromung und heimischen Kohleressourcen sowie dem erwarteten starken wirtschaftlichen Wachstum in den kommenden Dekaden ist CCS eine besonders vielversprechende Option zur Minderung des anthropogenen Klimawandels.

12 Literaturverzeichnis

Abadie, L. M. und Chamorro, J. M. (2008): European CO₂ prices and carbon capture investments, *in: Energy Economics, Band 30, Ausgabe 6, S. 2992-3015.*

Abram, T. und Ion, S. (2008): Generation-IV nuclear power: A review of the state of the science, *in: Energy Policy, Band 36, Ausgabe 12, S. 4323-4330.*

Agarwal, A. (2000): Making the Kyoto Protocol work: ecological and economic effectiveness and equity in the climate regime, *in: Centre for Science and Environment, New Delhi, abgerufen am 03.02.2013, <http://www.cseindia.org/html/cmp/cmp33.htm>.*

Agarwala, R. (2009): Towards a global compact for managing climate change, *in: Aldy, J. E. und Stavins, R. (2010): Post-Kyoto International Climate Policy: Implementing Architectures for Agreement, Cambridge, ISBN 978-0-521-12952-7.*

Agentur für Erneuerbare Energien (2010): Renews Spezial, Ausgabe 23, Berlin, ISSN 2190-3581.

Aldy, J. E. u.a. (2001): Climate change: an agenda for global collective action, prepared for the conference on The Timing of Climate Change Policies, Pew Center on Global Climate Change, Washington, DC, abgerufen am 11.07.2012, <http://live.belfer-center.org/files/Aldy%20Orszag%20and%20Stiglitz%20Climate%20Policy%20Proposal%202001.pdf>.

Aldy, J. E. u.a. (2003): Thirteen plus one: a comparison of global climate policy architectures, *in: Climate Policy, Band 3, Ausgabe 4, S. 373-397.*

Aldy, J. E. und Stavins, R. (2007): Architectures for Agreement: Addressing Global Climate Change in the Post-Kyoto World, ISBN 978-0-521-87163-1.

Aldy, J. E. und Stavins, R. (2010): Post-Kyoto International Climate Policy: Implementing Architectures for Agreement, Cambridge, ISBN 978-0-521-12952-7.

Andersen, A. N. und Lund, H. (2007): New CHP partnerships offering balancing of fluctuating renewable electricity productions, *in: Journal of Cleaner Production, Band 15, Ausgabe 3, S. 288-293.*

Anderson, D. L. (1989): Theory of the Earth, ISBN 978-0-86542-123-3.

Arrhenius, S. (1896): On the influence of carbonic acid in the air upon the temperature of the ground, *in: The London, Edinburgh, and Dublin Philosophical Magazine and Journal of Science, Band 41, Ausgabe 251, S. 237-276.*

- Austin, D. u.a. (1998):** Contributions to climate change: Are conventional metrics misleading the debate?, World Resources Institute, Washington DC.
- Babiker, M. H. und Eckaus, R. S. (2002):** Rethinking the Kyoto emissions targets, *in: Climatic Change, Band 54, Ausgabe 4, S. 399-414.*
- Bamberg, G. und Coenenberg, A.G. (2004):** Betriebswirtschaftliche Entscheidungslehre, München, ISBN 978-3-8006-4518-3 (Auflage 2012).
- Bannock, G. u.a. (2003):** Dictionary of Economics, ISBN 978-1-57660-146-4.
- Barrett, S. (2002):** Consensus treaties, *in: Journal of Institutional and Theoretical Economics JITE, Band 158, Ausgabe 4, S. 529–547.*
- Barrett, S. (2006):** Climate treaties and „breakthrough“ technologies, *in: The American economic review, Band 96, Ausgabe 2, S. 22–25.*
- Barrett, S. (2007):** A multitrack climate treaty system, *in: Aldy, J. E. und Stavins, R. N.: Architectures for Agreement: Addressing Global Climate Change in the Post-Kyoto World, ISBN 978-0-521-87163-1.*
- Barrett, S. (2010):** A portfolio system of climate treaties, *in: Aldy, J. E. und Stavins, R. N. (2010): Post-Kyoto International Climate Policy: Implementing Architectures for Agreement, Cambridge, ISBN 978-0-521-12952-7.*
- BASIC Project (2007):** The Sao Paulo Proposal for an Agreement on Future Climate Policy, abgerufen am 27.09.2012, <http://www.basic-project.net/data/final/Paper17Sao%20Paulo%20Agreement%20on%20Future%20International%20Climate%85.pdf>.
- Baumert, K. A. u.a. (2002):** Building on the Kyoto Protocol: Options for protecting the climate, abgerufen am 20.07.2012, <http://www.lavoisier.fr/livre/notice.asp?id=RAXW6LA2A3KOWQ>.
- Bauer, H. H. (2007):** Questioning HIV/AIDS: Morally Reprehensible or Scientifically Warranted? *in: Journal of American Physicians and Surgeons, Band 12, Ausgabe 4, S. 116.*
- Benedick, R. E. (2001):** Striking a new deal on climate change, *in: Issues in Science and Technology, Band 18, Ausgabe 1, S. 71-76.*
- Black, J. u.a. (2012):** A Dictionary of Economics, ISBN 978-0-19-103691-0.
- Blanchard, O. (2002):** Scenarios for differentiating commitments: a quantitative analysis, *in: Perkaus, J. F. (Hrsg): Building on the Kyoto Protocol: Options for protecting the climate, World Resources Institute, Washington DC.*

- BMU (2010):** RECCS+: Strukturell-ökonomisch-ökologischer Vergleich regenerativer Energietechnologien (RE) mit Carbon Capture and Storage (CCS).
- Bodansky, D. u.a. (2004):** International climate efforts beyond 2012: A survey of approaches, in: *Pew Center on Global Climate Change*, abgerufen am 09.07.2012, <http://www.c2es.orgwww.c2es.org/docUploads/2012%20new.pdf>.
- Bodansky, Daniel (2007):** Targets and timetables: good policy but bad politics?, in: *Aldy, J. E. und Stavins, R. N.: Architectures for Agreement: Addressing Global Climate Change in the Post-Kyoto World*, ISBN 978-0-521-87163-1.
- Boiteux, M. (1960):** Peak-load pricing, *The Journal of Business*, 33(2), S. 157-179.
- Boykoff, M. T. und Boykoff, J. M. (2005):** Balance as bias: global warming and the US prestige press, in: *Global Environmental Change, Band 14, Ausgabe 2*, S. 125-136.
- Bradford, D. F. (2004):** Improving on Kyoto: greenhouse gas control as the purchase of a global public good, abgerufen am 27.09.2012, <https://www.princeton.edu/~ceps/workingpapers/96bradford.pdf>.
- Brockhaus Enzyklopädie (2002):** Schlagwort: „System“, Leipzig, Mannheim.
- Brockhaus Enzyklopädie (2006):** Schlagwort: „Kohlenstoff“, Leipzig, Mannheim.
- Bundesregierung Deutschland (2011):** Energiekonzept 2050, abgerufen am 23.09.2015, <https://www.bundesregierung.de/ContentArchiv/DE/Archiv17/Anlagen/2012/02/-energiekonzept-final.pdf?blob=publicationFile&v=5>.
- Callendar, G. S. (1938):** The artificial production of carbon dioxide and its influence on temperature, in: *Quarterly Journal of the Royal Meteorological Society, Band 64, Ausgabe 275*.
- CAN (2003):** A viable global framework for preventing dangerous climate change, abgerufen am 10.05.2014, http://cana.net.au/sites/default/files/CAN_viable_global_Framework_preventing_dangerous_cc_COP9_3track.pdf.
- Cao, J. (2010):** Reconciling human development and climate protection: a multistage hybrid climate policy architecture, in: *Aldy, J. E. und Stavins, R. N.: Post-Kyoto International Climate Policy: Implementing Architectures for Agreement*, Cambridge, ISBN 978-0-521-12952-7.
- Carraro, C. (2007):** Incentives and institutions: a bottom-up approach to climate policy, in: *Aldy, J. E. und Stavins, R. N.: Architectures for Agreement: Addressing Global Climate Change in the Post-Kyoto World*, ISBN 978-0-521-87163-1.

- Christensen, N. P. und Holloway, S. (2004):** Geological storage of CO₂ from combustion of fossil fuels (The GESTCO project: Summary report), European Union fifth Framework Programme for Research & Development, Project No. ENK6-CT-1999-00010, 2nd edition.
- CIA (2012):** The World Factbook, abgerufen am 04.06.2012, <https://www.cia.gov/library/publications/the-world-factbook/geos/xx.html>.
- Conway, E. M. und Oreskes, N. (2012):** Merchants of Doubt: How a Handful of Scientists Obscured the Truth on Issues from Tobacco Smoke to Global Warming, ISBN 978-1-4088-2483-2.
- Cooper, R. N. (2010):** The case for charges on greenhouse gas emissions, in: *Aldy, J. E. und Stavins, R. N.: Post-Kyoto International Climate Policy: Implementing Architectures for Agreement, Cambridge, ISBN 978-0-521-12952-7.*
- Cooper, R. N. (1998):** Toward a real global warming treaty, in: *Foreign Affairs, Vol. 77, No. 2), S. 66-79.*
- Courtney, H. u.a. (1997):** Strategy under uncertainty, in: *Harvard business review, Band 75, Ausgabe 6, 1997.*
- Damen, K. u.a. (2006):** A comparison of electricity and hydrogen production systems with CO₂ capture and storage. Part A: Review and selection of promising conversion and capture technologies, in: *Progress in Energy and Combustion Science, Band 32, Ausgabe 2, S. 215-246.*
- Deutscher Bundestag (2011):** Entwurf eines Gesetzes zur Demonstration und Anwendung von Technologien zur Abscheidung, zum Transport und zur dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid.
- DIW (2013):** Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050, Berlin, 2013.
- Doran, P. T. und Zimmerman, M. K. (2009):** Examining the scientific consensus on climate change, in: *Eos, Transactions American Geophysical Union, Band 90, Ausgabe 3, S. 22-23.*
- Ecofys (2004):** (Hendriks, C.; Graus, W. und van Bergen, F.): Global carbon dioxide storage potential and costs, Utrecht, abgerufen am 14.12.2010; https://www.researchgate.net/profile/Wina_Crijns-Graus/publication/260095614_Global_Carbon_Dioxide_Storage_Potential_and_Costs/links/02e7e52f8a006a9854000000.pdf.

- Edmonds, J. und Wise, M. (1998):** Building backstop technologies and policies to implement the Framework Convention on Climate Change, *in: Energy & Environment, Band 9, Ausgabe 4, 1998.*
- Encyclopaedia Britannica (1997):** The New Encyclopedia Britannica, ISBN 978-0-85229-493-2.
- Endres, A. (2013):** Umweltökonomie, Stuttgart, ISBN 978-3-17-022345-5.
- European Commission (EC) (2010):** National Renewable Action Plans, abgerufen am 13.4.2011, http://ec.europa.eu/energy/renewables/action_plan_en.htm.
- EWI - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln und IE³ - Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft (2013):** Trendstudie Strom 2022 - Belastungstext für die Energiewende, abgerufen am 04.06.2014, http://www.ewi.uni-koeln.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/Studien/Politik_und_Gesellschaft/2013/2013-03_Trendstudie_Strom_EWI-dena-Endbericht_final.pdf.
- Fischedick, M. u.a. (2007):** Geologische CO₂-Speicherung als klimapolitische Handlungsoption, *in: Wuppertal Spezial, Umwelt und Energie (35).*
- Feess, E. und Seeliger, A. (2013):** Umweltökonomie und Umweltpolitik, München, ISBN 978-3-8006-4668-5.
- Fourier, J. B. J. (1827):** Les temperatures du globe terrestre et des espaces planétaires, *in: Mémoires de l'académie royale des sciences de l'institut de France, Tome VII, abgerufen am 19.07.2012, <http://www.math.umn.edu/~mcgehee/Seminars/Climate-Change/references/Fourier1827.pdf>.*
- Frankel, J. (2007):** Formulas for quantitative emission targets, *in: Aldy, J. E. und Stavins, R. N.: Architectures for Agreement: Addressing Global Climate Change in the Post-Kyoto World, ISBN 978-0-521-87163-1.*
- Frankel, J. (2010):** An elaborated proposal for a global climate policy architecture: specific formulas and emission targets for all countries in all decades, *in: Aldy, J. E. und Stavins, R. N.: Post-Kyoto International Climate Policy: Implementing Architectures for Agreement, Cambridge, ISBN 978-0-521-12952-7.*

Frankel, J. und Bosetti, V. (2009): Global climate policy architecture and political feasibility: Specific formulas and emission targets to attain 460 ppm CO₂ concentrations, NATIONAL BUREAU OF ECONOMIC RESEARCH, Working paper, abgerufen am 11.07.2012, <http://www.nber.org/papers/w15516>.

Frankel, J. und Bosetti, V. (2012): Politically feasible emissions targets to attain 460 ppm CO₂ concentrations, in: *Review of Environmental Economics and Policy, Band 6, Ausgabe 1, S. 86-109.*

Freeth, S. J. (1987): The lake Nyos gas disaster, in: *Nature, Band 325, S. 104-105.*

Gale, J. und Davison, J. (2004): Transmission of CO₂ - safety and economic considerations, in: *Energy, Band 29, Ausgabe 9, S. 1319-1328.*

Geogreen (2011): GLOBAL INDUSTRIAL CCS TECHNOLOGY ROADMAP, Report UNI11-ES-001-2.

GEUS et al (2004): GESTCO (Geological Storage of CO₂ from Combustion of Fossil Fuel), EU-Project No. ENK6-CT-1999-00010.

GEUS (2009): EU GeoCapacity, Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide, Project No. SES6-518318.

Gibbins, J. und Chalmers, H. (2008): Carbon capture and storage, in: *Energy Policy, Band 36, Ausgabe 12, S. 4317-4322.*

Global CCS Institute (2013): The Global Status of CCS, Docklands, Australia, abgerufen am 26.10.2013, <http://cdn.globalccsinstitute.com/sites/default/files/publications/116211/global-status-ccs-2013.pdf>.

Groenenberg, H. u.a. (2004): Global Triptych: a bottom-up approach for the differentiation of commitments under the Climate Convention, in: *Climate Policy, Band 4, Ausgabe 2, S. 153-175.*

Grubb, M. u.a. (1999): The Kyoto Protocol: A Guide and Assessment, ISBN 978-1-85383-581-0.

Grünwald, R. (2009): A Review of Carbon Dioxide Capture and Storage Technology, Potentials, Risks, Costs, and Regulation, in: *GAIA - Ecological Perspectives for Science and Society, Band 18, S. 211-220.*

Gupta, J. (2003): Engaging Developing Countries in Climate Change: KISS and Make-Up, in: *Michel, D. (Hrsg): Beyond Kyoto: Meeting the Long-Term Challenge of Global Climate*

Change, The Johns Hopkins University Center for Transatlantic relations, Transatlantic Dialogue on Climate Change, 2003.

