Michael Lucht
Gorden Spangardt
Herausgeber

Emissionshandel

Ökonomische Prinzipien, rechtliche Regelungen und technische Lösungen für den Klimaschutz

Springer

1 Das Umfeld des Emissionshandels im Überblick

Michael Lucht

1.1 Treibhauseffekt, globale Erwärmung und Klimawandel

Angesichts der öffentlichen Diskussion von Klimaschutzthemen mag es zunächst paradox klingen, aber ohne den Treibhauseffekt wäre auf unserem Planeten kein Leben möglich. Kurzwellige Strahlung der Sonne trifft auf die Erdoberfläche, wird dort absorbiert, erwärmt die Erde und wird im Wellenlängenbereich von 3 bis 80 μm in den Weltraum zurückgestrahlt. Bestimmte atmosphärische Spurengase - die Treibhausgase - besitzen Absorptionsspektren in diesem Infrarotbereich. Sie können das einfallende Sonnenlicht nicht absorbieren, nehmen jedoch die Wärmestrahlung der Erde zunächst auf, um sie dann in alle Richtungen wieder abzugeben, also auch wieder zurück zur Erdoberfläche. Durch dieses Rückstrahlungsverhalten regulieren die Treibhausgase das Temperaturniveau, auf welchem sich für die Erde das Gleichgewicht aus zu- und abgeführter Strahlungsenergie einstellt. Ohne diesen natürlichen Treibhauseffekt, welcher hauptsächlich durch den Wasserdampf in unserer Atmosphäre verursacht wird, würde sich eine mittlere globale Oberflächentemperatur von ca. -18 °C einstellen.

Zu den Treibhausgasen gehören neben dem Wasserdampf auch das Kohlendioxid (CO_2), das Methan (CH_4), das auch als Lachgas bezeichnete Distickstoffoxid (N_2O), das Ozon (O_3) sowie einige künstlich erzeugt Halogenverbindungen. Der Einfluss dieser Treibhausgase auf die Einstellung des Strahlungsgleichgewichts ist nicht nur von deren atmosphärischer Konzentration abhängig, sondern auch von deren unterschiedlichen molekularen Eigenschaften und ihrer Verweildauer in der Atmosphäre. Um die unterschiedliche Wirksamkeit der einzelnen Treibhausgase quantitativ zu beschreiben wurde das Erderwärmungspotenzial (Global Warming Potential; GWP) eingeführt. Das GWP gibt an, um wie viel höher die Auswirkung der Emission eines bestimmten Treibhausgases auf die mögliche Erderwärmung ist, als die Emission der gleichen Menge an CO_2. Es ist in der Regel als integrales Maß über einen Zeithorizont von 100 Jahren definiert. Obwohl die Aussagefähigkeit des GWP wissenschaftlich nicht unumstritten ist, hat sich das GWP im Um-

feld der Klimapolitik als internationaler Standard durchgesetzt. In Tabelle 1.1 sind die Erderwärmungspotenziale wichtiger Treibhausgase zusammengestellt.

Tabelle 1.1: Erderwärmungspotenziale wichtiger Treibhausgase (nach IPCC 2001)

Treibhausgas	GWP_{100} [tCO_2e/t]
Kohlendioxid (CO_2)	1
Methan (CH_4)	23
Lachgas (N_2O)	296
Fluor-Kohlenwasserstoffe (FKW)	bis zu 11.900 (C_2F_6)
Hydrogen-Fluor-Kohlenwasserstoffe (H-FKW)	bis zu 12.000 (CHF_3)
Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoffe (FCKW)	bis zu 14.000 ($CClF_3$)
Per-Fluor-Kohlenwasserstoffe (P-FKW)	bis zu 14.900 (CF_3OCHF_2)
Schwefelhexafluorid (SF_6)	22.200

Eine Veränderung der Menge und die Zusammensetzung der Treibhausgase in der Atmosphäre kann zur Verlagerung des Strahlungsgleichgewichts hin zu einem höheren oberflächennahen Temperaturniveau führen. Vornehmlich aus Untersuchungen von Lufteinschlüssen im antarktischen Gletschereis folgern Klimatologen, dass derzeit ein solcher Veränderungsprozess stattfindet. Aus den Untersuchungen geht hervor, dass der CO_2-Gehalt der Atmosphäre für mehr als 400.000 Jahre zwischen Werten um 180 ppm[1] in Kaltzeiten und 280 ppm in Warmzeiten lag. Seit Beginn der Industrialisierung vor ungefähr 200 Jahren ist ein Anstieg der CO_2-Konzentration um ca. 30 % auf 368 ppm im Jahre 2000 zu verzeichnen. Dies kann auf menschliche Tätigkeiten, insbesondere die stark zunehmenden Verbrennung fossiler Energieträger wie Kohle, Öl und Erdgas und die Entwaldung der Erde zurückgeführt werden. Der globale Kohlenstoffkreislauf reagiert darauf durch eine jährlichen Anreicherung von ca. 5-6 Milliarden Tonnen CO_2 in der Atmosphäre. Die Methankonzentration, welche ebenfalls über Tausende von Jahren im Bereich von ca. 0,7 ppm konstant war, stieg im gleichen Zeitraum um 150 % an. Auch dafür wird menschliches Wirtschaften als ursächlich angesehen, wobei in erster Linie die Intensivierung der Landnutzung und Viehwirtschaft sowie Mülldeponierung und Erdgasförderung zu nennen ist. Der atmosphärische Gehalt an Fluorkohlenwasserstoffen und Schwefelhexafluorid geht offensichtlich auf menschliche Aktivitäten zurück, da diese Industriegase in der Natur nahezu nicht vorkommen. Sie werden zwar in einem vergleichsweise geringen Umfang emittiert, sind aber durch extrem hohe Erwärmungspotenziale gekennzeichnet.

Es kann daher davon ausgegangen werden, dass der natürliche Treibhauseffekt durch menschliche Einflussnahme verstärkt wird. Auf diesen zusätzlichen, auch als "anthropogen" bezeichneten Treibhauseffekt bezieht sich die öffentliche Klimadiskussion. Die quantitative Beschreibung des anthropogenen Treibhauseffektes und der Beiträge einzelner Treibhausgase dazu ist derzeit noch Gegenstand der

[1] 1 ppm (part per million) entspricht hier einem Massenanteil von 0,0001 %

Forschung und befindet sich in einer kontroversen wissenschaftlichen Diskussion, wobei insbesondere die Rolle des Wasserkreislaufs stark unterschiedlich bewertet wird. Bild 1.1 verdeutlicht das Verhältnis von natürlichem zu anthropogenem Treibhauseffekt sowie die Relevanz einzelner Treibhausgase.

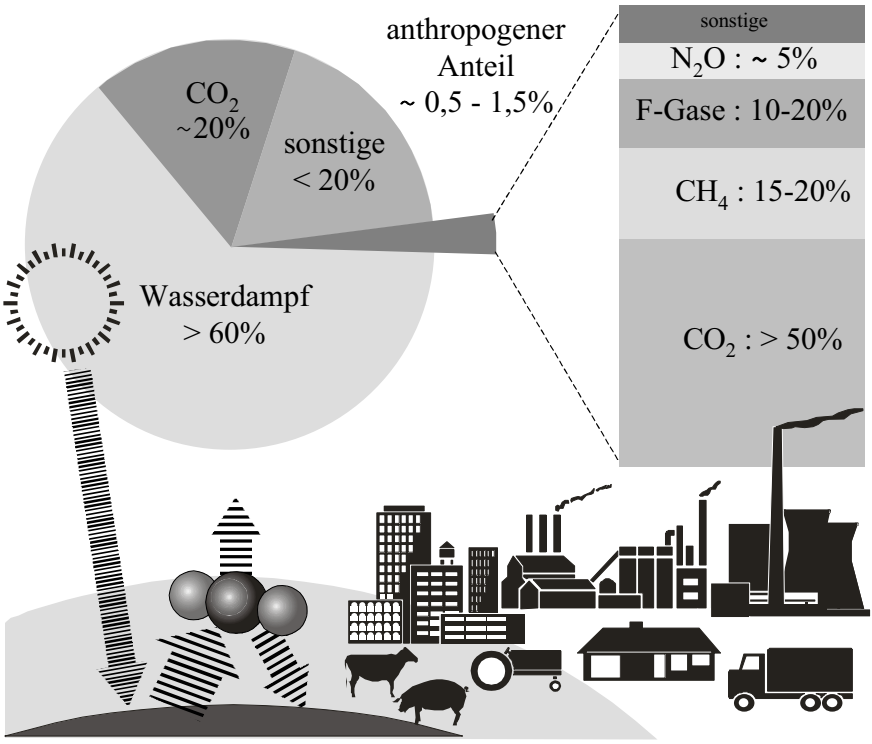


Bild 1.1: Der anthropogene Treibhauseffekt (u.a. nach Kondratyev, Moskalenko 1984; Cubasch, Kasang 2000)

Der Kausalzusammenhang zwischen anthropogenem Treibhauseffekt und globaler Erwärmung wird vom überwiegenden Teil der Klimatologen als erwiesen angesehen. Als bedeutendster Hinweis auf die globale Erwärmung wird der signifikante Anstieg der Durchschnittstemperatur an der Erdoberfläche um 0,6 °C (± 0,2 °C) [IPCC 2001] seit Beginn der systematischen Temperaturmessung und -aufzeichnung im Jahre 1861 angesehen. Dieser Anstieg kann nicht mehr als interne Klimavariabilität interpretiert werden, welche beispielsweise durch die Schwankungen großer ozeanischer und atmosphärischer Zirkulationsströme wie die El-Niño-Southern-Oscillation gegeben ist.

Bild 1.2 stellt den zeitlichen Verlauf der CO_2-Konzentration und der mittleren Temperaturen für das zurückliegende Jahrtausend dar. Für die Zeit vor 1861 wurden die Temperaturwerte aus Proxydaten wie Baumringen, Pollen, Korallen, historischen Dokumenten etc. rekonstruiert. Analog dazu wurde der Verlauf der CO_2-Konzentration für die jüngste Vergangenheit aus Messwerten und für die fernere

Vergangenheit aus Eiskernbestimmungen ermittelt. Die Kausalzusammenhänge sind jedoch bedeutend vielschichtiger, als durch Bild 1.2 impliziert wird.

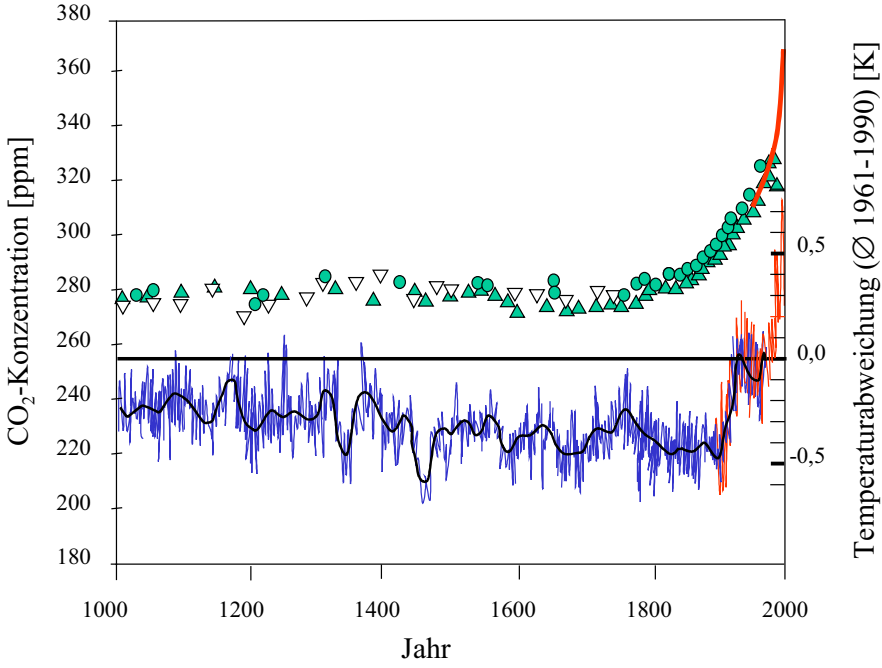


Bild 1.2 Atmosphärische CO_2-Konzentration und globale Erwärmung der nördlichen Hemisphäre (nach IPCC 2001, vgl. auch Bild 2.3)

Neben der CO_2-Konzentration sind weitere Einflussfaktoren in ihrer Wirkungsweise auf die globale Erwärmung qualitativ und quantitativ noch umstritten, beispielsweise Intensitätsschwankungen der solaren Strahlung oder vulkanische Aktivitäten. Dies erschwert eine sichere Verifikation der anthropogenen Ursachen für die globale Erwärmung.

Die globale Erwärmung führt zu äußerst komplexen Reaktionen des Klimasystems der Erde. In den einzelnen klimatischen Teilsystemen - Atmosphäre, Hydrosphäre, Biosphäre, Kryosphäre und Lithosphäre - werden durch eine Erwärmung unterschiedlichste dynamische Prozesse beeinflusst, welche über Massen-, Energie- und Impulsaustausch miteinander in Wechselwirkungen stehen. Die charakteristischen Zeitskalen dieser Prozesse reichen von Stunden (Wetterdynamik) über Monate (Wärmeausbreitung im oberen Ozean) bis zu Jahrtausenden (Veränderung der Permafrost-Ausdehnung). Art und des Umfang der resultierenden Klimaphänomene sind nur noch mit Hilfe aufwendiger, computergestützter Simulationen abschätzbar. Die relevanten physikalischen Abläufe werden dabei mittels komplexer mathematischer Modelle abgebildet. Durch den Einsatz dieser Klimamodelle können sowohl Hypothesen bezüglich der Einflussfaktoren und Mechanismen vergangener klimatischer Entwicklungen verifiziert als auch Prognosen über die zu erwartenden Klimaänderungen abgeleitet werden. Es liegt in der Natur dieser

indirekten Methodik der Klimaforschung, dass die Ergebnisse solcher Rechnungen oftmals Anlass zu kritischer Diskussion bieten. Aufgrund der immer noch unvollständigen Kenntnis der relevanten physikalischen Zusammenhänge und der begrenzten Leistungsfähigkeit der Computerhardware müssen stets vereinfachende Annahmen getroffen werden, deren Zulässigkeit bezweifelbar ist. Für die Erstellung von Prognosen besteht weiterhin ein großer Unsicherheitsfaktor darin, dass die globale gesellschaftliche Entwicklung für die nächsten Jahrzehnte als Eingangsgröße vorgegeben werden muss. Denn die Bevölkerungsentwicklung, die Veränderung des Konsumverhaltens, der technologische Fortschritt und politische Leitgedanken werden sich auf die Nutzung der Ressourcen und somit auf die Emission von Treibhausgasen entscheidend auswirken.

Das "Intergovernmental Panel of Climate Change" (IPCC) hat als bedeutendstes internationales Expertengremium mit Hilfe von Klimamodellen szenarienbasierte Prognosen erstellt, woran weltweit mehr als 2000 Wissenschaftler beteiligt waren [IPCC 2001]. Dabei wurden unterschiedlichste, aber plausible Annahmen zur gesamtgesellschaftlichen Entwicklung eingebracht, welche von rasantem Wachstum globaler Wirtschaftsaktivitäten unter intensiver Nutzung fossiler Ressourcen bis zu regional orientierter, sozial und ökologisch nachhaltiger Entwicklung reichten [IPCC 2000]. Bei keinem einzigen der Szenarien konnte ein Rückgang oder eine Stabilisierung der globalen Erwärmung festgestellt werden. Die Berechnungen ergaben für die nächsten 100 Jahre, dass ein Anstieg des atmosphärischen CO_2-Gehalts auf 540-970 ppm zu erwarten ist und daraus einen Anstieg der globalen Mitteltemperatur um 1,4 - 5,8 °C resultieren wird. Mit hoher Wahrscheinlichkeit wird dies zu erheblich höheren Minimum- und Maximumtemperaturen für fast alle Landflächen führen, der Meeresspiegel wird um durchschnittlich 44 cm ansteigen und extreme Wetterereignisse werden häufiger. Anzeichen für derartige Auswirkungen können bereits heute beobachtet werden.

Ein solcher Klimawandel würde das Leben auf der Erde erheblich beeinträchtigen. Als diskutierte Folgen für den Menschen seien hier die Verschlechterung der Ernährungssituation durch den Rückgang der Nahrungsmittelproduktion, zunehmende Katastrophengefahren (Überflutungen, Erdrutsche, Wirbelstürme, Waldbrände etc.), ansteigende Gesundheitsgefährdung und Mortalität infolge von Wassermangel und der Häufung von Epidemien genannt. Die Anpassungsfähigkeit der Menschen an diese Klimafolgen hängt einerseits von der regionalen Betroffenheit durch die einzelnen Klimafolgen, andererseits von der verfügbaren Wirtschaftskraft ab. Aufgrund des Zusammenwirkens dieser beider Faktoren werden Entwicklungsländer von den negativen Folgen des Klimawandels am stärksten betroffen sein. Die verglichen mit der menschlichen Zivilisation bedeutend geringe Anpassungsfähigkeit der natürlichen Ökosysteme würde darüber hinaus zu verstärktem Artensterben führen.

Die Klimamodellrechnungen verdeutlichen weiterhin, dass zur Stabilisierung des bestehenden CO_2-Niveaus eine sofortige weltweite Reduktion der CO_2-Emissionen auf weniger 20 % des heutigen Wertes erforderlich wäre. Die globale Durchschnittstemperatur würde selbst dann aufgrund der Trägheit des Klimasystems zunächst noch mit verminderter Geschwindigkeit ansteigen, der Anstieg der Meeresspiegel würde noch Hunderte, die Reaktion der Eismassen noch Tausende

von Jahren andauern, bevor ein neues stabiles Gleichgewicht erreicht würde. Antworten auf die Frage nach einer angemessenen Reaktion auf die Bedrohung durch den Klimawandel müssen daher sowohl Komponenten der Mitigation (Eindämmung der Ursachen) als auch der Adaption (Anpassung an die Folgen) enthalten, deren Ansatzpunkte in Bild 1.3 veranschaulicht sind. Da eine Mitigation nur global umsetzbar ist und über lange Zeithorizonte verfolgt werden muss, ergibt sich hier ein schwieriges globalpolitisches Handlungsfeld.

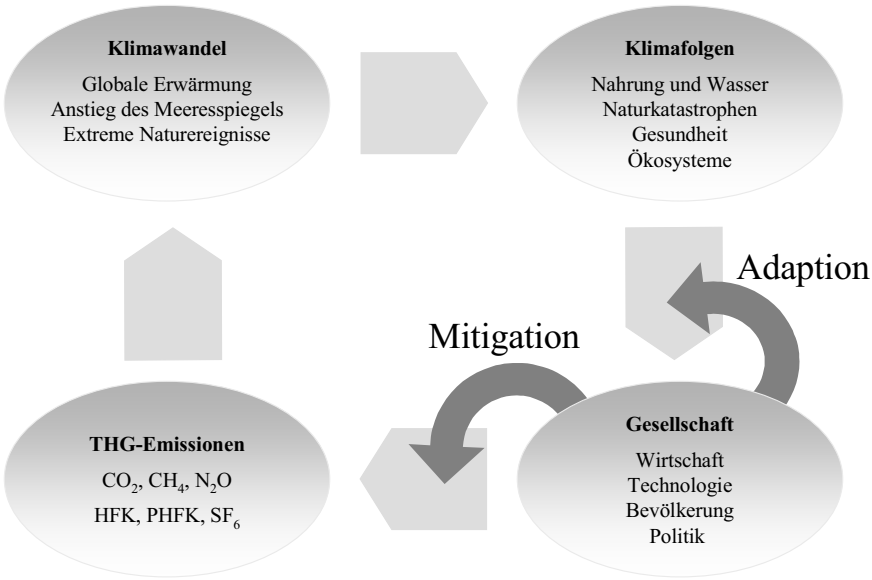


Bild 1.3: Mitigation und Adaption (nach IPCC 2001)

Wie bereits oftmals innerhalb dieses Kapitels angedeutet wurde, existiert die in Bild 1.3 dargestellte Wirkungskette aus Treibhauseffekt, Klimawandel und Klimafolgen mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit, jedoch fehlt aufgrund der immensen Komplexität der Zusammenhänge derzeit noch eine letztendlich sichere wissenschaftliche Beweisführung. Einzelne Aspekte dieser Kausalkette werden daher qualitativ oder quantitativ in Frage gestellt. So hält beispielsweise der prominente Meteorologe Professor Richard Lindzen vom Massachusetts Institute of Technology, selbst einer der Autoren des dritten IPCC-Sachstandsberichts [IPCC 2001] die prognostizierte Erderwärmung für zu hoch, weil Wolkenbildung und die Verteilung von Wasserdampf in der Atmosphäre zu ungenau abgebildet werden und schlussfolgert "We are not in a position to [...] forecast what the climate will be in future" [Lindsen 2001]. So genannte "Klimaskeptiker" ziehen oft noch weitergehend die gesamte Klimaproblematik in Zweifel, oftmals gehörte Ansatzpunkte dabei sind unter anderem das Funktionsprinzip des Treibhauseffekts, die Nachweisbarkeit globaler Erwärmung oder der anthropogene Einfluss auf das Klima.

Die wissenschaftliche Auseinandersetzung zur Klärung dieser Kontroversen wird wahrscheinlich auch bei weiterer Intensivierung der Forschungsanstrengungen noch lange andauern. Angesichts der sich abzeichnenden, gravierenden Bedrohungen müssen daher auf globalpolitischer Ebene Strategien des Risikomanagements angewandt werden, welche über das Abwarten auf sichere Erkenntnisse hinaus gehen.

1.2 Eckpunkte internationaler Klimaschutzpolitik

Die Zielsetzung für global wirksame Klimaschutzmaßnahmen ist in enger Verflechtung mit der Konkretisierung des Handlungsspielraums zu entwickeln, welcher einerseits durch nicht mehr tolerierbare Klimafolgen, andererseits durch nicht mehr tragbare Maßnahmen zur Emissionsminderung begrenzt ist. Die global stark differierende Auffassung dieser sozialen und ökonomischen Leitplanken erfordert eine internationale Harmonisierung mittels Differenzierung der zu treffenden Maßnahmen. Dabei ist das Verursacherprinzip angemessen zu berücksichtigen, wobei insbesondere zu beachten ist, dass Entwicklungsländer am wenigsten zu den Ursachen beitragen aber den größten Teil der Folgen des Klimawandels tragen müssen. Bei der Bestimmung des optimalen Entwicklungspfades innerhalb dieser Leitplanken kommt ökonomischen Instrumenten zur Minimierung und Verteilung der mit dem Klimaschutz verbundenen Lasten offensichtlich eine wichtige Rolle zu. Weiterhin können Synergien im Rahmen des beginnenden Umbaus der Industriegesellschaften genutzt werden, beispielsweise die gewünschte Entwicklung zu nachhaltigem Wirtschaften aufgrund der Begrenztheit fossiler Ressourcen.

Auf Basis dieser Überlegungen wurden mit der UN-Klimarahmenkonvention (United Nations Framework Convention on Climate Change; UNFCCC) und dem Kioto[2]-Protokoll die Grundlagen internationaler Klimaschutzpolitik geschaffen. Dieser Prozess begann bereits in den 1970er Jahren, als der Klimawandel seitens der Wissenschaft als ernstes Problem erkannt wurde, welches nur auf internationaler und interdisziplinärer Ebene zu lösen ist. In der abschließenden Erklärung der Klimakonferenz von Genf hieß es 1979: "Unser gegenwärtiges Verständnis klimatischer Vorgänge lässt es durchaus als möglich erscheinen, dass die (...) Kohlendioxid-Zunahme bedeutende, eventuell auch gravierende langfristige Veränderungen des globalen Klimas verursacht." Im Rahmen der einsetzenden und kontinuierlich an Stellenwert gewinnenden politischen Diskussion möglicher Lösungsstrategien wurde das Weltklimaprogramm zur Förderung der Klimaforschung ins Leben gerufen, um eine belastbare wissenschaftliche Klärung der Wirkzusammenhänge herbeizuführen. Auf der Weltklimakonferenz von Toronto diskutierten 1988 mehr als 300 Natur- und Wirtschaftswissenschaftler, Sozialpolitiker und Umweltschützer aus 48 Staaten sowohl die Ursache als auch die Bekämpfungsmöglichkeiten der globalen Erwärmung. Als Konsequenz nahm auf Initiative des Umweltprogramms der Vereinten Nationen und der Weltmeteorologenorganisation das IPCC seine Arbeit als Sachverständigengruppe zur Bündelung

[2] international ist die Schreibweise "Kyoto" gebräuchlich

und Auswertung aller Informationen zur Veränderung des Weltklimas auf. Das IPCC stellte 1990 seinen ersten Sachstandsbericht [IPCC 1990] vor, der einen Zusammenhang zwischen menschlichen Aktivitäten und dem Klimawandel mit hoher Sicherheit feststellte. Auf der Grundlage dieses Berichts wurde die UN-Klimarahmenkonvention erarbeitet, welche 1992 in Rio de Janeiro auf der Konferenz für Umwelt und Entwicklung der Vereinten Nationen von 154 Staaten unterzeichnet wurde und 1994 in Kraft trat.

Die UN-Klimarahmenkonvention [UN 1992] definiert in Artikel 2 das Ziel internationaler Klimaschutzpolitik: "Die Treibhausgaskonzentration ist auf einem Niveau zu stabilisieren, auf welchem ein gefährlicher Klimawandel verhindert wird. Dieses Niveau wird dadurch beschrieben, dass Ökosysteme in der Lage sein sollen, sich auf natürlichem Wege an den Klimawandel anzupassen, die Nahrungsmittelproduktion nicht gefährdet wird und die wirtschaftliche Entwicklung auf nachhaltige Weise fortgeführt werden kann." Die Konvention beruht auf dem Vorsorgeprinzip. Eine Unterlassung von Klimaschutzmassnahmen mit dem Verweis darauf, dass noch keine letztendliche wissenschaftliche Sicherheit für einen anthropogen verursachten Klimawandel gegeben ist, wird angesichts der drohenden ernsten Schäden als nicht zulässig angesehen. Es bestehe eine "gemeinsame, aber unterschiedliche Verantwortlichkeit" aller Staaten für die Erreichung des gemeinsamen Ziels, wobei die führende Rolle den entwickelten Ländern zugeordnet wird. Die meisten OECD-Mitgliedsstaaten und die mittel- und osteuropäischen Transformationsstaaten verpflichten sich daher, ihre Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2000 auf das Niveau von 1990 zurückzuführen. Zum obersten Gremium der UNFCCC wird die Konferenz der Vertragsstaaten (Conference of Parties; CoP) erklärt. Die CoP überwacht die Umsetzung der Konvention und kann die Minderungsziele an aktuelle Erkenntnisse anpassen. Dies erfolgte erstmals 1997 auf Basis des zweiten IPCC-Sachstandsberichts anlässlich der dritten Konferenz der Vertragsstaaten (CoP-3) in Kioto.

Das Kioto-Protokoll [UNFCCC 1997] legt erstmalig völkerrechtlich verbindliche und überprüfbare Klimaschutzziele für Nationalstaaten fest. Die 38 Industrie- und Transformationsstaaten verpflichten sich in Artikel 3 des Protokolls, den Ausstoß von Treibhausgasen im Mittel der Jahre 2008 bis 2012 bezogen auf das Basisjahr 1990 gemeinsam um insgesamt mindestens 5 % zu mindern. Im Anhang A des Protokolls werden die Gase CO_2, CH_4, N_2O, HFKW, FKW und SF_6 als relevante Treibhausgase - die sechs "Kioto-Gase" - festgelegt. Für die langlebigen halogenhaltigen Treibhausgase kann auch 1995 als Basisjahr der Reduktion gewählt werden. Als Maß wird die Minderung der CO_2-Emissionen herangezogen; die anderen Treibhausgase werden mit Hilfe des GWP auf CO_2-Äquivalente umgerechnet. Nicht für jedes einzelne Treibhausgas muss somit das Minderungsziel separat erreicht werden. Das Minderungsziel wird auf diese Weise ökonomisch flexibilisiert, um summarisch die kostengünstigsten Minderungsverfahren nutzen zu können. Der Grundgedanke der ökonomischen Flexibilisierung durchzieht das gesamte Kioto-Protokoll.

Im Anhang B wird für die einzelnen Staaten - die daher oftmals als "Annex-B-Staaten" bezeichnet werden - die jeweilige Reduktionsverpflichtung durch Festsetzung von absoluten Mengenbudgets genau spezifiziert. Gegenüber relativen

Zielsetzungen, beispielsweise den Bezug der zugelassenen Emissionsmengen auf die Einwohnerzahl oder auf das Bruttoinlandsprodukt, besteht der Vorteil zielgenauer Erfüllbarkeit. Für die EU-Staaten, die Schweiz und die meisten mittel- und osteuropäischen Staaten wird ein Minderungsziel von 8 % vereinbart. Für die USA werden 7 % als Ziel festgeschrieben, für Japan, Kanada, Polen und Ungarn jeweils 6%. Die Russische Förderation, die Ukraine und Neuseeland werden verpflichtet, ihre Treibhausgasemissionen auf konstantem Niveau zu halten, während Australien Island und Norwegen ihre Emissionen noch geringfügig steigern dürfen. Insgesamt ergibt sich ein mittleres Minderungsziel von 5,2 %. Die Minderungsziele sollen sukzessiv in weiteren fünfjährigen Verpflichtungsperioden fortgeschrieben werden. Artikel 3 des Protokolls sieht vor, dass spätestens 2005 die Diskussion über die Emissions-Reduktionsziele für die Zeit nach 2012 aufgenommen wird.

Um die Minderungsziele zu erreichen, wird primär angestrebt, den Ausstoß von Treibhausgasen aus Quellen insbesondere in den Sektoren Energie, Produktion sowie Land- und Abfallwirtschaft zu reduzieren. Als Kompromisslösung wird jedoch auch in begrenztem Umfang die Einbindung von freiem CO_2 durch Aufforstung und Wiederbewaldung in so genannte Senken zugelassen. Zur Realisierung der Minderungsziele werden wiederum flexible Instrumente bereitgestellt: Internationaler Emissionshandel, Gemeinsame Umsetzung (Joint Implementation; JI) und Umweltverträgliche Entwicklung (Clean Development Mechanism; CDM). Gegenüber starren regulatorischen oder ordnungspolitischen Maßnahmen sollen es die flexiblen Instrumente ermöglichen, das globale Emissionsminderungsziel möglichst kosteneffizient zu erreichen, da Maßnahmen zur Reduktion von Emissionen weltweit in der Reihenfolge ihrer spezifischen CO_2-Vermeidungskosten angegangen werden können. Die genaue Ausgestaltung dieser Mechanismen wurde nach vierjährigen Verhandlungen im Jahre 2001 in den Bonn-Agreements und den Marrakesh-Accords vereinbart [vgl. UBA 2002].

Der internationale Emissionshandel gemäß Artikel 17 des Kioto-Protokolls ermöglicht den Handel von Emissionsberechtigungen zwischen den Annex-B-Staaten, trägt damit allerdings nicht direkt zur Emissionsminderung bei. Emissionsberechtigungen werden aus den Minderungszielen eines Staats abgeleitet. Wenn man von der Ausgangsmenge an emittierten CO_2-Äquivalenten eines Staates im Jahre 1990 die durch den Prozentsatz der Reduktionsverpflichtung gegebene Reduktionsmenge subtrahiert, so ist der Staat berechtigt, die 5-fache verbleibende Menge an CO_2-Äquivalenten über den gesamten 5-jährigen Verpflichtungszeitraum hinweg zu emittieren. Verschiedene Annex-B-Staaten können nun standardisierte Mengeneinheiten dieses Budgets an Berechtigungen, die "Assigned Amount Units" (AAUs), gemessen in metrischen Tonnen von CO_2-Äquivalenten, untereinander handeln. Durch den Handel werden die Emissionsrechte von einem Staat auf den anderen gegen Entgelt übertragen, die Gesamtmenge an ausgegebenen Emissionsberechtigungen wird dabei nicht verändert. Wenn nun in einem Staat Maßnahmen zur Reduktion von CO_2-Emissionen bedeutend kostengünstiger durchgeführt werden können als in einem anderen, so kann dieser höhere Emissionsminderungen durchführen, als zum Erreichen seiner Minderungsziele notwendig sind, um die überschüssigen AAUs gewinnbringend an einen anderen Staat zu

verkaufen, in welchem eine gleichwertige Reduktion des CO_2 Ausstoßes mit bedeutend höheren Kosten verbunden wäre. Auf den Markt aller Annex-B-Staaten verallgemeinert ergibt sich der Gleichgewichtspreis aus Angebot und Nachfrage. Das ökonomische Prinzip, welches dem Handel mit Emissionsberechtigungen zugrunde liegt, wird "Cap-and-Trade" genannt.

Ein weiteres flexibles Instrument, dessen Anwendung die Gesamtmenge an Emissionsberechtigungen für alle Annex-B-Staaten nicht verändert, jedoch direkt zur Emissionsminderung beiträgt, ist die gemeinsame Umsetzung von Emissionsminderungsprojekten durch zwei oder auch mehrere Annex-B-Staaten. Ziel solcher JI-Projekte gemäß Artikel 6 des Kioto-Protokolls ist es, in dem Gastgeberland, in welchem das Projekt durchgeführt wird, Methoden oder Technologien zu implementieren, welche in ihrer Effizienz bezüglich der Reduktion von Treibhausgasemissionen über das Maß hinausgehen, welches in diesem Staat bislang üblich ist, also in diesem Staat in der Regel auch unwirtschaftlich ist. Das Projekt wird daher von anderen Annex-B-Staaten finanziert, in denen bereits ein so hoher Standard erreicht ist, dass eine gleichwertige Treibhausgasreduktion dort bedeutend teurer wäre. Wenn sich passende Projektpartner gefunden haben, so wird in einem "Project Design Document" (PDD) dargelegt, wie die Referenzentwicklung ("Baseline") ohne Durchführung des Projektes verlaufen würde, und wie die angestrebte Entwicklung bei Durchführung des Projekts verlaufen wird. Weiterhin ist ein Monitoring-Plan zu entwickeln, in dem dargestellt wird, wie die Emissionsminderung in der Realität nachgewiesen werden kann. Wenn durch das JI-Projekt Emissionsminderungen bezogen auf die Baseline durch einen unabhängigen, akkreditierten Verifizierer nachgewiesen werden, so wird die entsprechende Menge an AAUs des Gastgeberlands in "Emission Reduction Units" (ERUs) umgewandelt und dem Investorland gutgeschrieben. Dieses kann die erhaltenen ERUs seinen AAUs zuschlagen, um im Rahmen der nationalen Bilanz seine Treibhausgasemissionen mit Berechtigungen abzudecken. Das Grundprinzip des Handels mit Emissionsgutschriften wird als "Baseline-and-Credit" bezeichnet.

Im Unterschied zum Emissionshandel und zu JI-Projekten wird durch CDM-Projekte die Gesamtmenge der den Annex-B-Staaten verfügbaren Emissionsberechtigungen erhöht. Das "Baseline-and-Credit" Prinzip der JI Projekte wird bei CDM-Projekten in identischer Weise angewandt, jedoch haben die Gastgeberländer von CDM-Projekten keine Reduktionsverpflichtungen übernommen, gehören also nicht zu den Annex-B-Staaten. Ziel des CDM ist es, durch Investitionen nachhaltige Technologien in Entwicklungsländer zu transferieren. Die aus CDM-Projekten erhaltenen Gutschriften werden als "Certified Emissions Reductions" (CERs) bezeichnet. Eine weitere Besonderheit des CDM besteht darin, dass CDM-Projekte im Gegensatz zu JI-Projekten bereits ab dem Jahr 2000 gutschriftenwirksam umgesetzt werden können, wobei die gewonnenen ERUs bis zur Verwertung ab 2008 kumuliert werden. Da durch den Missbrauch von CDM-Projekten Klimaschutzziele unterlaufen werden könnten, werden hier besonders hohe Anforderungen an die Kontrollmechanismen gestellt. Insbesondere Senkenprojekte wie beispielsweise die Wiederaufforstung werden in diesem Zusammenhang sehr kritisch gesehen.

Voraussetzung für das Zusammenspiel der Mechanismen ist einerseits die genaue Bilanzierung der Emissionen in den nationalen Inventaren und andererseits die genaue Verbuchung des Bestands an Berechtigungen (AAUs) und gleichwertigen Gutschriften (ERUs und CERs) in den nationalen Registern. Zur Erfüllungskontrolle werden nach Artikel 18 des Kioto-Protokolls Gremien gebildet, welche in erster Linie zur kooperativen Unterstützung von Vertragsstaaten mit Umsetzungsproblemen, aber auch zur Durchsetzung von Sanktionen dienen. Kann ein Vertragsstaat sein Minderungsziel nicht einhalten, so muss dieser Staat nachträglich AAUs von anderen Annex-B-Staaten nachkaufen.

Die Kioto-Ziele stellen an die einzelnen Staaten unterschiedlich hohe Anforderungen. Für die USA, den Staat mit der weltweit höchsten Emission von Treibausgasen, ist zum Zeitpunkt der Zielfestschreibung im Jahre 1997 die de facto zu erreichenden Emissionsminderung bedeutend höher als das nominelle Ziel von 7 %, denn die Verpflichtung nach der UN-Klimarahmenkonvention hat nicht zu Annäherung an den Stand von 1990 geführt. In Bild 1.4 ist dies anhand der CO2-Emissionen, welche durch Verbrennung fossiler Rohstoffe verursacht wurden, verdeutlicht, da diese für den Treibhauseffekt am bedeutsamsten und am besten dokumentiert sind.

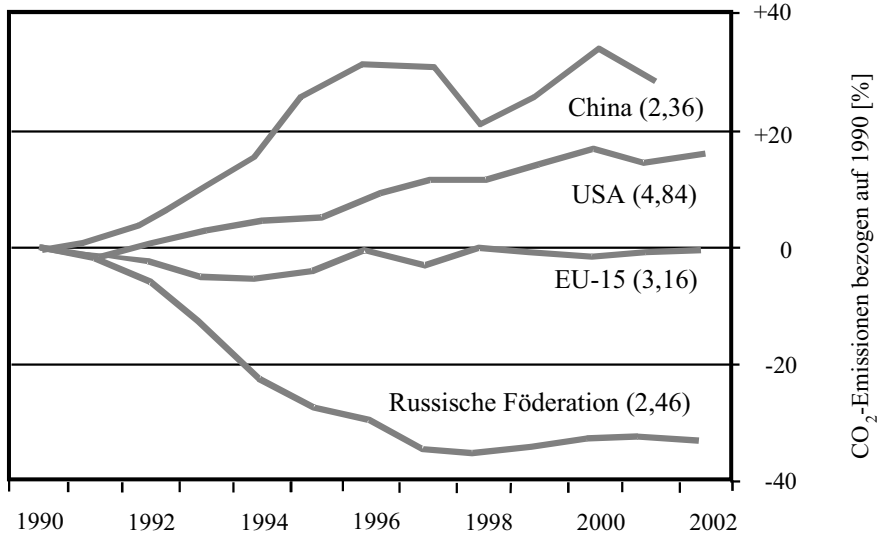


Bild 1.4: Entwicklung der CO_2-Emissionen ausgewählter Staaten bezogen auf das Basisjahr 1990, in Klammern die Ausgangswerte in $GtCO_2/a$ (nach IEA 2003)

Die CO_2-Emissionen der Russischen Förderation sind seit 1990 mit der kollabierenden Wirtschaft um mehr als 30 % zurückgegangen, so dass zum Erreichen der Kioto-Ziele wahrscheinlich keine Maßnahmen zur Emissionsminderung notwendig sein werden. Daher kann eine große Menge an Emissionsberechtigungen, so genannte "Hot-Air", verkauft werden, ohne dass Minderungsmaßnahmen durchgeführt wurden. Für die EU-Staaten ist die Kioto-Verpflichtung dank hoher

Emissionsminderungen in Deutschland und Großbritannien als realistisches Ziel einzuschätzen. In Bild 1.4 ist weiterhin die Entwicklung der CO_2-Emissionen Chinas dargestellt. China hat das Kioto-Protokoll ratifiziert, unterliegt aber als Nicht-Annex-B-Staat keiner Minderungsverpflichtung. Der zwischen 1997 und 2000 vorübergehende starke Rückgang der CO_2-Emissionen kann auf Verringerung des Kohleeinsatzes zurückgeführt werden, die Datenlage wird jedoch unterschiedlich interpretiert.

Die zur Ratifizierung des Kioto-Protokolls notwendigen Konkretisierungen sind sechs Jahre lang im Rahmen von CoP-1 bis CoP-7 intensiv und sehr kontrovers verhandelt worden. So blieb die CoP-6 im Jahre 2000 in Den Haag beispielsweise nahezu ergebnislos. Die Konflikte um eine standardisierte Definition von Klimaschutzmaßnahmen zur Vermeidung von Wettbewerbsverzerrungen verschärften sich insbesondere zwischen den EU-Staaten und der so genannten "Umbrella-Gruppe", zu deren wichtigsten Interessenvertretern die USA, Kanada, Japan und Russland gehörten. Letztere Gruppe war daran interessiert, möglichst viele individuelle Einzelmaßnahmen, so beispielsweise auch das flachere Pflügen amerikanische Farmer, aber insbesondere auch eine sehr hohe Anrechenbarkeit der Speicherfähigkeit von Senken als klimawirksam einzubringen, um die Zielerreichung zu vereinfachen. "Bäumchen pflanzen und kreative Kohlenstoff-Buchführung statt tatsächlicher Reduzierung der Verbrennung fossiler Brennstoffe" hieß es dazu seitens kritischer Pressestimmen.

Die Senken-Problematik, die Beschränkung der Umwandelbarkeit und Handelbarkeit von Gutschriften und die Beteiligung der emissionsstarken Entwicklungsländer blieben als Probleme bestehen. In Folge dieser Entwicklungen erklärte US-Präsident Bush im Frühjahr 2001, dass die USA das Kioto-Protokoll nicht ratifizieren werde. Dies wurde mit untragbaren Schäden an der US-Wirtschaft begründet. Neue Verhandlungen kämen für die USA nur dann in Frage, wenn einige im Kioto-Protokoll als Entwicklungsländer geltende Staaten mit verbindlichen Emissionszielen belegt würden, da diese mittlerweile zu den weltweit größten Emittenten und gleichzeitig zu den globalen Wettbewerbern der USA gehörten. Gemeint sind Südkorea, China und Indien, die im Jahr 2000 durch Verbrennung fossiler Rohstoffe zusammen zwar bereits 80 % des US-amerikanischen CO_2-Ausstoßes erreicht haben, aber keiner Reduktionsverpflichtung unterliegen. Ein Jahr später verkündete Präsident Bush als Alternative zu Kioto für 2012 die Selbstverpflichtung der USA auf eine relative Minderung der spezifischen CO_2-Emissionen um 18 % bezogen auf das Bruttoinlandsprodukt. Die USA strebe weiterhin an, durch bilaterale Übereinkünfte insbesondere mit Russland, Australien, China, Südkorea und Kanada ein eigenständiges Klimaschutzsystem zu initiieren.

Nach Artikel 25 des Kioto-Protokolls tritt dieses erst dann völkerrechtsverbindlich in Kraft, wenn mindestens 55 Staaten, welche in Summe mindestens 55 % der von den Industrieländern insgesamt verursachten CO2-Emissionen des Jahres 1990 abdecken, das Protokoll ratifizieren. Zu Beginn des Jahres 2004 haben zwar bereits 120 Staaten das Kioto-Protokoll ratifiziert, der abgedeckte Emissionsanteil beträgt jedoch erst 44,2%. Wie aus Tabelle 1.2 hervorgeht, ist nach dem Ausstieg der USA dazu die Ratifikation durch die Russische Förderation erforderlich. Die

Position Russlands ist zögerlich. Bei Ratifizierung erwartet Russland einen Devisenzufluss in der Größenordnung von mehreren Milliarden Euro durch den Verkauf von "Hot Air" und durch Fremdinvestitionen in die Modernisierung russischer Energie- und Industrieanlagen über JI-Projekte.

Tabelle 1.2: Anteile der größten Emittenten der an der Gesamtmenge der CO_2-Emissionen aller Annex-B-Staaten und Entwicklung der Einzelmengen (nach UNFCCC 2002)

Annex-B-Staat	USA	Russland	Japan	Deutschland	Großbritannien
Anteil 1990 [%]	36,1	17,4	8,5	7,4	4,3
Entwicklung 1990-2000 [%]	+ 14	- 35	+ 11	- 19	- 12

Die Ratifikation Russlands wird daher vielerorts als sicher angesehen und Präsident Putins Zögern als Abwarten auf verbindliche Investitionszusagen und auf die Aufnahme in die WHO gewertet.

Nach dem Ausscheren der USA gehen von der EU die entscheidende Impulse zur Belebung der Kioto-Idee aus. Um eine Vorreiterrolle zu übernehmen, macht die EU 1998 mit der Verabschiedung des "Burden-Sharing-Agreement" von Artikel 4 des Kioto-Protokolls Gebrauch. Dieser gibt einer Gruppe ("Bubble") von Annex-B-Staaten die Möglichkeit, die Summe der ursprünglichen Minderungsziele der einzelnen Staaten als gemeinsames Ziel zu definieren, und dieses dann innerhalb der Gruppe neu zu verteilen. In der EU-Bubble wurden auf diese Weise neue Vorgaben gesetzt, welche zwischen minus 28 % für Luxemburg und plus 27 % für Portugal liegen. Diese weite Spreizung wird damit begründet, dass sich die verschiedenen Staaten in unterschiedlichen Entwicklungsphasen befinden und die Potenziale zur Minderung von Treibhausgasen aus historischen, strukturellen und wirtschaftlichen Gründen stark voneinander abweichen. Die Ratifizierung des Kioto-Protokolls durch die EU-Staaten im Frühjahr 2002 macht diese Ziele völkerrechtlich verbindlich, falls das Kioto-Protokoll in Kraft tritt. Aus Bild 1.5 wird ersichtlich, dass die vereinbarte Lastenübernahme von Ländern wie Großbritannien, Frankreich, Finnland, Griechenland, Deutschland und Schweden voraussichtlich relativ unproblematisch erfüllt werden kann. Erhebliche Defizite weisen demgegenüber Länder wie Dänemark, Österreich, Spanien, Italien, Irland, die Niederlande und Belgien auf.

Das Europäische Programm zur Klimaänderung führt zur Entwicklung einer Klimaschutzstrategie, welche unter anderem vorsieht, innerhalb der EU für bestimmte Wirtschaftssektoren bereits 2005 mit dem Handel von CO_2-Emissionsberechtigungen zu beginnen. Ab 2008 soll dieses System dann kompatibel zur ersten Kioto-Verpflichtungsperiode weitergeführt werden, alle sechs Treibhausgase umfassen sowie Gutschriften aus JI- oder CDM-Projekten berücksichtigen. Als Vorteile dieser Vorgehensweise werden Kosteneinsparungen bei der Erfüllung der Kioto-Verpflichtungen angeführt, welche durch ein vorgeschaltetes "Learning-by-Doing" und einen längerfristigen Planungshorizont entstehen, so dass ein abruptes Einwirken der Minderungsziele auf die Wirtschaft verhindert wird. Darüber hin-

aus wird das Zeichen gesetzt, dass die EU die Umsetzung der Kioto-Ziele konsequent vorantreibt. Auch wenn das Kioto-Protokoll nicht in Kraft treten sollte, soll dieses EU-Emissionshandelssystem realisiert werden.

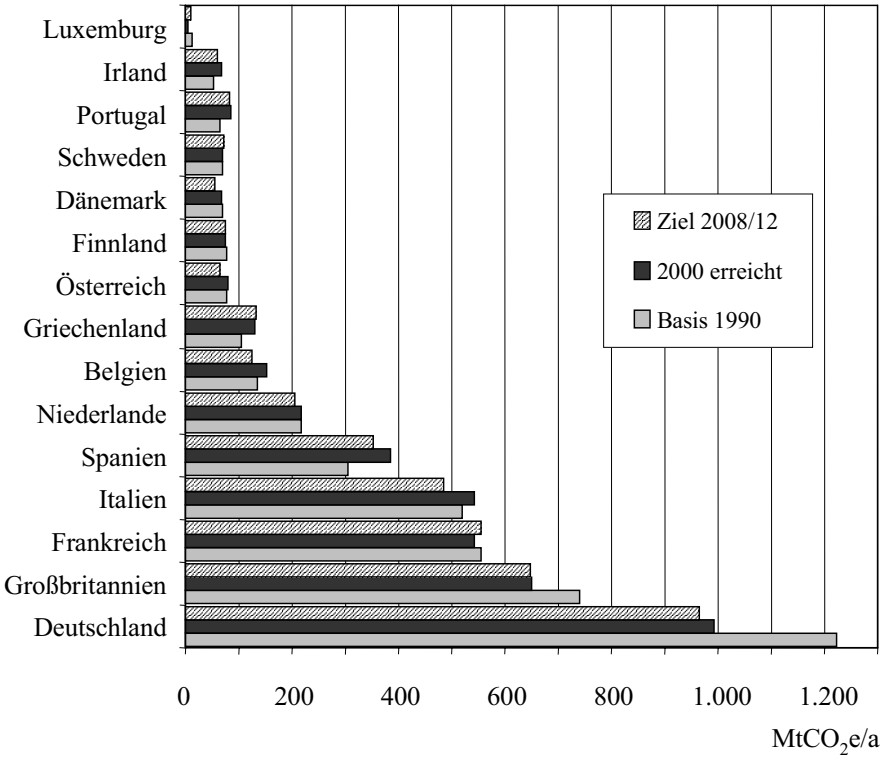


Bild 1.5: Treibhausgasemissionen der EU-Staaten im „Kioto-Basisjahr“ (1990), erreichte Minderung bis 2000 und Minderungsverpflichtungen nach EU „Burden-Sharing“ für 2008-2012 (nach EEA 2002)

Die im weiteren Verlauf zwischen den EU-Staaten ausgehandelten Modalitäten dieses EU-Emissionshandelssystems sind in der "Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates"[3] spezifiziert, welche am 25.10.2003 in Kraft trat. Das Kioto-Protokoll beschreibt den Emissionshandel auf nationalstaatlicher Ebene und gibt den Staaten freie Hand, die Reduktionsziele sowie Handels- und Projektaktivitäten auf untergeordnete Rechtsträger zu verteilen. Die Emissionshandelsrichtlinie setzt dies um, indem die Reduktionsziele verpflichtend auf die Betreiber technischer Anlagen ausgewählter Wirtschaftssektoren verteilt werden, die unter die in Tabelle 1.3 gegebenen Kriterien fallen. Die Emissionshandelsrichtlinie soll damit nahezu die Hälfte der gesamten CO_2-Emissionen der EU abdecken.

[3] weiterhin kurz "Emissionshandelsrichtlinie" genannt

Die Kriterien gemäß Tabelle 1.3 können von jedem Staat in begrenztem Umfang abgeändert werden. Als "Opt-In" wird dabei die Möglichkeit bezeichnet, die Verpflichtung ab 2008 auf andere Wirtschaftssektoren oder Treibhausgase auszuweiten. Andererseits dient das "Opt-Out" dazu, einzelne Anlagen im Zeitraum von 2005 bis 2007 vorübergehend von den Pflichten des EU-Handelssystems zu befreien. Dabei wird vorausgesetzt, dass diese Anlagen aufgrund anderweitiger Mechanismen ihre Emissionen mindestens soweit reduzieren müssen, als wenn sie weiterhin der Emissionshandelsrichtlinie unterworfen wären.

Tabelle 1.3: Kriterien für die Zugehörigkeit von Anlagen zum EU-Emissionshandelssystem (nach EU 2003 und TEHG)

Branche	Anlagenkriterien
Energie	Feuerungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von über 20 MW (ausgenommen Anlagen für die Verbrennung von gefährlichen oder Siedlungsabfällen)
	Mineralölraffinerien
	Kokereien
Eisenmetall-erzeugung und -verarbeitung	Röst-, Schmelz- und Sinteranlagen für Eisenerz (einschließlich Sulfiderz)
	Anlagen für die Herstellung oder zum Erschmelzen von Roheisen oder Stahl, einschließlich Stranggießen, mit einer Kapazität über 2,5 Tonnen pro Stunde
Mineral-verarbeitung	Anlagen zur Herstellung von Zementklinker in Drehrohröfen mit einer Produktionskapazität über 500 Tonnen pro Tag
	Anlagen zur Herstellung von Kalk oder Dolomit mit einer Produktionskapazität über 50 Tonnen pro Tag
	Anlagen zur Herstellung von Glas einschließlich Glasfasern mit einer Schmelzkapazität über 20 Tonnen pro Tag
	Anlagen zum Brennen keramischer Erzeugnisse mit einer Ofenkapazität über 4 m^3 und einer Besatzdichte über 300 kg/m^3
Zellstoff und Papier	Anlagen zur Herstellung von Zellstoff aus Holz und anderen Faserstoffen
	Anlagen zur Herstellung von Papier, Karton oder Pappe mit einer Produktionskapazität über 20 Tonnen pro Tag

Der Emissionshandel findet nun zwischen den Anlagenbetreibern nach dem gleichen Prinzip statt, welches für den internationale Emissionshandel bereits beschrieben wurde. Die Anlagenbetreiber müssen dafür sorgen, dass ihre Emissionen durch Zertifikate[4] abgedeckt sind. Diese Zertifikate beziehen sich wie die Berechtigungen und Gutschriften aus dem Kioto-Protokoll (AAUs, ERUs, CERs),

[4] in der deutschen Übersetzung der Emissionshandelsrichtlinie werden die Berechtigungen zur Emission von CO_2 als "Zertifikate" bezeichnet

auf einer Tonne CO_2e und werden auf nationalstaatlicher Bilanzebene EU-Allowances (EUAs) genannt.

Ein Unternehmen bekommt eine bestimmte Menge an Zertifikaten vom Staat zugeteilt und kann fehlende Zertifikate ankaufen oder überschüssige Zertifikate verkaufen. Da die Zertifikate prinzipiell an beliebige natürliche oder juristische Personen übertragbar sind, kann der Handel durch Intermediäre und Börsen abgewickelt werden. Entscheidend für die Positionierung der Anlagenbetreiber als Käufer oder Verkäufer ist zum einen, ob die Zuteilung von Zertifikaten durch den Staat auskömmlich ist und ob die Grenzvermeidungskosten pro Tonne CO_2e im eigenen Unternehmen geringer oder höher sind, als der Marktpreis für Zertifikate. Sind die Grenzkosten niedriger, so ist es ökonomisch sinnvoll, unabhängig von der Größe des Überschusses oder Fehlbedarfs an Zertifikaten solange in Minderungsprojekte zu investieren, bis das Gewinnpotenzial ausgeschöpft ist. Aufgrund der Volatilität der Zertifikatspreise über den Abschreibungszeitraum dieser Investitionen und der mittelfristigen Veränderlichkeit zugehöriger Betriebskosten, beispielsweise bei einer Minderung durch Brennstoffwechsel, sind jedoch je nach unternehmensspezifischer Risikoaversion zusätzliche Kosten für geeignete Absicherungsmaßnahmen zu berücksichtigen. Ab 2008 soll weiterhin für die Unternehmen die Möglichkeit bestehen, Zertifikate durch Investition in JI-Projekte zu erwerben; bereits ab 2005 sollen CERs aus CDM-Projekten als EUAs nutzbar werden. Die im jeweiligen Gastland erzeugten Emissionsgutschriften werden dem Heimatstaat des Investors gutgeschrieben und auf diese Weise als Zertifikate für das Investorunternehmen verfügbar. Die dazu erforderliche Verknüpfung zwischen dem EU-Handelssystem und den Kioto-Mechanismen wird derzeit als "Linking Directive" auf EU-Ebene [KOM 2003] erarbeitet und ist in Bild 1.6 schematisch dargestellt. JI-Projekte zwischen den EU-Staaten sind aus Gründen der Vereinfachung - nicht dargestellt.

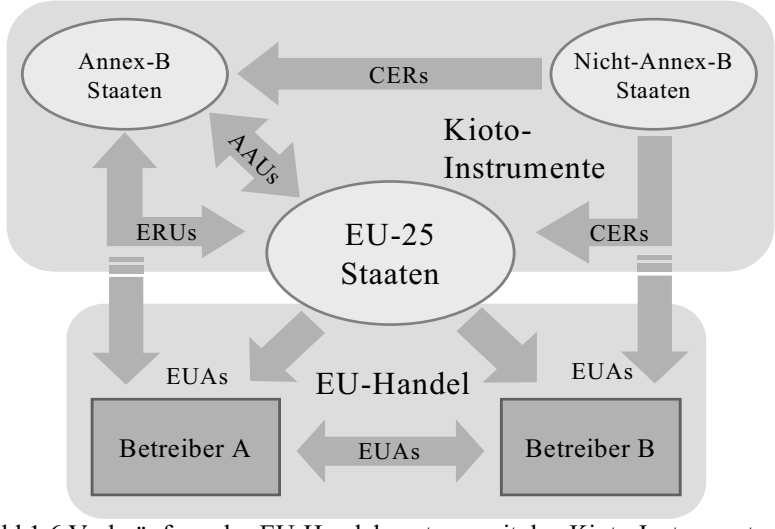


Bild 1.6 Verknüpfung des EU-Handelssystems mit den Kioto-Instrumenten

Für jede Anlage, die unter das EU-Handelssystem fällt, wird die Betriebsgenehmigung um die Befugnis zur Emission von Treibhausgasen erweitert werden. Damit ist die Pflicht verbunden, die Menge an jährlich emittierten Treibhausgasen quantitativ zu überwachen und bis zum 31. März des Folgejahres an die zuständigen nationalen Behörden zu berichten. Dabei sind standardisierte Leitlinien, die "Monitoring Guidelines" [KOM 2004] zur Ermittlung der Emissionen durch Messung oder Berechnung einzuhalten. Die Berichte werden von unabhängigen, akkreditierten Sachverständigen geprüft. Für die gemeldete Menge an Treibhausgasen müssen die Anlagenbetreiber bis zum 30. April die gleiche Menge an Zertifikaten abgeben. Sie werden von ihren Zertifikatskonten gelöscht, welche von einer nationalen Behörde geführt werden. Von den zuständigen Behörden werden wiederum jährlich bis zum 28. Februar Zertifikate für das laufende Jahr ausgegeben und auf die Konten der Anlagenbetreiber überwiesen.

Die Erfüllung der nationalstaatlichen Reduktionsverpflichtungen wird durch die Menge an Zertifikaten gesteuert, welche von den Staaten an die Anlagenbetreiber ausgegeben werden. Der Grad der Unterdeckung mit Zertifikaten bestimmt den Bedarf, somit den Zertifikatspreis und darüber wiederum die Wirtschaftlichkeit von Emissionsminderungsmaßnahmen. Die Emissionshandelsrichtlinie verpflichtet alle Mitgliedsstaaten darauf, Regeln zur Verteilung der Zertifikate - die "Nationalen Allokationspläne" (NAP) - zu erstellen. Darin wird zunächst die Gesamtmenge an auszugebenden Zertifikaten angegeben, welche im Einklang mit den Reduktionszielen des Staates stehen muss. Weiterhin wird eine anlagenscharfe Zuordnung der Zertifikate vorgenommen. Die Allokationspläne sind der EU-Kommission für die erste Handelsperiode bis zum 31.03.2004 und für die zweite Handelsperiode bis zum 30.06.2006 vorzulegen. Nachdem die Kommission die Allokationspläne notifiziert hat, werden die Zuteilungen vorgenommen. Für die erste Handelsperiode müssen mindestens 95 %, für die zweite Periode mindestens 90 % der Zertifikate kostenlos abgegeben werden. Über die von den Anlagenbetreibern eingereichten Anträge auf Zuteilung von Zertifikaten wird die jeweilige zuständige Behörde für die erste Handelsperiode bis zum 30.09.2004 und für die zweite Periode bis zum 31.12.2007 entscheiden. Das Allokationsverfahren selbst wird durch die Emissionshandelsrichtlinie nicht vorgeschrieben. Auch besteht für die Staaten die Freiheit, bereits seit 1990 erzielte Emissionsminderungen ("Early-Actions") bei der Allokation rückwirkend zu berücksichtigen und die Übertragung überzähliger Zertifikate ("Banking") von der ersten in die zweite Handelsperiode zuzulassen.