Gupta, J. (2007): Beyond Graduation and Deepening: toward cosmopolitan scholarship, in: *Aldy, J. E. und Stavins, R. N.: Architectures for Agreement: Addressing Global Climate Change in the Post-Kyoto World, ISBN 978-0-521-87163-1.*

Gupta, S. und Bhandari, P. (1999): An effective allocation criterion for CO₂ emissions, in: *Energy Policy, Band 27, Ausgabe 12, S. 727-736.*

Hahn, R. W. (1998): The Economics & Politics of Climate Change, in: *Regulation2point0, Working paper, 1998, abgerufen am 27.09.2012, <http://ideas.repec.org/p/reg/wpaper/610.html>.*

Hansen, J. u.a. (2011): Earth's energy imbalance and implications, in: *Atmospheric Chemistry and Physics, Band 11, S. 13421-13449.*

Hargrave, T. u.a. (1998): Growth baselines, in: *Center for Clean Air Policy, Washington DC.*

Heinloth, K. (2003): Die Energiefrage: Bedarf und Potentiale, Nutzen, Risiken und Kosten, ISBN 978-3-528-13106-7.

Hendriks, C.; Graus, W. und van Bergen, F. (2004): Global carbon dioxide storage potential and costs, abgerufen am 02.01.2012, <http://www.ecofys.com/com/publications/documents/GlobalCarbonDioxideStorage.pdf>.

Hipp, F. (2011): Abschätzung der Kapazitäten zur dauerhaften geologischen Speicherung von Kohlendioxid in Deutschland – Abbildung der CCS-Technologie im GEM2s-Modell, Bachelorarbeit am Lehrstuhl für Energiewirtschaft der Universität Duisburg-Essen, Prof. Dr. Christoph Weber, Essen.

Höhne, N. u.a. (2006): Common but differentiated convergence (CDC): a new conceptual approach to long-term climate policy, in: *Climate Policy, Band 6, Ausgabe 2, S. 181-199.*

Houghton, R. A. (2007): Balancing the global carbon budget, in: *Annual Review of Earth and Planetary Sciences, Band 35, S. 313-347.*

Hourcade, J. u.a. (2006): Hybrid Modelling: New Answers to Old Challenges Introduction to the Special Issue of „The Energy Journal“, in: *The Energy Journal, Ausgabe 7, S. 1-11.*

IEA (2010): IEA Statistics 2010: CO₂ Emissions from Fuel Combustion 2010, <http://data.iea.org>.

- IEA (2011a):** IEA Statistics 2011: CO₂ Emissions from Fuel combustion 2011, <http://data.iea.org>.
- IEA (2011b):** Cost and Performance of Carbon Dioxide Capture from Power Generation, Working paper (Finkenrath, M.).
- IEA (2011c):** World Energy Outlook 2011, ISBN 978-92-64-12414-1.
- IEA (2012):** IEA: Global carbon-dioxide emissions increase by 1.0 Gt in 2011 to record high, abgerufen am 01.06.2012, <http://www.iea.org/newsroomandevents/news/2012/may/name,27216,en.html>.
- IEA (2012a):** IEA Statistics 2012: CO₂ Emissions from Fuel Combustion 2012, ISBN 978-92-64-17475-7.
- IEA (2012b):** Energy Technology Perspectives 2012, <http://data.iea.org>.
- IEA (2013a):** Technology Roadmap - Carbon Capture and Storage, <http://data.iea.org>.
- IEA (2013b):** IEA Statistics 2013: CO₂ Emissions from Fuel Combustion 2013, <http://data.iea.org>.
- IEA (2014):** IEA Statistics 2014: CO₂ Emissions from Fuel Combustion 2014, <http://data.iea.org>.
- IPCC (2004):** IPCC Special Report on CARBON DIOXIDE CAPTURE AND STORAGE, Cambridge, ISBN-13 978-0-521-86643-9.
- IPCC (2007a):** Climate Change 2007: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.
- IPCC (2007b):** Climate change 2007: The Physical Science Basis: Contribution of Working Group I to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change.
- IPCC (2007c):** Climate Change 2007: Impacts, Adaptation and Vulnerability: Contribution of Working Group II to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, ISBN 978-0-521-88010-7.
- IPCC (2007d):** Climate change 2007: Mitigation of Climate Change: Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, ISBN 978-0-521-88011-4.

- IPCC (2014):** Climate Change 2014: Synthesis Report. Contribution of Working Groups I, II and III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, abgerufen am 13.02.2016, <http://epic.awi.de/37530/>.
- IPCC (2014a):** Assessing and Managing the Risks of Climate Change - Technical Summary WG II AR5.
- IPCC (2014b):** Mitigation of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Fifth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, ISBN 978-1-107-05821-7.
- Jacoby, H. D. u.a. (1999):** Toward a useful architecture for climate change negotiations, abgerufen am 04.10.2012, <http://dspace.mit.edu/handle/1721.1/3598>.
- Jacques, P. J. u.a. (2008):** The organisation of denial: Conservative think tanks and environmental scepticism, *in: Environmental Politics, Band 17, Ausgabe 3, S. 349-385*.
- Jaeger, C. C. (2004):** Climate change: combining mitigation and adaptation, *in: Michel, J. (Hrsg): Climate Policy for the 21st Century: Meeting the long-term Challenge of Global Warming*.
- Jastrow, R. u.a. (1990):** Global Warming: What Does the Science Tell Us?, George C. Marshall Institute, Washington DC.
- Jones, D.A. u.a. (2012):** Technoeconomic evaluation of MEA versus mixed amines for CO₂ removal at near-commercial scale at Duke Energy Gibson 3 Plant, abgerufen am 23.3.2014; <https://e-reports-ext.llnl.gov/pdf/761994.pdf>.
- Jones, G. S. u.a. (2012):** What influence will future solar activity changes over the 21st century have on projected global near-surface temperature changes? *In: Journal of Geophysical Research, Band 117, Ausgabe D5, S. 1-13*.
- Josefsson, L. G. (2006):** Curbing climate change - An outline of a framework leading to a low carbon emitting society; *In: European Review of Energy Markets, Volume I, Ausgabe Issue 2, S. 1-29*.
- Kameyama, Y. (2003):** Dual track approach: an optional climate architecture for beyond 2012; *in: National Institute for Environmental Studies, Tsukuba, Japan, 2003, abgerufen am 04.10.2012, <http://www-iam.nies.go.jp/climatepolicy/pdf/03-3dpver2.pdf>*.
- Karp, L. und Zhao, J. (2010):** A proposal for the design of the successor to the Kyoto-Protocol, *in: Aldy, J. E. und Stavins, R. N.: Post-Kyoto International Climate Policy: Implementing Architectures for Agreement, Cambridge, ISBN 978-0-521-12952-7*.

- Keohane, R. O. und Raustiala, K. (2010):** Toward a post-Kyoto climate change architecture: a political analysis, in: *Aldy, J. E. und Stavins, R. N.: Post-Kyoto International Climate Policy: Implementing Architectures for Agreement, Cambridge, ISBN 978-0-521-12952-7.*
- Kim, Y. G. und Baumert, K. A. (2002):** Reducing uncertainty through dual-intensity targets, in: *Building on the Kyoto Protocol: Options for Protecting the Climate. Washington, DC: WRI, abgerufen am 04.10.2012, <http://www.bvsde.paho.org/bvsacd/cd30/reducing.pdf>.*
- Klepper, G. und Peterson, S. (2005):** Trading hot-air. The influence of permit allocation rules, market power and the US withdrawal from the Kyoto Protocol, in: *Environmental and Resource Economics, Band 32, Ausgabe 2, S. 205-228.*
- Knopf, S. u.a. (2010):** Neuberechnung möglicher Kapazitäten zur CO₂-Speicherung in tiefen Aquifer-Strukturen, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 4, S. 76-80, abgerufen am 28.5.2012, [http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/CO2Speicherung/Downloads/ET-knopf-2010.pdf? blob=publicationFile&v=2](http://www.bgr.bund.de/DE/Themen/CO2Speicherung/Downloads/ET-knopf-2010.pdf?blob=publicationFile&v=2).*
- Konstantin, P. (2009):** Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung,-transport und -beschaffung im liberalisierten Markt, ISBN 978-3-540-78591-0.
- Kraatz, R. (1987):** Die Dynamik der Erde: Bewegungen, Strukturen, Wechselwirkungen, ISBN 978-3-922508-40-3.
- KSpG (2012):** Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid- Speicherungsgesetz - KSpG), 2012.
- Kuik, O. u.a. (2008):** Post-2012 climate policy dilemmas: a review of proposals, in: *Climate Policy, Band 8, Ausgabe 3, S. 317-336.*
- Lehrman, N. S. (2005):** Homosexuality: Some Neglected Considerations, in: *Journal of American Physicians and Surgeons, Band 10, Ausgabe 3, S. 80.*
- Libecap, G. D. und Steckel, R. H. (2011):** The Economics of Climate Change: Adaptations Past and Present, ISBN 978-0-226-47988-0.
- Lohwasser, R. und Madlener, R. (2012):** Economics of CCS for coal plants: Impact of investment costs and efficiency on market diffusion in Europe, in: *Energy Economics, Band 34, Ausgabe 3, S. 850-863.*
- Lorius, C. u.a. (1985):** A 150,000-year climatic record from Antarctic ice, in: *Nature, Band 316, S. 591-596.*

- Lüthi, D. u.a. (2008):** High-resolution carbon dioxide concentration record 650,000–800,000 years before present, *in: Nature, Band 453, Ausgabe 7193, S. 379-382.*
- May, F.; Gerling, J.P. und Krull, P. (2002):** Untertagespeicherung von CO₂, *in: VGB PowerTech, Heft 8, S. 45-50.*
- May, F. und Turkovic, R. (2003):** Minderung von Treibhausgas-Emissionen durch CO₂-Speicherung in tiefen Aquiferen, *in: Zeitschrift für angewandte Geologie, Heft 1, S. 65-72.*
- May, F.; Müller, C. und Bernstone, C. (2005):** How Much CO₂ Can be Stored in Deep Saline Aquifers in Germany?, *in: VGB PowerTech, Heft 6, S. 32-37.*
- May, F. (2010):** CO₂ Storage Capacity and Site Selection in Germany. Second EAGE CO₂ Geological Storage Workshop 2010.
- McCoy, S. T. und Rubin, E. S. (2008):** An engineering-economic model of pipeline transport of CO₂ with application to carbon capture and storage, *in: International Journal of Greenhouse Gas Control, Band 2, Ausgabe 2, S. 219-229.*
- McKibbin, W. J. und Wilcoxon, P. J. (2007):** A credible foundation for long-term international cooperation on climate change, *in: Aldy, J. E. und Stavins, R. N.: Architectures for Agreement: Addressing Global Climate Change in the Post-Kyoto World, ISBN 978-0-521-87163-1.*
- Meira Filho, L. G. und Miguez, J. D. G. (2000):** Note on the time-dependant relationship between emissions of greenhouse gases and climate change, *in: Ministry of Science and Technology, Federal Republic of Brazil, abgerufen am 04.10.2012, https://unfccc.int/files/meetings/workshops/other_meetings/application/pdf/proposta.pdf.*
- Metz, B. u.a. (2005):** IPCC special report on carbon dioxide capture and storage, Cambridge University Press, New York, ISBN-10 0-521-68551-6.
- Meyer, A. (1999):** The Kyoto Protocol and the emergence of “contraction and convergence” as a framework for an international political solution to greenhouse gas emissions abatement, *in: Man-Made Climate Change: Economic Aspects and Policy Options, S. 291-345.*
- Meyer, R. u.a. (2007):** Regional search, selection and geological characterization of a large anticlinal structure, as a candidate site for CO₂-storage in northern Germany, *in: Environmental Geology, Heft 54, S. 1607-1618.*

Michaelowa, A. und Fages, E. (1999): Options for baselines of the Clean Development Mechanism, *in: Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change, Volume 4, Ausgabe 2, S. 167-185.*

Michaelowa, A. (2007): Graduation and Deepening, *in: Aldy, J. E. und Stavins, R. N.: Architectures for Agreement: Addressing Global Climate Change in the Post-Kyoto World, ISBN 978-0-521-87163-1.*

Miller, G. H. u.a. (2012): Abrupt onset of the Little Ice Age triggered by volcanism and sustained by sea-ice/ocean feedbacks, *in: Geophysical Research Letters, Band 39, Ausgabe 2, S. 1-5.*

Ministry of Economy, Trade and Industry (2003): Perspectives and Actions to Construct a Future Sustainable Framework on Climate Change, abgerufen am 07.05.2013, <http://www.meti.go.jp/english/report/downloadfiles/gClimateChange0307e.pdf>.

MIT (2007): The Future of Coal - Options for a Carbon constrained World, Massachusetts, abgerufen am 15.09.2013, <http://web.mit.edu/coal/>.

Möst, D. und Fichtner, W. (2010): Renewable energy sources in European energy supply and interactions with emission trading, *in: Energy Policy, Band 38, Ausgabe 6, S. 2898-2910.*

Müller, L. (2001): Handbuch der Elektrizitätswirtschaft: Technische, wirtschaftliche und rechtliche Grundlagen, ISBN 978-3-540-67637-9.

Müller, B. (2002): An FCCC Impact Response Instrument as part of a Balanced Global Climate Change Regime, *in: A paper presented at the IIED Special Event at FCCC SB, Band 16, abgerufen am 04.10.2012, <http://www.oxfordclimatepolicy.org/publications/documents/iri.pdf>.*

MunichRE (2012): Topics Geo: Naturkatastrophen 2011, Analysen Bewertungen, Positionen, München, abgerufen am 21.05.2012, http://www.munichre.com/publications/302-07224_de.pdf.

NASA Earth Observatory (2001): The Carbon Cycle, abgerufen am 13.02.2012, http://earthobservatory.nasa.gov/Features/CarbonCycle/carbon_cycle2001.pdf.