In Industrie und Wirtschaft gibt es zum EU-Emissionshandelssystem zahlreiche kritische Stimmen. Viele dieser Kritikpunkte können unter den Oberbegriff der Teilmengenbildung gefasst werden, der Schaffung künstlicher, wettbewerbswirksamer Ungleichgewichten durch Festschreibung scharfer regularische Abgrenzungen. Das Kioto-Protokoll grenzt lediglich die verpflichteten Industrieländer von den Entwicklungsländern ab, welche keine Klimaschutzlasten tragen. Damit kann aber bereits die Zuordnung bestimmter Länder zu einer Gruppe kritisch hinterfragt werden, beispielsweise warum Süd-Korea zu den Entwicklungsländern gezählt wird und ob die dortige auf Export ausgerichtete Wirtschaft davon nicht einseitig profitiert. Die Emissionshandelsrichtlinie differenziert - wenn auch

teilweise nur für die drei Jahre der ersten Handelsperiode - nun aber noch weiter: Zwischen der EU und dem Rest der Kioto-Staaten, zwischen gemeinschaftlich zur Reduktion verpflichteten Wirtschaftssektoren und Sektoren unter der Regie nationaler Minderungsinstrumente, zwischen CO_2 und anderen Treibhausgasen. Damit sind umfangreiche Konflikte vorprogrammiert.

Seitens vieler Umweltorganisationen bestehen andererseits Befürchtungen, eine durch pragmatische Kosteneffizienz geprägte Abwicklungsmentalität der Regierungen und der Unternehmen könnte die glaubwürdige Umsetzung der originären Klimaschutzziele gefährden. Genannt seien hier die mögliche Aushöhlung strenger Anforderungen an das Monitoring und die Verifizierung aufgrund untragbar hoher Kosten und die Möglichkeit, ab 2008 den Klimaschutzpflichten vornehmlich durch den Ankauf von Zertifikaten aus den "Hot-Air"-Ländern nachzukommen, ohne dass echte Reduktionen erzielt werden - sozusagen "Ablasshandel mit heißer Luft" zu betreiben.

1.3 Perspektiven für Deutschland

Auf den ersten Blick hat Deutschland vorbildliche Ergebnisse bei der Reduktion von Treibhausgasemissionen vorzuweisen. Zwischen dem Kioto-Basisjahr 1990 und dem UNFCCC-Zieljahr 2000 sanken die Emissionsmengen der sechs Kioto-Gase in Deutschland um 19%. Die Emission von Methan konnte im gesamten Bundesgebiet überproportional stark - um 45 % - gesenkt werden. Die Gründe dafür lagen jedoch nur teilweise in der Wirksamkeit umweltpolitischer Maßnahmen. Strukturelle und konjunkturelle Ursachen spielten hier eine bedeutendere Rolle, allem voran der wirtschaftliche Umbruch in den neuen Bundesländern. Dort sank der CO_2-Ausstoß nach der Wiedervereinigung um mehr als 50 % infolge von Kapazitätsstillegungen in der Produktion einerseits und energieeffizientere Ersatzinvestitionen andererseits. Die rückläufige Kohleförderung und die Verringerung der Tierbestände führten zu starken Methanreduktionen, allerdings in hohem Maße auch umweltpolitische Maßnahmen, insbesondere im Bereich der Abfallwirtschaft. Trotz hervorragender summarischer Ergebnisse ist es aber der signifikante Anteil an interner "Hot Air", welcher es erschwert, von einer besonderen Vorreiterrolle deutscher Klimaschutzpolitik zu sprechen. Bei Fortschreibung des Trends der letzten Jahre ist es nahezu auszuschließen, dass die 1995 von der damaligen Bundesregierung im Rahmen der CoP-1 in Berlin abgegebene Selbstverpflichtungserklärung zur Reduktion der CO_2-Emissionen um 25 % bis 2005 bezogen auf 1990 eingehalten werden kann. Die im Rahmen des Burden-Sharing der EU übernommene Reduktionsverpflichtung von 21 %, die Reduktion des Treibhausgasausstoßes von 1.218 auf 962 $MtCO_2e/a$ im Mittel der Jahre 2008-2012 ist jedoch realistisch umsetzbar. Zu bedenken ist allerdings, dass die erzielten Reduktionen zwischen 1990 und 1995 mehr als doppelt so groß waren wie diejenigen zwischen 1995 und 2000 und dass eine deutliche Tendenz zur Stagnation besteht [DIW 2003]. Weiterhin lässt die im Energie- und Industriesektor durch Investitionen in effiziente Kraftwerks- und Feuerungstechnik bereits erzielte Reduktion der CO_2-Emissionen zwar auf ein hohes Potenzial an Early-Actions aber andererseits auf vergleichsweise wenig Potenzial an weiteren wirtschaftlich

realisierbaren Minderungen in diesem Sektor schließen. Ein weiterer Maßstab für den Erfolg deutscher Klimaschutzpolitik ist die im November 2000 mit der Bundesregierung geschlossene Selbstverpflichtungserklärung der deutschen Wirtschaft. Als Reduktionsziel ist die Minderung der CO_2-Emissionen durch die unterzeichnenden Wirtschaftsverbände um 45 $MtCO_2$ /a für 2010 bezogen auf 1998 vorgesehen. Insgesamt kann gefolgert werden, dass auch in Deutschland für das Erreichen der Kioto-Ziele und der Selbstverpflichtungsziele der Industrie noch ernsthafte Anstrengungen erforderlich sind.

Im Durchschnitt der Jahre 2000-2002 verteilten sich die CO_2-Emissionen in Deutschland zu 43 % auf die Energiewirtschaft, zu 16 % auf die Industrie, zu 21 % auf Haushalte und Gewerbe und zu 20 % auf den Verkehrssektor. In fast allen Sektoren wurden die Emissionen zwischen 1990 und dem Durchschnitt 2000-2002 um mehr als 17 % reduziert, lediglich im Verkehrssektor ist ein Anstieg um mehr als 16 Mt CO_2 zu verzeichnen, dies entspricht einer Steigerung um 10 % und einer Erhöhung des Anteils an den Gesamtemissionen um 5 Prozentpunkte. Allerdings ist seit 1999 im Verkehrssektor ein kontinuierlicher Rückgang wahrnehmbar. In Bild 1.7 wird das beschriebene Emissionsinventar zum EU-Minderungsziel ins Verhältnis gesetzt.

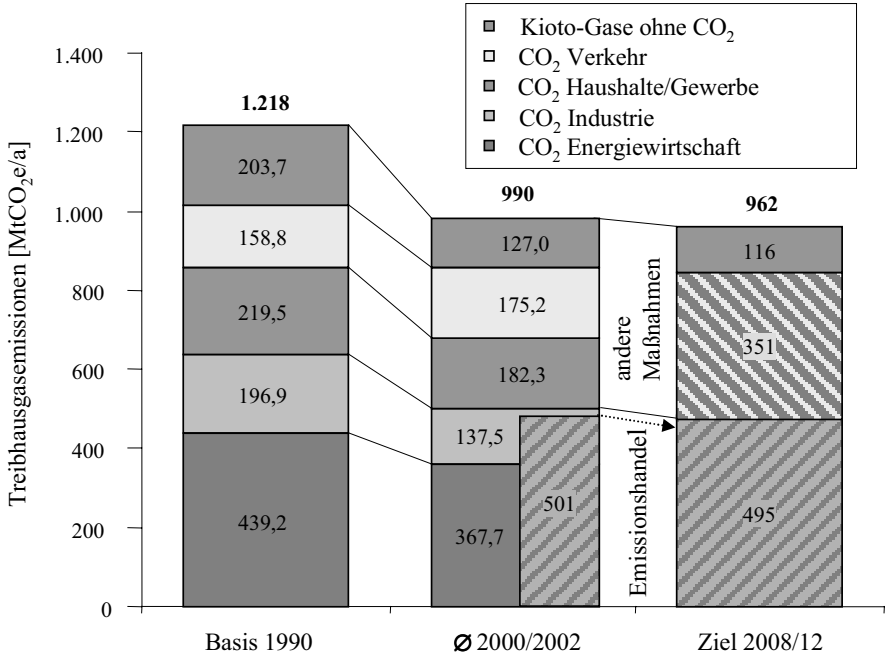


Bild 1.7: Zusammensetzung der Treibhausgasemissionen in Deutschland für 1990 und den Durchschnitt der Jahre 2000-2002 sowie Zielsetzung für den EU-Emissionshandel (nach: UBA 2004)

In allen Wirtschaftssektoren müssen geeignete Maßnahmen getroffen werden, um das EU-Minderungsziel in Summe zu erreichen. Das Instrument des Emissionshandels deckt dabei nur den Teil des Energie- und Industriesektors ab, welcher unter die Kriterien der Emissionshandelsrichtlinie fällt (vgl. Tab. 1.3), und daher im folgenden "Emissionshandelssektor" genannt wird. Nach einer Ende 2003 durchgeführten freiwilligen Datenerfassung des BMU umfasst der Emissionshandelssektor ca. 2.400 Anlagen, die im Erhebungszeitraum von 2000 bis 2002 im Mittel 501 Mt CO_2 jährlich ausgestoßen haben. Der vom Emissionshandelssektor zu erbringenden Anteil am gesamten nationalen Minderungsziel wird nicht in der Emissionshandelsrichtlinie, sondern auf nationaler Ebene festgelegt. Aus dieser Festlegung, die im Gesetz über den Nationalen Allokationsplan (NAP) getroffen wird, resultiert die Gesamtmenge an Zertifikaten, welche auf alle Anlagen des Emissionshandelssektors verteilt werden kann, wobei eine ausreichende Reserve für neu hinzukommende Anlagen vorgehalten werden muss. In Anhang III der Emissionshandelsrichtlinie wird für die Gesamtmenge lediglich gefordert, dass diese nicht höher als der anzunehmende Bedarf sein darf, mit dem Minderungspotenzial vereinbar sein muss und den Anteil des Emissionshandelssektors an den Gesamtemissionen angemessen zu berücksichtigen hat. Die Differenz zwischen der Gesamtmenge an ausgegebenen Zertifikaten und den im Emissionshandelssektor insgesamt anfallenden Treibhausgasemissionen wird die volkswirtschaftlichen Kosten des Emissionshandels entscheidend prägen. Im NAP findet daher die spezifisch deutsche Ausgestaltung des Emissionshandels statt.

Das Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) [Deutscher Bundestag 2004a] [Deutscher Bundestag 2004c] hingegen, welches zusammen mit dem Gesetz zum NAP (Zuteilungsgesetz ZuG 2007 [Deutscher Bundestag 2004b]) die gesetzliche Grundlage zur Abwicklung des Emissionshandels ab 2005 darstellt, überführt hauptsächlich die Inhalte der Emissionshandelrichtlinie in deutsches Recht und konkretisiert die nationale Umsetzung einzelner Bestimmungen, welche im folgenden kurz gestreift werden. Die Anforderungen an die Erteilung einer Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen wird nach derzeitigem Stand der Gesetzgebung (s.o.) mit dem bestehenden Immissionsschutzrecht verknüpft, es wird also keine gesonderten Anforderungen an eine Emissionsgenehmigung für Treibhausgase geben. Zur Konkretisierung des Geltungsbereichs der EU-Richtlinie auf Anlagenebene wird die genehmigungsrechtliche Klassifikation der Anlagen nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz (4. BImSchV) herangezogen.

Die behördliche Zuständigkeit wurde auf Landes- und Bundesebene verteilt: Die Landesbehörden sind zuständig für die Bilanzierung der Treibhausgasemissionen, d.h. für die Genehmigung und das Monitoring, während die neu geschaffene Deutsche Emissionshandelsstelle (DeHSt) im Umweltbundesamt für die Bilanzierung der Emissionsberechtigungen zuständig ist. Die DeHSt führt das Emissionshandelsregister, welches aus den Zertifikatskonten alle Handelsteilnehmer besteht. Hier wird für alle umlaufenden Zertifikate die Ausgabe, die Übertragung auf andere Besitzer und die Löschung dokumentiert. Im TEHG werden Emissionszertifikate als Waren, nicht als Wertpapiere eingestuft. Zum Handel mit Zertifikaten wird also keine Lizenz nach dem Kreditwesengesetz benötigt und der Handel

unterliegt nicht der Kontrolle durch die Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht.

Da das TEHG bedeutend geringere Ausgestaltungsmöglichkeiten besitzt, entwickelten sich im Vergleich zum NAP weniger Ansatzpunkte für eine kontroverse politische Diskussion der Inhalte. Der NAP [UBA 2004] besteht aus dem Makroplan, welcher das Emissionsbudget für den Emissionshandelssektor festlegt, und dem Mikroplan, welcher die Verteilung des im Makroplan festgelegten Emissionsbudgets auf die einzelnen Anlagen des Emissionshandelssektor beschreibt. Auf dem Weg zum Gesamtziel von 962 $MtCO_2e/a$ für die zweite Handelsperiode wird im Rahmen des Makroplans zunächst ein Zwischenziel von 982 $MtCO_2e/a$ für die erste Handelsperiode definiert. Da in der ersten Handelsperiode nur der Ausstoß von CO_2 unter die Emissionshandelsrichtlinie fällt, muss die für 2005-2007 prognostizierte Menge der anderen emittierten Treibhausgase davon subtrahiert werden. Das resultierende Cap für die Emission von CO_2 von 859 $MtCO_2/a$ wird anschließend zwischen dem Emissionshandelssektor und den restlichen Sektoren aufgeteilt. Auf den Emissionshandelssektor entfällt nach der im NAP getroffenen Regelung ein Emissionsbudget von 499 $MtCO_2/a$ für die erste Handelsperiode. Für die zweite Handelsperiode ist das Budget für Energie und Industrie zu insgesamt 495 $MtCO_2/a$ festgelegt, welches de facto fast vollständig auf den Emissionshandelssektor entfallen wird. Die Budgetierung sollte sich ursprünglich zwar an der Selbstverpflichtungserklärung der deutschen Wirtschaft und an der Vereinbarung über den Atomausstieg orientieren, repräsentiert aber in erste Linie einen Kompromiss zwischen den Interessen der betroffenen Branchen und dem BMWA einerseits sowie dem BMU andererseits. Für die nicht vom Emissionshandel betroffenen Anlagen im Energie- und Industriesektor und die anderen Sektoren werden im Makroplan zusätzliche politische Maßnahmen zur Minderung der Emissionen aufgeführt. Dazu gehören unter anderem die ökologische Steuerreform, die Förderung von Bio-Kraftstoffen, die LKW-Maut sowie Förderprogramme zur Gebäudesanierung und Wohnraummodernisierung.

Die Auswahl eines geeigneten Verfahrens zur Verteilung dieses Budgets auf die Anlagen stellt eine anspruchsvolle Aufgabe im Rahmen der Erstellung des Mikroplans dar. Einerseits ist die wirtschaftliche Vertretbarkeit und Gleichbehandlung aller Anlagenbetreiber gefordert, andererseits Praktikabilität und EU-weite Kompatibilität. Unter mehreren geeigneten Verfahrensprinzipien kamen hier insbesondere das "Grandfathering" und das "Benchmarking" in Betracht. Beim Grandfathering orientiert sich die Vergabe von Zertifikaten an bestehenden historischen Emissionen, unbetrachtet der spezifischen Emissionsintensität der Anlage - so wie ein Großvater seine Enkel gleich behandelt, unabhängig von deren spezifischen Leistungen. Beim Benchmarking wird eine Anlage an einem produktbezogenen Richtwert in Tonnen CO_2 pro Produkteinheit gemessen. Zwei Anlagen, in denen vergleichbare Produkte in gleicher Menge hergestellt werden, erhalten beim Benchmarking zwar die gleiche Menge an Zertifikaten, allerdings entsteht für den Betreiber der Anlage, aus welcher bei Herstellung der gleichen Produktmenge weniger CO_2 emittiert wird, ein wirtschaftlicher Vorteil. Der gewählte Ansatz zur Allokation basiert für die erste Handelsperiode zunächst auf dem Grandfathering, wodurch zunächst der Bestandschutz und eine leichtere administrative Umsetz-

barkeit gewährleistet wird. Auf Anlagen, die ab 2005 neu errichtet werden ("Newcomer"), wird das Benchmarking-Verfahren angewandt. Im Falle von Ersatzinvestitionen infolge einer Anlagenstillegungen können jedoch wahlweise auch die den stillgelegten Anlagen zugeteilten Zertifikate für die Dauer von vier Jahren auf die Neuanlagen übertragen werden.

Jeder Bestandsanlage wird nach dem Grandfathering-Verfahren die Menge an Zertifikaten zugeteilt, welche einen vorgegebenen Anteil der in einem Basisjahr angefallenen CO_2-Emissionen abdeckt. Dieser Anteil wird so gewählt, dass über alle Anlagen gesehen der Makroplan erfüllt wird. Der entsprechende Proportionalitätsfaktor wird daher "Erfüllungsfaktor" genannt. In der ersten Handelsperiode hat dieser den Wert 0,9709, so dass die zugeteilte Zertifikatsmenge 97,09 % der Basisjahremissionen beträgt. Als Basisjahr ist das Kioto-Basisjahr 1990 für Deutschland aufgrund der strukturellen Umbrüche im Rahmen der Wiedervereinigung und der unsicheren Datenverfügbarkeit ungeeignet, daher wurde als Basiszeitraum für die Bestimmung der zuzuteilenden Zertifikatsmenge der Durchschnitt der Jahre 2000-2002 gewählt. Da aber zwischen diesem Basiszeitraum und dem Kioto-Basisjahr umfangreiche Maßnahmen zur Emissionsminderung durchgeführt wurden, können diese bei der Zuteilung nach dem Grandfathering-Ansatz als Early-Actions geltend gemacht werden. Anlagen, an denen in einem gegebenen Mindestumfang Early-Actions durchgeführt wurden, erhalten daher zunächst den Erfüllungsfaktor 1. Neben den Early-Actions werden aus Gerechtigkeitsgründen noch weitere Sonderegeln angewandt. Emissionen, welche prozessbedingt anfallen, beispielsweise durch den Einsatz von Hochofenkoks als Reduktionsmittel oder durch das Brennen von Kalk, werden ebenfalls mit dem Erfüllungsfaktor 1 bewertet. Die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) in Heizkraftwerken wird mit einem Bonus zur Kompensation von Wettbewerbsnachteilen versehen. Diese Anlagen führen durch effiziente Brennstoffausnutzung zur Einsparung von CO_2 gegenüber einer getrennten Strom- und Wärmeproduktion, emittieren aber mehr CO_2 als zur alleinigen Stromerzeugung nötig wäre. Da die dezentrale Wärmeerzeugung in Kleinfeuerungsanlagen allerdings nicht in den Emissionshandelssektor fällt, würden Wettbewerbsnachteile entstehen. Ein Ansparen von Zertifikaten (Banking) in der ersten Handelsperiode zur Verwendung in der zweiten EU-Handelsperiode wird nicht zugelassen, da die Zielerreichung in der Kioto-Verpflichtungsperiode erschwert würde.

Die Erstellung des NAP ist erwartungsgemäß von starken Interessenkonflikten geprägt. Vertreter der Energiewirtschaft und der Industrie befürchteten signifikante Wettbewerbsnachteile für den Standort Deutschland, wenn gegenüber anderen Staaten die nationalen Minderungsziele überproportional stark auf den Emissionshandelssektor verteilt und bereits für die erste Handelsperiode Zwischenziele verfolgt würden. Darüber hinaus ergeben sich die teilweise konträren Forderungen der betroffenen Verbände und Unternehmen aus der Historie und ihrer spezifischen technisch-wirtschaftlichen Ausrichtung: Kommunale Versorgungsunternehmen fordern die Begünstigung der KWK. Unternehmen, welche in großem Umfang in den neuen Bundesländern investiert haben, wünschen eine starke Berücksichtigung der Early-Actions. Energieversorger mit großem Anteil an Kernkraftanlagen fordern höhere Reserven für den Atomausstieg, während solche mit

großem Anteil an Kohlekraftwerken Benchmarks für Newcomer-Anlagen zur Stromerzeugung ablehnen, welche auf GuD[5]-Kraftwerksprozessen basieren, um einem einseitigen Ausbau der Gasverstromung entgegenzuwirken.

In der Diskussion über die wirtschaftlichen Auswirkungen des Emissionshandels in Deutschland ist stets der zu erwartende Marktpreis für Emissionszertifikate von zentralem Interesse. Die EU-weite Nachfrage an Zertifikaten wird in der ersten Handelsphase zunächst durch die Differenz zwischen der Menge an kostenfrei ausgegebenen Zertifikaten und der tatsächlich emittierten Menge an CO_2 gegeben. Die Preise bilden sich dann theoretisch aus den Grenzvermeidungskosten für CO_2, welche mit der nachgefragten Menge verbunden sind. In der zweiten Handelsphase werden die Kosten für JI und CDM-Projekte in die Preisbildung eingehen und gegebenenfalls könnten neue Handelspartner - beispielsweise Russland - maßgeblichen Einfluss auf die Preisbildung ausüben. Die Strategien der Käufer und Verkäufer, sowie die Vollkommenheit und Liquidität des Marktes werden eine große Rolle für die Preisbildung spielen. Im EU-Grünbuch [KOM 2000] wird mit Hilfe des Simulationsmodells PRIMES für den EU-Handel ein Zertifikatspreis von 33 €/tCO_2e bestimmt und es werden weitere makroökonomische Studien zitiert, welche für den Handel zwischen allen Annex-B-Ländern Preise im Bereich von 5-58 €/tCO_2e vorhersagen. Der größte Teil der Experten prognostiziert heute Zertifikatspreise im Bereich von 5-20 €/tCO_2e. Die breite Streuung der Preiserwartungen spiegelt die große Unsicherheit bezüglich der oben genannten Preisbildungsfaktoren: Verknappung an Zertifikaten, Kosten und Mengen der Minderungsoptionen sowie die Rolle von Hot-Air und JI/CDM. Als Preisindikatoren werden daher oftmals die bereits im Vorfeld des EU-Handelssystems und der Kioto-Verpflichtungsperiode ermittelten Kurse im Handel mit Forwards, die erzielten Preise nationaler oder konzernweiter Handelssysteme sowie die Ergebnisse unternehmensvorbereitender Handelssimulationen herangezogen. Die Senter-Agentur des niederländischen Wirtschaftsministeriums kaufte bereits Gutschriften für künftige CDM und JI-Projekte auf, da die niederländische Regierung plant, bis zu 50 % ihrer Reduktionsverpflichtung mittels JI/CDM zu erbringen. Die bisher erzielten Preise für derartige Forwards lagen zwischen 2,50 und 6,60 €/tCO_2e. Der Prototype Carbon Fund (PCF) der Weltbank beziffert in seinem Bericht für das Jahr 2003 [PCF 2003] das weltweit gehandelte Marktvolumen von Forwards auf Gutschriften aus Minderungsprojekten auf ca. 70 MtCO_2e, verteilt auf Laufzeiten meist bis 2012. Für Kioto-kompatible Gutschriften, bei denen der Verkäufer das Risiko der Anerkennung trägt, wurde dabei ein mittlerer Preis von 4,88 €/tCO_2e erzielt. Niederländische und japanische Organisationen sowie der PCF selbst stellen 80 % der Käufer. Im Frühjahr 2004 lagen nach Angaben acht führender europäischer Broker der Preis für 2005er Forwards auf EUAs bei 7-13 €/tCO_2e. Die BP-Gruppe führte zwischen 1998 und 2001 konzernweit ein Testprojekt zum Emissionshandel durch, dies lieferte einen mittleren Preis von 7,66 US$/t$CO_2$e bei einem Handelsvolumen von 2,7 MtCO_2e für das Jahr 2000. Da die Zertifikatspreise in die Grenzkosten der Stromerzeugung eingehen, ist als primäre Folge des Emissionshandels mit der Erhöhung der Strompreise zu rechnen, wobei Erhöhun-

[5] kombinierte Nutzung von Gas- und Dampfturbinen zur Effizienzsteigerung

gen im Bereich um 20 % innerhalb der Toleranzgrenzen zahlreicher Studien liegen. Als Sekundärfolge wird ein Preisanstieg für Erdgas im Bereich von 5-20 % prognostiziert. Die Folgekostenkette des Emissionshandels wird nun durch die Preissteigerungen für Strom, Gas und energieintensive Grundstoffe angestoßen und über verschiedene Pfade in unterschiedlicher Ausprägung weitergegeben. Ob und in welcher Ausprägung dabei Wettbewerbsnachteile für einzelne Unternehmen oder Standortnachteile für ganze Branchen entstehen, hängt davon ab, in welcher Weise konkurrierende Anbieter in ihrer gesamten "Supply-Chain" von global unterschiedlichen Klimaschutzkosten betroffen sind.

Für das einzelne Unternehmen ergeben sich prinzipiell drei Möglichkeiten, um einer Unterdeckung an Zertifikaten entgegenzuwirken: Die Beschaffung von Zertifikaten zum Marktpreis, der Erwerb von Gutschriften durch Investition in CDM- oder JI-Projekte oder die Reduktion eigener CO_2-Emissionen durch technische Maßnahmen. In Deutschland sind hier insbesondere die kostengünstigeren Optionen des Brennstoffwechsels, der Zufeuerung von Biomassen und Sekundärbrennstoffen und der Effizienzsteigerung durch Umbaumaßnahmen an Kraftwerks- und Feuerungsanlagen und Wärmeauskopplung interessant, deren Kosten unterhalb von 20 €/(tCO_2e/a) liegen können.

Mit dem Emissionshandel ergeben sich ab 2005 für die teilnehmenden deutschen Unternehmen zahlreiche neue Aufgaben, für welche neue Zuständigkeiten und Arbeitsabläufe zu implementieren sind. Im operativen Bereich müssen beispielsweise die Erfüllung der Berichtspflichten nach TEHG oder die Abwicklung und Bilanzierung von Handelsgeschäften organisiert werden. Im strategischen Bereich müssen eigene Minderungspotenziale analysiert und die Investitionsmöglichkeiten in JI-/CDM-Projekte bewertet werden. Das resultierende Maßnahmenportfolio für das CO_2-Management weist nun Positionen mit unterschiedlichen Minderungskosten aber auch unterschiedlichen Markt- und Projektrisiken auf. Mit Methoden des Risikomanagements kann nun gegebenenfalls unter Nutzung von Finanzderivaten eine Strategie für den Kauf oder den Verkauf von Zertifikaten am Markt entwickelt werden. Entscheidend für diesen Prozess ist die unternehmerische Risikobereitschaft, welche von der konservativen Absicherung bis zu gewinnorientiertem Handel mit spekulativen offenen Positionen reichen kann. Aus der unterjährigen Beobachtung der CO_2-Emissionen im Unternehmen und der Prognose der weiteren Produktionsintensität können dann An- oder Verkaufsziele bestimmt werden.

Zur Implementierung der Emissionshandelstrategie in die unternehmenseigene Ablauforganisation können in der Regel bestehende Funktionen in den beteiligten Bereichen wie Betrieb, technische Planung, Einkauf, Rechnungswesen, Controlling und IT um einzelne Aufgaben des Emissionshandels erweitert und gegebenenfalls strukturell angepasst werden. Wichtig ist dabei die eindeutige Klärung der Frage, wer die Zertifikate als neuen, immateriellen Unternehmenswert direkt verantwortet. Je nach Größe und Art des Kerngeschäfts eröffnen sich für einige Unternehmen Möglichkeiten zum Outsourcing der Datenerhebungs- und Berichtsaufgaben oder des Managements der Zertifikate an geeignete Dienstleister. Anderseits ist es auch vorstellbar, durch gezielten Aufbau von Know-how im

Emissionshandel neuartigen Geschäftsaktivitäten zu entwickeln. Hier erscheint insbesondere die Projektentwicklung im Bereich des JI und CDM interessant.

1.4 Ausblick

Der Emissionshandel stellt sich in seiner Einführungsphase als komplexes System mit vielen Unwägbarkeiten und Unstimmigkeiten dar, welches auf wissenschaftlicher, politischer, volks- und betriebswirtschaftlicher, juristischer und technischer Ebene umfangreiche Kontroversen auslöst. Die Theorie zur Einführung flexibler ökonomischer Instrumente, um Klimaschutzziele punktgenau und ökonomisch effizient zu erreichen, ist zwar einfach und einleuchtend, eine nutzbringende Durchführung in der Praxis erscheint jedoch derzeit im Detail sehr kompliziert und mit vielen Problemen verbunden zu sein. Zur Lösung dieser Probleme ist seitens aller beteiligten Akteure kreativer Gestaltungswille, aktive Kompromissbereitschaft und vernünftige Weitsicht erforderlich. Die Einführung des Emissionshandels stellt so einen symptomatischen Prozess im Kontext der Aufgaben dar, welche durch den beginnenden Wandel der Industriegesellschaften entstehen.

Wenn man die Klimaszenarien des IPCC als wahrscheinlich voraussetzt, so können der EU-Handel und - bei Ratifikation - das Kioto-Protokoll lediglich als erster Schritt angesehen werden, um dem Klimawandel zu begegnen. Längerfristig besteht die Herausforderung der globalen Klimaschutzpolitik darin, weitere weltweit verbindliche Emissionsziele für die Zeit nach 2012 zu vereinbaren und dabei mehr Länder verpflichtend einzubeziehen. Zur Formulierung dieser Emissionsziele muss der Begriff der "gefährlichen Klimaänderung" - deren Vermeidung ja derzeit letztendlich das Klimaschutzziel darstellt - mittels quantifizierbarer Größen konkretisiert werden. Der "Wissenschaftliche Beirat Globale Umweltänderungen" [WBGU 2003] der Bundesregierung hat dazu bereits empfohlen, eine mittlere globale Erwärmung von 2° C als tolerabel in die UN-Klimarahmenkonvention aufzunehmen. Nach WBGU ist die Stabilisierung der atmosphärischen CO_2-Konzentration bei 450 ppm erforderlich, um dieses Ziel zu erreichen. Daraus wird die Folgerung gezogen, alle Industrieländer müssen bis 2020 ihre Treibhausgasemissionen um mindestens 20 % gegenüber 1990 reduzieren. Die Koalitionsvereinbarung der deutschen Regierungsparteien von 2002 sieht vor, auf EU-Ebene als nächstes gemeinsames Minderungsziel eine Reduktion um 30 % für 2020 gegenüber 1990 anzustreben und dabei für Deutschland einen Beitrag von minus 40 % anzubieten. Das "Energy White Book" der britischen Regierung diskutiert bereits Wege für eine EU-weite Reduktion der Treibhausgase um 60 % bis 2050. Von vielen Seiten, der Klimaforschung, der NGOs und der Enquête-Kommission "Nachhaltige Energieversorgung" des Deutschen Bundestages sowie von der französischen Regierung wird eine Reduktion um 80 % bis 2050 für die Industrieländern als zielführende Klimaschutzvorgabe angesehen. Der Weg dahin ist durch schrittweise Ersetzung des industriellen Verbrauchs fossiler Ressourcen durch Nutzung regenerativer Energie- und Rohstoffquellen im Rahmen von "Zero-Emission"-Kreislaufwirtschaftssystemen gekennzeichnet.