Nerlich, B. (2010): „Climategate“: Paradoxical Metaphors and Political Paralysis, *in: Environmental Values, Band 19, Ausgabe 4, S. 419-442.*

- Ninomiya, Y. (2003):** Prospects for energy efficiency improvement through an international agreement, in: *Climate Regime Beyond 2012: Incentives for Global Participation*, 2003.
- NOAA (2009):** NOAA Climate Services: Global Temperature 1880-2009, abgerufen am 01.05.2012, <http://www.climatewatch.noaa.gov/article/2009/climate-change-global-temperature>.
- NOAA (2012):** Daten CO₂-Konzentration Hawaii, abgerufen am 14.02.2012, [ftp://ftp.cmdl.noaa.gov/ccg/co2/trends/co2 mm mlo.txt](ftp://ftp.cmdl.noaa.gov/ccg/co2/trends/co2_mm_mlo.txt).
- Nordhaus, W. D. (2005):** Life after Kyoto: Alternative Approaches to Global Warming, abgerufen am 11.07.2012, <http://www.nber.org/papers/w11889>.
- Nordhaus, W. D. (2006):** Life after Kyoto: Alternative mechanisms to control global warming, in: *The American economic review*, Band 96, Ausgabe 2, S. 31-34.
- Nordhaus, W. D. (2006a):** The "Stern Review" on the economics of climate change, Working Paper 12741, abgerufen am 16.9.2017, <http://www.nber.org/papers/w12741.pdf>.
- Nordhaus, W. D. (2007):** To tax or not to tax: Alternative approaches to slowing global warming, in: *Review of Environmental Economics and Policy*, Band 1, Ausgabe 1, S. 26-44.
- Oberheitmann, A. (2010):** A new post-Kyoto climate regime based on per-capita cumulative CO₂-emission rights-rationale, architecture and quantitative assessment of the implication for the CO₂-emissions from China, India and the Annex-I countries by 2050, in: *Insectes Sociaux*, Band 57, Ausgabe 2, S. 137-168.
- OECD (2011):** Carbon Pricing, Power Markets and the Competitiveness of Nuclear Power, abgerufen am 31.08.2011, <http://www.oecdbookshop.org/oecd/display.asp?sf1=identifiers&st1=9789264118874>.
- OECD/IEA und OECD/NEA (2015):** Technology Roadmap Nuclear Energy, Paris, abgerufen am 4.1.2017, <https://www.iea.org/media/freepublications/technology-roadmaps/TechnologyRoadmapNuclearEnergy.pdf>.
- Olmstead, S. M. (2007):** The whole and the sum of its parts, in: *Aldy, J. E. und Stavins, R. N.: Architectures for Agreement: Addressing Global Climate Change in the Post-Kyoto World*, ISBN 978-0-521-87163-1.

- Olmstead, S. M. und Stavins, R. N. (2006):** An international policy architecture for the post-Kyoto era, *in: The American economic review, Band 96, Ausgabe 2, S. 35-38.*
- Olmstead, S. M. und Stavins, R. (2009):** An expanded three-part architecture for post-2012 international climate policy, abgerufen am 11.07.2012, http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=1520541.
- Oppenheimer, M. u.a. (2007):** Climate Change: The Limits of Consensus, *in: Science, Band 317, Ausgabe 5844, S. 1505–1506.*
- Oreskes, N. (2004):** Beyond the ivory tower: The scientific consensus on climate change, *in: Science, Band 306, Ausgabe 5702, S. 1686.*
- Ott, H.E. u.a. (2004):** South-North Dialogue on Equity in the Greenhouse: A proposal for an adequate and equitable global climate agreement, Deutsche Gesellschaft für Technische Zusammenarbeit, Eschborn.
- Otto, V. M. und Reilly, J. (2008):** Directed technical change and the adoption of CO₂ abatement technology: The case of CO₂ capture and storage, *in: Energy Economics, Band 30, Ausgabe 6, S. 2879-2898.*
- Page, M.** Paris climate deal is agreed – but is it really good enough?, abgerufen am 27.02.2016, <https://www.newscientist.com/article/dn28663-paris-climate-deal-is-agreed-but-is-it-really-good-enough/>.
- Pan, J. (2005):** Meeting human development goals with low emissions: An alternative to emissions caps for post-Kyoto from a developing country perspective, *in: International Environmental Agreements: Politics, Law and Economics, Band 5, Ausgabe 1, S. 89-104.*
- Paris Agreement (United Nations):** Paris Agreement, abgerufen am 12.2.2016, http://unfccc.int/files/essential_background/convention/application/pdf/english_paris_agreement.pdf
- Peck, S. und Teisberg, T. (2003):** Securitizing the environment: a property rights approach to managing climate change, *in: Risk and Uncertainty in Environmental and Natural Resource Economics.*
- Petit, J. R u.a. (1999):** Climate and atmospheric history of the past 420,000 years from the Vostok ice core, Antarctica, *in: Nature, Band 399, Ausgabe 6735, S. 429-436.*
- Physical Geography Net (2012):** The Greenhouse Effect, 15.03.2012, abgerufen am 15.03.2012, <http://www.physicalgeography.net/fundamentals/7h.html>.

- Pizer, W. A. (2007):** Practical global climate policy, in: *Aldy, J. E. und Stavins, R. N.: Architectures for Agreement: Addressing Global Climate Change in the Post-Kyoto World*, ISBN 978-0-521-87163-1.
- Podbregar, N. (2002):** Heißer Kampf um heiße Luft: Der Klimawandel und seine Skeptiker, abgerufen am 05.06.2012, <http://www.scinexx.de/dossier-detail-39-4.html>.
- Radgen, P. u.a. (2006):** Verfahren zur CO₂-Abscheidung und-Speicherung, *Reihe Climate Change des Umweltbundesamtes, Band 7, Ausgabe 06, ISSN 1611-8855*.
- Radgen, P. u.a. (2006a):** Verfahren zur CO₂-Abscheidung und-Speicherung, Forschungsbericht 203 41 110, UBA-FB 02006, Dessau.
- Reinstein, R. A. (2004):** A possible way forward on climate change, in: *Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change, Band 9, Ausgabe 3, S. 245-309*.
- Robinson, A. u.a. (2007):** Environmental Effects of Increased Atmospheric Carbon Dioxide, in: *Journal of American Physicians and Surgeons, Band 12, S. 79-90*.
- Roedel, W. und Wagner, T. (2011):** Physik unserer Umwelt: Die Atmosphäre, Springer Verlag, Berlin, Heidelberg, ISBN 978-3-642-15729-5.
- Rogelj, J. u.a. (2010):** Copenhagen Accord pledges are paltry, in: *Nature, Band 464, Ausgabe 7292, S. 1126-1128*.
- Rogelj, J. u.a. (2016):** Paris Agreement climate proposals need a boost to keep warming well below 2°C, in *Nature, Band 534, Ausgabe 7609, S. 631-639*.
- Rotterdam Climate Initiative (2013):** Transport & Storage Economics of CCS Networks in the Netherlands, Global Carbon Capture and Storage Institute Limited, Canberra.
- Rubin, E. S. u.a. (2007):** Use of experience curves to estimate the future cost of power plants with CO₂ capture, in: *International journal of greenhouse gas control, Band 1, Ausgabe 2, S. 188-197*.
- Rubin, E. S. u.a. (2013):** A proposed methodology for CO₂ capture and storage cost estimates, in: *International Journal of Greenhouse Gas Control, Ausgabe 17, S. 488-503*.
- Sawa, A. (2010):** Sectoral Approaches to a post-Kyoto international climate policy framework, in: *Aldy, J. E. und Stavins, R. N.: Post-Kyoto International Climate Policy: Implementing Architectures for Agreement, Cambridge, ISBN 978-0-521-12952-7*.
- Schelling, T. C. (1997):** The cost of combating global warming: facing the trade-offs, in: *Foreign Affairs, S. 8-14*.

- Schelling, T. C. (1998):** Costs & benefits of greenhouse gas reduction, 1998, ISBN 978-0-8447-7114-4.
- Schmalensee, R. (1998):** Greenhouse policy architecture and institutions, *in: Economics and Policy Issues in Climate Change, Ausgabe 137, S. 142.*
- Schmidt, J. u.a. (2008):** Sector-based approach to the post-2012 climate change policy architecture, *in: Climate policy, Band 8, Ausgabe 5, S. 494-515.*
- Schneider, S. H. (1989):** The Greenhouse Effect: Science and Policy, *in: Science, Band 243, Ausgabe 4892, S. 771-781.*
- Schreiber, A. u.a. (2010):** Environmental analysis of a German strategy for carbon capture and storage of coal power plants, *in: Energy Policy, Band 38, Ausgabe 12, S. 7873-7883.*
- Seinfeld, J. H. und Pandis, Spyros N. (2006):** Atmospheric chemistry and physics: from air pollution to climate change, ISBN 978-0-471-72018-8.
- Sijm, J. u.a. (2001):** Differentiation of mitigation commitments: the multi-sector convergence approach, *in: Climate Policy, Band 1, Ausgabe 4, S. 481-497.*
- Sim, S. (2006):** Empires of Belief: Why We Need More Scepticism and Doubt in the Twenty-First Century, ISBN 978-0-7486-2326-6.
- Spiecker, S.; Vogel, P. und Weber, C. (2013):** Evaluating interconnector investments in the north European electricity system considering fluctuating wind power penetration, *in: Energy Economics, Band 37, S. 114–127.*
- Spiecker, S. und Weber, C. (2014):** The future of the European electricity system and the impact of fluctuating renewable energy – A scenario analysis, *in: Energy Policy, Volume 65, S. 185–197.*
- Spiecker, S.; Eickholt, V. und Weber, C.; (2014):** The impact of carbon capture and storage on a decarbonized German power market, *in: Energy Economics, Band 43, S. 166-177.*
- Stavins, R. (2004):** Can an Effective Global Climate Treaty be based on Sound Science, Rational Economics and Pragmatic Politics? Discussion Paper, abgerufen am 08.10.2012, http://papers.ssrn.com/sol3/papers.cfm?abstract_id=538943.
- Stern, N. H. u.a. (2006):** Stern Review: The economics of climate change, Cambridge University Press.

- Sterner, T. und Persson, U. M. (2008):** An even sterner review: Introducing relative prices into the discounting debate, *in: Review of Environmental Economics and Policy, Band 2, Ausgabe 1, S. 61-76.*
- Stewart, R. B. und Wiener, J. B. (2002):** Reconstructing climate policy, abgerufen am 27.09.2012, <http://www.iilj.org/courses/documents/HC2003.StewartWiener.pdf>.
- Sugiyama, T. und Sinton, J. (2005):** Orchestra of treaties: A future climate regime scenario with multiple treaties among like-minded countries, *in: International Environmental Agreements: Politics, Law and Economics, Band 5, Ausgabe 1, S. 65-88.*
- Sunderkötter, M. und Weber, C. (2012):** Valuing fuel diversification in power generation capacity planning, *in: Energy Economics, Volume 34, Issue 5, S. 1664–1674.*
- Swider, D. und Weber, C. (2007):** The costs of wind's intermittency in Germany: application of a stochastic electricity market model, *in: Electrical Energy Systems, Volume 17, Issue 2, S. 151-172.*
- Tangen, K. und Hasselknippe, H. (2005):** Converging markets, *in: International Environmental Agreements: Politics, Law and Economics, Band 5, Ausgabe 1, S. 47-64.*
- Tollefson, J. und Gilbert, N. (2012):** Earth summit: Rio report card, *in: Nature, Band 486, Ausgabe 7401, S. 20–23.*
- Torvanger, A. u.a. (2009):** Broadening the climate regime - Design and feasibility of multi-stage climate agreements, abgerufen am 03.10.2012, <http://dspace.cigilibrary.org/jspui/handle/123456789/6888>.
- Tyndall, J. (1861):** The Bakerian Lecture: on the absorption and radiation of heat by gases and vapours, and on the physical connexion of radiation, absorption, and conduction, *in: Philosophical Transactions of the Royal Society of London, Band 151, S. 169-194.*
- UBA (2013):** Daten zur Umwelt 2013, abgerufen am 23.05.2013, <http://www.umweltbundesamt-daten-zur-umwelt.de/umweltdaten/public/theme.do?nodeIdent=3438>.
- UN und UNSCD (2012):** The future we want, abgerufen am 28.05.2014, <http://daccess-dds-ny.un.org/doc/UNDOC/GEN/N12/381/64/PDF/N1238164.pdf?OpenElement>.
- United Nations Environment Programme (UNEP) (2016):** The Emissions Gap Report 2016, ISBN: 978-92-807-3617-5, abgerufen am 20.11.2016, <http://web.unep.org/emissionsgap/>.
- UNFCCC (1992):** Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen, abgerufen am 18.1.2010, <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/convger.pdf>.

UNFCCC (1997): Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change, <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>.

UNFCCC (2002): A Guide to the Climate Change Convention Process, Bonn, abgerufen am 23.02.2013, <http://unfccc.int/resource/process/guideprocess-p.pdf>.

UNFCCC (2003): Caring for Climate: A Guide to the Climate Change Convention and the Kyoto Protocol, ISBN 978-92-9219-000-2.

UNFCCC (2011): Report of the Conference of the Parties on its seventeenth session, held in Durban from 28 November to 11 December 2011 - Decisions adopted by the Conference of the Parties, abgerufen am 14.06.2012, <http://unfccc.int/resource/docs/2011/cop17/eng/09a01.pdf>.

UNFCCC (2012): Report of the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol on its seventh session, held in Durban from 28 November to 11 December 2011 - Part Two: Action taken by the Conference of the Parties serving as the meeting of the Parties to the Kyoto Protocol at its seventh session, <http://unfccc.int/resource/docs/2011/cop17/eng/09a01.pdf>.

UNFCCC, COP21 (2015): Paris Agreement, abgerufen am 21.02.2016, <http://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/eng/l09r01.pdf>.

U.S. DOE (2008): Carbon Cycling and Biosequestration, abgerufen am 18.07.2013, <http://genomicscience.energy.gov/carboncycle/report/CarbonCycle012609LR.pdf>.

Vahrenholt, F. (2012): Die kalte Sonne: Warum die Klimakatastrophe nicht stattfindet, ISBN 978-3-455-85029-1.

Van der Straaten, R., u.a. (1996): Inventory of the CO₂ storage capacity of the European Union and Norway, Final report of the Joule II project No CT92-0031: the underground disposal of carbon dioxide. British Geological Survey, Nottingham.

Vangklide-Perdersen u.a. (2009): Assessing European Capacity for Geological Storage of Carbon Dioxide, Project EU GeoCapacity, Project No. SES6-518318, D 16, WP2 report Storage Capacity.

Van Vuuren, D. P. u.a. (2014): A new scenario framework for climate change research: scenario matrix architecture, in: *Climatic Change*, Band 122, Ausgabe 3, S. 33-57.

Victor, D. G. (2007): Fragmented carbon markets and reluctant nations: implications for the design of effective architectures, in: *Aldy, J. E. und Stavins, R. N.: Architectures for*

Agreement: Addressing Global Climate Change in the Post-Kyoto World, ISBN 978-0-521-87163-1.

Viehbahn, P. u.a. (2007): RECCS - Ecological, Economic and Structural Comparison of Renewable Energy Technologies (RE) with Carbon Capture and Storage (CCS), WIK Wuppertal, DLR Stuttgart, ZSWF Potsdam.

Viebahn, P. (2010): CO₂-Abtrennung und Speicherung in Deutschland. Kosten, Ökobilanzen und Szenarien im Rahmen einer integrativen Bewertung, abgerufen am 14.04.2010, <http://www.itas.fzk.de/tatup/073/viua07a.htm>.