Für die Festlegung und Realisierung künftiger Verpflichtungsziele spielen nach Ansicht des Autors neben den weiteren erforderlichen wissenschaftlichen Er-

kenntnissen zum Klimawandel erste Erfahrungen zur praktischen Funktionsfähigkeit und Effektivität internationaler Klimaschutz-Mechanismen eine wichtige Rolle. Der Beginn des EU-weiten Emissionshandels ist ein bedeutender Schritt in diese Richtung.

1.5 Literatur

Cubasch, U., Kasang, D.: Anthropogener Klimawandel. Klett-Perthes Verlag, Gotha, 2000

BMU Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Nationaler Allokationsplan für die Bundesrepublik Deutschland. Berlin, 31.03. 2004 (siehe: http://www.bmu.de/files/nap_kabinettsbeschluss.pdf)

Deutscher Bundestag: Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen, Beschlussempfehlung des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Drucksache 15/2681, Berlin, 10.03.2004 (a)

Deutscher Bundestag: Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2007-2007, Beschlussempfehlung des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit. Drucksache 15/3224, Berlin, 26.05.2004 (b)

Deutscher Bundestag: Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 2003/87/EG, Beschlussempfehlung des Vermittlungsausschusses. Drucksache 15/3250, Berlin, 28.05.2004 (c)

EEA European Environment Agency: Greenhouse Gas Emission Trends in Europe. 1990-2000, Copenhagen, 2002 siehe: http://reports.eea.eu.int/topic_report_2002_7/)

EU: Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates. Amtsblatt der Europäischen Union Nr. L 275, 2003 (siehe: http://europa.eu.int/comm/environment/climat/emission.htm)

IEA International Energy Agency: International Emission Trading - From Concept to Reality. OECD Publication Service, Paris, 2001 (siehe: http://spider.iea.org/public/freepdfs/2001/studies/trading2001.pdf)

IEA International Energy Agency: CO_2 Emissions from Fuel Combustion 1971/2001. OECD Publication Service, Paris, 2003

IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change: Scientific Assessment of Climate Change – Report of Working Group I. Cambridge University Press, UK. pp 365, 1990

IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change: Emissions Scenarios: A Special Report of Working Group III. Cambridge University Press, 2000

IPCC Intergovernmental Panel on Climate Change: Climate Change 2001: The Scientific Basis. Contribution of Working Group I to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge University Press Cambridge University Press, 2001 (siehe: http://www.ipcc.ch/pub/online.htm)

Kondratyev, K.Y; Moskalenko, N.Y. in Houghton, J.T.: The Global Climate. Cambridge Universitiy Press, 1984

KOM Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Grünbuch zum Handel mit Treibhausgasemissionen in der Europäischen Union. Brüssel, 2000 (siehe: http://europa.eu.int/eur-lex/de/com/gpr/2000/com2000_0087de01.pdf)

KOM Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft im Sinne der projektbezogenen Mechanismen des Kyoto-Protokolls. Brüssel, 2003 (siehe: http://europa.eu.int/eurlex/de/com/pdf/2003/com2003_0403de01.pdf)

KOM Kommission der Europäischen Gemeinschaften: Entscheidung der Kommission zur Festlegung von Leitlinien zur Überwachung und Berichterstattung betreffend Treibhausgasemissionen gemäß der Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates. Brüssel, 2004 (siehe: http://europa.eu.int/comm/environment/climat/pdf/c2004_130_de.pdf)

Lindzen, Richard S.: The Press gets it wrong - Our Report doesn't support the Kyoto Treaty. Wall Street Journal, 11. 06. 2001

PCF Prototype Carbon Fund: State and Trends of the Carbon Market 2003. Washington DC, 2003 (siehe: http://carbonfinance.org/docs/StateandTrendsofCarbonMarket2003.pdf)

UBA Umweltbundesamt: Über Protokolle, Vereinbarungen und Akkorde - die wesentlichen Ergebnisse aus dem Kyoto-Protokoll, den Bonn Agreements und den Marrakesh-Accords. Berlin, 2002 (siehe: http://www.umweltdaten.de/klimaschutz/uba_kyoto2002.pdf)

UN United Nations: Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen, 1992 (siehe: http://unfccc.int/resource/convkp/convger.pdf)

UNFCCC Sekretariat der Klimarahmenkonvention: Das Protokoll von Kioto zum Rahmenübereinkommen der Vereinten Nationen über Klimaänderungen, Kioto (Bonn), 1997 (siehe: http://unfccc.int/resource/convkp/kpger.pdf)

UNFCCC Subsidiary Body for scientific and technical Advice: Report on national Greenhouse Gas Inventory Data from Annex I Parties for 1990 to 2000. FCCC/SB/2002/INF.2, New Delhi, 2002

WBGU Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen: Über Kioto hinaus denken – Klimaschutzstrategien für das 21. Jahrhundert. Sondergutachten, Berlin, 2003 (siehe: http://www.wbgu.de/wbgu_sn2003.html)

Ziesing, H.-J.: CO2-Emissionen in Deutschland im Jahre 2003: Witterungsbedingt leichte Steigerung. Wochenbericht des DIW Berlin Nr. 10/04, Berlin, 2004 (siehe: http://www.diw.de/deutsch/produkte/publikationen/wochenberichte/docs/04-10-2.html)

2 Klimavariabilität

Manfred A. Lange[1]

2.1 Einleitung

In diesem Kapitel soll es um eine kurze Darstellung des Klimasystems der Erde und seiner Veränderlichkeit in Raum und Zeit gehen. Neben einer mehr phänomenologischen Beschreibung der Sachverhalte werden auch einige wenige Grundlagen und Ergebnisse der numerischen Klimamodellierung vorgestellt.

Bevor wir uns jedoch dieser Thematik zuwenden, sollen eine Reihe von Definitionen eingeführt werden, die zum Verständnis des Folgenden unerlässlich sind. Dabei muss schon jetzt gesagt werden, dass es hinsichtlich der Definition des Begriffes „Klima“ und „Klimavariabilität“ eine Fülle von Deutungs- und Definitionsansätze gibt.

2.1.1 Definitionen und Begriffe

Uns allen am geläufigsten ist der Begriff des **Wetters**. Unter Wetter versteht man die augenblicklichen atmosphärischen Bedingungen an einem Ort, die am ehesten mit den gängigen Messgrößen Temperatur, Luftdruck, Luftfeuchtigkeit und Niederschlag verbunden werden. Wenn wir von Wetter sprechen, so meinen wir in der Regel die Gesamtheit dieser meteorologischen Parameter in der bodennahen Luftschicht, d.h. in den unteren 10er bis 100er Metern der Atmosphäre.

Der Begriff des **Klimas,** obgleich in unserer Sprache vielfältig belegt, wird in dem hier betrachteten Zusammenhang häufig als die mittlere Wetterlage einer Region verstanden (Schönwiese, 1994). Dies lässt sich am einfachsten durch eine Reihe von statistischen Kenngrößen (Mittelwerten, Standardabweichungen, minimale und maximale Größen) ausgesuchter Klimaparameter quantitativ beschreiben (Häckel, 1999). Allerdings genügt es bei der Betrachtung der Klimavariabilität nicht, allein die Veränderungen in der Atmosphäre zu berücksichtigen. Vielmehr ist erforderlich, die Gesamtheit der Klimaelemente (s. u.) und deren Vernetzung in den Blick zu nehmen. Bei der Frage des Zeitraums, über den eine Verallgemeinerung oder Mittelung angestrebt wird, hat man sich von Seiten der Meteo-

[1] Ich danke meinen Mitarbeitern Dr. Hedwig Roderfeld und Dr. Christian Grewe für nützliche Verbesserungsvorschläge.

rologischen Weltorganisation (*World Meteorological Organisation*, WMO) auf folgende Definition geeinigt: „Klima ist die Synthese des Wetters über einen Zeitraum der lang genug ist, um dessen statistische Eigenschaften bestimmen zu können“. Der Ausdruck „lang genug“ bezeichnet in der Klimatologie einen dreißigjährigen Referenzzeitraum.

Für den räumlichen Bezug des Klimabegriffs hat man sich auf folgende Definitionen geeinigt:

- **globales Klima**: Klimabedingungen auf der Erde insgesamt,
- **Makroklima**: Klima größerer, regionaler Bezugsräume oder ganzer Kontinente (Dimensionen von 100er bis 1 000er km),
- **Mesoklima**: Klima auf sub-regionaler Skala bis hin zur Größe von Kontinenten (10er bis 1 000 km),
- **Urbanes**- oder **Stadtklima**: Klima auf der Skala größerer urbaner Einheiten (km bis 10er km) sowie
- **Standort**- oder **Mikroklima**: Klimabedingungen in kleinräumigen Einheiten (10er bis 1000er m).

Neben den bereits kurz angesprochenen meteorologischen Parametern Lufttemperatur, Luftdruck, Luftfeuchte und Niederschlag werden in der Regel noch die Windstärke und -richtung, die Wolkenbedeckung, die kurzwelligen und langwelligen Komponenten des Strahlungshaushaltes sowie die Albedo[2] als Wetter- bzw. **Klimaelement** bezeichnet.

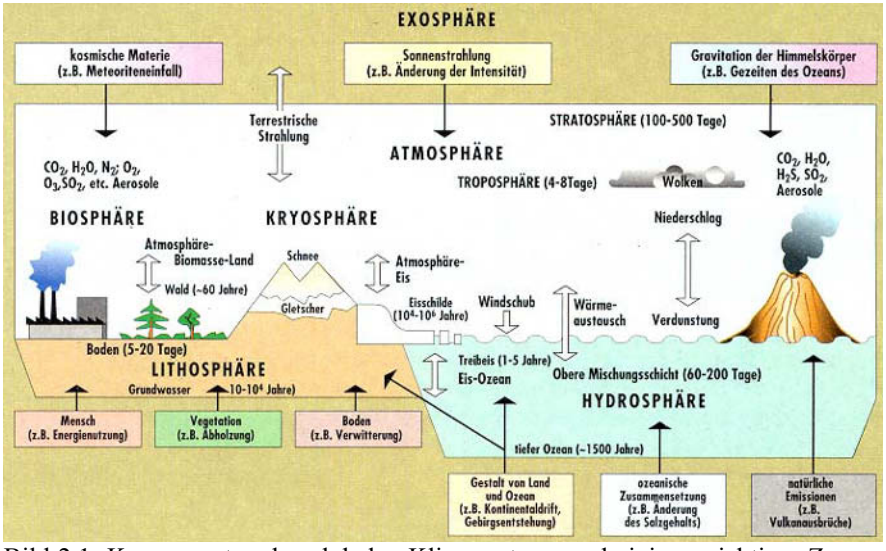


Bild 2.1: Komponenten des globalen Klimasystems und einiger wichtiger Zusammenhänge zwischen diesen Komponenten; die Zeitangaben beziehen sich auf

[2] Als Albedo wird das Rückstrahl- oder Reflexionsvermögen einer Oberfläche bezeichnet.

typische Austausch- bzw. Umwälzprozesse in den Einzelkomponenten (nach Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre", 1991)

Das **Klimasystem** der Erde umfasst eine Reihe von Komponenten (Abbildung 2.1; Baede *et al.*, 2001):

- die Atmosphäre,
- die Hydrosphäre, d.h. die Gesamtheit aller Vorkommen flüssigen Wassers auf der Erde, hier insbesondere die Ozeane,
- die oberflächennahe Lithosphäre und Pedosphäre (Bodendecke),
- die Biosphäre und
- die Kryosphäre, d.h. die Gesamtheit aller Schnee- und Eisvorkommen auf der Erde.

Das Klima wird von Variationen einzelner Kenngrößen dieser Komponenten und den häufig daraus resultierenden Wechselwirkungen zwischen den Komponenten bestimmt. Hinzu kommen externe, von außerhalb der Erde wirkende Antriebskräfte, hier vor allem die Solarstrahlung in ihrer räumlichen und zeitlichen Variabilität sowie andere extraterrestrische Einflussgrößen (z. B. Meteoriteneinschläge), die im Bereich der **Exosphäre** angesiedelt sind.

Der Begriff des **natürlichen Klimawandels** beschreibt die sich über relativ lange Zeiträume hinweg (Jahrhunderte bis mehrere tausend Jahre) vollziehende Änderung klimatischer Bedingungen eines Ortes, einer Region oder noch größerer räumlicher Einheiten, die allein auf natürliche Prozesse im globalen Klimasystem zurückzuführen sind (Storch and Hasselmann, 1996), d.h. auf Veränderungen der internen Elemente des globalen Klimasystems (z. B. Änderungen in der Schnee- und Eisbedeckung einer Region), sowie externe Antriebskräften (z. B. die Veränderlichkeit der solaren Energieeinstrahlung).

Unter der **anthropogenen Klimaänderung** verstehen wir Veränderungen im Klimasystem, die sich von dem zuvor definierten Klimawandel nur dadurch unterscheiden, dass hier meist kürzerfristige Veränderungen des Klimasystems gemeint sind, die primär auf das Einwirken menschlichen Handels zurückgeführt werden (Storch and Hasselmann, 1996).

Als weiterer Begriff soll die **Klimavariabilität** als die Gesamtheit der Veränderungen des Klimas eingeführt werden. Die Klimavariabilität eines Ortes oder einer Region umfasst also sowohl den natürlichen Klimawandel als auch die anthropogene Klimaänderung.

Diese, auf den ersten Blick willkürlich erscheinenden Definitionen ermöglichen zum einen die Unterscheidung zwischen natürlichen und anthropogen hervorgerufenen Klimaprozessen und zugleich eine Beschreibung der Gesamtheit der Variationen in den Klimaelementen eines Ortes.

Im Zusammenhang mit bzw. an Stelle von anthropogenen Klimaänderungen wird häufig der Begriff der **globalen Erwärmung** gebraucht. Dieser bezeichnet die Wirkung des anthropogen verstärkten Treibhauseffekts (s. u.) auf die globalen Oberflächentemperaturen. Oft wird dann auch vom **globalen Wandel** gesprochen, obgleich dieser nicht nur Veränderung im Klimasystem, sondern Eingriffe in das globale System insgesamt bezeichnet.

Als letzte Definition soll der Begriff des **Klimaantriebs** (engl.: *climate forcing*) erläutert werden. Hierunter verstehen wir Einflüsse auf die globale Strahlungsbi-

lanz, die sowohl natürlichen als auch anthropogenen Ursprungs sein können. Im Rahmen der numerischen Klimamodellierung wird der Klimaantrieb primär durch die integrierte Wirkung der wichtigen Treibhausgase (s. u.) die zu einer auf die Erdoberfläche hin gerichteten Wärmestrahlung zusammengefasst (Baede *et al.*, 2001).

2.1.2 Warum beschäftigen wir uns mit dem globalen Klima und dessen Variabilität?

Obgleich den meisten wohl ohne weiteres einsehbar, muss doch gefragt werden, warum wir uns gerade heute verstärkt mit dem globalen Klima und dessen Veränderung zu befassen haben. Hierfür sprechen vielfältige Gründe.

Zum einen ist das globale Klimasystem eine entscheidende Komponente des **Systems Erde** . Dabei hat auch der Begriff System Erde vielfältige Definitionen, meint aber im Wesentlichen die Gesamtheit der natürlichen und anthropogenen Komponenten dessen, was die belebte und unbelebte Welt, in der wir uns bewegen, umfasst.

Die Bedeutung von Klima und Klimavariabilität wird auch dadurch unterstrichen, dass die Veränderungen in Klima und Wetter das Leben auf der Erde nachhaltig beeinflussen. Gerade die Extremwetterlagen der jüngeren Vergangenheit haben dies immer wieder nachhaltig vor Augen geführt. Dabei scheinen sich solche ungewöhnlichen Ereignisse in den letzten Jahren immer mehr zu häufen. Diese zunächst nur subjektiv geprägte Einschätzung entspricht überraschend gut den aus numerischen Modellen abzuleitenden Veränderungen des Klimas bei rasch steigenden atmosphärischen Treibhausgaskonzentrationen (Watson and the Core Writing Team, 2001). Damit entsteht der Eindruck, dass wir gegenwärtig Zeugen einer grundlegenden Veränderung der klimatischen Bedingungen unserer Welt werden. Von Skeptikern wird dem gegenüber die Frage aufgeworfen, ob extreme Wetterereignisse schon den Beginn einer globalen Erwärmung der Erde anzeigen oder einfach nur im üblichen Variationsbereich des natürlichen Klimawandels liegen. Ob solche Ereignisse gar auf menschliche Einflussnahme zurückzuführen und damit ein Indikator für anthropogene Klimaänderungen sind, wird ebenso kontrovers diskutiert.

Als Reaktion auf die Variationen des globalen Klimas in jüngerer Vergangenheit und deren unübersehbare Konsequenzen für Natur und Mensch haben sich seit den späten 1970er Jahren nicht nur Wissenschaftler mit diesen Fragen beschäftigt. Zunehmend rückten diese auch in das Zentrum nationaler und internationaler politischer Entscheidungsprozesse. Einen vorläufigen Höhepunkt fand diese Entwicklung in der 1992 in Rio de Janeiro, Brasilien, durchgeführten *United Nations Conference on Environment and Development* (UNCED), dem sog. *Erdgipfel*. Ein wichtiges Ergebnis dieser Konferenz war die *Klimarahmenkonvention* (*United Nations Framework Convention on Climate Change*, UNFCCC), und eine Reihe von Folgeabkommen, von denen hier nur das sog. *Kioto-Protokoll* von 1997 genannt werden soll. Im Mittelpunkt dieser politischen Entscheidungsprozesse steht seither die Frage nach einer Begrenzung der Treibhausgasemission. Damit soll einer weiteren anthropogen bedingten Verstärkung des Treibhauseffekts Ein-

halt geboten werden. Die hierfür bereitzustellenden politischen und wirtschaftlichen Instrumente werden in anderen Beiträgen dieses Buches behandelt und sollen hier nicht weiter erläutert werden. Stattdessen wollen wir uns im Folgenden zunächst mit der Klimavariabilität der jüngeren Vergangenheit und deren mögliche Zusammenhänge mit anthropogenen Klimaveränderungen beschäftigen. In einem dritten Abschnitt wird es um einige Grundlagen der numerischen Klimamodellierung und den Resultaten solcher Modelluntersuchungen gehen. Am Schluss soll noch einmal kurz auf die oben angesprochenen kontroversen Fragen in einem zusammenfassenden Abschnitt eingegangen werden.

2.2 Anthropogene Klimaveränderung

2.2.1 Die Klimaentwicklung der letzten Jahrhunderte

Im Zusammenhang mit der aktuellen Diskussion wird häufig gefragt, ob sich das globale Klimasystem überhaupt auf so kurzen Zeitskalen wie den letzten 100 oder 200 Jahren signifikant verändern kann. Während wohl die meisten Menschen diese Frage für längere Zeiträume von Jahrtausenden bis Jahrmillionen bejahen würden, ruft die Betrachtung der aktuellen Klimaentwicklung immer wieder neue Diskussionen hervor. Allerdings liegen uns für die Klimageschichte der Erde fundierte instrumentelle Beobachtungen und damit stichhaltige Informationen lediglich für die letzten 100 bis 200 Jahre vor.

Betrachtet man etwa die letzten 140 Jahre und zieht hierfür global gemittelte Jahresmitteltemperaturen[3] zu Rate, die aus direkten Messungen gewonnen wurden (Abbildung 2.2) so wird deutlich, dass sich diese Temperaturen zunächst einmal von Jahr zu Jahr stark verändern. Mittelt man nun aber die Jahrestemperaturen noch einmal über jeweils ein Jahrzehnt, so ergibt sich ein deutlich klarerer Kurvenverlauf, der einen nunmehr eindeutigen Trend erkennen lässt. Dieser weist auf einen über die letzten 140 Jahre hinweg verlaufenden Anstieg der globalen Jahresmitteltemperaturen der Erdoberfläche um 0,6°C (+/- 0,2)°C hin.

Dies scheint bei erster Betrachtung nicht allzu drastisch zu sein. Vergleicht man jedoch diesen Datensatz mit mittleren globalen Temperaturen, die aus der Analyse von Baumringen, Korallen, Eisbohrkernen und historischen Aufzeichnungen für die Zeit bis vor 1000 Jahren abgeleitet werden, so ergibt sich ein deutlich anderes Bild (Abbildung 2.3). Zum einen fällt auf, dass sich aufgrund der nicht mehr nur instrumentell gewonnenen Daten sowie der Unsicherheiten in der Interpretation der indirekt abgeleiteten, sog. Proxydaten ein erheblich größerer Schwankungsbereich in den mittleren Jahrestemperaturen ergibt. Zum zweiten aber wird deutlich, dass die letzten 140 Jahre im Vergleich zu den vorhergegangenen 860 Jahren einen deutlichen Anstieg der globalen Mitteltemperaturen aufweisen. Wie lässt sich dieser Anstieg nun erklären?

[3] in der Klimatologie ist die Mittelung über räumliche Einheiten (hier die gesamte Erdoberfläche) von der zeitlichen Mittelwertbildung (hier über ein Jahr) zu unterscheiden

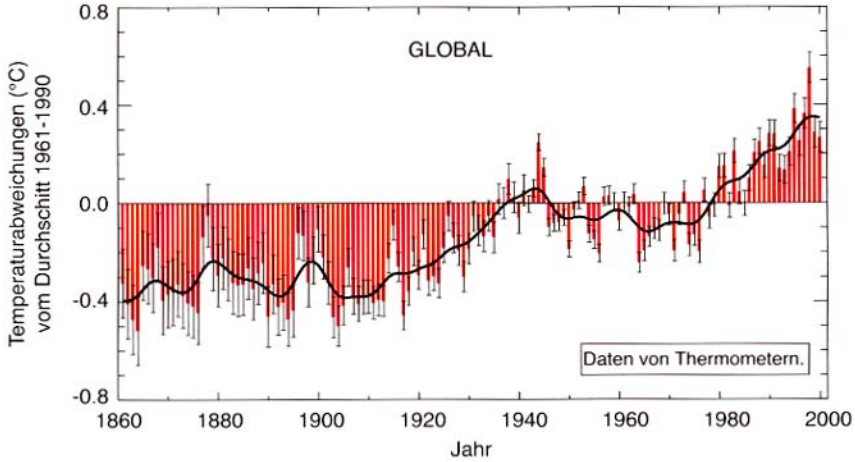


Bild 2.2: Mittlere globale Jahresmitteltemperaturen der Erdoberfläche (vertikale Balken) und ihre Vertrauensintervalle (95% Eintrittswahrscheinlichkeit; Fehlerbalken) bezogen auf das Mittel der Jahre 1961 bis 1990 aus direkten Thermometermessungen; die durchgezogene Kurve gibt den über jeweils zehn Jahre gemittelten Wert wieder (nach Houghton *et al.*, 2001)

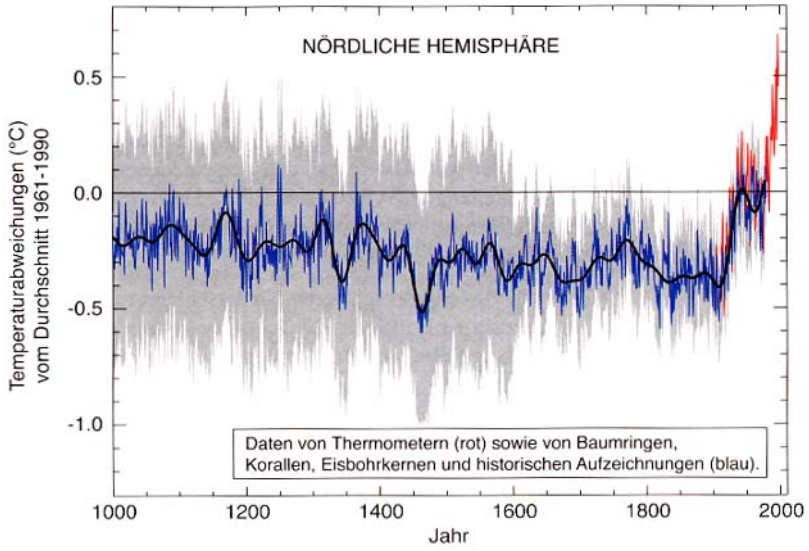


Bild 2.3: Mittlere globale Jahresmitteltemperaturen der nordhemisphärischen Erdoberfläche aus indirekten Daten (sog. *Proxydaten*, d.h., aus der Analyse von Baumringen, Korallen, Eisbohrkernen und aus historischen Aufzeichnungen abgeleitete Klimainformationen; dunkelgraue Kurve und hellgraue Balken) sowie auf Messungen beruhende Werte (ab 1860 vgl. Abbildung 2.2); die schwarze Linie gibt ein 50-Jahres-Mittel wieder (nach Houghton *et al.*, 2001)

Dazu müssen wir uns kurz mit dem globalen Strahlungshaushalt der Erde und hier insbesondere mit dem natürlichen **Treibhauseffekt** beschäftigen. Der Strahlungshaushalt der Erde wird durch eine Vielzahl von Reflektions-, Transmissions- und Absorptionsvorgängen in der Atmosphäre sowie am Erdboden bestimmt (Abbildung 2.4). Diese werden von einer Reihe von Parametern beeinflusst, zu denen der Wasserdampfgehalt, die Wolkenbedeckung und die Wolkenalbedo, der Aerosolgehalt der Atmosphäre (Aerosole sind feste oder flüssige Partikel, die aufgrund ihrer geringen Masse in der Atmosphäre in Suspension gehalten werden und in unterschiedlicher Weise den Strahlungshaushalt der Erde beeinflussen), die Albedo der Erdoberfläche und die atmosphärische Zusammensetzung, hier insbesondere die Konzentration der sog. **Treibhausgase**, zählen. Die Treibhausgase (Wasserdampf, H_2O; Kohlendioxid, CO_2; Methan, CH_4; Distickstoffoxid, N_2O; bodennahes Ozon, O_3 und die Fluor-Chlor-Kohlenwasserstoffe) bewirken die Absorption und Rückstrahlung der von der Erdoberfläche ausgehenden langwelligen Infrarot- oder Wärmestrahlung auf die Erdoberfläche. Dies führt zu einer weiteren Erwärmung der bodennahen Luftschichten und entspricht damit weitgehend der Wirkung von Fensterglas in Treibhäusern, die ebenfalls dafür sorgen, dass die Wärmestrahlung nicht durch das Glas hindurch an die Atmosphäre abgegeben, sondern wieder in das Treibhaus hineingeleitet wird. Während der Treibhauseffekt die Voraussetzung biologischen Lebens auf der Erde bei mittleren Oberflächentemperaturen von 15°C darstellt, führt die von Menschen bewirkte Emission von Treibhausgasen zu einer Verstärkung des natürlichen Treibhauseffekts und damit zu steigenden mittleren Oberflächentemperaturen.

Betrachtet man nun, zurückkommend auf die oben gestellte Frage nach den Ursachen des in den letzten 140 Jahren vollzogenen Temperaturanstiegs, die Konzentrationen der wichtigsten Treibhausgase in der Erdatmosphäre so fällt auf, dass diese im gleichen Zeitraum einen dramatischen Anstieg erfahren haben (Abbildung 2.5). Damit ging auch ein Anwachsen des eingangs definierten Klimaantriebs (s. o.) einher. Dies bringt uns zu dem oben bereits angesprochenen Zusammenhang zwischen dem Anwachsen der atmosphärischen Treibhausgaskonzentrationen und dem parallel dazu beobachteten Ansteigen der globalen Mitteltemperaturen zurück. Wie lässt sich dieser nun aber erklären?

Verfolgt man hierfür die Frage nach den Ursachen und Gründen des Anstiegs der Treibhausgaskonzentrationen, so richtet sich der Blick auf einen möglichen Zusammenhang zwischen der Abgabe (Emission) dieser Gase aufgrund unterschiedlicher menschlicher Aktivitäten und deren Akkumulation in der Atmosphäre. Dabei fällt auf, dass die im Verlauf der letzten 150 bis 200 Jahre vollzogene sog. industrielle Revolution in den Ländern Zentraleuropas und Nordamerikas mit einem deutlichen Anstieg der industriellen und landwirtschaftlichen Produktion verbunden war. Diese war nur durch einen stetig wachsenden Verbrauch fossiler Energieträger (Kohle, Erdöl, Erdgas) zu erreichen. Damit ging jedoch die ebenfalls wachsende Emission von Treibhausgasen, insbesondere von Kohlendioxid, einher (Abbildung 2.5).

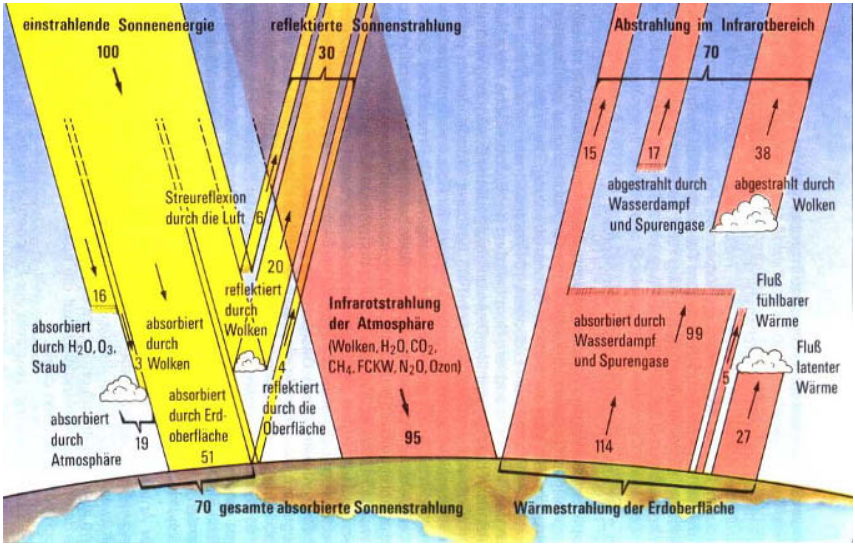


Bild 2.4: Mittlere Strahlungsflüsse in der Erdatmosphäre und der oberflächennahen Lithosphäre; der Wert von 100 entspricht dabei der mittleren Solareinstrahlung von 342 W/m^2 (nach Enquete-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre", 1991)

Obgleich nach wie vor kontrovers diskutiert, legt die deutlich ersichtliche Korrelation zwischen der Emission von Treibhausgasen und dem parallel dazu beobachteten Anwachsen der atmosphärischen Konzentrationen dieser Gase (Kohlenstoff bzw. Kohlendioxid dient hier als Indikator für die ähnlich verlaufenden Emissionsraten und Konzentrationswerte der anderen Treibhausgase; siehe hierzu etwa Houghton *et al.*, 2001) den Schluss nahe, dass es auch einen kausalen Zusammenhang zwischen Treibhausgasemissionen und dem Anstieg der globalen Mitteltemperaturen gibt (vgl. Abbildung 2.2 und Abbildung 2.5). Hierbei wird lediglich vorausgesetzt, dass eine Verstärkung des Treibhauseffekts auch zu steigenden Oberflächentemperaturen führt (Baede *et al.*, 2001).

Der Untersuchung einer aktuell sich vollziehenden menschlichen Einflussnahme auf das globale Klimageschehen hat sich das Zwischenstaatliche Gremium zur Klimavariabilität (*Intergovernmental Panel on Climate Change*, IPCC) in den letzten 15 Jahren intensiv gewidmet. Das IPCC ist ein von der Meteorologischen Weltorganisation (WMO) und dem Umweltprogramm der Vereinten Nationen (*United Nations Environment Program*, UNEP) 1988 ins Leben gerufenes internationales Expertengremium, das in regelmäßigen Abständen Sachstandsberichte zur Klimavariabilität, seinen Ursachen und Folgen sowie möglichen Maßnahmen zur Vermeidung der anthropogenen Klimaänderung erarbeitet und veröffentlicht. Diese Sachstandberichte (engl.: *Assessment Reports*) genießen weit reichende Anerkennung in der Wissenschaftlergemeinde und dienen der Untermauerung politischer Grundsatzentscheidungen im nationalen und internationalen Rahmen.

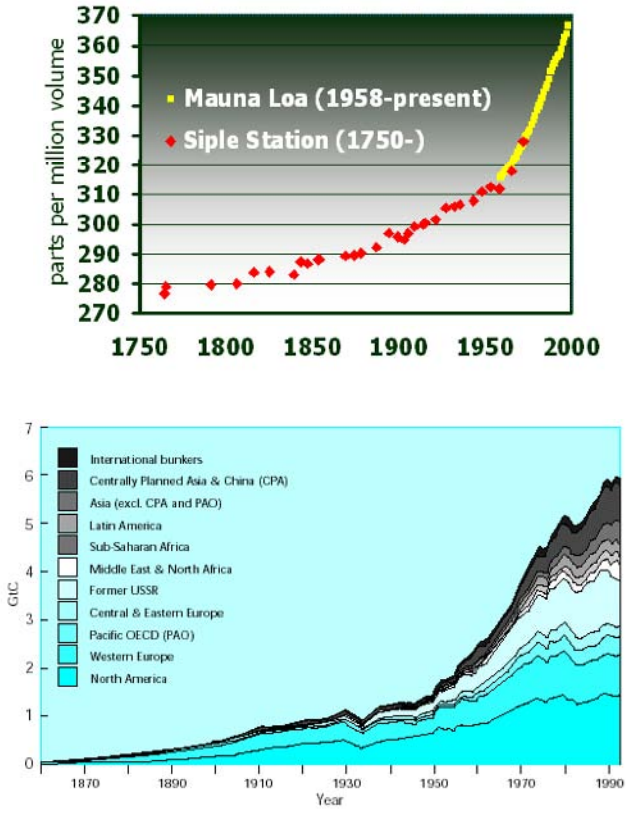


Bild 2.5: Atmosphärische Kohlendioxidkonzentrationen (oben) für die letzten 250 Jahre abgeleitet aus Messungen an Luftblasen aus polaren Eisbohrkernen (Siple Station, Antarktis; Rauten) sowie für die letzten Jahrzehnte aus direkten Messungen (auf Mauna Loa, Hawaii; World Resources Institute, 2003); atmosphärischer Eintrag von Kohlenstoff (unten) als Folge der Nutzung fossiler Brennstoffe für den Zeitraum 1860 bis 1994 in unterschiedlichen Regionen der Welt (nach Nakicenovic, 1996)

2.2.2 Anthropogene und natürliche Antriebe der Klimavariabilität

Die ersten Aussagen des IPCC zur Frage der anthropogenen Klimaänderung waren 1992 noch recht vorsichtig formuliert. Im zweiten sowie dem 2001 erschienenen dritten Bericht wird der Rolle des Menschen für die Variabilität des aktuellen Klimas eine zunehmende Bedeutung beigemessen.

Grundlage für die Beantwortung der Frage nach der Rolle des Menschen für die beobachtete aktuelle Klimavariabilität sind sog. **Verifikationsstudien** (engl. *attribution studies*; Mitchell *et al.*, 2001). In diesen Untersuchungen wird mit Hilfe numerischer Klimamodelle die Entwicklung des globalen Klimas während der

letzten 150 Jahre nachvollzogen. Dabei wird u. a. geprüft, ob und in welchem Umfang sich die beobachteten globalen Mitteltemperaturen in den Modellergebnissen wiederfinden. Berücksichtigt man bei der Modellierung entweder nur natürliche Klimaantriebe (d.h., Veränderungen im Klimasystem, die nur auf natürliche Ursachen zurückzuführen sind, z. B. die Variabilität der solaren Einstrahlung oder den atmosphärischen Eintrag von Aerosolen durch Vulkanausbrüche) oder nur anthropogene Antriebe (hier vor allem die oben angesprochene Steigerung der Treibhausgaskonzentrationen als Folge anwachsender Emissionen während dieser Zeitspanne; Abbildung 2.5) oder aber eine Kombination dieser Antriebe, so erlaubt der genannte Vergleich zwischen beobachteter Klimavariabilität und den Modellergebnissen eine fundierte Beurteilung der hier betrachteten Fragestellung.

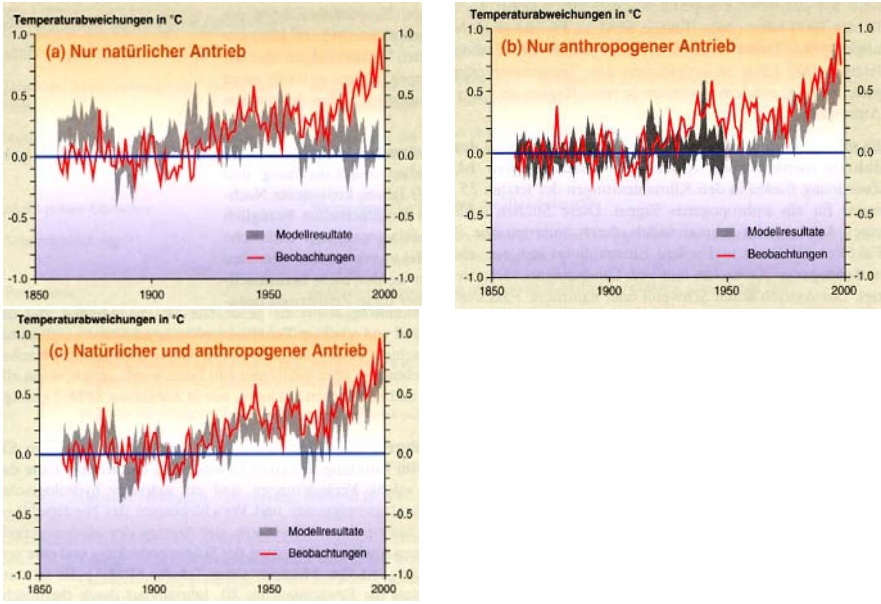


Bild 2.6: Ergebnisse von numerischen Klimarekonstruktionen für die letzten 150 Jahre vor heute. Dargestellt sind jeweils die berechneten mittleren globalen Temperaturen und ihr Unsicherheitsbereich (graue Flächen) sowie die für den gleichen Zeitraum aus Messungen abgeleiteten Beobachtungen. Erst bei Berücksichtigung natürlicher und anthropogener Antriebe ergibt sich eine zufrieden stellende Übereinstimmung von Modell und Beobachtung (nach Mitchell *et al.*, 2001; Watson and the Core Writing Team, 2001)

Abbildung 2.6 zeigt Ergebnisse solcher Studien, die im Rahmen des dritten IPCC Berichts veröffentlicht wurden. Wie aus der Abbildung ersichtlich, ergeben sich die größten Differenzen zwischen Modell und gemessenen Werten in (a) und (b) für die letzten 50 Jahre. Erst wenn neben den natürlichen Antrieben auch die angestiegenen Treibhausgaskonzentrationen der Atmosphäre im Modell berücksichtigt werden, zeigt sich für diesen Zeitraum eine akzeptable Übereinstimmung.

Aus diesen Untersuchungen wird nun geschlossen, dass der überwiegende Anteil der beobachteten Erwärmung der Erdoberfläche im Verlauf der letzten 50 Jahre auf menschliche Aktivitäten zurück zu führen ist ("There is new and stronger evidence that most of the warming observed over the last 50 years is attributable to human activities."; Watson and the Core Writing Team, 2001).

2.3 Klimamodellierung

Bis zu diesem Punkt haben wir uns mit den Klimabedingungen der Vergangenheit beschäftigt. Gerade in der heutigen Diskussion wird aber die Frage nach der zukünftigen Klimaentwicklung immer drängender. Zur Beantwortung dieser Frage kann man jedoch naturgemäß nicht mehr auf Messungen oder Beobachtungen zurückgreifen. Vielmehr bedient man sich numerischer Klimamodelle, mit denen zukünftige Klimabedingungen simuliert werden. Grundlage für die numerischen Klimamodelle sind die seit geraumer Zeit zugänglichen Wettervorhersagemodelle. Obgleich in der Methodik nicht grundsätzlich unterschiedlich, müssen diese Modelle für die Prognose von Klimaszenarien auf deutlich längeren Zeitskalen betrieben werden. Dies erfordert z. T. erhebliche Modifikationen und Weiterentwicklungen in der Modellmethodik. Hierauf soll im Folgenden kurz eingegangen werden.

2.3.1 Methodik

Grundsätzliches Ziel der Klimamodellierung ist die vereinfachte mathematische Darstellung verschiedener (möglichst vieler bzw. aller) Komponenten des Klimasystems. Ausgangspunkt hierfür sind eine Reihe von Bilanzgleichungen sowie eine Zustandsgleichung und die Feuchtegleichung. Die Bilanzgleichungen beschreiben die Erhaltung von Masse, Energie und Impuls innerhalb eines betrachteten Systems. Im Falle globaler Klimamodelle, die hier im Vordergrund stehen, sind dies die gesamte Atmosphäre und der Weltozean. In den Polargebieten muss auch das den Ozean bedeckende Meereis in den Klimamodellen berücksichtigt werden. Die Bilanzgleichungen lassen sich auf grundlegende physikalische Gesetzmäßigkeiten zurückführen (Newton'sche Gesetze). Die Zustandsgleichung stellt die Zusammenhänge zwischen den thermodynamischen Kenngrößen des Systems her. Für die Atmosphäre sind dies Druck, Dichte und Temperatur. Für den Ozean werden Druck, Temperatur, Dichte und Salzgehalt miteinander in Beziehung gesetzt. Diese Gleichungen, gemeinsam mit der Feuchtegleichung, mit welcher der Feuchtegehalt der Atmosphäre in Abhängigkeit anderer thermodynamischer Parameter beschrieben wird, bilden die **Grundgleichungen der Klimamodellierung** (Washington and Parkinson, 1986).

Die wesentlichen Antriebskräfte für die Bewegung von Luft und Wasser, die in den Modellgleichungen berücksichtigt werden, sind Druck- und Schweregradienten auf unterschiedlichen Skalen (mikro- bis mesoskalig, s. o.), die Corioliskraft (d.h., die Kraft, welche die Wirkung der Erdumdrehung auf bewegte Massenteil-

chen an der Erdoberfläche beschreibt) sowie Reibungskräfte an den Grenzflächen Atmosphäre-Erdoberfläche bzw. Atmosphäre- Meeresoberfläche.

Wichtige Resultate der Modellrechnungen sind für die Atmosphäre die Windrichtung und -stärke, die bodennahe Temperatur, der Luftdruck, der spezifische Dampfdruck und der Wassergehalt der Wolken. Für den Ozean ergeben sich: ozeanische Zirkulation nach Größe und Richtung, Temperatur, Salzgehalt und Druck sowie für hohe Breiten die Meereiseigenschaften (Mächtigkeit, Ausdehnung). Zusätzlich beschreiben Klimamodelle heute eine Reihe von Bodenkennwerten, hier vor allem Bodentemperatur, Feuchtegehalt und Schneemächtigkeit (Christensen, 2001).

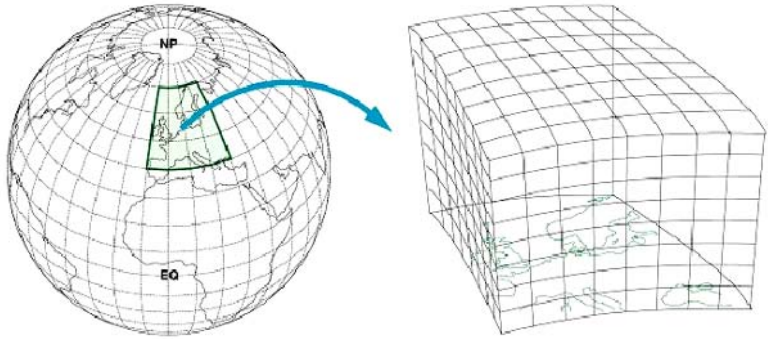


Bild 2.7: Schematische Darstellung des dreidimensionalen Gitternetzes für ein globales Klimamodell (nach Cubasch and Kasang, 2000)

Die Grundgleichungen der Klimamodellierung werden als partielle Differentialgleichungen formuliert und gelten in vergleichbarer Form für zahlreiche fluiddynamische Prozesse (z. B. das Fließen von Gletschern oder die Konvektionsbewegungen des Erdmantels). Partielle Differentialgleichungen für intrinsisch nichtlineare Systeme wie das globale Klimasystem, sind nicht mehr analytisch lösbar sondern erfordern numerische (d.h., näherungsweise) Lösungsansätze. Diese bilden den Ausgangspunkt numerischer Wetter- bzw. Klimamodelle.

Die numerische Lösung der Grundgleichungen bedarf der räumlichen Aufteilung des Untersuchungsraums (d.h. der globalen Atmosphäre und der Weltozeane) in Gitterzellen mit festen Abmessungen (Abbildung 2.7). Die räumlichen Dimensionen der Modellgitter heutiger globaler Klimamodelle liegen bei etwa 125 bis 250 km in horizontaler und 200 m bis 1 km in vertikaler Richtung für Ozeane bzw. Atmosphäre. Dabei spielt die von der Gittergröße abhängige räumliche Auflösung in den Modellen für die Berücksichtigung wichtiger Oberflächeneigenschaften (z. B. Höhenprofil, Vegetationsverteilung) eine entscheidende Rolle (Abbildung 2.8). Erst Gittergrößen von 15 bzw. 30 km liefern eine hinreichend realistische Topographiewiedergabe (Abbildung 2.8 c und d). Die zeitliche Auflösung in den Modellrechungen liegt in Abhängigkeit von der Gitterdimension bei etwa 30 bis 60 Minuten.

Viele der für die Klimamodellierung relevanten Prozesse verlaufen auf räumlichen Skalen, die weit unter den Gittergrößen globaler Klimamodelle liegen. Des-

halb gibt es seit einigen Jahren verstärkte Bemühungen um Modelle mit Gitterdimensionen unterhalb 20 km (Giorgi *et al.*, 2001). Die damit einhergehenden erheblich gestiegenen Anforderungen an die Rechenleistung der heute verfügbaren Computer zwingt jedoch dazu, solche Modelle nicht mehr auf globaler sondern auf regionaler Skala zu betreiben. Regionale Klimamodelle (engl. *regional climate models*) sind auch erforderlich, wenn Klimaszenarien für die regionale Klimafolgenforschung benötigt werden (s. u.; Lange, 1999).

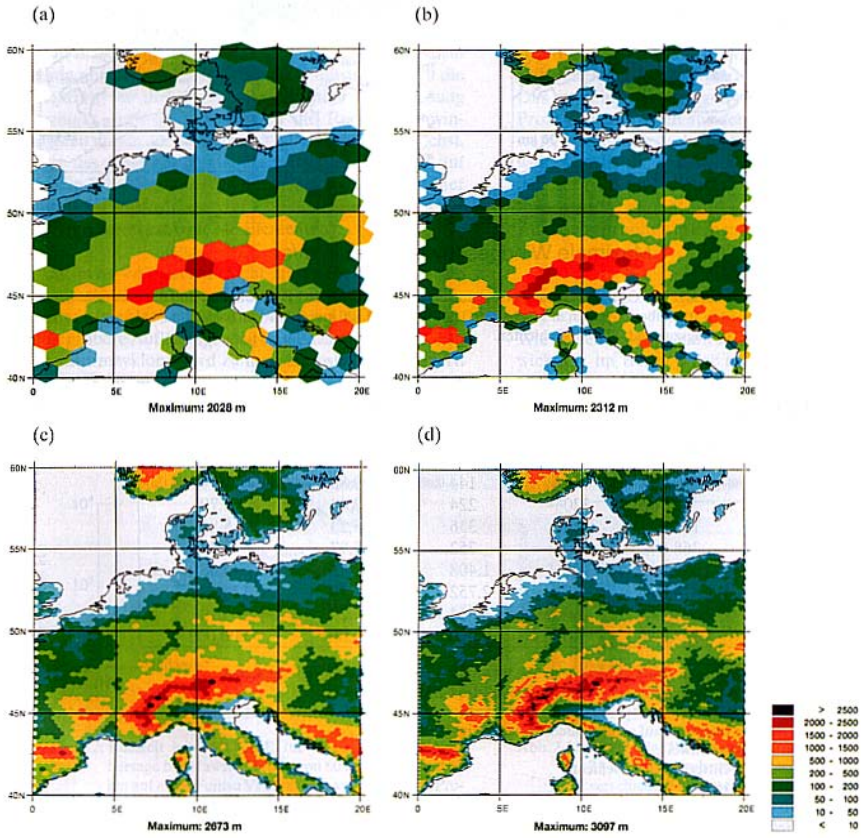


Bild 2.8: Höhendarstellung Mitteleuropas in Gitternetzen unterschiedlicher Auflösung; a) 120 km, b) 60 km, c) 30 km, d) 15 km; die angegebenen Maxima sind die in den jeweiligen Gittern erreichten maximalen Gipfelhöhen (nach Majewski and Ritter, 2002)

Beim Entwurf eines Klimamodells liegt eine besondere Herausforderung in der Festlegung des Umfangs mit dem wichtige, klimarelevante Prozesse im Modell berücksichtigt werden können oder sollen. Zwar wird man stets danach streben, möglichst viele der relevanten Prozesse im Modell abzubilden, andererseits steht dem der Mangel an hinreichenden und adäquaten Randbedingungen für die betrachteten Prozesse entgegen. In diesen Fällen greift man häufig zu Annahmen

oder Vergröberungen. Eine häufig verwandte Methode liegt in der vereinfachten auf empirischen Gesetzmäßigkeiten beruhenden Darstellung einzelner Prozesse. Dieser Ansatz wird als Parametrisierung bezeichnet.

Mit diesem Problem eng verbunden ist das Bemühen möglichst viele Komponenten des Klimasystems in Teilmodellen zu berücksichtigen. Dabei ergeben sich insbesondere Probleme bei der Integration oder Kopplung solcher Modelle in einem gemeinsamen Modellpaket. Heute gängig sind gekoppelte Atmosphären-Ozean-Modelle (engl. *atmopheric-ocean general circulation models*, AOGCMs). Seit etwa 10 Jahren arbeitet man jedoch daran, weitere Prozesse wie den globalen Kohlenstoffkreislauf, die Veränderungen in der globalen Vegetationsdecke, die Wirkung von Aerosolen sowie chemische Vorgänge in der Atmosphäre in weiteren Teilmodellen zu realisieren und zu integrieren (Abbildung 2.9).

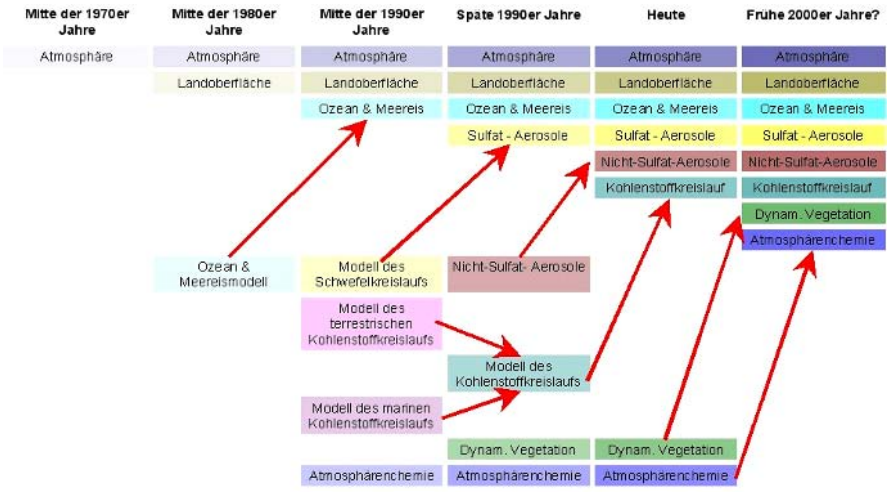


Bild 2.9: Schematische Darstellung der Entwicklung der Klimamodellierung während der letzten 30 Jahre (nach Houghton *et al.*, 2001)

Dabei liegt das Problem nicht nur in der reibungslosen Einbindung weiterer Einzelmodelle in ein Gesamtmodellpaket, sondern auch in der oben bereits erwähnten problematischen Beschaffung adäquater Randbedingungen.

2.3.2 Randbedingungen und Emissionsszenarien

Nimmt man an, das auch zukünftige Klimavariationen von natürlichen und anthropogenen Prozessen bestimmt werden (s. o.), so benötigt man neben den bereits angesprochenen Rand- und Anfangsbedingungen für die in den Klimamodellen berücksichtigten Komponenten auch Angaben über die anthropogen bedingten Emissionen von Treibhausgasen und deren Eintrag in die Atmosphäre als wichtige Antriebsdaten. Ähnlich wie für die Entwicklung der letzten 150 Jahre stehen die zukünftig zu erwartenden Treibhausgasemissionsraten in enger Bezie-

hung zu der politischen, volkswirtschaftlichen, sozialen, demographischen und technischen Entwicklung der Länder unserer Erde.

Die Abschätzung solcher Entwicklungen, die naturgemäß mit erheblichen Unsicherheiten verbunden ist, bildet seit Beginn der Arbeiten des IPCC einen der thematischen Schwerpunkte. Bei der Abschätzung von Emissionsszenarien für die im dritten Sachstandsberichts des IPCC verwendeten Klimamodelle ist man gegenüber früheren Ansätzen neue Wege gegangen. Dabei wurde versucht, die künftige Entwicklung der globalen Gesellschaft in einer begrenzten Anzahl möglicher Wirkungs- bzw. Handlungsketten (engl.: *story lines*) zu beschreiben. In diesen Handlungsketten wird versucht mögliche Entwicklungen der Weltgesellschaft zu umreißen und die daraus ableitbaren Emissionen von wichtigen Treibhausgasen abzuschätzen. Dabei werden vier grundlegende Determinanten einer zukünftigen Entwicklung unserer Welt in zwei Gegensatzpaaren gegenübergestellt: ein sich weiter verschärfender Trend zur Globalisierung versus einer Tendenz hin zu regionaler Schwerpunktsetzung sowie die Forcierung wachstumsorientierter Wirtschaftstätigkeit versus dem Bestreben nach ökologisch-, sozial- und ökonomisch ausgewogener nachhaltiger Entwicklung. Insgesamt wurden für die Zeit bis 2100 vierzig Szenarien in vier grundlegenden Szenarienfamilien im IPCC-Spezialbericht über Emissionsszenarien (engl. SRES scenarios; Nakicenovic *et al.*, 2000) erarbeitet. Die Szenarienfamilien lassen sich wie folgt charakterisieren:

- Im A1 Szenario wird eine Welt beschrieben, in der schnelles Wirtschaftswachstum mit der raschen Einführung neuer und effizienter Technologien verbunden ist. Die Weltbevölkerung erreicht in der Mitte des 21. Jahrhunderts ihr Maximum und nimmt danach wieder ab. Es wird ein Ausgleich regionaler Unterschiede in Lebensstandard und Einkommen angestrebt. Hinsichtlich der technologischen Möglichkeiten der Energiegewinnung werden drei Klassen unterschieden: A1-Fl (fossil intensive): überwiegende Nutzung fossiler Energieträger (Kohle, Öl, Erdgas); A1-T: Schwergewicht auf nichtfossilen Energiequellen und A1-B: ausgewogene Mischung von verschiedenen Energieträgern.
- Die Szenariengruppe A2 beschreibt eine sehr heterogene Welt, in der eine gewisse regionale Autarkie und der Erhalt lokaler Unterschiede angestrebt wird. Die Weltbevölkerung nimmt kontinuierlich zu. Hinsichtlich der ökonomischen Entwicklung und des Lebensstandards gibt es regional starke Unterschiede. Die technologische Entwicklung schreitet nur langsam voran.
- Die B1 Szenarien sind durch ein Bemühen um global nachhaltige Entwicklung geprägt, der Schwerpunkt der ökonomischen Entwicklung liegt auf dem tertiären Sektor und in „sauberen Technologien“ (Informationstechnologie). Die Entwicklung der Weltbevölkerung folgt dem gleichen Muster wie in den A1 Szenarien.
- Die B2 Szenarien schließlich beschreiben eine Welt, in welcher der Schwerpunkt auf der Durchsetzung lokaler bis regionaler Wirtschaftverbände liegt und in denen das Bemühen auf der Durchsetzung ökonomischer, sozialer und ökologischer Nachhaltigkeit liegt. Die ökonomische Entwicklung erfolgt weniger rapide und regional bis lokal stärker differenziert. Das Bevölke-

rungswachstum folgt dem Muster der A2-Szenarien, allerdings mit geringeren Wachstumsraten.

2.3.3 Klimamodelle und ihre Ergebnisse

Die so erhaltenen Emissionsszenarien (Abbildung 2.10 a, c) bilden den Ausgangspunkt der numerischen Simulation zukünftiger Klimazustände. Zunächst werden in einem ersten Arbeitsschritt die Emissionswerte in entsprechende atmosphärische Konzentration der wichtigen Treibhausgase überführt. Dabei sind jedoch Umverteilungs- und Absorptionsprozesse in Form sog. Senken innerhalb des globalen Kohlenstoffkreislaufs zu berücksichtigen. Dies bedingt die gegenüber den Emissionsszenarien veränderten Verteilungsmuster der atmosphärischen Treibhausgaskonzentration (Abbildung 2.10 b). Daraus werden anschließend Werte für die Klima- bzw. Strahlungsantriebe berechnet, die als wesentliche Randbedingungen für die numerischen Klimamodelle dienen. Die Ergebnisse der Klimamodellierung werden schließlich in einer Reihe von Klimaparametern für den betrachteten Prognosezeitraum zusammengefasst (hier häufig die mittlere globale Temperaturänderung oder der mittlerer Anstieg des globalen Meeresspiegels).

Abbildung 2.10 c zeigt die projizierte Emission von Schwefeldioxid (SO_2). Dieses bildet sog. Aerosole, deren Albedo insgesamt zu einer Abnahme der globalen Mitteltemperaturen führt, also dem durch die Änderung der Treibhausgaskonzentrationen bewirkten Temperaturanstieg entgegen wirkt.

Im unteren Teil von Abbildung 2.10 sind die Modellergebnisse anhand der mittleren globalen Oberflächentemperatur (d) sowie des mittleren Anstiegs des globalen Meeresspiegels (e) in Abhängigkeit von den Emissionsszenarien wiedergegeben. Daraus lässt sich für das Jahr 2100 insgesamt ein Anstieg der mittleren globalen Temperaturen von 1,4 bis 5,8°C angeben. Der Meeresspiegel würde in dieser Zeit in Abhängigkeit vom gewählten Emissionsszenario zwischen 0,1 und 0,85 m ansteigen. Der relativ große Variationsbereich in den Ergebnissen ist weniger auf (numerische) Unsicherheiten in der Modellierung zurückzuführen als vielmehr auf die Schwankungsbreite in den gewählten Emissionsszenarien. Dennoch ist festzuhalten, dass sich trotz der erheblichen Fortschritte in der Modellmethodik noch signifikante Unsicherheiten in den erzielten Modellergebnissen zeigen. Diese werden seit dem Beginn der Arbeiten des IPCC systematisch untersucht (McAvaney *et al.*, 2001).

Die Angabe global gemittelter Werte ist oft nicht sehr aussagekräftig. Abbildung 2.11 zeigt daher die räumliche Verteilung der Oberflächentemperaturen für die Jahre 2071 bis 2100 relativ zum Zeitraum 1961 bis 1990 für das A2- und das B2-Szenario. Die gezeigten Ergebnisse wurden mit gekoppelten Atmosphären-Ozean Modellen ermittelt (AOGCMs). Zwei Ergebnisse sind besonders hervorzuheben. Zum einen fällt die deutlich inhomogene Verteilung der Temperaturänderungen auf, die ein weitaus differenzierteres Bild als das in Abbildung 2.10 erkennbare wiedergibt. Zum anderen zeigt sich, dass in beiden Szenarien die größten Erwärmungen in der Nord-Hemisphäre hier insbesondere in der Arktis erwartet werden ($\geq 8^{o}$C). Hier erreichen die Temperaturänderungen Werte, die weit über

den maximalen globalen Mittelwerten der Erwärmung liegen (5,8°C). Schließlich wird deutlich, dass sich die Unterschiede in den Emissionsszenarien signifikant in den simulierten Klimaänderungen niederschlagen.