Viebahn, P. u.a. (2011): Integrated assessment of CCS in the German power plant sector with special emphasis on the competition with renewable energy technologies, *in: Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change, Band 17, Ausgabe 6, S. 707–730*.

Vliet, M. T. H. u.a. (2012): Vulnerability of US and European electricity supply to climate change, *in: Nature Climate Change, 2012*, abgerufen am 05.06.2012, <http://www.nature.com/nclimate/journal/vaop/ncurrent/full/nclimate1546.html>.

Voormeij, D. A. und Simandl, G. J. (2004): Geological, Ocean and Mineral CO₂ sequestration options: A technical review, *in: Geoscience Canada, Volume 31, Nr. 1. S. 11-21*.

Wagner, F. (2012): Renewables in future power systems: Implications of technological learning and uncertainty, Springer Science & Business Media, ISBN 978-3-319-05780-4.

Walther, W. (2009): Long-term Price Uncertainties of Fossil Primary Fuels and Implications for the Electricity Industry, Göttingen, Cuvillier, ISBN 978-3-869-55119-7.

Warnatz, J. u.a. (2006): Combustion: physical and chemical fundamentals, modelling and simulation, experiments, pollutant formation, ISBN 978-3-540-25992-3.

Weber, C. (2005): Uncertainty in the electric power industry: Methods and models for decision support, ISBN 978-0-387-23047-4.

Weber, C. (2013): Vorlesungsunterlagen zur Vorlesung "Elektrizität, Fernwärme und Erneuerbare", Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Universität Duisburg-Essen.

Weinberg, A. M. (1974): Global effects of man's production of energy, *in: Science, Band 186, Ausgabe 4160, S. 205*.

Weizsäcker, E. U. von u.a. (2010): Faktor Fünf: Die Formel für nachhaltiges Wachstum, ISBN 978-3-426-27486-6.

- Whitmarsh, L. (2011):** Scepticism and uncertainty about climate change: Dimensions, determinants and change over time, *in: Global Environmental Change, Band 21, Ausgabe 2, S. 690–700.*
- Wicke, L. (2005):** Beyond Kyoto - A New Global Climate Certificate System, Heidelberg.
- Wicke, L. u.a. (2010):** Nach Kopenhagen. Neue Strategie zur Realisierung des 2 Max-Klimazieles, *in: Potsdam Institute for Climate Impact Research (PIK). Report, Band 116.*
- Wiener, J. B. (2007):** Incentives and meta-architecture, *in: Aldy, J. E. und Stavins, R. N.: Architectures for Agreement: Addressing Global Climate Change in the Post-Kyoto World, ISBN 978-0-521-87163-1.*
- Wigley, T. M. L. u.a. (1996):** Economic and environmental choices in the stabilization of atmospheric CO₂ concentrations, *in: Nature, abgerufen am 31.07.2012, <http://www.nature.com/nature/journal/v379/n6562/abs/379240a0.html>.*
- Winkler, H. u.a. (2006):** Future mitigation commitments: Differentiating among non-Annex I countries, *in: Climate Policy, Band 5, Ausgabe 5, S. 469-486.*
- Worley, P. u.a. (2011):** Economic Assessment of Carbon Capture and Storage Technologies - Update 2011, Global CCS Institute, Canberra.
- Wuppertal Institut, GIZ (2012):** CCS Global (Prospects of Carbon Capture and Storage Technologies (CCS)), *in: Emerging Economies, Final Report, Auftraggeber BMU.*
- ZEP (2011a):** Zero Emission Platform: The Costs of CO₂ Capture, abgerufen am 09.03.2012, <http://www.zeroemissionsplatform.eu/library/publication/166-zep-cost-report-capture.html>.
- ZEP (2011b):** The Costs of CO₂ Transport, abgerufen am 09.03.2012, <http://www.zeroemissionsplatform.eu/library/publication/167-zep-cost-report-transport.html>.
- ZEP (2011c):** The Costs of CO₂ Storage, abgerufen am 09.03.2012, <http://www.zeroemissionsplatform.eu/library/publication/168-zep-cost-report-storage.html>

13 Anhang

13.1 Durchschnittliche jährliche Wechselkurse €/§

Jahr	Wechselkurs €/§ ⁶⁰⁸
2005	1,2440
2006	1,2562
2007	1,3707
2008	1,4713
2009	1,3946
2010	1,3260
2011	1,3920
2012	1,2850
2013	1,3220

Der Wert für das Jahr 2013 ergibt sich als Mittelwert aus den Daten bis einschließlich dem 29.10.2013.

⁶⁰⁸ Vgl. <https://www.ecb.europa.eu/stats/exchange/eurofxref/html/index.en.html> (abgerufen am 29.10.2013)

13.2 Detaillierte Übersicht über Post-Kyotovorschläge (Teil I)

Nr.	Bezeichnung	Jahr	Au- tor(en)	Zeitraum	KATEGORIE	Teilnahme	Umfang	Speziel- ler Fo- kus	Ansatz
1	Politically feasible Emissions Targets to Attain 460 ppm CO ₂ Concentrations	2012	Bosetti, V.; Fran- kel, J.	langfris- tig	Targets and timetables	globale Ebene	gesamte Volks- wirt- schaft	k.A.	k.A.
2	CO ₂ -Emissions and Renewable Investment Action Plan (CERINA)	2011	IWR	variabel	Harmonized domestic ac- tions	globale Ebene	gesamte Volks- wirt- schaft	Erneuer- bare Energien	Investiti- onsplan für Erneuer- bare Ener- gien
3	Nach Kopenhagen: Neue Strategie zur Realisierung des 2°Max-Klimaziels	2010	Wicke, L.; Schellnhu- ber, H.J.; Klingen- feld, D.	langfris- tig	Targets and timetables	globale Ebene	gesamte Volks- wirt- schaft	multipl- er An- satz	Emissions- handel
4	A new post-Kyoto climate regime based on per-capita cumulative CO ₂ - emission rights	2010	Oberheit- mann, A.	langfris- tig	Targets and timetables	globale Ebene Ebene (gro- ßer Fokus auf China und Indien)	gesamte Volks- wirt- schaft	Auftei- lung der Ver- pflich- tungen	multipler Ansatz
5	An elaborated pro- posal for a global climate policy archi- tecture: specific formulas and emis- sion targets for all countries in all dec- ades	2010	Frankel, J.	langfris- tig	Targets and timetables	globale Ebene	gesamte Volks- wirt- schaft	k.A.	k.A.
6	Sectoral Ap- proaches to a post- Kyoto international climate policy framework	2010	Sawa, A.	kurzfris- tig	Harmonized domestic ac- tions	globale Ebene	sektora- ler Ansatz	Techno- logie- transfer	multipler Ansatz
7	Towards a global compact for man- aging climate change	2009	Agar- walda, R.	langfris- tig	Targets and timetables	globale Ebene	gesamte Volks- wirt- schaft	k.A.	CO ₂ -Steu- ern
8	The case for charges on green- house gas missions	2010	Cooper, R. N.	langfris- tig	Harmonized domestic ac- tions	Haupt- Emittenten + "offene Türen"	gesamte Volks- wirt- schaft	k.A.	CO ₂ -Steu- ern
9	Reconciling human development and climate protection: a multistage hybrid climate policy archi- tecture	2010	Cao, J.	langfristi- ger Rah- men, kurzfris- tige Ziele	Harmonized domestic ac- tions (with timetables)	climate clubs	gesamte Volks- wirt- schaft	multipl- er An- satz	multipler Ansatz
10	A proposal for the design of the suc- cessor to the Kyoto- Protocol	2010	Karp, L.; Zhao, J.	kurzfris- tig	Targets and timetables	globale Ebene	gesamte Volks- wirt- schaft	multipl- er An- satz	Emissions- handel
11	Sector-based ap- proach to the post- 2012 climate change policy archi- tecture	2008	Schmidt u.a.	variabel	Coordinated and unilate- ral policies	Entwick- lungsländer	sektora- ler Ansatz	Techno- logie- transfer (mit bes. Abstim- mung)	Emissions- handel

12	Graduation and Deepening	2007	Michaelowa, A.	kurzfristig	Targets and timetables	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft - sektoraler Ansatz möglich	CDM	multipler Ansatz
13	Fragmented carbon markets and reluctant nations: implications for the design of effective architectures	2007	Victor, D. G.	variabel	Harmonized domestic actions (with timetables)	Haupt-Emittenten + "offene Türen"	gesamte Volkswirtschaft - sektoraler Ansatz möglich	Technologie-transfer (mit bes. Abstimmung)	Mix CO ₂ -Steuer + Emissionshandel
14	A credible foundation for long-term international cooperation on climate change	2007	McKibbin, W. J.; Wilcoxon, P.J.	langfristig	Harmonized domestic actions	Haupt-Emittenten + "offene Türen"	gesamte Volkswirtschaft	Privater Sektor	Mix CO ₂ -Steuer + Emissionshandel
15	A multitrack climate treaty system	2007 / 2010	Barrett, S.	variabel	Coordinated and unilateral policies	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	Technologie und Geoengineering	finanzielle Unterstützung
16	Practical global climate policy	2007	Pizer, W. A.	kurzfristig	Coordinated and unilateral policies	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	multipler Ansatz	multipler Ansatz
17	To tax or not to tax: Alternative approaches to slowing global warming	2007	Nordhaus, W. D.	langfristig	Harmonized domestic actions	Haupt-Emittenten + "offene Türen"	gesamte Volkswirtschaft	k.A.	CO ₂ -Steuern
18	The Sao Paulo Proposal for an Agreement on Future Climate Policy	2007	BASIC Project	langfristig	Targets and timetables	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	multipler Ansatz	Emissionshandel
19	Common but differentiated Convergence (CDC): a new conceptual approach to long-term climate policy	2006	Höhne, D.; den Elzen, M.; Weiß, M.	mittelfristig	Coordinated and unilateral policies	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	k.A.	Emissionshandel
20	Curbing climate change: An outline of a framework leading to a low carbon emitting society	2006	Josefsson, L. G.	langfristig	Targets and timetables	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	Aufteilung der Verpflichtungen	Emissionshandel
21	Future mitigation commitments: Differentiating among non-Annex I countries (Sustainable Development Policies and Measures (SD-PAMs))	2006	Winkler u.a.	mittelfristig	Coordinated and unilateral policies	groups of countries	gesamte Volkswirtschaft	Entwicklungshilfen	k.A.

22	Human Development Goals with Low Emissions	2005	Pan, J.	variabel	Coordinated and unilateral policies	Ländergruppen	gesamte Volkswirtschaft	k.A.	multipler Ansatz
23	Graduation and Deepening: An ambitious post-2012 climate policy scenario	2005	Michalowa, A. u.a.	kurzfristig	Targets and timetables	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	multipler Ansatz	Emissionshandel
24	Orchestra of treaties: A future climate regime scenario with multiple treaties among like-minded countries	2005	Sugiyama, T. u.a.	langfristig	Harmonized domestic actions (with timetables)	climate clubs	gesamte Volkswirtschaft	Technologie-transfer (mit bes. Abstimmung)	multipler Ansatz
25	Converging Markets	2005	Tangen, K.; H. Hasselknippe.	kurzfristig	Harmonized domestic actions	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft - sektoraler Ansatz möglich	k.A.	Emissionshandel
26	Broadening the climate regime-Design and feasibility of multi-stage climate agreements	2005	Torvannger, A.	variable	Harmonized domestic actions (with timetables)	Ländergruppen	gesamte Volkswirtschaft	k.A.	multipler Ansatz
27	Beyond Kyoto - A New Global Climate Certificate System	2005	Wicke, L.	mittelfristig	Targets and timetables	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	k.A.	Emissionshandel
28	CAN "A viable global framework for preventing dangerous climate change"	2004	Climate Action Network (CAN)	langfristig	Targets and timetables	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	multipler Ansatz	k.A.
29	Improving on Kyoto: Greenhouse Gas Control as the Purchase of a Global Public Good	2004	Bradford, D. F.	langfristig	Coordinated and unilateral policies	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	Entwicklungshilfen	Emissionshandel
30	Global Triptych: a bottom-up approach for the differentiation of commitments under the Climate Convention	2004	Groenenberg u.a.	mittelfristig	Targets and timetables	globale Ebene	sektoraler Ansatz	multipler Ansatz	k.A.
31	South-North Dialogue on Equity in the Greenhouse: A proposal for an adequate and equitable global climate agreement	2004	Ott, H.E. u.a.	langfristig	Targets and timetables	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	Technologie-transfer	k.A.
32	A possible way forward on climate	2004	Reinstein, R. A.	kurzfristig	Coordinated and unilateral policies	globale Ebene	k.A.	k.A.	k.A.

	change (Bottom-Up)								
33	Climate change: combining mitigation and adaptation (Insurance for Adaptation Funded by Emissions Trading)	2004	Jaeger, C.	langfristig	Harmonized domestic actions	globale Ebene	k.A.	Technologie-transfer	Emissionshandel
34	Can an Effective Global Climate Treaty be Based on Sound Science, Rational Economics, and Pragmatic Politics?	2004	Stavins, R. N.	langfristig	Targets and timetables	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	multipler Ansatz	Emissionshandel
35	Engaging Developing Countries in Climate Change: KISS and Make-Up	2003	Gupta, J.	langfristig	Targets and timetables	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	finanzielle Unterstützung	k.A.
36	Perspectives and Actions to Construct a Future Sustainable Framework on Climate Change	2003	Ministry of Energy, Trade and Industry, Government of Japan (METI)	langfristig	Harmonized domestic actions	Haupt-Emittenten	k.A.	multipler Ansatz	k.A.
37	Reconstructing Climate Policy: Beyond Kyoto (Parallel Climate Policy)	2003	Stewart, R.B.; Wiener, J.	mittelfristig	Coordinated and unilateral policies	Haupt-Emittenten	k.A.	finanzielle Unterstützung	Emissionshandel
38	Long-Term Permit Program	2003	Peck, S.; Teisberg, T.	langfristig	Targets and timetables	Haupt-Emittenten	k.A.	multipler Ansatz	Emissionshandel
39	Dual track approach: an optional climate architecture for beyond 2012	2003	Kameyama, Y.	kurzfristig	Coordinated and unilateral policies	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	finanzielle Unterstützung	Emissionshandel
40	International Agreements on Energy Efficiency	2003	Ninomiya, Y.	mittelfristig	Coordinated and unilateral policies	Haupt-Emittenten	production process	Energieeffizienz	k.A.
41	An FCCC Impact Response Instrument as part of a Balanced Global Climate Change Regime	2002	Müller, B.	langfristig	Targets and timetables	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	Entwicklungshilfen	fondsbasiert
42	Scenarios for differentiating commitments: a quantitative analysis (Soft Landing in Emissions Growth)	2002	Blanchard u.a.	mittelfristig	Targets and timetables	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	k.A.	Emissionshandel