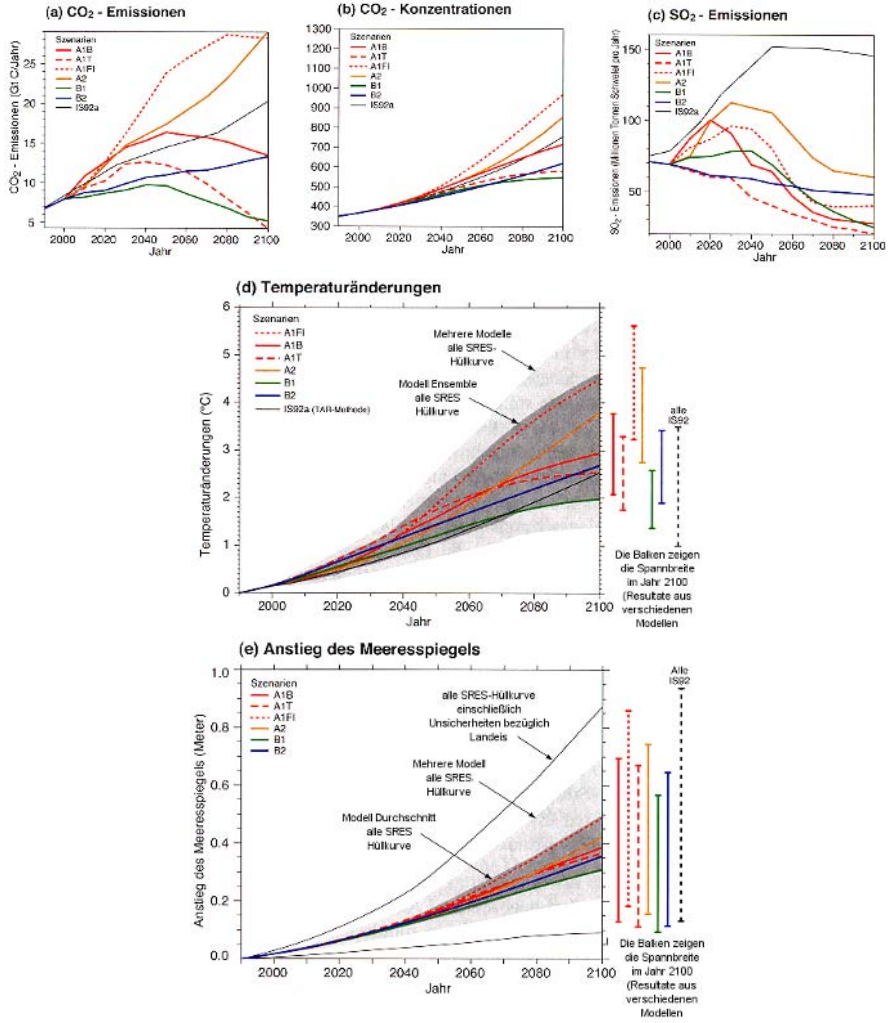


Bild 2.10: CO_2- (a) und SO_2-Emissionen (c) sowie atmosphärische CO_2-Konzentrationen (b) für die SRES Szenarien sowie das ältere IS92a Szenario; (d) und (e) zeigen die Veränderungen der mittleren globalen Oberflächentemperaturen bzw. des mittleren Meeresspiegelanstiegs relativ zum Zeitraum 1961 bis 1990 für die einzelnen Szenarien; mit Hellgrau ist der Bereich der Temperaturänderungen aus allen Szenarien und allen Modellen angegeben, mit Dunkelgrau der Bereich des Durchschnitts aller Modelle für alle Szenarien (nach Houghton *et al.*, 2001)

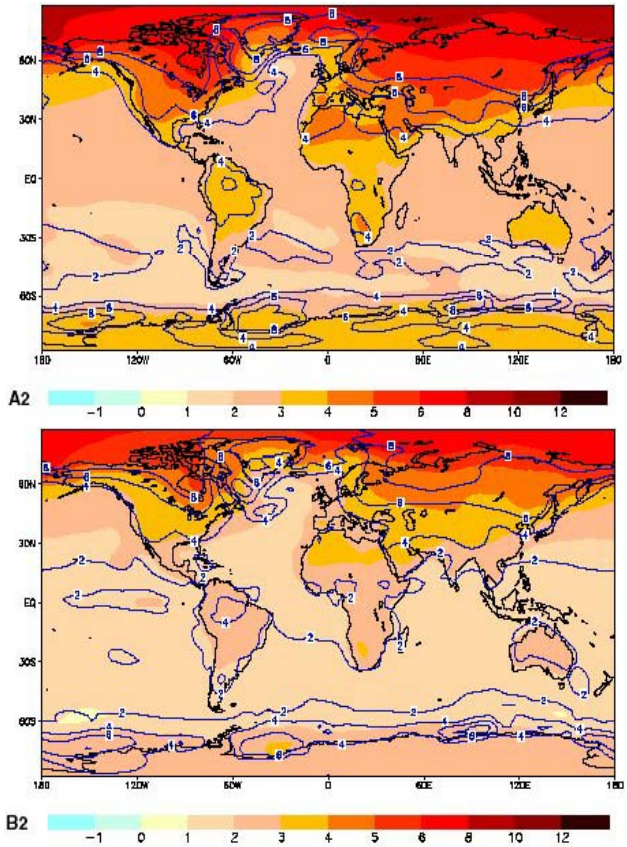


Bild 2.11: Räumliche Verteilung der Temperaturänderung für den Zeitraum 2071 bis 2100 relativ zur Periode 1961 bis 1990 basierend auf dem A2- (oben) bzw. B2-Szenario (unten); weitere Details, siehe Text (Watson and the Core Writing Team, 2001)

Detailliertere und weitergehende Ergebnisse und Analysen finden sich im dritten IPCC Bericht (siehe hierzu http://www.ipcc.ch/pub/reports.htm; Houghton *et al.*, 2001; Watson and the Core Writing Team, 2001).

2.4 Zusammenfassung und Schlussfolgerungen

Das Klima der Erde war im Laufe ihrer Entwicklung vielfältigen Veränderungen unterworfen (Lange, 2001b). Dabei mussten sich Mensch und Natur den veränderten Bedingungen jeweils anpassen. Erst in den letzten 150 Jahre scheint der Mensch eine aktive Rolle bei der Veränderung des globalen Klimasystems einzunehmen. Die Erhöhung der globalen Mitteltemperatur um 0,6°C (+/- 0,2°C) in diesem Zeitraum erfolgte dabei ungewöhnlich rapide. Die während dieser Zeitspanne beobachtete Zunahme der Konzentration atmosphärischer Treibhausgase

scheint mit den Temperaturänderungen eng korreliert zu sein. Dies legt den Schluss nahe, dass die Temperaturen als Folge des durch die erhöhten Spurengaskonzentrationen verstärkten Treibhauseffekts zu erklären sind. Umfangreiche Modellstudien des IPCC bestätigen eine solche Hypothese (Mitchell *et al.*, 2001; Watson and the Core Writing Team, 2001).

Prognosen zukünftiger Klimazustände lassen sich heute nur aus numerischen Klimamodellen ableiten. Wesentliche Voraussetzung hierfür ist neben einer Reihe von modellspezifischen Randbedingungen die Bereitstellung von Emissionsszenarien für die wichtigsten Treibhausgase. Die im dritten IPCC Bericht verwendeten Emissionsszenarien (SRES Szenarien) beruhen auf detaillierten Betrachtungen von möglichen zukünftigen Entwicklungspfade der menschlichen Gesellschaft (Nakicenovic *et al.*, 2000). Die damit betriebenen Klimamodelle (AOGCMs) ergeben relativ zum Zeitraum von 1961 bis 1990 mittlere globale Temperaturänderungen für die Periode von 2071 bis 2100, die zwischen 1,4 und 5,8°C liegen. Der prognostizierte mittlere Meeresspiegel steigt bis zu dieser Zeit um 0,1 bis 0,85 m an. Die Betrachtung der räumlichen Abhängigkeit ergibt gegenüber den globalen Mittelwerten ein deutlich differenzierteres Bild. Es zeigt sich, dass im Zirkumpolargebiet der Nordhemisphäre mit erheblich höheren Temperatursteigerungen von mehr als 8°C zu rechnen ist (vgl. Abbildung 2.10 d).

Änderungen dieser Größenordnung in den klimatischen Bedingungen werden nicht ohne Folgen für natürliche und gesellschaftliche Systeme bleiben. Diese Hypothese, die immer mehr Akzeptanz in Wissenschaft und Politik findet, hat den Wunsch nach einer fundierten Abschätzung der Folgen der Klimavariabilität geweckt. Untersuchungen dieser Art bilden auch die Grundlage für die Ausarbeitung von geeigneten Maßnahmen, mit denen entweder eine Reduktion von Treibhausgasemissionen angestrebt wird (Mitigation) oder aber eine bestmögliche Anpassung an die Folgen der Klimaänderung (Adaptation) ereicht werden soll. Die Spezifizierung geeigneter Mitigations- und Adaptationsstrategien erfordert die Durchführung von integrierten **Klimafolgeuntersuchungen** (engl. *integrated climate change assessment studies*) deren Methodik in den letzten 20 bis 30 Jahren entwickelt wurde (Janssen, 1998; Rotmans and Dowlatabadi, 1998; Weyant *et al.*, 1996). Dabei wurde rasch deutlich, dass nur ein integrierter, alle relevanten Disziplinen einschließender Forschungsansatz zu sinnvollen Ergebnissen führt.

Die in Abbildung 2.11 erkennbare Heterogenität in den Klimaänderungen hat weiter dazu geführt, dass man die zunächst global angelegten Studien zunehmend auf regionale Skalen fokussiert und zu regionaler Klimafolgenforschung übergeht (Cohen, 1997; Lange, 2000, 2001a; Lange *et al.*, 1999; Lange and BASIS consortium, 2003; Weller and Anderson, 1998; Yarnal, 1998).

Ausgehend von der Klimarahmenkonvention und dem Kioto-Protokoll überwiegen heute nach wie vor Mitigationsstrategien als Antwort auf globale Klimaänderungen, die ja auch im Mittelpunkt dieses Buches stehen. Die Ergebnisse der integrierten regionalen Klimafolgenforschung haben jedoch aufgezeigt, dass Adaptationsinitiativen zumindest gleichberechtigt neben Mitigationsmaßnahmen stehen sollten.

2.5 Literatur

Baede, A. P. M., E. Ahlonsou, Y. Ding and D. Schimel, The Climate System: an Overview, in IPCC, 2001: Climate Change 2001: The Scientific Basis. Contribution of Working Group I to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change; edited by Houghton, J T, Y Ding, D J Griggs, M Noguer, P J van der Linden, X Dai, K Maskell, and C A Johnson; Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, N.Y., USA, pp. 85-98, 2001.

Christensen, J. H., Major characteristics of the global climate system and global climate models, in IRISEN. Integrated Regional Impact Studies in the European North. Proceedings of an Advanced Study Course at Abisko Research Station, Sweden, on July 4-16, 1999; edited by Lange, M A; Institute for Geophysics, University of Münster, Münster, Germany, pp. 99-120, 2001.

Cohen, S. J. (ed.), Mackenzie Basin Impact Study: Final Report; Volume, Atmospheric Environment Service, Environment Canada, Downsview, ONT, Canada, 372 pp., 1997.

Cubasch, U. and D. Kasang, Anthropogener Klimawandel, Klett-Perthes-Verlag, Stuttgart, Germany, 128 pp., 2000.

Enquête-Kommission "Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre", Schutz der Erde: eine Bestandsaufnahme mit Vorschlägen zu einer neuen Energiepolitik, Deutscher Bundestag, Bonn, Germany, 686 pp., 1991.

Giorgi, F., B. Hewitson, J. Christensen, M. Hulme, H. V. Storch, P. Whetton, R. Jones, L. Mearns and C. Fu, Regional Climate Information – Evaluation and Projections, in IPCC, 2001: Climate Change 2001: The Scientific Basis. Contribution of Working Group I to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change; edited by Houghton, J T, Y Ding, D J Griggs, M Noguer, P J van der Linden, X Dai, K Maskell, and C A Johnson; Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, N.Y., USA, pp. 583-638, 2001.

Häckel, H., Meteorologie, UTB für Wissenschaft, Verlag Eugen Ulmer, Stuttgart, 448 pp., 1999.

Houghton, J. T., Y. Ding, D. J. Griggs, M. Noguer, P. J. van der Linden, X. Dai, K. Maskell and C. A. Johnson (eds.), IPCC, 2001: Climate Change 2001: The Scientific Basis. Contribution of Working Group I to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change; Volume, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, N.Y., USA, 881 pp., 2001.

Janssen, M., Modelling Global Changes. The Art of Integrated Assessment Modelling, Edward Elgar Publishing Ltd., Chaltenham, UK, 262 pp., 1998.

Lange, M. A., Regional climate models and regional impact studies: Two worlds?, in Proceedings of *Workshop on Arctic Regional Climate Models*, Bracknell, UK, 1999, Cattle, H (ed.), World Climate Research Programme, C2.1-C2.6,

Lange, M. A., Integrated global change impact assessments, in The Arctic: Environment, People, Policy*;* edited by Nuttal, M, and T C Callaghan; Harwood Academic Publishers, Amsterdam, Netherlands, pp. 517-553, 2000.

Lange, M. A., Integrated Regional Impact Studies in the European North: Basic Issues, Methodologies and Regional Climate Modelling (IRISEN), in IRISEN. Integrated Regional Impact Studies in the European North. Proceedings of an Advanced Study Course at Abisko Research Station, Sweden, on July 4-16, 1999*;* edited by Lange, M A; Institute for Geophysics, University of Münster, Münster, Germany, pp. 7-42, 2001a.

Lange, M. A., Past Global Changes and the Early Evolution of the Earth, in IRISEN. Integrated Regional Impact Studies in the European North. Proceedings of an Advanced Study Course at Abisko Research Station, Sweden, on July 4-16, 1999*;* edited by Lange, M A; Institute for Geophysics, University of Münster, Münster, Germany, pp. 43-56, 2001b.

Lange, M. A., B. Bartling and K. Grosfeld (eds.), Global Changes and the Barents Sea Region: Proceedings of the First International BASIS Research Conference, St. Petersburg, Russia, February 22-25, 1998; Volume, University of Münster, Germany, Münster, Germany, 470 pp., 1999.

Lange, M. A. and BASIS consortium, The Barents Sea Impact Study (BASIS): methodology and First Results, *Continental Shelf Research*, **23**(2003), 1673-1694, 2003.

Majewski, D. and B. Ritter, Das Global-Modell GME, ***pro****met*, **27**(3/4), 111-122, 2002.

McAvaney, B. J., C. Covey, S. Joussaume, V. Kattsov, A. Kitoh, W. Ogana, A. J. Pitman, A. J. Weaver, R. A. Wood and Z.-C. Zhao, Model evaluation, in IPCC, 2001: Climate Change 2001: The Scientific Basis. Contribution of Working Group I to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*;* edited by Houghton, J T, Y Ding, D J Griggs, M Noguer, P J van der Linden, X Dai, K Maskell, and C A Johnson; Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, N.Y., USA, pp. 471-524, 2001.

Mitchell, J. F. B., D. J. Karoly, G. C. Hegerl, F. W. Zwiers, M. R. Allen and J. Marengo, Detection of climate change and attribution of causes, in IPCC, 2001: Climate Change 2001: The Scientific Basis. Contribution of Working Group I to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*;* edited by Houghton, J T, Y Ding, D J Griggs, M Noguer, P J van der Linden, X Dai, K Maskell, and C A Johnson; Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom and New York, N.Y., USA, pp. 695-738, 2001.

Nakicenovic, N., Energy primer, in Climate Change 1995: Impacts, Adaptations, and Mitigationof Climate Change: Scientific-Technical Analyses*;* edited by

Watson, R T, M C Zinyowera, and R H Moss; Cambridge University Press for Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge, UK, pp. 76-92, 1996.

Nakicenovic, N., J. Alcamo, G. Davis, B. de Vries, J. Fenhann, S. Gaffin, K. Gregory, A. Grübler, T. Y. Jung, T. Kram, E. L. La Rovere, L. Michaelis, S. Mori, T. Morita, W. Pepper, H. Pitcher, L. Price, K. Raihi, A. Roehrl, H.-H. Rogner, A. Sankovski, M. E. Schlesinger, P. Shukla, S. Smith, R. Swart, S. Van Rooijen, N. Viktor and Z. Dadi, IPCC Special Report on Emission Scenarios, Cambridge University Press, Cambridge, U.K. and New York, USA, 599 pp., 2000.

Rotmans, J. and H. Dowlatabadi, Integrated assessment modeling, in Human Choice and Climate Change. Volume Three: The Tools for Policy Analysis*;* edited by Rayner, S, and E L Malone; Number **3** of Series; Battelle Press, Columbus, Ohio, USA, pp. 291-377, 1998.

Schönwiese, C.-D., Klimatologie, Verlag Eugen Ulmer, Stuttgart, 436 pp., 1994.

Storch, H. v. and K. Hasselmann, Climate change and ocean forecatsing, in The Ocean and the Poles: Grand Challenges for European Cooperation*;* edited by Hempel, G; G. Vischer Verlag, Jena, Stuttgart, New York, pp. 33-58, 1996.

Washington, W. M. and C. L. Parkinson, Introduction to Three Dimensional Climate Modelling, University Science Books, Mill Valley, Cal., USA, 422+xiv pp., 1986.

Watson, R. T. and the Core Writing Team (eds.), Climate Change 2001: Synthesis Report. A Contribution of Working Groups I, II, and III to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change; Volume, Cambridge University Press, Cambridge, United Kingdom, and New York, NY, USA, 398 pp., 2001.

Weller, G. and P. A. Anderson (eds.), Implications of Global Change in Alaska and the Bering Sea Region. Proceedings of a Workshop, June 1997; Volume, Center for Global Change and Arctic System Research, University of Alaska, Fairbanks, Fairbanks, Alaska, USA, 157 pp., 1998.

Weyant, J., O. Davidson, H. Dowlatabadi, J. Edmonds, M. Grubb, E. A. Parson, R. Richels, J. Rotmans, P. R. Shukla, R. S. J. Tol, W. Cline and S. Fankhauser, Integrated assessment of climate change: an overview and comparison of approaches and results, in Climate Change 1995 - Economic and Social Dimensions of Climate Change. Contribution of Working Group III to the Second Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*;* edited by Bruce, J P, H Lee, and E F Haites; University of Cambridge Press, Cambridge, UK, pp. 367-396, 1996.

World Resources Institute, EarthTrends: The Environmental Information Portal, World Resources Institute, http://earthtrends.wri.org, 2003.

Yarnal, B., Integrated regional assessment and climate change impacts in river basins, *Climate Research*, **11**, 65-74, 1998.

3 Politische Umsetzung von Kioto in der EU und in Deutschland

Franzjosef Schafhausen

3.1 Einleitung

Als vor mehr als einhundert Jahren erstmals von Naturwissenschaftlern auf den durch menschliche Aktivitäten hervorgerufenen Treibhauseffekt hingewiesen wurde[1], konnte sich sicherlich niemand vorstellen, dass der globale Klimawandel heute zu den drängendsten Umweltproblemen zählt, denen sich die Menschheit gegenübersieht.

In vielen Regionen der Erde sind extreme und ungewöhnliche Klima- und Wetterphänomene zu beobachten. Von den zehn wärmsten Jahren, die jemals aufgezeichnet worden sind, liegen acht innerhalb des letzten Jahrzehnts. Stürme, Überschwemmungen und Dürreperioden nehmen in einer Weise zu, dass Erstversicherern wie Rückversicherern angst und bange wird[2].

Die Erforschung des globalen Klimawandels lässt keinen Zweifel mehr daran: Der Mensch hat erkennbar in die natürlichen Abläufe eingegriffen.

Die Ursachen sind mittlerweile grundsätzlich geklärt: Durch menschliche Aktivitäten gelangen Gase in die Atmosphäre, die den natürlichen Treibhauseffekt – der eine der grundlegenden Voraussetzungen für das uns bekannte Leben auf der Erde bildet – spürbar verstärkt. Es kommt zu einer zusätzlichen Aufheizung der Atmosphäre mit verheerenden Folgen für den Meeresspiegel, die Niederschlagsverteilung, die Vegetationszonen, für Flora, Fauna und letztlich selbstverständlich auch für den Menschen selbst. Der Klimawandel ist bereits im Gange. Vorsorgendes Handeln zum schnellstmöglichen Zeitpunkt kann das Ärgste jedoch noch verhindern.

Vorsorgendes Handeln ist jedoch nicht nur ein Umweltanliegen. Klimaschutz ist nicht zuletzt auch aus volkswirtschaftlichen Gründen geboten, weil abrupte Aktionen zu einem späteren Zeitpunkt, zu dem sich der Treibhauseffekt bereits

---

[1] Bereits 1896 warnte der Schwede Svante Arrhenius davor, dass Kohlenstoffemissionen zu einem Anstieg der Temperatur der Atmosphäre führen könnten.

[2] Hierzu beispielsweise: Münchener Rückversicherung (Hrsg.), topics, Jahresrückblick Naturkatastrophen 2000, München 2001.

massiv bemerkbar macht und zu dem unverzüglich Gegenmaßnahmen ergriffen werden müssen, immer die Gefahr von gesellschaftlich wie ökonomisch schwer akzeptablen Reibungsverlusten sowie von Kapitalvernichtung und damit von Wohlstandsverlusten in sich birgt. Einige wenige Zahlen zur Dimension des Problems:

- Der bedeutendste Verursacher im „Korb der Treibhausgase[3]“ ist Kohlendioxid. CO_2 repräsentiert in Deutschland mittlerweile – mit weiter zunehmender Tendenz – rund 87 Prozent aller Treibhausgasemissionen (ausgedrückt in CO_2-Äquivalenten nach IPCC). Damit ist gleichzeitig auch der Hauptaktionsbereich identifiziert: Da CO_2 vornehmlich beim Verbrennen fossiler Energieträger entsteht, muss eine nachhaltig wirksame Klimaschutzpolitik zu einem grundlegenden Strukturwandel bei der Energieversorgung führen.
- In nur einem Jahr verbrennt die Menschheit fossile Brennstoffe in einem Umfang, zu dessen Aufbau in der Erdgeschichte 500.000 Jahre erforderlich waren[4]. Ein treffenderes Beispiel für Substanzverzehr lässt sich wohl kaum finden. Wollen wir also den nachfolgenden Generationen auch noch „ein Stück vom Kuchen“ überlassen, so müssen wir schnellstens mit den wertvollen Ressourcen haushalten: Ressourcenschonung wird damit zum zweiten starken Motiv für energiebezogene Umweltpolitik.
- Weit über 90 Prozent aller ubiquitären Emissionen sind energiebedingt. Vorsorgende Umweltpolitik mit dem Ziel einer nachhaltigen Entwicklung von Wirtschaft und Gesellschaft ist deshalb gut beraten, wenn sie den Energieverbrauch im Zaume hält.
- Etwa drei Viertel des weltweiten Ressourcenverbrauchs spielt sich heute in der entwickelten Welt ab, in der aber lediglich ein Viertel der Menschheit lebt. Der Umkehrschluss: Drei Viertel aller heute lebenden Menschen werden nur mit einem Viertel des Rohstoffverbrauchs abgespeist. Zwei Milliarden Menschen verfügen heute noch über keinen Zugang zu kommerziellen Energieträgern wie Elektrizität oder Gas. Wenn die Menschen in den Entwicklungsländern ein ähnlich hohes Versorgungsniveau wie wir bei unveränderter Technik hätten, wäre die Assimilationsfähigkeit unseres Planenten sicherlich in nur wenigen Jahren völlig überfordert und die erschöpfbaren Ressourcen in kürzester Zeit total ausgebeutet. Aus der geschilderten Ungleichverteilung resultieren mittlerweile seriöse politische Probleme auf die zuletzt die US-Studie „An Abrupt Climate Change Scenario and its Implications for United States National Security“[5] hinweist und die Verbindung zwischen unterlassenem Klimaschutz, Migrationen, Wohlstand und Terrorismus herstellt.

---

[3] Seit der 3. Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention im Dezember 1997 in Kioto werden die im Protokoll geregelten Treibhausgase CO_2, CH_4, N_2O, HFKW, FKW und SF_6 als „Kioto-Gase“ bezeichnet.

[4] Müller, Werner, Des Feuers Macht, VDEW-Verlag, Frankfurt am Main 1987, S. 48

[5] Schwartz, Peter and Randall, Douglas, An Abrupt Climate Change Scenario and its Implications for United States National Security, Washington October 2003

Klar ist, dass isoliertes Handeln hier nicht weiterführt. Dies wurde schon Anfang der neunziger Jahre erkannt, als die ersten Versuche zur Ausgestaltung einer international abgestimmten Strategie unternommen wurden. Im Protokoll von Kioto haben sich die Industrieländer im Dezember 1997 zur Erfüllung rechtsverbindlicher Ziele verpflichtet, um den Ausstoß von Treibhausgasen im Zeitraum 2008 bis 2012 um mindestens 5,2 Prozent gegenüber 1990 zu senken. Ob das Kioto-Protokoll weiterhin die Basis für eine weltweite Klimaschutzpolitik bilden würde war nach der Weigerung der US-amerikanischen Regierung vom März 2001, das Kioto-Protokoll zu ratifizieren, einige Monate völlig unklar. Die Fortführung der 6. Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention Ende Juli 2001 in Bonn sowie die darauf folgenden Vertragsstaatenkonferenzen in Marrakesch, Neu Delhi und Mailand haben dann wesentliche politische Voraussetzungen für die Ratifizierung des Kioto-Protokolls durch mittlerweile mehr als 120 Staaten schaffen können. Das Zünglein an der Waage spielt derzeit Russland, dessen Ratifizierung erforderlich ist, um das im Kioto Protokoll festgeschriebene Quorum zu erfüllen.

Aus den bereits genannten Gründen müssen die Industriestaaten auf absehbare Zeit den Löwenanteil der weltweiten Klimavorsorge erbringen. Erst wenn dies erkennbar eingeleitet ist, wird man auch die Entwicklungsländer davon überzeugen können, ebenfalls Beiträge zur Bekämpfung des globalen Treibhauseffekts zu leisten.

3.2 Zur Historie

Der Startschuss für die Entwicklung und Umsetzung des deutschen Klimaschutzprogramms fiel am 15. Januar 1990 mit einem Schreiben des Bundeskanzleramtes. Hierin wurde das Bundesumweltministerium gebeten, dem Bundeskabinett Vorschläge für Ziele und Maßnahmen zur Bekämpfung des anthropogenen Treibhauseffekts vorzulegen. Dieser Auftrag, mit dem gleichzeitig die Federführung innerhalb der Bundesregierung festgelegt wurde, ist politisch vor dem Hintergrund der Ende der achtziger Jahre im wissenschaftlichen Raum mehr und mehr geführten Diskussionen über Ursachen und Wirkungen des Treibhauseffekts sowie wirksame Maßnahmen zur Bekämpfung dieses globalen Umweltproblems zu sehen. Die sich stärker konturierenden wissenschaftlichen Erkenntnisse wurden gegen Ende der siebziger Jahre auch im politischen Raum wahrgenommen. Dieser Prozess führte in Deutschland im Jahre 1987 dazu, dass der Deutsche Bundestag eine Enquête-Kommission zum Thema „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ einrichtete, die bereits in ihrem ersten Bericht feststellte: „Menschliche Eingriffe in die Natur sind auch zu einer Bedrohung der Erdatmosphäre geworden und gefährden das Leben auf der Erde.“[6] Die klimaschutzpolitischen Überlegungen knüpften zum damaligen Zeitpunkt an die Ergebnisse zahlreicher Tagungen, Seminare und Workshops an, die vornehmlich auf internationaler Ebene stattfan-

[6] Deutscher Bundestag (Hrsg.), Schutz der Erdatmosphäre: Eine internationale Herausforderung; Zwischenbericht der Enquête-Kommission des 11. Deutschen Bundestages „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“, 5/88, Bonn 1988; S. 22.

den: Die 1. Weltklimakonferenz in Genf 1979, Klimatagungen in Villach 1985 und 1987, das Klimasymposium in Bellagio im November 1987, die Klimakonferenz in Toronto im Juni 1988, der internationale Kongress „Klima und Entwicklung“ in Hamburg im November 1988 sowie die 2. Weltklimakonferenz in Genf 1990 sind Marksteine auf dem Weg der wissenschaftlichen Beratungen und Meilensteine für die politischen Entscheidungsfindung. Unterstützt wurde die Meinungsbildung im politischen Raum auch durch Erklärungen, die die Deutsche Meteorologische Gesellschaft gemeinsam mit der Deutschen Physikalischen Gesellschaft 1988 abgab und mit der die Ernsthaftigkeit der in Villach verabschiedeten Appelle an die Politik, schnell zu handeln, unterstrichen wurden.

So verwundert nicht, dass die Enquête-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“ schon Ende der achtziger Jahre ihre ersten Schlussfolgerungen zum Thema „Treibhauseffekt und Klimaänderung“ mit den Worten einleitet: „Mit jeder Klimatagung der vergangenen Jahre wurde deutlicher, dass der Treibhauseffekt dramatisch zunimmt.“[7]

Die Aufbruchstimmung gegen Anfang der achtziger Jahre bereitete schließlich den Boden für nationale und internationale Beschlüsse, die bis heute nachwirken.

Nach sehr intensiven und meist kontroversen Auseinandersetzungen innerhalb der Bundesregierung konnte des Bundesumweltministerium dem Kabinett am 13. Juni 1990 erste Empfehlungen vorlegen mit denen die späteren Zielsetzungen und Strukturen vorgeprägt wurden.

Mit dem ersten Kabinettbeschluss über die nationale Klimaschutzpolitik wurde die noch heute gültige Beratungsinfrastruktur vorgeprägt.

Ausgangspunkt: Auftrag des Bundeskanzleramtes an das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Schreiben vom 15. Januar 1990)

Beschlüsse der Bundesregierung

13. Juni 1990	Grundsatzbeschluss
7. November 1990	Erster Bericht der IMA „CO_2-Reduktion“
11. Dezember 1991	Zweiter Bericht der IMA „CO_2-Reduktion“
29. September 1994	Dritter Bericht der IMA „CO_2-Reduktion“
6. November 1997	Vierter Bericht der IMA „CO_2-Reduktion“
26. Juli 2000	Zwischenbericht zum Fünften Bericht der IMA „CO_2-Reduktion“
18. Oktober 2000	Fünfter Bericht der IMA „CO_2-Reduktion“

Tabelle 3.1: Stationen des deutschen Klimaschutzprogramms

[7] Deutscher Bundestag (Hrsg.), Schutz der Erdatmosphäre: Eine internationale Herausforderung; Zwischenbericht der Enquête-Kommission des 11. Deutschen Bundestages „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“, 5/88, Bonn 1988; S. 351.