43	Further Differentiation	2002	Swedish Environmental Protection Agency	kurzfristig	Targets and timetables	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	k.A.	k.A.
44	Reducing uncertainty through dual-intensity targets	2002	Kim, Y. G.; Baumert, K. A.	mittelfristig	Harmonized domestic actions	Entwicklungsländer	gesamte Volkswirtschaft	k.A.	Emissionshandel
45	Climate Policy for the 21st Century: Meeting the long-term Challenge of Global Warming (Safety Valve with Buyer Liability)	2001	Victor, D.	langfristig	Harmonized domestic actions	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	Technologie-transfer	Emissionshandel
46	Climate Change: An Agenda for Global Collective Action	2001	Aldy, J.; Orszag, P.; Stiglitz, J.	mittelfristig	Targets and timetables	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	k.A.	Emissionshandel
47	Differentiation of mitigation commitments: the multi-sector convergence approach (Multi-Sector Convergence)	2001	Sijm, J.; Jansen, J.; Torvanger, A.	langfristig	Targets and timetables	globale Ebene	sektoraler Ansatz	multipler Ansatz	k.A.
48	Striking a new deal on climate change	2001	Benedick, R.	mittelfristig	Coordinated and unilateral policies	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	Technologie-transfer	CO ₂ -Steuern
49	Making the Kyoto Protocol work: ecological and economic effectiveness and equity in the climate regime	2000	Agarwal, A.	langfristig	Targets and timetables	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	Technologie-transfer	k.A.
50	Brazilian Proposal	2000	Meira Filho, L. G.; Miguez, J. D. G.;	langfristig	Targets and timetables	Industrieländer	gesamte Volkswirtschaft	CDM	fonds-basiert
51	Rethinking the Kyoto-Targets (Equal Mitigation Costs)	2000	Babiker, M. J.; Eckaus, R. S.	langfristig	Targets and timetables	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	k.A.	Emissionshandel
52	Toward a useful architecture for climate change negotiations (Ability to Pay)	1999	Jacoby, H.D.; Schmalensee, R.; Wing, I.	langfristig	Targets and timetables	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	Aufteilung der Verpflichtungen	Emissionshandel
53	An effective allocation criterion for CO ₂ emissions (Expanded "Common but Differentiated")	1999	Gupta, S.; Bhandari, P.	mittelfristig	Targets and timetables	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	k.A.	k.A.
54	The Kyoto Protocol and the emergence of "contraction and convergence"	1999	Meyer, A.	langfristig	Targets and timetables	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	k.A.	Emissionshandel

55	Growth Baselines	1998	Hargrave, T.; Helme, N.; Vanderlaan, C.	mittelfristig	Harmonized domestic actions	Entwicklungsländer	gesamte Volkswirtschaft	CO ₂ -Intensitätsziele	k.A.
56	Technology Backstop Protocol	1998	Edmonds, J.; Wise, M.	mittelfristig	Coordinated and unilateral policies	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	Technologie-transfer	k.A.
57	Towards a real global warming treaty (Agreed Domestic Carbon Taxes)	1998	Cooper, R. N.	langfristig	Harmonized domestic actions	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	k.A.	CO ₂ -Steuern
58	The Economics & Politics of Climate Change	1998	Hahn, R. W.	langfristig	Harmonized domestic actions	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	multipler Ansatz	multipler Ansatz
59	Greenhouse policy architecture and institutions	1998	Schmalensee, R.	variabel	Harmonized domestic actions	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	k.A.	Emissionshandel
60	The Cost of combating global warming: Facing the trade offs (Climate Marshall Plan)	1997	Schelling, T. C.	mittelfristig	Coordinated and unilateral policies	globale Ebene	gesamte Volkswirtschaft	basierend auf Verprechungen	k.A.

13.3 Detaillierte Übersicht über Post-Kyotovorschläge (Teil II)

Nr.	Bezeichnung	Jahr	Autor(en)	Zeitraum	KATEGORIE	Fairness	Verpflichtungen	Besonderheit	Ziel	Richtung
1	Politically feasible Emissions Targets to Attain 460 ppm CO ₂ Concentrations	2012	Bosetti, V.; Frankel, J.	langfristig	Targets and timetables	historische Emissionen	verbindliche Emissionsziele	dynamische Ziele	nationale Emissionsgrenze	top-down
2	CO ₂ -Emissions and Renewable Investment Action Plan (CERINA)	2011	IWR	variabel	Harmonized domestic actions	aktuelle Emissionen	Anteil Erneuerbare/Investitionen in andere Länder	k.A.	Anteil Erneuerbare Energien	top-down
3	Nach Kopenhagen: Neue Strategie zur Realisierung des 2°Max-Klimaziels	2010	Wicke, L.; Schellnhuber, H.J.; Klingensfeld, D.	langfristig	Targets and timetables	one human - one emission right	verbindliche Emissionsziele	dynamische Ziele	Temperatur (x° Celsius)	top-down
4	A new post-Kyoto climate regime based on per-capita cumulative CO ₂ -emission rights	2010	Oberheitmann, A.	langfristig	Targets and timetables	Pro-Kopf-Emissionen	gemischte Verpflichtungen (verbindlich & unverbindlich)	k.A.	THG/CO ₂ Konzentration (ppm)	top-down
5	An elaborated proposal for a global climate policy architecture: specific formulas and emission targets for all countries in all decades	2010	Frankel, J.	langfristig	Targets and timetables	historische Emissionen	verbindliche Emissionsziele (inkl. Strafzahlungen)	dynamische Ziele	nationale Emissionsgrenze	top-down
6	Sectoral Approaches to a post-Kyoto international climate policy framework	2010	Sawa, A.	kurzfristig	Harmonized domestic actions	Zahlungsfähigkeit	verbindliche Emissionsziele (inkl. Strafzahlungen)	k.A.	Auswahl an nationalen Verpflichtungen	bottom-up
7	Towards a global compact for managing climate change	2009	Agarwalda, R.	langfristig	Targets and timetables	Pro-Kopf-Emissionen	verbindliche Emissionsziele	k.A.	THG/CO ₂ Konzentration (ppm)	top-down
8	The case for charges on greenhouse gas emissions	2010	Cooper, R. N.	langfristig	Harmonized domestic actions	k.A.	k.A.	Club-Schema	k.A.	top-down
9	Reconciling human development and climate protection: a multi-stage hybrid climate policy architecture	2010	Cao, J.	langfristiger Rahmen, kurzfristige Ziele	Harmonized domestic actions (with timetables)	Greenhouse development rights (GDR)	gemischte Verpflichtungen	Hybridansatz	multiple targets	top-down AND bottom-up
10	A proposal for the design of the successor to the Kyoto-Protocol	2010	Karp, L.; Zhao, J.	kurzfristig	Targets and timetables	historische Emissionen	gemischte Verpflichtungen	"Sicherheitsventil"	nationale Emissionsgrenze	top-down
11	Sector-based approach to the post-2012 climate change	2008	Schmidt u.a.	variabel	Coordinated and unilateral policies	k.A.	unverbindliche Emissionsziele	k.A.	no lose targets	top-down

Anhang

	policy architecture									
12	Graduation and Deepening	2007	Michaelowa, A.	kurzfristig	Targets and timetables	multipler Ansatz	gemischte Verpflichtungen	Graduierung anhand von Formeln	nationale Emissionsgrenze	top-down
13	Fragmented carbon markets and reluctant nations: implications for the design of effective architectures	2007	Victor, D. G.	variabel	Harmonized domestic actions (with timetables)	Zahlungsfähigkeit	gemischte Verpflichtungen	Club-Schema	Auswahl an nationalen Verpflichtungen	bottom-up
14	A credible foundation for long-term international cooperation on climate change	2007	McKibbin, W. J.; Wilcoxon, P.J.	langfristig	Harmonized domestic actions	historische Emissionen	unverbindliche Emissionsziele	hohe Flexibilität	Auswahl an nationalen Verpflichtungen	top-down
15	A multitrack climate treaty system	2007 2010	Barrett, S.	variabel	Coordinated and unilateral policies	k.A.	Unterstützung R&D, SD	Adaption	Sustainable Development (SD)	bottom-up
16	Practical global climate policy	2007	Pizer, W. A.	kurzfristig	Coordinated and unilateral policies	k.A.	unverbindliche Emissionsziele	hohe Flexibilität	multiple Ziele	bottom-up
17	To tax or not to tax: Alternative approaches to slowing global warming	2007	Nordhaus, W. D.	langfristig	Harmonized domestic actions	k.A.	unverbindliche Emissionsziele	hohe Flexibilität	k.A.	top-down
18	The Sao Paulo Proposal for an Agreement on Future Climate Policy	2007	BASIC Project	langfristig	Targets and timetables	historische Emissionen	gemischte Verpflichtungen (verbindlich & unverbindlich)	Adaption	THG/CO ₂ Konzentration (ppm)	top-down
19	Common but differentiated Convergence (CDC): a new conceptual approach to long-term climate policy	2006	Höhne, D.; den Elzen, M.; Weiß, M.	mittelfristig	Coordinated and unilateral policies	Pro-Kopf-Emissionen	gemischte Verpflichtungen	Graduierung möglich	THG/CO ₂ Konzentration (ppm)	bottom-up
20	Curbing climate change: An outline of a framework leading to a low carbon emitting society	2006	Josefsson, L. G.	langfristig	Targets and timetables	Pro-Kopf-BIP	gemischte Verpflichtungen (verbindlich & unverbindlich)	Graduierung möglich	THG/CO ₂ Konzentration (ppm)	bottom-up
21	Future mitigation commitments: Differentiating among non-Annex I countries (Sustainable Development Policies and Measures (SD-PAMs))	2006	Winkler u.a.	mittelfristig	Coordinated and unilateral policies	multipler Ansatz	gemischte Verpflichtungen (verbindlich & unverbindlich)	k.A.	k.A.	bottom-up

Anhang

22	Human Development Goals with Low Emissions	2005	Pan, J.	variabel	Coordinated and unilateral policies	Grundbedürfnisse	gemischte Verpflichtungen (verbindlich & unverbindlich)	Verzicht auf luxuriöse Emissionen	multiple Ziele	top-down
23	Graduation and Deepening: An ambitious post-2012 climate policy scenario	2005	Michaelowa, A. u.a.	kurzfristig	Targets and timetables	Pro-Kopf-Emissionen	gemischte Verpflichtungen (verbindlich & unverbindlich)	Einteilung in Klassen	nationale Emissionsgrenze	k.A.
24	Orchestra of treaties: A future climate regime scenario with multiple treaties among like-minded countries	2005	Sugiyama, T. u.a.	langfristig	Harmonized domestic actions (with timetables)	k.A.	gemischte Verpflichtungen (verbindlich & unverbindlich)	Hybridansatz	multiple Ziele	top-down AND bottom-up
25	Converging Markets	2005	Tangen, K.; H. Hasselknippe.	kurzfristig	Harmonized domestic actions	k.A.	gemischte Verpflichtungen (verbindlich & unverbindlich)	Einteilung in Klassen	nationale Emissionsgrenze	top-down
26	Broadening the climate regime- Design and feasibility of multi-stage climate agreements	2005	Torvanger, A.	variable	Harmonized domestic actions (with timetables)	capacity responsibility (CR)	gemischte Verpflichtungen (verbindlich & unverbindlich)	hohe Flexibilität	breite Teilnahme	top-down
27	Beyond Kyoto - A New Global Climate Certificate System	2005	Wicke, L.	mittelfristig	Targets and timetables	Pro-Kopf-Emissionen	verbindliche Emissionsziele	"Sicherheitsventil"	global emission bound	top-down
28	CAN "A viable globale framework for preventing dangerous climate change"	2004	Climate Action Network (CAN)	langfristig	Targets and timetables	Pro-Kopf-Emissionen	gemischte Verpflichtungen (verbindlich & unverbindlich)	Einteilung in Klassen	Temperatur (x° Celsius)	k.A.
29	Improving on Kyoto: Greenhouse Gas Control as the Purchase of a Global Public Good	2004	Bradford, D. F.	langfristig	Coordinated and unilateral policies	k.A.	unverbindliche Emissionsziele	k.A.	k.A.	k.A.
30	Global Triptych: a bottom-up approach for the differentiation of commitments under the Climate Convention	2004	Groenenberg u.a.	mittelfristig	Targets and timetables	multipler Ansatz	gemischte Verpflichtungen (verbindlich & unverbindlich)	k.A.	nationale Emissionsgrenze	bottom-up
31	South-North Dialogue on Equity in the Greenhouse: A proposal for an adequate and equitable global climate agreement	2004	Ott, H.E. u.a.	langfristig	Targets and timetables	multipler Ansatz	gemischte Verpflichtungen (verbindlich & unverbindlich)	Einteilung in Klassen	Temperatur (x° Celsius)	k.A.

Anhang

32	A possible way forward on climate change (Bottom-Up)	2004	Reinstein, R. A.	kurzfristig	Coordinated and unilateral policies	k.A.	unverbindliche Emissionsziele	k.A.	"no lose targets"	bottom-up
33	Climate change: combining mitigation and adaptation (Insurance for Adaptation Funded by Emissions Trading)	2004	Jaeger, C.	langfristig	Harmonized domestic actions	k.A.	k.A.	Adaption	k.A.	k.A.
34	Can an Effective Global Climate Treaty be Based on Sound Science, Rational Economics, and Pragmatic Politics?	2004	Stavins, R. N.	langfristig	Targets and timetables	Pro-Kopf-BIP	gemischte Verpflichtungen (verbindlich & unverbindlich)	k.A.	multiple targets	k.A.
35	Engaging Developing Countries in Climate Change: KISS and Make-Up	2003	Gupta, J.	langfristig	Targets and timetables	Pro-Kopf-Emissionen	gemischte Verpflichtungen (verbindlich & unverbindlich)	Einteilung in Klassen	nationale Emissionsgrenze	k.A.
36	Perspectives and Actions to Construct a Future Sustainable Framework on Climate Change	2003	Ministry of Energy, Trade and Industry, Government of Japan (METI)	langfristig	Harmonized domestic actions	k.A.	unverbindliche Emissionsziele	k.A.	multiple Ziele	k.A.
37	Reconstructing Climate Policy: Beyond Kyoto (Parallel Climate Policy)	2003	Stewart, R.B.; Wiener, J.	mittelfristig	Coordinated and unilateral policies	Pro-Kopf-BIP	gemischte Verpflichtungen (verbindlich & unverbindlich)	Graduierung möglich	nationale Emissionsgrenze	k.A.
38	Long-Term Permit Program	2003	Peck, S.; Teisberg, T.	langfristig	Targets and timetables	k.A.	verbindliche Emissionsziele	hohe Flexibilität	THG/CO ₂ Konzentration (ppm)	k.A.
39	Dual track approach: an optional climate architecture for beyond 2012	2003	Kameyama, Y.	kurzfristig	Coordinated and unilateral policies	historische Emissionen	gemischte Verpflichtungen (verbindlich & unverbindlich)	k.A.	k.A.	k.A.
40	International Agreements on Energy Efficiency	2003	Ninomiya, Y.	mittelfristig	Coordinated and unilateral policies	k.A.	unverbindliche Emissionsziele	k.A.	k.A.	k.A.
41	An FCCC Impact Response Instrument as part of a Balanced Global Climate Change Regime	2002	Müller, B.	langfristig	Targets and timetables	Zahlungsfähigkeit	gemischte Verpflichtungen	k.A.	k.A.	k.A.
42	Scenarios for differentiating commitments: a quantitative analysis (Soft Landing in Emissions Growth)	2002	Blanchard u.a.	mittelfristig	Targets and timetables	Pro-Kopf-Emissionen	gemischte Verpflichtungen (verbindlich & unverbindlich)	Graduierung möglich	THG/CO ₂ Konzentration (ppm)	k.A.

Anhang

43	Further Differentiation	2002	Swedish Environmental Protection Agency	kurzfristig	Targets and timetables	Pro-Kopf-Emissionen	gemischte Verpflichtungen (verbindlich & unverbindlich)	Einteilung in Klassen	nationale Emissionsgrenze	top-down
44	Reducing uncertainty through dual-intensity targets	2002	Kim, Y. G.; Baumert, K. A.	mittelfristig	Harmonized domestic actions	k.A.	unverbindliche Emissionsziele	k.A.	k.A.	k.A.
45	Climate Policy for the 21st Century: Meeting the long-term Challenge of Global Warming (Safety Valve with Buyer Liability)	2001	Victor, D.	langfristig	Harmonized domestic actions	Pro-Kopf-BIP	gemischte Verpflichtungen (verbindlich & unverbindlich)	"Sicherheitsventil"	nationale Emissionsgrenze	k.A.
46	Climate Change: An Agenda for Global Collective Action	2001	Aldy, J.; Orszag, P.; Stiglitz, J.	mittelfristig	Targets and timetables	Pro-Kopf-BIP	gemischte Verpflichtungen (verbindlich & unverbindlich)	"Sicherheitsventil"	multiple Ziele	k.A.
47	Differentiation of mitigation commitments: the multi-sector convergence approach (Multi-Sector Convergence)	2001	Sijm, J.; Jansen, J.; Torvanger, A.	langfristig	Targets and timetables	Pro-Kopf-Emissionen	gemischte Verpflichtungen (verbindlich & unverbindlich)	Einteilung in Klassen	nationale Emissionsgrenze	bottom-up
48	Striking a new deal on climate change	2001	Benedick, R.	mittelfristig	Coordinated and unilateral policies	k.A.	unverbindliche Emissionsziele	k.A.	multiple Ziele	k.A.
49	Making the Kyoto Protocol work: ecological and economic effectiveness and equity in the climate regime	2000	Agarwal, A.	langfristig	Targets and timetables	Pro-Kopf-Emissionen	verbindliche Emissionsziele	k.A.	nationale Emissionsgrenze	k.A.
50	Brazilian Proposal	2000	Meira Filho, L. G.; Miguel, J. D. G.;	langfristig	Targets and timetables	historische Emissionen	verbindliche Emissionsziele (inkl. Strafzahlungen)	k.A.	nationale Emissionsgrenze	top-down
51	Rethinking the Kyoto-Targets (Equal Mitigation Costs)	2000	Babiker, M. J.; Eckaus, R. S.	langfristig	Targets and timetables	Pro-Kopf-BIP	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
52	Toward a useful architecture for climate change negotiations (Ability to Pay)	1999	Jacoby, H.D.; Schmalensee, R.; Wing, I.	langfristig	Targets and timetables	Pro-Kopf-BIP	gemischte Verpflichtungen (verbindlich & unverbindlich)	Graduierung möglich	nationale Emissionsgrenze	top-down
53	An effective allocation criterion for CO ₂ emissions (Expanded "Common but Differentiated")	1999	Gupta, S.; Bhandari, P.	mittelfristig	Targets and timetables	Pro-Kopf-Emissionen	gemischte Verpflichtungen	Graduierung möglich	THG/CO ₂ Konzentration (ppm)	top-down

54	The Kyoto Protocol and the emergence of "contraction and convergence"	1999	Meyer, A.	langfristig	Targets and timetables	Pro-Kopf-Emissionen	verbindliche Emissionsziele	k.A.	THG/CO ₂ Konzentration (ppm)	top-down
55	Growth Baselines	1998	Hargrave, T.; Helme, N.; Vanderlan, C.	mittelfristig	Harmonized domestic actions	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.	k.A.
56	Technology Backstop Protocol	1998	Edmonds, J.; Wise, M.	mittelfristig	Coordinated and unilateral policies	Pro-Kopf-BIP	gemischte Verpflichtungen (verbindlich & unverbindlich)	Graduierung möglich	THG/CO ₂ Konzentration (ppm)	k.A.
57	Towards a real global warming treaty (Agreed Domestic Carbon Taxes)	1998	Cooper, R. N.	langfristig	Harmonized domestic actions	k.A.	unverbindliche Emissionsziele	dynamische Ziele	k.A.	k.A.
58	The Economics & Politics of Climate Change	1998	Hahn, R. W.	langfristig	Harmonized domestic actions	k.A.	k.A.	hohe Flexibilität	k.A.	k.A.
59	Greenhouse policy architecture and institutions	1998	Schmalensee, R.	variabel	Harmonized domestic actions	aktuelle Emissionen	verbindliche Emissionsziele	"broad but shallow"-Ansatz	nationale Emissionsgrenze	k.A.
60	The Cost of combating global warming: Facing the trade offs (Climate Marshall Plan)	1997	Schelling, T. C.	mittelfristig	Coordinated and unilateral policies	k.A.	unverbindliche Emissionsziele	"broad but shallow"-Ansatz	k.A.	k.A.

13.4 Detaillierte Übersicht Parameter CO₂-Transport

	Jahr	€//\$	Werte Onshore (min)	Werte Onshore (max)	Werte Offshore (min)	Werte Offshore (max)	Werte (€) Onshore	Werte (€) Offshore	Länge Pipeline (km)	Druck (bar)	Massflow (Mio. t/a)	Investkosten	Kosten €/km/t Onshore	Kosten €/km/t Offshore
Rubin et al. 2007	2007	\$	3,1	3,1	n.a.	n.a.	2,26	n.a.	161	137	n.a.	n.a.	0,014	n.a.
IPCC 2005	2005	\$	1	1,8	1,6	2,1	1,13	1,49	250	n.a.	20	n.a.	0,005	0,006
ZEP	2011	€	1,26	1,52	2,17	3,42	1,39	2,80	180	100	20	sind ableitbar	0,008	0,016
Worley	2011	\$	0,5	0,5	n.a.	n.a.	0,36	n.a.	100	n.a.	20	n.a.	0,004	n.a.
RCI	2013	€	0,7	1,2	1	4,5	0,95	2,75	61 Onshore 108 Offshore	high pressure	12,5-15	sind ableitbar	0,016	0,025
Lohwasser, Madlener	2012	€	0,4	6	n.a.	n.a.	1,40	n.a.	250	n.a.	n.a.	n.a.	0,006	n.a.
Schreiber et al.	2010	€	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	n.a.	400	110	7,9	n.a.	n.a.	n.a.
RECCS	2007	€	0,2	0,4	n.a.	n.a.	0,30	n.a.	200	n.a.	n.a.	n.a.	0,002	n.a.
McCoy, Rubin	2008	\$	0,75	3,56	n.a.	n.a.	1,73	n.a.	100	140	5	n.a.	0,017	n.a.

13.5 Überblick über verschiedene Modellansätze

	Wesentliche Charakteristika	Wesentliche Vorteile	Wesentliche Nachteile
Analytischer Ansatz	<ul style="list-style-type: none"> - Basiert auf einem in sich geschlossenen Formelsatz - Setzt voraus, dass alle im Modell verwendeten Parameter vollständig bekannt sind oder geschätzt werden können und dass sämtliche aufgestellten Formeln analytisch gelöst werden können 	<ul style="list-style-type: none"> - Schlussfolgerungen hinsichtlich des Einflusses einzelner oder sogar aller Inputparameter auf den Zielfunktionswert können gezogen werden 	<ul style="list-style-type: none"> - Bereits für kleinere Modelle muss ein enormer manueller Aufwand betrieben werden, um zu einer Lösung zu kommen
Numerischer Ansatz	<ul style="list-style-type: none"> - Rückgriff auf numerische Ansätze sinnvoll bei Modellen mit tausenden Variablen, Parameter und Gleichungen - Darunter fallen z.B. iterative Berechnungen.⁶⁰⁹ - Rückgriff auf leistungsstarke Rechner, um Lösungen für komplexe Modelle zu berechnen. 	<ul style="list-style-type: none"> - Systemmodelle mit etlichen Parametern, Variablen und Gleichungen können gelöst werden - Zunehmende Rechengeschwindigkeit erlaubt immer komplexere Modelle bei sinkender Rechenzeit 	<ul style="list-style-type: none"> - Ermittelte Lösung ist nur für ein bestimmtes Set an Parametern gültig⁶¹⁰
Statische und dynamische Modelle	<ul style="list-style-type: none"> - In einem statischen Modell ist Zeit keine relevante Dimension, da alle Entscheidungen in derselben Periode getroffen werden - In dynamischen Modellen hingegen beeinflussen die Entscheidungen der Periode T-1 die Entscheidungen der Periode T⁶¹¹ 	<ul style="list-style-type: none"> - Statische Modelle sind weniger rechenintensiv - Aussagekraft bei dynamischen Modellen insbesondere dann hoch, wenn sich Zeitschritte (gegenseitig) beeinflussen. 	<ul style="list-style-type: none"> - Aussagekraft bei statischen Modellen begrenzt, wenn dynamischer Sachverhalt vorliegt - Dynamische Modelle gehen in der Regel mit einem höheren Rechenaufwand einher.
Spieltheoretische Modelle	<ul style="list-style-type: none"> - Bestimmung des günstigsten Verhaltens eines oder einer Gruppe von Teilnehmern an einem so genannten „Spiel“ - Spielergebnis hängt sowohl vom eigenen Verhalten als auch von dem Verhalten der Mit- bzw. Gegenspieler und ggf. von einer Zufallskomponente ab - Verhaltensweisen der Akteure oftmals darauf ausgerichtet, a) den eigenen Anteil zu maximieren und b) den des Gegners zu minimieren⁶¹² 	<ul style="list-style-type: none"> - Analyse von strategischem Verhalten von Akteuren möglich - Abbildung und Analyse der Interaktion der Teilnehmer und die Reaktionen auf Veränderungen - Akteure sind sich bewusst, dass sie mit ihrem strategischen Verhalten zum Beispiel Marktpreise beeinflussen können 	<ul style="list-style-type: none"> - Computer stoßen bei komplexen Spielstellungen trotz ihrer enormen Rechenkraft an Grenzen (z.B. Schachspiel) - Wissen über Charakter, Spielstärke oder die Schwächen des Gegners sind für die modellierten Akteure irrelevant (was in der Realität nicht der Fall sein muss)
Gleichgewichtsmodelle (GGM) und partielle Gleichgewichtsmodelle	<ul style="list-style-type: none"> - Allgemeine GGM bilden die gesamte Wirtschaft inklusive aller Produktionssektoren ab - Partielle Gleichgewichtsmodelle fokussieren auf Teilsektoren eines (Wirtschafts-)Systems und eignen sich besonders gut, um detaillierte Analysen dieser Sektoren durchzuführen 	<ul style="list-style-type: none"> - GGM bieten deutliche Vorteile vor allem für politische Analysen, da auch indirekte Rückwirkungen abgebildet und bewertet werden können - PGGM weisen Stärken bei der Analyse von einzelnen Sektoren (andere Sektoren werden als c.p. konstant angenommen) 	<ul style="list-style-type: none"> - GGM weisen Schwächen auf, wenn es um die Berücksichtigung von kurzfristigen Anpassungsprozessen bedingt durch imperfekte Märkte kommt - PGGM vernachlässigen Rückkopplungen auf andere Sektoren

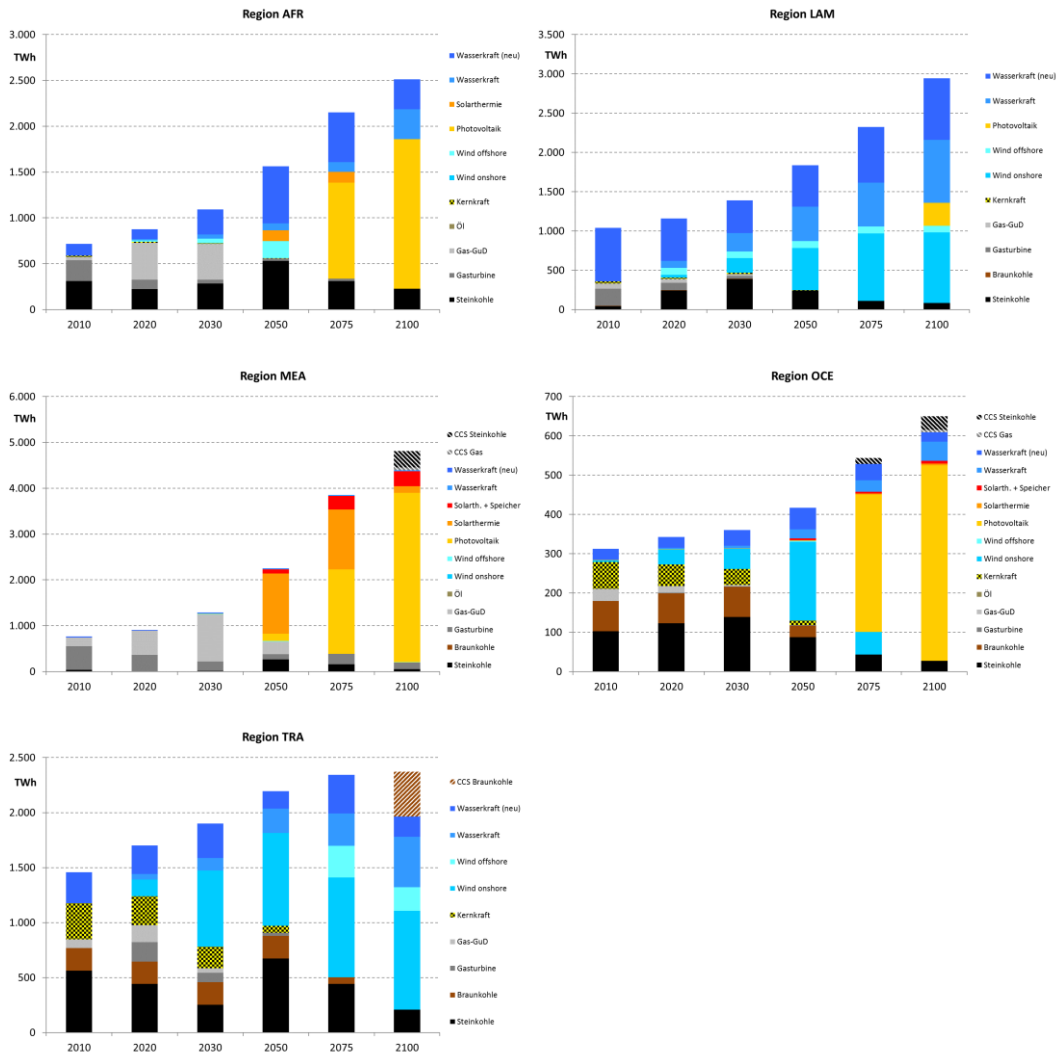
⁶⁰⁹ Vgl. Walther, Wolfgang (2009), S. 120.