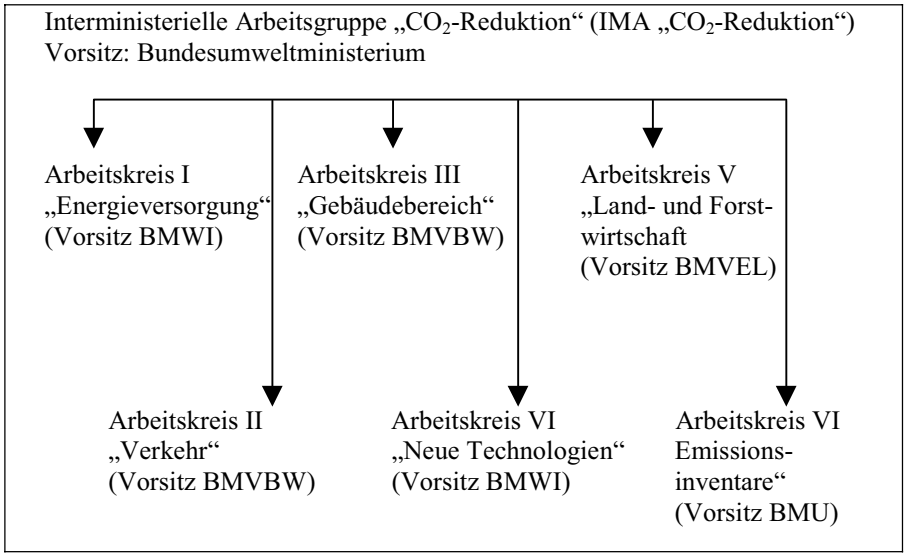


Bild 3.1: Struktur der Interministeriellen Arbeitsgruppe „CO_2-Reduktion“

Unter der Federführung des Bundesumweltministeriums richtete das Bundeskabinett damals die Interministerielle Arbeitsgruppe „CO_2-Reduktion“ (IMA „CO_2-Reduktion“) mit fünf Arbeitskreisen unter Vorsitz der im Jahre 1990 jeweils hauptzuständigen Ressorts ein: Arbeitskreis I „ Energieversorgung“ (Bundesministerium für Wirtschaft, seit November 2002 Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit), Arbeitskreis II „Verkehr“ (Bundesministerium für Verkehr; seit 1998 Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen), Arbeitskreis III „Gebäudebereich“ (Bundesministerium für Bauwesen; seit 1998: Bundesministerium für Verkehr, Bau- und Wohnungswesen), Arbeitskreis VI „CO_2-Verminderung durch neue Technologien“ (Bundesministerium für Forschung und Technologie; Übernahme der Zuständigkeit im Jahre 1998 durch das Bundesministerium für Wirtschaft, seit November 2002 Bundesministerium für Wirtschaft und Arbeit) sowie „CO_2-Verminderung durch Land- und Forstwirtschaft (u.a. CO_2-Senken) (Bundesministerium für Landwirtschaft und Forsten, seit 2002 Bundesministerium für Verbraucher, Ernährung und Landwirtschaft). Diese fünf Arbeitskreise wurden am 18. Oktober 2000 durch einen sechsten Arbeitskreis „Emissionsinventare“ unter Vorsitz des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit ergänzt.

Das damalige Mandat lautete: „Sie („die Bundesregierung“ d. Verf.) setzt eine Interministerielle Arbeitsgruppe ein, die sich bei der Erarbeitung von Vorschlägen an einer 25-prozentigen Reduzierung der CO_2-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahre 2005 – bezogen auf das Emissionsvolumen des Jahres

1987 – orientiert und Möglichkeiten einer Minderung weiterer energiebedingter Treibhausgase prüft."[8]

Diesem Grundsatzbeschluss folgten bis heute fünf Berichte sowie ein Zwischenbericht der Interministeriellen Arbeitsgruppe „CO_2-Reduktion", die die Grundlage für sechs Beschlüsse der Bundesregierung bildeten (siehe Bild 3.1).

Im Verlauf dieser Schar von politischen Entscheidungen, die sich bis zum November 1990 an der Bundesrepublik Deutschland vor der Vereinigung orientierten und danach ihre Betrachtung auch auf das ehemalige Gebiet der DDR richteten, wurde ein umfassendes Klimaschutzprogramm mit sehr anspruchsvollen Zielsetzungen geschaffen. International stellt dieses Programm nicht nur eines der ersten umfassenden politischen Konzepte zur Bekämpfung des Treibhauseffekts dar, sondern ist wohl auch heute noch das ambitionierteste weltweit.

Dabei stützt sich das Klimaschutzprogramm nicht allein auf das Motiv der weltweiten Klimavorsorge. Vielmehr zielt es in gleicher Weise auf die Verminderung der traditionellen Umweltbelastungen wie Staub, SO_2, NO_x, VOC oder CO sowie auf die Schonung begrenzt verfügbarer Ressourcen. Klimavorsorge, Ressourcenschonung und Umweltschutz lauten aus diesem Grund die drei Säulen, auf denen die Begründung für Klimaschutz in Deutschland ruht.

Die Arbeiten am deutschen Klimaschutzprogramm folgten systematisch dem folgenden Pfad:

- Bestandsaufnahme (Ermittlung der herrschenden Strukturen und Rahmenbedingungen),
- Identifizierung der physikalischen, technischen und wirtschaftlichen Potenziale und Optionen,
- Identifizierung von Hemmnissen (administrative, informatorische, organisatorische, institutionelle, rechtliche und wirtschaftliche Barrieren),
- Analyse der verfügbaren Maßnahmen zur Beseitigung bzw. Reduzierung der identifizierten Hemmnisse,
- Gestaltung eines Programms und Beschreibung der einzusetzenden Maßnahmen,
- politische Umsetzung des definierten Maßnahmenbündels,
- Überprüfung und ggfs. Modifizierung des eingesetzten Maßnahmenbündels.

Bei dieser Vorgehensweise wurde sehr schnell klar, dass

- es kein instrumentelles Patentrezept zur Lösung des globalen Klimaschutzproblems gibt. Vielmehr zeichnete sich sehr schnell ab, dass das Klimaschutzprogramm sowohl ordnungsrechtliche Anforderungen, als auch ökonomische Anreize und flankierende Maßnahmen wie Information und Beratung sowie Aus- und Fortbildung enthalten würde. Im letzten Jahrzehnt hat sich hieraus ein interdependentes, vielfältiges und sehr komplexes Maßnahmenbündel entwickelt, das Schritt für Schritt umgesetzt wird.
- es nicht allein Aufgabe der Bundesregierung sein kann, nachhaltig zur Bekämpfung des durch den Menschen verursachten Treibhauseffekt beizutra-

[8] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.), Beschluss der Bundesregierung vom 11. Dezember 1991: Verminderung der energiebedingten CO_2-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland, Bonn 1. Auflage Januar 1992, S. 84.

gen. Vielmehr kann ein solches Ziel nur verwirklicht werden, wenn alle Ebenen von Wirtschaft und Gesellschaft ihre Beiträge leisten. In der Folge hat dies dazu geführt, dass mittlerweile nicht nur ein Klimaschutzprogramm der Bundesregierung vorliegt, sondern auch zahlreiche Länder sowie mehr als 1.000 Kommunen über Klimaschutzprogramme verfügen. Hinzu kommt, dass auch die Wirtschaft sowie andere gesellschaftlich relevante Gruppen Strategien und Konzepte entwickelt haben und diese nunmehr umsetzen.

Die Bundesregierung ist der Auffassung, dass vorsorgeorientiertes Handeln zum Schutz des globalen Klimas unabdingbar ist. Die Abwägung der bisher gewonnen wissenschaftlichen Erkenntnisse legt einen nachweisbaren menschlichen Einfluss auf das globale Klima nahe. Der Verzicht auf sofortige Gegenmaßnahmen dürfte zu nachteiligen Auswirkungen auf Öko-, Gesellschafts- und Wirtschaftssysteme einschl. der Nahrungs- und Wasservorräte führen und die menschliche Gesundheit beeinträchtigen. In bestimmten Fällen können die befürchteten Auswirkungen sogar schwer oder gar nicht mehr umkehrbar sein. Dabei werden unterschiedliche Regionen der Welt in unterschiedlicher Weise von den Klimaänderungen betroffen sein.

Die Bundesregierung hält auch deshalb konsequente Maßnahmen zur Reduktion der Treibhausgasemissionen für erforderlich, weil sie technisch möglich und in vielen Fällen auch ökonomisch vernünftig sind. Es besteht in den meisten Ländern ein ganz beträchtliches Potenzial an sog. „Maßnahmen ohne Reue“ („No-Regret-measures“) zur Reduktion der Treibhausgasemissionen. Das heißt, derartige Maßnahmen bieten sich aus verschiedenen Gründen an. Nationale und internationale Studien zeigen, dass es vernünftig ist, durch technische Einsparungsmaßnahmen, Substitutionsvorgänge, Verhaltensänderungen und ein konsequentes Management die Energieeffizienz deutlich zu verbessern.

Der Zwischenstaatliche Ausschuss für Klimaänderungen (Intergovernmental Panel on Climate Change – im nachfolgenden Text als „IPCC“ zitiert) kommt zu dem Ergebnis, dass 10 – 30 % der gegenwärtig verbrauchten Energie zu geringen, keinen oder gar negativen Nettokosten eingespart werden kann.[9] Angesichts der Tatsache, dass langfristig die Schadenshöhe durch Klimaänderung für die Weltwirtschaft in einer erheblichen Größenordnung liegen könnte, können Maßnahmen zum heutigen Zeitpunkt auch ökonomisch Sinn machen.

Zu ähnlich differenzierten Aussagen über die Kosten von klimaschonenden Aktivitäten kommt auch eine Studie des ECOFYS-Instituts aus dem Jahre 2003. Diese Untersuchung kommt zu dem Schluss, dass die Kosten der CO_2-Minderung in der deutschen Energiewirtschaft und der Industrie zwischen negativen Kosten – sprich Erlösen – und vergleichsweise hohen positiven Kosten angesiedelt sind:

[9] Intergovernmental Panel on Climate Change (Ed.), Second Assessment Report, Summaries for Policy Makers and other Summaries.

Kostenbereich (€/t CO_2-Minderung)	Minderungspotenzial in Mio. t CO_2
< -10	23
-10 bis 0	16
0 bis +10	16
+10 bis +20	15
+20 bis +50	19
> +50	5

Tabelle 3.2: Spezifische CO_2 - Vermeidungskosten der deutschen Energiewirtschaft und der Industrie[10]

Vor diesem Hintergrund ist es jedenfalls nicht gerechtfertigt, politische Entscheidungen zur Klimavorsorge unter dem Hinweis auf noch bestehende Wissenslücken zu unterlassen.

3.3 Entwicklung der Treibhausgasemissionen in Deutschland

Deutschland hat mit der Unterzeichnung der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (United Nations Framework Convention on Climate Change UNFCCC) auch die Verpflichtung übernommen, jedes Jahr über die Entwicklung der Treibhausgasemissionen Bericht zu erstatten. Die im Folgenden dargestellten Daten beruhen auf dem im Juni 2003 vorgelegten Treibhausgasinventar 1990 – 2001[11].

Danach betrugen die gesamten Treibhausgasemissionen im Basisjahr 1.218,2 Mio. t CO_2-Äquivalente. Bis zum Jahr 2001 sind sie um knapp 223 Mio. t CO_2-Äquivalente oder um 18,3 % gesunken. Dabei haben sich die Emissionen der einzelnen Treibhausgase sehr unterschiedlich entwickelt: Den größten absoluten Rückgang wiesen mit 144 Mio. t (-14,2 %) die CO_2-Emissionen auf; das sind fast zwei Drittel des gesamten Rückgangs der Treibhausgasemissionen. Es folgen die CH_4-Emissionen mit einer Reduktion um 49 Mio. t CO_2-Äquivalente (-48,4 %) oder einem Anteil von rund einem Fünftel und die N_2O-Emissionen mit 28 Mio. t CO_2-Äquivalente (-31,5 %) oder einem Anteil von etwa 12 %.

Relativ sind die FKW- und SF_6-Emissionen zwar deutlich stärker gesunken, doch ist ihr Gewicht äußerst gering. Die HFKW-Emissionen, die in den neunziger Jahren sogar noch kräftig zugelegt haben, spielen in der Treibhausgasbilanz nur eine völlig untergeordnete Rolle. Die CO_2-Emissionen halten mit beinahe 87 % nach wie vor den weitaus größten Anteil an der Treibhausgasbilanz.

[10] Matthes, Felix Christian et alii, Auswirkungen des europäischen Emissionshandelssystems auf die deutsche Industrie, Berlin und Köln, September 2003, S. 93 ff

[11] Deutsches Treibhausgasinventar 1990–2001. Nationaler Inventarbericht 2003. Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen. Umweltbundesamt. Berlin, Juni 2003.

Sektoren	1990	1998	2000[1)]	2001[1)]	2002[1)]	Durch-schnitt 2000/02	Änderung 1990 bis 2000/02
			Mio. t CO_2				%
Energieerzeugung/ -umwandlung	439,2	365,1	361,1	369,1	373,0	367,7	- 16,3
Kraftwerke	353,8	313,1	309,5	316,9	322,0	316,1	- 10,7
Heizkraftwerke/ Fernheizwerke und übrige Umwand-lungsbereiche	85,4	52,0	51,6	52,2	51,0	51,6	- 39,5
Summe Industrie	196,9	142,9	142,1	137,0	133,5	137,5	- 30,2
Industrie (energiebedingt)	169,3	117,3	116,0	112,6	109,1	112,5	- 33,5
Industrieprozesse[4)]	27,6	25,6	26,1	24,4	24,4	25,0	- 9,5
Summe Energie und Industrie	636,1	508,0	503,2	506,1	506,5	505,2	- 20,6
Gewerbe/Handel/ Dienstleistungen[3)]	90,5	66,4	59,2	63,0	59,0	60,4	- 33,3
Verkehr	158,8	175,7	178,4	174,6	172,6	175,2	+ 10,3
Haushalte	129,0	131,3	116,0	129,9	119,9	121,9	- 5,5
Summe andere Sektoren	378,4	373,4	353,6	367,5	351,5	357,5	- 5,5
Gesamt-emissionen[2)]	1014,4	881,4	856,8	873,5	858,0	862,8	-14,9

1) Vorläufig

2) ohne internationalen Luftverkehr

3) einschließlich militärische Dienststellen

4) 2002 geschätzt

Quelle: Umweltbundesamt, AG Energiebilanzen, Berechnung des DIW Berlin

Tabelle 3.3: CO_2-Emissionen in Deutschland von 1990 bis 2002 nach Sektoren

Der Emissionshandel beschränkt sich gemäß der EU-Richtlinie zunächst auf die Kohlendioxidemissionen und auf im Einzelnen definierte Anlagen. Die sektoral differenzierte Entwicklung der CO_2-Emissionen in den Jahren von 1990 bis 2002 ist in Tabelle 3.3 dargestellt.[12]

[12] Dabei wurden für die CO_2-Emissionen in den Jahren 2000 bis 2002 – abweichend von den Ergebnissen des Nationalen Inventarberichts 2003 - die vom Deutschen Institut für Wirtschaftsforschung (DIW Berlin) auf der Grundlage aktuellerer Energiebilanzdaten

Danach waren die CO_2-Emissionen insgesamt im Durchschnitt der Jahre 2000-2002 um rund 152 Mio. t oder um 14,9 % niedriger als 1990. Den größten Beitrag zu diesem Rückgang leisteten der Energiesektor mit etwa 72 Mio. t und die Industrie mit gut 59 Mio. t. Gesunken sind auch die CO_2-Emissionen im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen (30 Mio. t) sowie bei den privaten Haushalten (7 Mio. t), während die Emissionen im Verkehr 2002 um gut 16 Mio. t höher waren als 1990.

Betrachtet man die dargestellten Entwicklungslinien zeitlich differenzierter, so zeigt sich allerdings ein etwas anderes Bild. Das Gros der Emissionsminderung wurde im Zeitraum 1990 bis etwa 1995 erreicht. Bis 1998 noch einer der maßgeblichen Träger der CO_2-Minderung sind die Kohlendioxidemissionen der Energiewirtschaft seit 1999 massiv um 22,4 Mio. t angestiegen, während sich der nach unten gerichtete Trend im Produzierenden Gewerbe in allerdings deutlich abgeschwächter Form fortgesetzt hat. Die Minderungspotenziale im Bereich Gewerbe, Handel, Dienstleistungen scheinen mittlerweile ebenfalls weitgehend ausgereizt zu sein. Dagegen lassen sich mittlerweile in den privaten Haushalten CO2-Minderungen in einstelliger Millionenhöhe nachweisen und der Verkehr – in den neunziger Jahren das Sorgenkind der Klimaschutzpolitik – verzeichnet seit 1999 einen insgesmat leicht nach unten gerichteten Verlauf, der allerdings den rapiden CO_2-Anstieg in den neunziger Jahren bei weitem noch nicht ausglleichen konnte. Sollten sich die bisherigen sektoralen Trends fortsetzen wird es schwer fallen, das von der Bundesregierung im Rahmen der Europäischen Lastenteilung übernommene Klimaschutzziel (Minderung der Treibhausgase um 21 % in der Periode 2008 – 2012 gegenüber 1990) zu verwirklichen.

Tabelle 3.3 gibt auch erste Anhaltspunkte über die Höhe der CO_2-Emissionen der Sektoren, die dem Emissionshandel unterworfen sind. Zu diesen Emissionshandelsbereichen zählen vorrangig der Energiesektor sowie der weitaus überwiegende Teil der energie- und prozessbedingten Emissionen in der Industrie. Energiesektor und Industrie zusammengenommen verzeichneten im Durchschnitt der Jahre 2000 bis 2002 CO_2-Emissionen in Höhe von rund 505 Mio. t pro Jahr; gegenüber 1990 bedeutet dies einen Rückgang um knapp 131 Mio. t oder um gut ein Fünftel. Damit verringerte sich der Anteil dieser beiden Sektoren an den gesamten CO_2-Emissionen von knapp 63 % im Jahr 1990 auf 59 % im Jahresdurchschnitt 2002 - 2002. Entsprechend erhöhten sich die Anteile der anderen Sektoren zusammen genommen von gut 37 % auf 41 %. Absolut sanken die CO_2-Minderungen in diesen Sektoren um knapp 21 Mio. t, entsprechend fast 6 %. Damit war der Rückgang deutlich geringer als im Energiesektor und in der Industrie.

3.4 Einbindung des nationalen Programms

Angesichts der globalen Dimensionen des Klimaproblems ist der Bundesregierung bewusst, dass der anthropogene Treibhauseffekt mit nationalen Alleingängen

vorgenommene Berechnungen zugrunde gelegt. Vgl. dazu Hans-Joachim Ziesing, Treibhausgas-Emissionen nehmen weltweit zu – Keine Umkehr in Sicht. In: Wochenbericht des DIW, Nr. 39/2003.

nicht gelöst werden kann. Erforderlich ist eine EU-weit und international abgestimmte Strategie. Die internationale Abstimmung und Auswirkungen auf gesamtwirtschaftliche Ziele, wie z. B. Beschäftigung, Preisniveaustabilität, angemessenes wirtschaftliches Wachstum und außenwirtschaftliches Gleichgewicht sind in diesem Zusammenhang als Nebenbedingungen zu beachten.

EU-Mitgliedstaat	THG-Emissionen 1990	THG-Emissionen 2001	Zielgröße	Zielabweichung in Mio. t CO_2 - Äquivalenten
Belgien	141,2	150,2	132,4	- 17,8
Dänemark	69,5	69,4	54,9	- 14,5
Deutschland	1216,2	993,5	960,8	- 32,7
Finnland	77,2	80,9	77,2	- 3,7
Frankreich	560,8	560,8	551,8	- 9,0
Griechenland	107,0	132,2	133,8	+ 1,6
Irland	53,4	70,0	60,4	- 9,6
Italien	509,3	545,4	476,2	- 69,2
Luxemburg	10,9	6,1	7,8	+ 1,7
Österreich	78,3	85,9	67,1	- 18,8
Portugal	61,4	83,8	78,0	- 5,8
Schweden	72,9	70,5	75,9	+ 5,4
Spanien	289,9	382,8	333,4	- 49,4
United Kingdom	747,2	657,2	653,8	- 3,4
Niederlande	211,1	216,9	198,4	-18,5

Tabelle 3.4: Ziele nach der EU-Lastenteilung, Entwicklung 1990 bis 2001 sowie Zielerreichungsgrad in den Mitgliedstaaten der Europäischen Gemeinschaften[13]

Vor diesem Hintergrund ist es besorgniserregend, dass der Trend der Treibhausgasemissionen in den meisten westlichen Industrieländern deutlich nach oben zeigt. Lediglich in Großbritannien, Luxemburg,, Schweden und Deutschland ist die Emissionsentwicklung nach unten gerichtet (Tabelle 3.4 und Tabelle 3.5 stellen die gegenwärtige Situation innerhalb der EU dar). Zwar haben die wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Umbrüche in Mittel- und Osteuropa, der Zusammenbruch des Sowjetreiches und die Asienkrise der weltweiten Treibhausgasbilanz für etwa ein Jahrzehnt Entlastung verschafft. Dieses – nicht durch aktives politisches Handeln verursachte – Emissionstal wird aber mehr und mehr verlassen.

[13] Rat der Europäischen Union (Hrsg.), Bericht der Kommission gemäß der Entscheidung Nr. 93/389/EWG des Rates über ein System zur Beobachtung der Emissionen von CO2 und anderen Treibhausgasen in der Gemeinschaft, geändert durch die Entscheidung Nr. 99/296/EG, 15615/03, Brüssel 3. Dezember 2003

Mitgliedstaat	Emissionen pro Kopf 1990 in t	Burden Sharing 2008 – 2012	Entwicklung 1990 - 2000	Differenz „Burden Sharing“ – Status
Belgien	13,6	- 7,5 %	+ 6,2 %	- 13,7 %
Dänemark	13,5	- 21,0 %	- 1,2 %	- 19,8 %
Deutschland	15,1	- 21,0 %	- 18,9 %	- 2,1 %
Frankreich	9,5	0,0 %	- 1,7 %	+ 1,7 %
Großbritannien	12,6	- 12,5 %	- 12,6 %	+ 0,1 %
Griechenland	10,2	+ 25,0 %	+ 23,8 %	+ 1,2 %
Irland	15,2	+ 13,0 %	+ 24,0 %	- 11,0 %
Italien	9,1	- 6,5 %	+ 4,1 %	- 10,6 %
Luxemburg	36,9	- 28,0 %	- 45,1 %	+ 17,1 %
Niederlande	14,0	- 6,0 %	+ 3,1 %	- 9,1 %
Österreich		- 13,0 %	+ 3,1 %	- 16,1 %
Portugal	6,3	+ 27,0 %	+ 30,1 %	- 3,1 %
Schweden	8,1	+ 4,0 %	+ 1,7 %	+ 2,3 %
Spanien	7,8	+ 15,0 %	+ 34,8 %	- 19,8 %
EU gesamt	11,4	- 8,0 %	- 3,5 %	- 4,5 %

Tabelle 3.5: Ziele nach der EU-Lastenteilung, Entwicklung 1990 bis 2000 sowie Zielerreichungsgrad in den Mitgliedstaaten der Europäischen Gemeinschaften jeweils in Prozent[14]

Zwar nähern die Zeiten der drastischen Emissionsrückgänge in den Ländern Mittel- und Osteuropas ihrem Ende - zahlreiche Länder dieser Region melden jedenfalls in den letzten Jahren wieder ansteigende Tendenzen – dennoch verfügen die Beitrittsländer noch über ganz beachtliche „Hot-Air“ – Kontingente (Tabelle 3.6). Lediglich Slowenien hat bislang seinen Zielkorridor nach oben verlassen. Es muss abgewartet werden, wie sich die Emissionstrends in diesen Staaten nach dem EU-Beitritt entwickeln werden sowie ob und in welchem Umfang von dort Emissionszertifikate in den Raum der EU15 transferiert werden.

In jedem Falle geben die Tabellen einen Eindruck über mögliche bzw. wahrscheinliche Käufer und Verkäufer im Rahmen des Europäischen Emissionshandelssystems. Da es sich um einen Europäischen Markt handelt ist aufgrund der derzeitigen Emissionssituation davon auszugehen, dass ein deutlicher Nachfrageüberhang existieren wird. Dies bedeutet, dass der Preis für CO_2-Zertifikaten in jedem Falle im positiven Bereich liegen dürfte. Wie hoch er sein wird hängt allerdings von zahlreichen Einflussfaktoren ab zu denen

[14] Rat der Europäischen Union (Hrsg.), Bericht der Kommission gemäß der Entscheidung Nr. 93/389/EWG des Rates über ein System zur Beobachtung der Emissionen von CO2 und anderen Treibhausgasen in der Gemeinschaft, geändert durch die Entscheidung Nr. 99/296/EG, 15615/03, Brüssel 3. Dezember 2003

- das Anspruchsniveau der Nationalen Allokationspläne in den einzelnen EU-Mitgliedstaaten und den Beitrittsländern,
- das technisch-wirtschaftliche Potenzial zu Minderung von CO_2-Emissionen in den EU-Mitgliedstaaten sowie den einzelnen Sektoren und Branchen,
- das Ergebnis eines mittlerweile recht stark einsetzenden Such- und Innovationsprozesses in den betroffenen Unternehmen und Wirtschaftzweigen,
- das Generieren von Emissionsgutschriften aus JI- und CDM-Projekten

zählen.

Beitrittsstaat	THG-Emissionen in Mio. t CO_{2eq}	Basisjahr	Kioto Ziel	THG-Emissionen in Mio. t CO_{2eq} in 2001	Differenz Kioto Ziel / heutige THG-Emissionen
Bulgarien	157,7	1988	145,1	77,7	+ 67,4
Tschechische Republik	192,1	1990	176,7	148,0	+ 28,7
Estland	43,5	1990	40,0	29,4	+ 10,6
Ungarn	102,6	Mittelwert 1985/1987	96,4	84,3	+ 12,1
Lettland	29,0	1990	26,7	11,4	+ 15,3
Litauen	51,5	1990	47,4	20,2	+ 27,2
Polen	565,3	1988	531,4	382,8	+ 148,6
Rumänien	264,8	1989	243,6	148,3	+ 95,3
Slowakei	72,2	1990	66,4	50,1	+ 16,3
Slowenien	19,9	1986	18,3	20,2	- 1,9

Tabelle 3.6: Kioto-Ziele, Entwicklung 1990 bis 2001 sowie Zielerreichungsgrad in den Beitrittsländern der Europäischen Gemeinschaften[15]

Die Emissionstrends in den Entwicklungsländern werden schließlich dazu führen, dass schon in wenigen Jahren aus der „Dritten Welt“ mehr Treibhausgase in die Atmosphäre gelangen, als aus den OECD-Staaten.

Hier sind nun alle Länder gefordert, die im Rahmen des Kioto-Protokolls im Dezember 1997 Emissionsminderungen bzw. Emissionsbegrenzungen zugesagt haben, anspruchsvolle Klimaschutzprogramme zu entwickeln und umzusetzen. Nur wenn von allen Ländern vergleichbare Anstrengungen unternommen werden, kann der globale Treibhausgaseffekt nachhaltig bekämpft werden.

[15] Rat der Europäischen Union (Hrsg.), Bericht der Kommission gemäß der Entscheidung Nr. 93/389/EWG des Rates über ein System zur Beobachtung der Emissionen von CO2 und anderen Treibhausgasen in der Gemeinschaft, geändert durch die Entscheidung Nr. 99/296/EG, 15615/03, Brüssel 3. Dezember 2003

3.5 Das Kioto Protokoll und seine flexiblen Mechanismen

Die Geschichte der flexiblem Mechanismen in den Verhandlungen über ein internationales Klimaschutzregime ist vergleichsweise lang. Sie hat ihre Wurzeln bereits in der Klimarahmenkonvention und gewinnt ihre praktische Bedeutung mit der Entscheidung der Ersten Vertragsstaatenkonferenz im April 1995 in Berlin über den Start einer Pilotphase für gemeinsam durchgeführte Projekte zum weltweiten Klimaschutz – den so genannten „Activities Implemented Jointly". Diese Vorphase diente einzig und allein dem Gewinnen von Erfahrungen und der Erprobung der notwendigen Elemente für die Umsetzung flexibler Instrumente.

Auf der Basis der Klimarahmenkonvention baute das Kioto-Protokoll mit seinen Artikeln 6, 12 und 17 auf. Hier sind die Grundlagen für die weltweite Diskussion über den Einsatz flexibler Instrumente zu finden. Im Einzelnen lassen sich die Interdependenzen der folgenden Abbildung entnehmen:

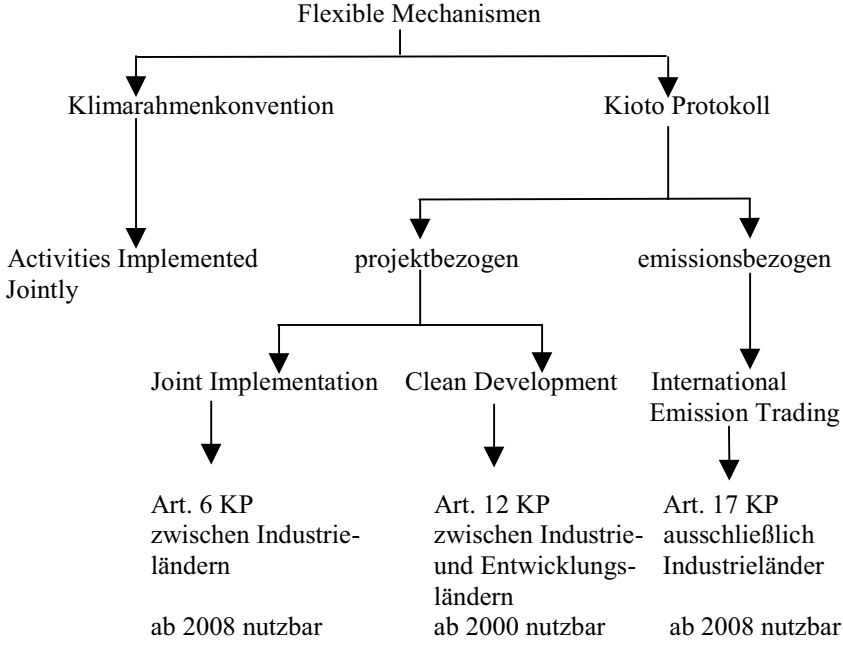


Bild 3.2: Die flexiblen Mechanismen nach der Klimarahmenkonvention und dem Kioto Protokoll

3.6 Der Emissionshandel

3.6.1 Funktionsweise des Emissionshandels und seine klimaschutzpolitische Rolle im Kreise des sonstigen Maßnahmenbündels

Charakteristikum nicht nur des deutschen Klimaschutzprogramms ist ein komplexer und vielfältiger Policy Mix. Maßnahmenbündel bestimmen auf nationaler, europäischer und internationaler Ebene die Szene. Die Ursache liegt zum einem im Querschnittscharakter der Klimaschutzpolitik und zum anderen in der Tatsache, dass nicht alleine wirtschaftliche Barrieren das Ausschöpfen der technisch-wirtschaftlichen Minderungspotenziale ver- oder behindern (siehe hierzu Kapitel 2 „Zur Historie").