⁶¹⁰ Zwei bekannte Lösungsverfahren für numerische Modelle sind der (Dual) Simplex- und der „Branch & cut“ Algorithmus für LP- und MIP-Modelle (vgl. Wagner, Fabian (2012), S. 29). Detaillierte Beschreibungen dieser beiden Algorithmen finden sich in Wagner (2012), Seite 29 ff.

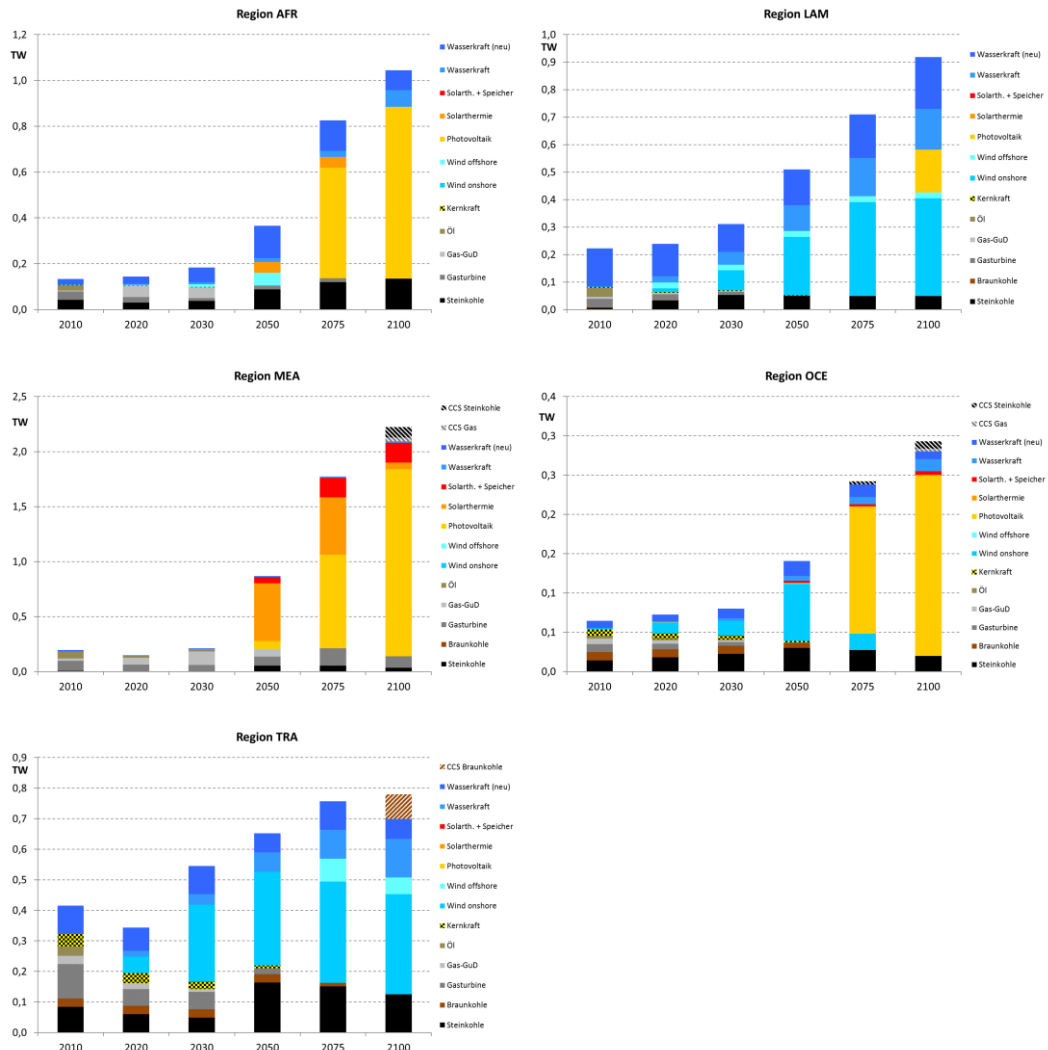
⁶¹¹ Investitionsentscheidungen zum Bau von Kraftwerken der Periode T-1 beeinflussen die verfügbaren Produktionskapazitäten und –technologien der Periode T und somit den Erzeugungsmix dieser Periode.

⁶¹² Vgl. <http://www.wirtschaftslexikon24.com/d/spieltheoretische-modelle/spieltheoretische-modelle.htm> (abgerufen am 24.01.2016).

13.6 Stromproduktion 500 ppm-Szenario übrige Regionen



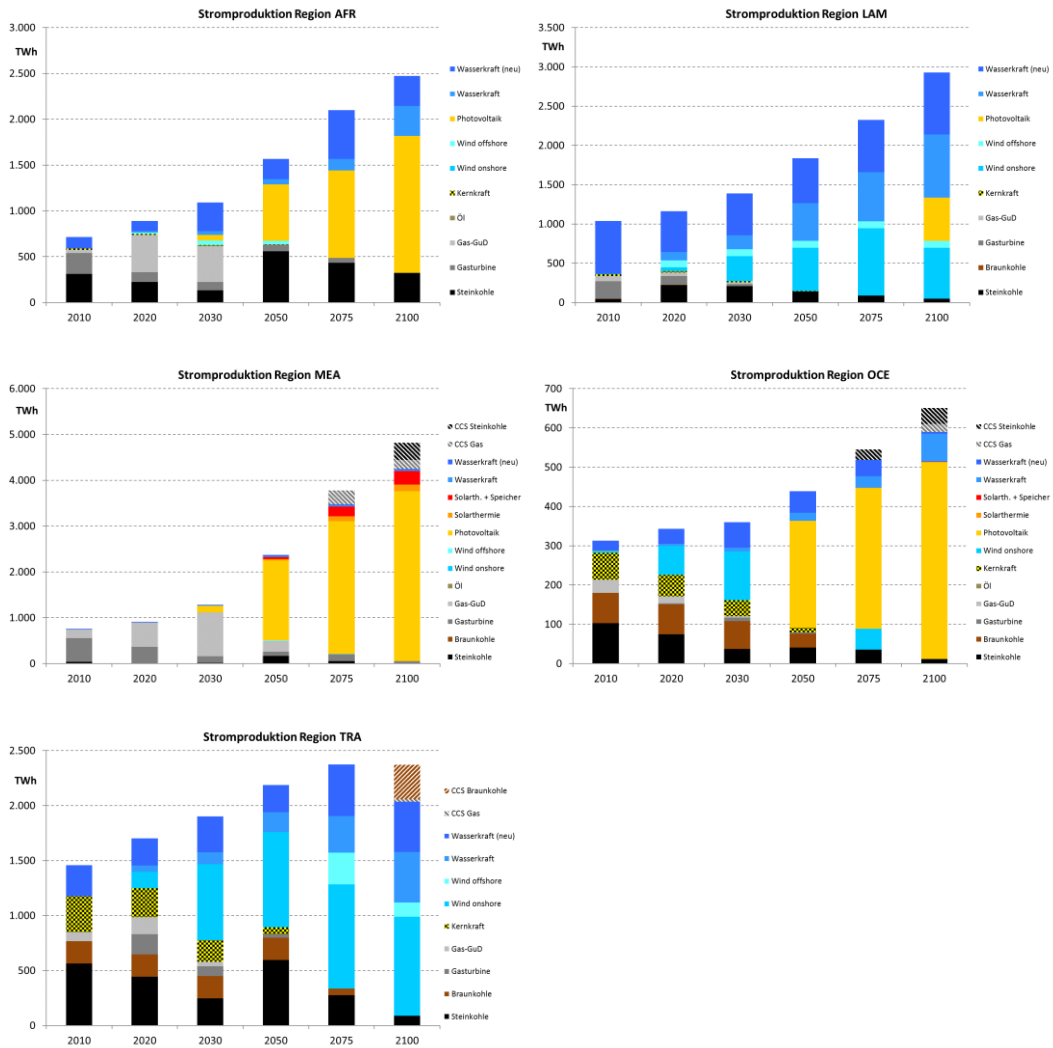
13.7 Installierte Kapazitäten 500 ppm-Szenario übrige Regionen



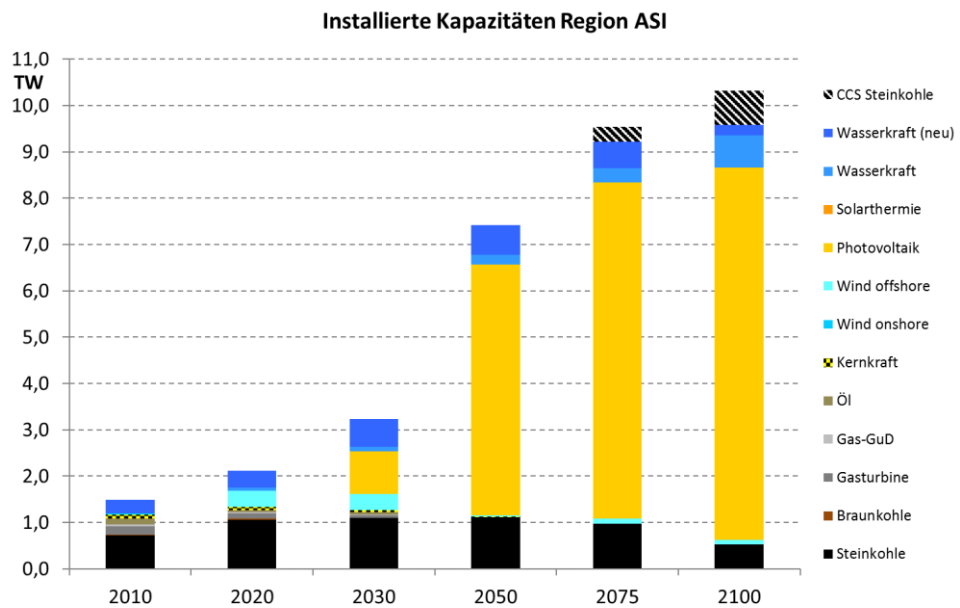
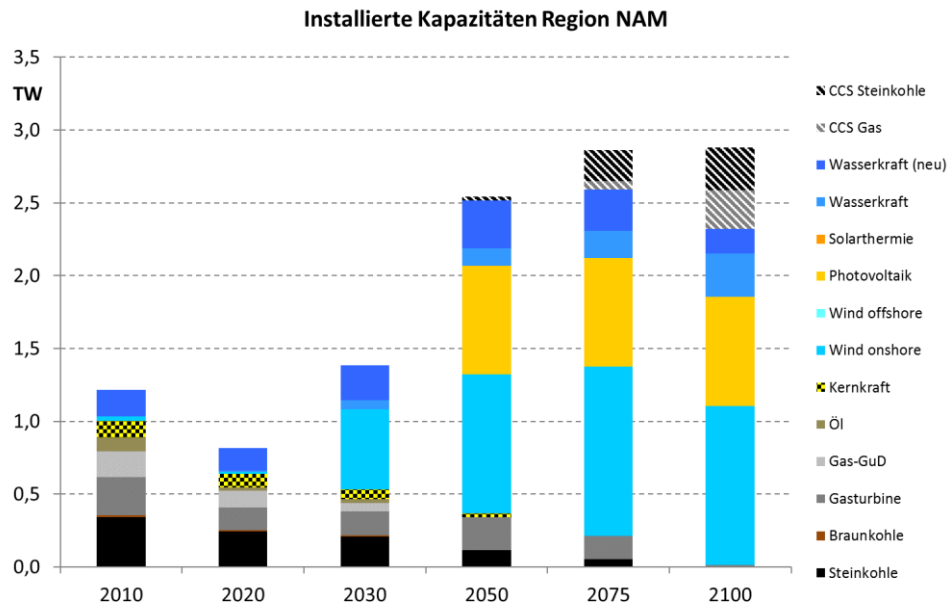
13.8 Strompreise (USD/MWh) im 500 ppm-Szenario nach Lastsegment in den Regionen AFR, LAM, MEA, OCE, TRA

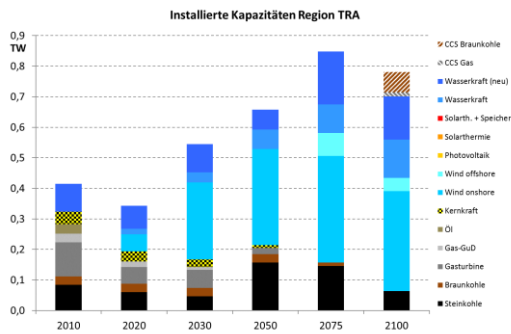
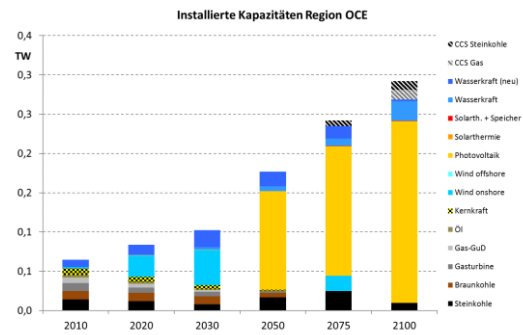
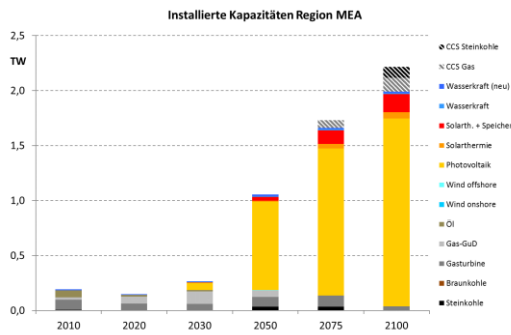
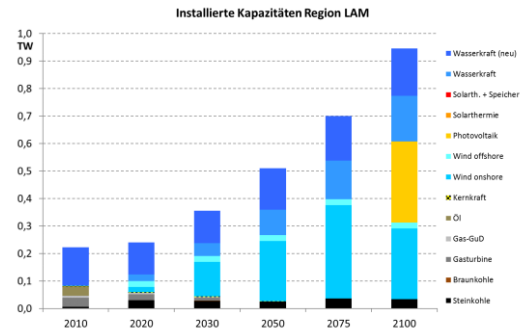
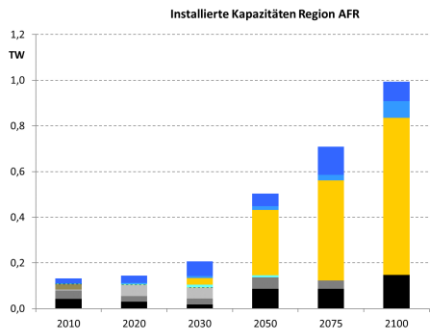
<i>AFR</i>	<i>I1H</i>	<i>I1L</i>	<i>I2H</i>	<i>I2L</i>	<i>I3H</i>	<i>I3L</i>	<i>I4H</i>	<i>I4L</i>
2010	120,3	120,3	51,0	51,0	44,5	44,5	44,5	44,5
2020	116,7	184,3	65,9	87,6	41,5	41,5	41,5	41,5
2030	85,1	98,1	85,1	85,1	47,6	51,3	47,6	47,6
2050	184,4	184,4	53,9	184,4	44,9	53,9	44,9	44,9
2075	195,8	243,7	44,4	195,8	0,0	44,4	44,4	44,4
2100	196,0	241,0	44,4	196,0	0,0	44,4	44,4	44,4
<i>LAM</i>	<i>I1H</i>	<i>I1L</i>	<i>I2H</i>	<i>I2L</i>	<i>I3H</i>	<i>I3L</i>	<i>I4H</i>	<i>I4L</i>
2010	58,2	58,2	58,2	58,2	50,9	50,9	50,9	50,9
2020	100,1	100,1	60,6	100,1	47,6	47,6	47,6	47,6
2030	93,6	93,6	60,1	93,6	42,8	60,1	42,8	42,8
2050	165,6	165,6	38,8	165,6	38,8	38,8	38,8	38,8
2075	210,8	210,8	47,8	210,8	12,6	47,8	29,5	29,5
2100	160,4	160,4	85,5	160,4	0,0	85,5	0,0	0,0
<i>MEA</i>	<i>I1H</i>	<i>I1L</i>	<i>I2H</i>	<i>I2L</i>	<i>I3H</i>	<i>I3L</i>	<i>I4H</i>	<i>I4L</i>
2010	54,8	54,8	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9
2020	162,8	162,8	47,2	90,5	44,6	44,6	44,6	44,6
2030	175,8	175,8	55,1	55,1	55,1	55,1	43,3	44,2
2050	82,2	317,2	63,2	158,8	0,0	82,2	82,2	82,2
2075	103,2	445,9	0,0	235,4	0,0	18,7	103,2	103,2
2100	200,1	560,1	4,5	237,3	0,0	0,0	93,6	93,6
<i>OCE</i>	<i>I1H</i>	<i>I1L</i>	<i>I2H</i>	<i>I2L</i>	<i>I3H</i>	<i>I3L</i>	<i>I4H</i>	<i>I4L</i>
2010	61,2	61,2	47,1	47,1	41,2	41,2	27,9	27,9
2020	83,9	166,4	66,2	83,9	33,2	56,4	33,2	33,4
2030	102,1	102,1	50,2	102,1	37,3	37,3	37,3	37,3
2050	58,0	144,5	58,0	144,5	1,9	58,0	46,5	58,0
2075	85,3	252,3	4,1	252,3	0,0	28,6	85,3	85,3
2100	148,5	463,0	17,2	239,6	0,0	0,0	59,9	59,9
<i>TRA</i>	<i>I1H</i>	<i>I1L</i>	<i>I2H</i>	<i>I2L</i>	<i>I3H</i>	<i>I3L</i>	<i>I4H</i>	<i>I4L</i>
2010	37,1	37,1	37,0	37,0	31,7	31,7	31,7	31,7
2020	62,4	88,6	51,2	62,4	51,2	51,2	45,3	51,2
2030	91,7	100,7	61,6	100,7	27,0	61,6	35,3	37,7
2050	36,3	145,9	36,3	145,9	36,3	36,3	36,3	36,3
2075	65,5	196,8	65,5	196,8	0,0	65,5	44,7	65,5
2100	75,9	242,8	56,0	242,8	25,5	75,9	0,0	75,9

13.9 Stromproduktion 460 ppm-Szenario übrige Regionen



13.10 Installierte Kapazitäten 460 ppm-Szenario übrige Regionen





**13.11 Strompreise (USD/MWh) im 460 ppm-Szenario nach Lastsegment
in den Regionen NAM, ASI, AFR, LAM, MEA, OCE, TRA**

<i>NAM</i>	<i>I1H</i>	<i>I1L</i>	<i>I2H</i>	<i>I2L</i>	<i>I3H</i>	<i>I3L</i>	<i>I4H</i>	<i>I4L</i>
2010	30,9	30,9	30,9	30,9	30,9	30,9	23,3	23,3
2020	45,8	147,3	45,8	45,8	42,8	42,8	32,0	32,0
2030	62,9	62,9	59,8	62,9	34,4	59,8	34,4	41,5
2050	128,3	160,5	61,9	160,5	0,0	74,0	21,1	74,0
2075	94,1	221,5	37,6	221,5	0,0	66,7	29,5	66,7
2100	119,4	263,6	49,7	263,6	0,0	71,0	0,0	71,0

<i>ASI</i>	<i>I1H</i>	<i>I1L</i>	<i>I2H</i>	<i>I2L</i>	<i>I3H</i>	<i>I3L</i>	<i>I4H</i>	<i>I4L</i>
2010	61,2	61,2	61,2	61,2	61,2	61,2	23,1	23,1
2020	120,5	182,3	104,0	120,5	48,9	63,2	48,9	48,9
2030	124,3	137,4	41,5	124,3	41,5	41,5	41,5	41,5
2050	160,5	160,5	58,4	160,5	0,0	58,4	58,4	58,4
2075	65,3	317,1	55,3	212,2	0,0	37,7	65,3	65,3
2100	272,6	354,5	58,8	309,4	0,0	0,0	58,8	58,8

<i>AFR</i>	<i>I1L</i>	<i>I1H</i>	<i>I2L</i>	<i>I2H</i>	<i>I3L</i>	<i>I3H</i>	<i>I4L</i>	<i>I4H</i>
2010	120,3	120,3	51,0	51,0	44,5	44,5	44,5	44,5
2020	186,5	128,9	87,6	64,0	41,5	41,5	41,5	41,5
2030	109,5	81,6	81,6	81,6	51,3	44,7	44,7	39,4
2050	204,1	152,5	152,5	37,1	32,4	30,3	32,4	32,4
2075	242,3	175,7	175,7	43,3	43,3	10,3	43,3	43,3
2100	234,8	196,5	196,5	44,4	44,4	0,0	44,4	44,4
<i>LAM</i>	<i>I1L</i>	<i>I1H</i>	<i>I2L</i>	<i>I2H</i>	<i>I3L</i>	<i>I3H</i>	<i>I4L</i>	<i>I4H</i>
2010	58,2	58,2	58,2	58,2	50,9	50,9	50,9	50,9
2020	100,1	100,1	100,1	61,1	47,4	47,4	47,4	47,4
2030	93,2	93,2	93,2	60,4	60,4	42,6	42,6	42,6
2050	164,9	164,9	164,9	38,9	38,9	38,9	38,9	38,9
2075	211,0	211,0	211,0	50,2	50,2	7,7	29,6	29,6
2100	160,6	160,6	160,6	85,3	85,3	0,0	0,0	0,0
<i>MEA</i>	<i>I1L</i>	<i>I1H</i>	<i>I2L</i>	<i>I2H</i>	<i>I3L</i>	<i>I3H</i>	<i>I4L</i>	<i>I4H</i>
2010	54,8	54,8	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9
2020	162,8	162,8	91,0	47,2	44,6	44,6	44,6	44,6
2030	175,8	175,8	55,1	55,1	55,1	45,9	51,6	44,2
2050	326,1	119,0	119,0	66,2	1,5	0,0	81,2	80,0
2075	441,0	165,1	198,0	16,9	0,0	0,0	103,6	103,6
2100	562,1	116,7	217,7	8,6	0,0	0,0	93,9	93,9
<i>OCE</i>	<i>I1L</i>	<i>I1H</i>	<i>I2L</i>	<i>I2H</i>	<i>I3L</i>	<i>I3H</i>	<i>I4L</i>	<i>I4H</i>
2010	61,2	61,2	47,1	47,1	41,2	41,2	27,9	27,9
2020	168,5	85,6	85,6	57,5	57,5	36,0	57,5	36,0
2030	113,2	113,2	113,2	48,5	48,5	34,2	45,4	34,2
2050	150,5	150,5	150,5	48,2	42,6	0,0	48,2	48,2
2075	261,7	90,4	215,9	35,6	0,0	0,0	90,4	55,1
2100	299,0	251,5	251,5	0,0	0,0	0,0	71,7	71,7
<i>TRA</i>	<i>I1L</i>	<i>I1H</i>	<i>I2L</i>	<i>I2H</i>	<i>I3L</i>	<i>I3H</i>	<i>I4L</i>	<i>I4H</i>
2010	37,1	37,1	37,0	37,0	31,7	31,7	31,7	31,7
2020	88,6	62,4	62,4	51,2	51,2	51,2	51,2	45,3
2030	100,7	89,5	100,7	60,8	60,8	28,2	39,3	35,3
2050	152,0	35,9	152,0	35,9	35,9	35,9	35,9	35,9
2075	194,8	81,8	194,8	81,8	81,8	0,0	81,8	16,0
2100	292,9	292,9	292,9	63,6	63,6	1,0	40,4	0,0

13.12 Strompreise (USD/MWh) Sensitivität Kernenergie nach Lastsegment in den Regionen AFR, LAM, MEA, OCE, TRA

<i>NAM</i>	<i>I1H</i>	<i>I1L</i>	<i>I2H</i>	<i>I2L</i>	<i>I3H</i>	<i>I3L</i>	<i>I4H</i>	<i>I4L</i>
2010	30,9	30,9	30,9	30,9	30,9	30,9	27,5	27,5
2020	54,1	76,1	54,1	54,1	54,1	54,1	42,2	42,2
2030	59,9	83,1	58,6	83,1	34,7	58,6	34,7	43,0
2050	122,7	166,4	58,0	166,4	10,3	78,5	10,3	58,0
2075	102,7	269,4	49,3	269,4	0,0	85,4	29,6	85,4
2100	119,7	233,6	50,2	233,6	3,0	50,2	10,2	50,2

<i>ASI</i>	<i>I1H</i>	<i>I1L</i>	<i>I2H</i>	<i>I2L</i>	<i>I3H</i>	<i>I3L</i>	<i>I4H</i>	<i>I4L</i>
2010	61,2	61,2	61,2	61,2	61,2	61,2	23,1	23,1
2020	118,0	170,5	111,6	111,6	35,6	35,6	35,6	35,6
2030	90,5	134,6	86,6	86,6	37,0	37,0	37,0	37,0
2050	143,0	143,0	58,8	143,0	47,8	47,8	47,8	47,8
2075	183,3	259,5	61,1	183,3	34,5	61,1	61,1	61,1
2100	74,0	331,5	74,0	136,3	0,0	48,3	74,0	74,0

Anhang

<i>AFR</i>	<i>I1H</i>	<i>I1L</i>	<i>I2H</i>	<i>I2L</i>	<i>I3H</i>	<i>I3L</i>	<i>I4H</i>	<i>I4L</i>
2010	120,3	120,3	51,0	51,0	44,5	44,5	44,5	44,5
2020	124,5	133,8	75,3	87,6	41,5	41,5	35,7	41,5
2030	85,1	85,1	85,1	85,1	44,0	51,3	44,0	44,0
2050	170,4	170,4	87,1	170,4	48,5	48,5	48,5	48,5
2075	204,1	263,3	53,5	204,1	53,5	53,5	50,2	53,5
2100	193,7	272,3	44,5	193,7	0,0	44,5	44,5	44,5
<i>LAM</i>	<i>I1H</i>	<i>I1L</i>	<i>I2H</i>	<i>I2L</i>	<i>I3H</i>	<i>I3L</i>	<i>I4H</i>	<i>I4L</i>
2010	58,2	58,2	58,2	58,2	50,9	50,9	50,9	50,9
2020	100,1	100,1	88,3	100,1	51,8	51,8	51,8	51,8
2030	101,9	101,9	59,3	101,9	43,2	59,3	43,2	43,2
2050	167,3	167,3	38,7	167,3	38,7	38,7	38,7	38,7
2075	210,1	210,1	47,1	210,1	13,6	47,1	29,5	29,5
2100	160,4	160,4	85,5	160,4	0,0	85,5	0,0	0,0
<i>MEA</i>	<i>I1H</i>	<i>I1L</i>	<i>I2H</i>	<i>I2L</i>	<i>I3H</i>	<i>I3L</i>	<i>I4H</i>	<i>I4L</i>
2010	54,8	54,8	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9	47,9
2020	162,8	162,8	47,2	91,0	44,6	44,6	44,6	44,6
2030	175,8	175,8	55,1	55,1	55,1	55,1	42,4	44,2
2050	105,3	136,1	67,4	105,3	47,0	47,0	47,0	47,0
2075	140,2	358,2	68,7	140,2	29,6	61,7	68,7	68,7
2100	200,1	373,0	23,4	200,1	0,0	10,2	49,1	81,6
<i>OCE</i>	<i>I1H</i>	<i>I1L</i>	<i>I2H</i>	<i>I2L</i>	<i>I3H</i>	<i>I3L</i>	<i>I4H</i>	<i>I4L</i>
2010	61,2	61,2	47,1	47,1	41,2	41,2	27,9	27,9
2020	83,9	83,9	83,9	83,9	56,1	56,4	33,2	33,2
2030	101,9	101,9	51,1	101,9	37,0	37,0	37,0	37,0
2050	55,8	143,3	55,8	143,3	10,3	55,8	44,8	55,8
2075	90,9	243,2	35,8	243,2	8,6	90,9	35,8	90,9
2100	81,1	194,6	39,5	159,3	0,0	35,2	45,6	45,6
<i>TRA</i>	<i>I1H</i>	<i>I1L</i>	<i>I2H</i>	<i>I2L</i>	<i>I3H</i>	<i>I3L</i>	<i>I4H</i>	<i>I4L</i>
2010	37,1	37,1	37,0	37,0	31,7	31,7	31,7	31,7
2020	62,4	62,4	53,8	62,0	51,2	51,2	51,2	51,2
2030	63,3	100,7	62,2	100,7	28,1	62,2	35,3	35,3
2050	85,1	136,8	35,6	136,8	35,6	35,6	35,6	35,6
2075	65,6	193,1	65,6	193,1	0,0	65,6	44,0	65,6
2100	71,6	238,6	71,6	238,6	10,2	71,6	0,6	67,2