Im Rahmen der ständigen Rückkopplungsprozesse stellt sich naturgemäß immer wieder die Frage

- ob die beschlossenen und umgesetzten Maßnahmen ihre klimaschutzpolitischen Beiträge leisten und
- ob sie dies im Verbund mit dem sonstigen Maßnahmenbündel auch ökonomisch effizient erreichen.

Somit ist die Notwendigkeit nach dem Einsatz des Emissionshandels im Rahmen der nationalen Klimaschutzpolitik nicht allein unter ökologischen Kriterien zu bewerten, sondern vor allem aus einzel- wie gesamtwirtschaftlichem Blickwinkel. Die immer wieder zu hörende Aussage: „In Deutschland brauchen wir den Einsatz des Emissionshandels nicht, um unsere klimaschutzpolitischen Ziele zu erreichen!" greift somit viel zu kurz. Zielführend ist nicht nur die Frage, ob die anspruchsvollen Klimaschutzziele erreicht werden, sondern vor allem auch, dass sie ökonomisch effizient erreicht werden!

Der Emissionshandel verspricht beides:

- punktgenaue Zielerfüllung
- auf einzel- wie gesamtwirtschaftlich effizientem Wege.

Dabei handelt es sich beim Emissionshandel eigentlich um ein recht simples Instrument, das wie folgt strukturiert ist:

- Der erste Schritt besteht darin, eine insgesamt zulässige Emissionsmenge („Cap") zu bestimmen. Im vorliegenden Fall wäre dies ein Subziel für die vom Emissionshandel erfassten Anlagen, das aus dem gesamtgesellschaftlichen Klimaschutzziel „Minderung der Treibhausgase um 21 % im Zeitraum 2008 bis 2012 gegenüber 1990" abgeleitet werden muss.
- diese Emissionsmenge ist im zweiten Schritt auf die einzelnen Emittenten (Erstallokation der Emissionsrechte) aufzuteilen. Man kann hier auch einen Zwischenschritt einfügen indem man branchenspezifische „Caps" definiert.
- Damit ein transparenter und liquider Markt zustande kommt und um Wettbewerbsbarrieren zu verhindern muss ein Aktionsrahmen geschaffen werden. In marktwirtschaftlichen Systemen ist es geradezu eine Selbstverständlichkeit, dass rechtliche und ordnungspolitische Regeln reibungslos funktionierende Prozesse sicherstellen.

- Unabdingbar ist der Aufbau eines transparenten Monitoringsystems („ökologische Buchführung“) nicht nur, um die Emissionsentwicklung der einzelnen Anlagen nach verfolgen zu können, sondern auch um die Transaktionen zwischen anbietenden und nachfragenden Emittenten zu dokumentieren („zu verbuchen“).

Ob, wo, wann, wie und wie viele Emissionen vermieden werden, entscheidet sich aus dem Vergleich der spezifischen Kosten vor Ort mit den am Markt herrschenden Preisen für Emissionsrechte. Liegt der Preis über den spezifischen Kosten, sind Vermeidungsmaßnahmen ökonomisch sinnvoll. Im umgekehrten Fall erwirbt der Emittent Emissionsrechte am Markt und erfüllt auf diesem Wege seine Verpflichtungen. Im Unterschied zu tradiertem Ordnungsrecht, das prinzipiell einheitliche Anforderungen stellt ohne die jeweiligen spezifischen Kosten ins Kalkül zu ziehen („Rasenmähermethode“), kappt der Emissionshandel die einzelwirtschaftlichen Kosten in Höhe des einheitlichen Marktpreises. Nur aus diesem Vergleich alternativ umsetzbarer Instrumente erschließt sich die ökonomische Vorteilhaftigkeit des Emissionshandels. So schätzt die Kommission den gesamteuropäischen Kostenvorteil eines EU-weiten Emissionshandels in erster Annäherung auf rund 2,4 Mrd. € pro Jahr.[16] Auf der Basis des „Gemeinsamen Standpunkts“ des Rates vom 9. Dezember 2002 durchgeführte Berechnungen, bei denen unterschiedlichen Allokationsmethoden sowie Allokationsregeln und –kriterien und Zertifikatspreise zwischen 5 €/t CO_2-Äquivalent und 30 €/t CO_2-Äquivalent unterstellt wurden, kommen für Deutschland bei einem Vergleich des Emissionshandels mit alternativen Instrumenten zu geringeren Kosten der Zielerfüllung von zwischen 250 und 550 Mio. €.[17]

Der Emissionshandel schöpft auf diesem Wege Kostendifferenzen zwischen verschiedenen Quellen anlagen-, branchen- und grenzüberschreitend aus. Dies führt zur optimalen Allokation knapper Ressourcen sowohl auf einzelwirtschaftlicher wie – in der Aggregation der Einzelfälle – auch auf gesamtwirtschaftlicher Ebene.

Das Schlagwort lautet wie schon Anfang der achtziger Jahre in den USA: Nachhaltig wirksamer und anspruchsvoller Klimaschutz für weniger Geld – Get more for less!

Soweit die Theorie. Die nicht triviale Aufgabe der Praxis besteht nun darin, das System so zu gestalten, dass die ökologische Integrität gewahrt bleibt und der Umsetzungsmechanismus schlank, unbürokratisch und mit möglichst geringen Transaktionskosten arbeitet. Dies ist schon deshalb nicht einfach, weil bereits in den Verhandlungen in Brüssel politische Kompromisse gemacht wurden, die sich bei der Umsetzung der Richtlinie in allen Mitgliedstaaten fortsetzten. Das Werben

[16] Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionsberechtigungen in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, 2001/0245(COD), KOM(2001)581 endg., Brüssel, 23.10.2001, S. 50 f

[17] Felix Christian Matthes et al., Analyse und Bewertung eines europäischen Emissionshandelssystems für Deutschland, Berlin und Köln, Mai 2003, S. 127

für politische Akzeptanz ging dabei eindeutig vor idealtypischer und systemgerechter Umsetzung des theoretisch bestechenden Konzepts.

3.6.2 Das Motiv für die Entwicklung eines EU-weiten Handels mit Emissionszertifikaten

Wie häufig stand am Anfang der Entwicklung des Europäischen Klimaschutzprogramms (ECCP = **E**uropean **C**limate **C**hange **P**rogramme) das Ergebnis einer wissenschaftlichen Studie. Anfang 2001 konstatierte diese Studie, dass im „Business As Usual "-Fall das von der Europäischen Union in Kioto akzeptierte Klimaschutzziel deutlich verfehlt werden würde. Mit den damals erkennbaren Maßnahmen der einzelnen Mitgliedstaaten würde die Treibhausgasbilanz im Zeitraum 2008 – 2012 ein Plus von 1 Prozent ausweisen statt ein Minus von 8 Prozent. Nach dieser Prognose würden rund 400 Mio. t CO_2-Äquivalente pro Jahr an der Verwirklichung des von der Europäischen Union in Kioto zugesagten Ziels fehlen. Dies entspricht etwa dem gesamten derzeitigen Emissionsvolumen der Länder Spanien und Griechenland.

Diese alarmierende Nachricht gab den Startschuss für die Bildung von sechs Arbeitsgruppen, die bis Mitte 2002 Empfehlungen für gemeinschaftliche Maßnahmen erarbeiteten. Diese gemeinschaftlichen Maßnahmen sollten – so die Vorstellungen der Kommission - die klimaschutzpolitischen Aktivitäten der Mitgliedstaaten ergänzen. Es handelt sich dabei um ein nach Kosteneffizienz zusammengestelltes Bündel aus mehr als 40 Maßnahmen.[18]

1. ECCP (European Climate Change Programme)
Arbeitsgruppen
AG I „Flexible Mechanismen" – hauptsächlich Emissionshandel
AG II Energiewirtschaft
AG III Verkehr
AG IV F-Gase/Industrie
AG V Energieverbrauch/Energienachfrage
AG IV Querschnittsorientierte Fragen

Abschluss der ersten Phase am 2./3. Juli 2001 in Brüssel

2. Umsetzung ECCP bzw. bereits vorhandene Instrumente

- RL über die Einführung eines EU-weiten Handels mit Treibhausgasemissionen
- RL über die Verknüpfung der projektbezogenen Mechanismen JI und CDM mit dem EU-weiten Emissionshandel

[18] Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Mitteilung der Kommission über die Durchführung der ersten Phase des Europäischen Programms zur Klimaänderung (ECCP), Brüssel 23. Oktober 2001

- RL über die Gesamteffizienz von Gebäuden
- RL über die Förderung der Erzeugung von Elektrizität aus Erneuerbaren Energien
- Mindestanforderungen an die Energieeffizienz von Endgeräten
- RL zur Energienachfrage
- RL über Kraft-Wärme-Kopplung
- Initiativen für Anforderungen an Energieeffizienz bei öffentlichen Ausschreibungen
- Energieverbrauchskennzeichnungs-Richtlinie
- CO_2-Beobachtungssystem
- IVU / IPPC
- RL über die Besteuerung von Energieprodukten (EU-weite CO_2-/Energiesteuer)
- ACEA/JAMA/KAMA – freiwillige Vereinbarung zur Verringerung der CO_2-Emissionen von Kraftfahrzeugen auf durchschnittlich 140 g/km bis 2008/2009
- Förderung der Verwendung von Biokraftstoffen im Verkehr
- Mitteilung der Kommission über die PKW-Besteuerung
- Vorschlag zur Schaffung einer Sonderregelung für die Besteuerung von Dieselkraftstoff für gewerbliche Zwecke und zur Angleichung der Verbrauchsteuern auf Benzin und Dieselkraftstoffe
- Vorschlag für eine Verordnung über die Gewährung von Finanzhilfen der Gemeinschaft zur Verbesserung der Umweltverträglichkeit des Güterverkehrssystems
- Verbesserungsvorschläge für Infrastrukturnutzung und Kostenanlastung
- Schwerpunktverlagerung bei Beförderungsarten
- Rahmen-RL über fluorierte Gase

Bild 3.3: Struktur der Ausgestaltung des Europäischen Klimaschutzprogramms und das Maßnahmenbündel des ECCP

In diesem interdependenten Maßnahmenbündel wird der Emissionshandel eine dominierende Rolle spielen: Rund 46 % der europäischen CO_2-Emissionen werden nach Abschätzungen der Kommission im Jahre 2010 vom Emissionshandel erfasst.

3.6.3 Eckpunkte der Europäische Richtlinie

Nach langwierigen Verhandlungen zwischen der Kommission, dem Rat und dem Europäischen Parlament wurde schließlich Mitte Juli 2003 ein Kompromiss erreicht.

Besiegelt wurde der erzielte Konsens in der Zweiten Lesung des Parlaments und durch Beschluss des Rates ebenfalls im Juli 2003. Alles in allem kann man feststellen, dass die wesentlichen Positionen des „Gemeinsamen Standpunkts“ des

Rates vom 9.Dezember 2003 im Trilogverfahren weitgehend unverändert blieben. Am 13. Oktober 2003 ist die Richtlinie in Kraft getreten.[19] Sie wird derzeit durch das Treibhausgasemissionshandelsgesetz (TEHG)[20] und das Gesetz über den Nationalen Allokationsplan 2005 – 2007 (NAP-G)[21] in das deutsche Rechtssystem integriert.

Das erzielte Ergebnis lässt sich wie folgt schlagwortartig darstellen:

- Im Kern handelt es sich um ein verbindlichen Konzept, das lediglich in der Einführungsphase durch „Opt Out" und bis zum Jahre 2012 durch „Pooling" flexibilisiert wird.
- Es existieren zwei Phasen: 2005 – 2007 (Einführungsphase) und 2008 – 2012 (verbindliche Einführung).
- Die kostenlose Allokation ist bis 2012 sichergestellt („Grandfathering" 2005 – 2007 „at least 95 %"; 2008 – 2012 „at least 90 %").
- Das „Opt Out" von Anlagen aus dem Emissionshandel ist in der Einführungsphase 2005 – 2007 möglich. Allerdings liegen derzeit keine Anzeichen dafür vor, dass diese Möglichkeit von der deutschen Wirtschaft genutzt werden wird.
- Das „Opt In" von Anlagen und anderen Treibhausgasen ist ab 2008 möglich.
- Sogenannte „Early Action" - d.h. aktives klimaschutzpolitisches Handeln – kann ab 1990 berücksichtigt werden. Die Zuteilung von Emissionszertifikaten für frühzeitiges Handeln darf allerdings nicht den Europäischen Binnenmarkt verletzen. Maßnahmen für die Subventionen in Anspruch genommen wurden oder die aufgrund von ordnungsrechtlichen Anforderungen umgesetzt wurden stellen keine „Early Action" dar.
- „Banking" – d.h. das Übertragen von Emissionszertifikaten von einer Periode in die darauffolgende - ist prinzipiell möglich – die Ausgestaltung an der Schnittstelle 2007/2008 obliegt den Mitgliedstaaten, während „banking" an der Schnittstelle 2012/2013 obligatorisch wird (Art. 13).
- Ein verbindlicher „Einheitspool" oder ein „Zwangspool" – wie gegen Ende des vergangenen Jahres von Vertretern der Wirtschaft gefordert – ist nicht

[19] Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, Amtsblatt der Europäischen Union, L 275/32, 25. Oktober 2003

[20] Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausemissionszertifikaten in der Gemeinschaft (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz – TEHG). Das TEHG wurde aufgrund der Beschlussempfehlung des Vermittlungsausschusses am 28. Mai 2004 vom Deutschen Bundestag einstimmig endgültig verabschiedet und wird nach Zustimmung des Bundesrates in seiner Sitzung am 11. Juni 2004 noch vor der Sommerpause in Kraft treten.

[21] Entwurf eines Gesetzes über den Nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgas-Emissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007 (Zuteilungsgesetz – NAPG). Der Gesetzentwurf wurde am 28. Mai 2004 vom Deutschen Bundestag mit maßgeblichen Veränderungen in Zweiter und Dritter Lesung verabschiedet. Die am 11. Juni 2004 beginnenden Beratungen des Bundesrates bleiben abzuwarten.

zulässig. Möglich ist jedoch die freiwillige Bündelung von einzelnen Anlagen.

- Die Kommission kann den ihr vorgelegten „Nationalen Allokationsplan" vollständig oder in Teilen zurückweisen (Vetorecht)
- Gegen „Überallokation" wurde auf Vorschlag des Parlaments eine qualitative Grenze eingeführt.
- Emissionsrechte, die aus den projektbezogenen Mechanismen JI und CDM generiert werden, sollen in Übereinstimmung mit dem Kioto-Protokoll und den Marrakesh Accords im Rahmen des Emissionshandelssystems verwendet werden können – allerdings soll „Domestic Action" innerhalb der EU dominant bleiben. Die Kommission hat am 23. Juli 2003 einen Richtlinienentwurf zur Verknüpfung von JI und CDM mit dem EU-weiten Emissionshandel vorgelegt.[22] Im April 2004 erzielten Rat, Parlament und Kommission einen politischen Kompromiss, der den Weg für die Nutzung von CER's (certified emission reduction) aus CDM-Projekten ab 2005 und ERU's (emission reduction units) aus JI-Projekten ab 2008 ohne größere Barrieren öffnet.
- In den kommenden Jahren ist die Einbeziehung anderer Sektoren, insbesondere die Aufnahme der Chemischen Industrie, der Aluminiumhütten und des Verkehrs zu prüfen.
- Bei der Entwicklung von Allokationsregeln und –kriterien für die Kraft Wärme Kopplung – die unter den Begriff effiziente Technologien subsumiert wird – sind die Bezüge zur europäischen KWK-Richtlinie zu beachten.

3.6.4 Wer fällt unter den Emissionshandel?

Generell deckt der Emissionshandel alle energieintensiven Anlagen bzw. Tätigkeiten ab. Im Einzelnen führt Anlage I der Richtlinie die folgenden Anlagen auf:

- Feuerungsanlagen mit einer Feuerungswärmeleistung > 20 MW
- Röst- und Sinteranlagen für Metallerz, Anlagen zur Herstellung von Roheisen und Stahl einschließlich Stranggießen
- Anlagen zur Herstellung von Zementklinkern oder Kalk
- Anlagen zur Herstellung von Glas einschließlich Glasfasern
- Anlagen zur Herstellung von keramischen Erzeugnissen
- Anlagen zur Herstellung von Zellstoff, Papier und Pappe

Nach der sogenannten Kumulationsregel sind mehrere kleinere Anlagen eines Betreibers an einem Standort zu addieren. Wenn nach der Kumulation die Min-

[22] Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie über ein System für den Handel mit Treibhausgasberechtigungen in der Gemeinschaft im Sinne der projektbezogenen Mechanismen des Kioto-Protokolls, KOM(2003)403 endg., Brüssel, 23.7.2003

destgrenzen gemäß Anlage I überschritten werden, fallen auch diese Anlagen in den Anwendungsbereich der Richtlinie.

In Brüssel findet derzeit eine intensive Diskussion darüber statt, welche Anlagen konkret unter das Kumulierungsgebot fallen. Während die Kommission die Regel sehr weit auslegt, hält die Bundesregierung eine Begrenzung der Anlagenanzahl für sinnvoll.

Nicht erfasst werden Anlagen, die Forschungszwecken dienen sowie Müllverbrennungsanlagen für Hausmüll und gefährliche Abfälle. Industrieabfälle wie Altreifen, Kunststoffe u.ä. fallen dagegen in den Anwendungsbereich der Richtlinie.

Ebenfalls nicht erfasst ist die chemische Industrie, deren Feuerungsanlagen allerdings unter den Emissionshandel fallen.

Die Richtlinie konzentriert sich darüber hinaus ausschließlich auf die Industrie und die Energiewirtschaft. Private Haushalte und der Verkehr sind nicht Gegenstand des Emissionshandels.

Nach der Richtlinie benötigen Anlagenbetreiber, die

- eine Tätigkeit durchführen, die in Anlage I des RL-Entwurfs aufgezählt ist (gemäß Art. 2 Abs. 1; Art. 3, Art. 4, Art. 14 Abs. 1 und Art 26 des RL-Entwurfs)
- eine Genehmigung („Permit“) zur Emission von Treibhausgasen (gemäß Art. 4 – 8 des RL-Entwurfs)
  und
- müssen am Stichtag Emissionszertifikate („Allowances“) für die in Annex II aufgeführten Treibhausgase (erster Schritt nur CO_2) halten (Art. 12 Abs. 3 des RL-Entwurfs).

Brüssel hat bereits einige Leitlinien vor gelegt und bereitet weitere vor, die der harmonisierten Umsetzung des Emissionshandels durch die gegenwärtigen Mitgliedstaaten (EU15) aber ab 1. Mai 2004 auch durch die Beitrittsstaaten (EU25) dienen sollen. Zu diesen Leitlinien zählen:

- Die Leitlinie für Monitoring und Berichterstattung über Treibhausgasemissionen ist am 29. Januar 2004 in Kraft getreten[23].
- Die Leitlinie über Allokationsregeln und –kriterien zur Ausgestaltung des Nationalen Allokationsplans (NAP Guidance) wurde von der Kommission am 7. Januar 2004 vorgelegt.[24]
- Ein Registrierungskonzept („doppelte Buchführung“) für die Emissionszertifikate wird von der Kommission bis zum Juni 2004 vorgelegt.

[23] Commission Decision of 29/01/2004 establishing guidelines for the monitoring and reporting of greenhouse gas emissions pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and the Council, Brussels, 29/01/2004

[24] Mitteilung der Kommission über Hinweise zur Unterstützung der Mitgliedstaaten bei der Anwendung der in Anhang III der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgaszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates aufgelisteten Kriterien sowie über die Bedingungen für den Nachweis höherer Gewalt, Brüssel, 7. Januar 2004

3.7 Die Umsetzung in Deutschland

Im Zentrum der seit Dezember 2002 auf vollen Touren laufenden Arbeiten zur Umsetzung des EU-Richtlinie steht die Entwicklung des Nationalen Allokationsplans und die Transformation der europäischen Richtlinie in nationales Recht.

3.7.1 Die Aufstellung des Nationalen Allokationsplans

Die Ausgestaltung des Nationalen Allokationsplans richtet sich auf rund 2.400 Anlagen, die nach der Abgrenzung der Bundesregierung auf der Basis der 4. Verordnung zum Bundesimmissionsschutzgesetz am Emissionshandel teilnehmen. Deutschland verfügt damit nicht nur über die größte Anzahl von Anlagen, in Deutschland sind auch mehr Produktionszweige betroffen als in anderen Mitgliedstaaten, die eine weniger stark ausdifferenzierte industrielle Struktur haben.

Der Nationale Allokationsplan besteht generell aus den folgenden Elementen:

- Nationales Gesamtbudget für Treibhausgasemissionen (CO_2, CH_4, N_2O, HFKW, FKW, SF_6) nach dem Kioto-Protokoll und der EU-Lastenteilung. Schon hier ist eine Abschichtung zwischen CO_2 und den anderen Treibhausgasen sinnvoll.
- Aufteilung des nationalen Gesamtbudgets auf die Makrosektoren Energiewirtschaft und Industrie, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen sowie Verkehr und Haushalte.
- Emissionsbudgets („Caps“) für die nach Anlage I der EU-Richtlinie am Emissionshandel teilnehmenden Anlagen.
- Allokationsregeln und –kriterien zur Ermittlung der anlagenbezogenen Zuteilung.
- Liste der Anlagen mit den Ergebnissen der Allokation.

Systematisch wird der Nationale Allokationsplan aus zwei unterschiedlichen Richtungen erarbeitet: „Top Down“ und „Bottom Up“ (Bild 3.4 und Bild 3.5).

Im Rahmen des Nationalen Allokationsplans sind darüber hinaus eine Reihe von Sonderfaktoren zu berücksichtigen. Neben der in aller Munde befindlichen „Early Action“ geht es auch

- um eine adäquate Abbildung der Kraft-Wärme-Kopplung,
- um die Berücksichtigung prozessbedingter Emissionen,
- um die Behandlung der aus dem Kernenergieausstieg resultierenden zusätzlichen CO_2-Emissionen,
- um die Berücksichtigung von technischen Potenzialen.

Für alle diese Fragen und darüber hinausgehende Punkte wurde mittlerweile Allokationsregeln und –kriterien aufgestellt. Die Ausgestaltung dieser Allokationsregeln und –kriterien und die sich daraus ergebenden Auswirkungen standen im Zentrum der politischen Auseinandersetzung, die im März 2004 ihren Höhepunkt erreichten. Die Allokationsregeln und –kriterien sind vor allem unter Aspekten wie Effizienz, Gerechtigkeit, Gleichbehandlung, Bestandsschutz, Wettbewerbseffekte, Anreiz- und Innovationsfunktion, Akzeptanz, Rechtssicherheit,

Objektivität und Transparenz, Planungssicherheit und nicht zuletzt Praktikabilität zu bewerten und zu formulieren.

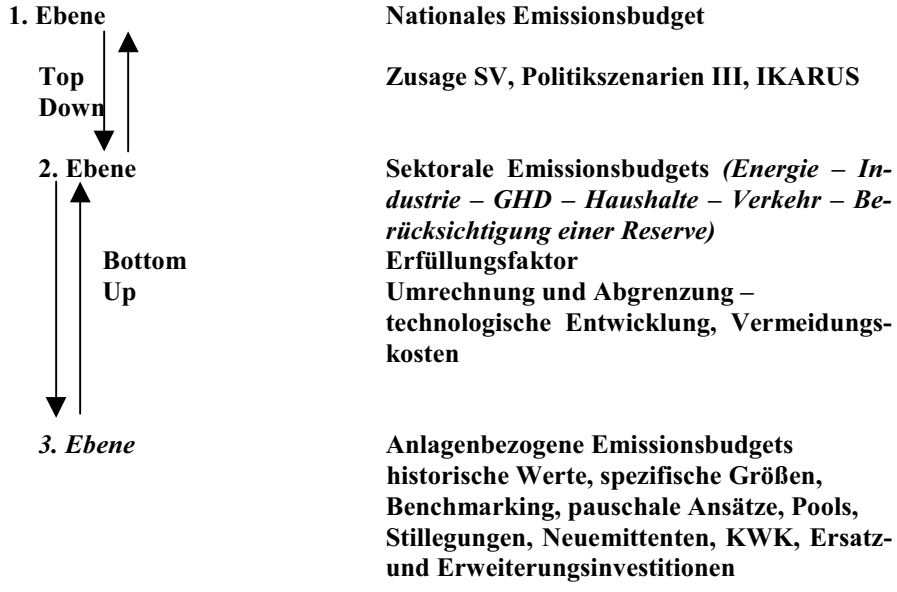


Bild 3.4: „Top Down“ und „Bottom Up“

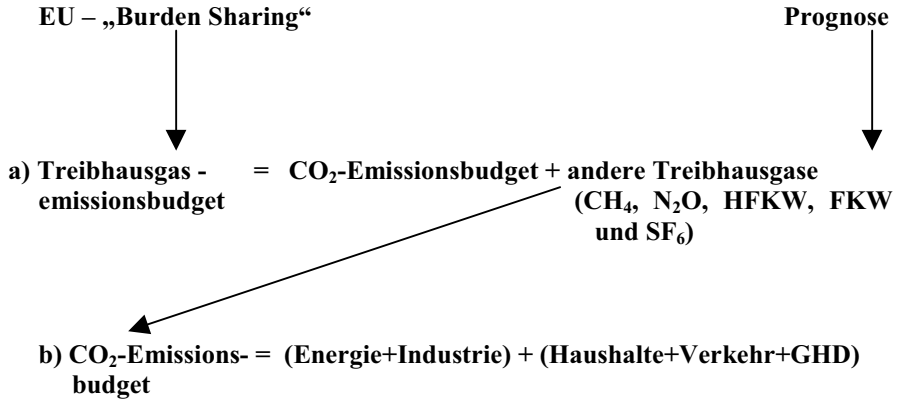


Bild 3.5: Systematische Entwicklung des Nationalen Allokationsplans

3.7.2 Der Beschluss der Bundeskabinett vom 31. März 2004

Das Bundeskabinett hat am 31.März 2004 den Nationalen Allokationsplan für die Bundesrepublik Deutschland 2005 – 2007 verabschiedet.[25] Der Allokationsplan wurde noch am selben Tag der Europäischen Kommission in Brüssel vorgelegt. Diese hat nun drei Monate Zeit, um den deutschen Plan neben den Nationalen Allokationsplänen der anderen Mitgliedstaaten zu prüfen und gegebenenfalls Nachbesserungen zu fordern. Bis zum 24. Mai 2004 lagen insgesamt elf NAP's vor – neun aus dem Kreis der EU15 sowie zwei aus dem Kreis der Beitrittsstaaten.

Die zentralen Gestaltungselemente des deutschen Nationalen Allokationsplans ergeben sich aus der nachfolgenden Zusammenstellung. Dieser Beitrag wird sich nicht weiter mit der Erläuterung und Bewertung des Nationalen Allokationsplans auseinander setzen, da hierzu ein besonderer Beitrag in der Veröffentlichung enthalten ist.

Eckpunkte des Nationalen Allokationsplans

Mengengerüst

1. Gesamt CO_2-Budget für Deutschland
   2005 – 2007 859 Mio. t CO_2/Jahr
   2008 – 2012 844 Mio. t CO_2/Jahr

2. Gesamtzuteilung für die Sektoren „Energiewirtschaft und Industrie"
   2005 – 2007 503 Mio. t CO_2/Jahr
   2008 – 2012 495 Mio. t CO_2/Jahr (Überprüfung 2006)

3. Gesamtzuteilung für von der Emissionshandels-Richtlinie erfassten Anlagen
   2005 – 2007 499 Mio. t CO_2/Jahr

4. Gesamtbudget für die Sektoren „Haushalte und Verkehr"
   2005 – 2007 298 Mio. t/CO_2/Jahr
   2008 – 2012 291 Mio. t CO_2/Jahr

5. Gesamtbudget für den Bereich „Gewerbe/Handel/Dienstleistungen"
   2005 – 2007 58 Mio. t CO_2/Jahr
   2008 – 2012 58 Mio. t CO_2/Jahr

6. Gesamtbudget für die anderen Treibhausgase CH_4, N_2O, HFKW, FKW und SF_6
   2005 – 2007 123 Mio. t/$CO_{2\text{Äquivalente}}$
   2008 – 2012 116 Mio. t/$CO_{2\text{Äquivalente}}$

[25] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Nationaler Allokationsplan für die Bundesrepublik Deutschland 2005 – 2007, Berlin 31.März 2004

7. Reserve für Newcomer
   2005 – 2007 3 Mio. t CO_2/Jahr

8. CO_2-Kompensation für KKW Stade und KKW Obrigheim
   2005 – 2007 1,5 Mio. t CO_2/Jahr

9. CO_2-Budget für Kraft-Wärme-Kopplung (Bestandsanlagen)
   2005 – 2007 1,5 Mio. t CO_2/Jahr

10. Tatbestände, die keiner CO_2-Minderungspflicht unterliegen (Erfüllungfaktor 1)

    „Early Action“
    Nur für Anlagen, die nach dem 1.1.1996 in Betrieb gegangen sind
    Keine Subventionen
    Keine Erfüllung ordnungsrechtlicher Anforderungen
    Erfüllungsfaktor 1 für jeweils 12 Jahre nach Inbetriebnahme
    Emissionsvolumen der betroffenen Anlagen 114 Mio. t CO_2/Jahr
    Für Anlagen, die nach dem 31. Dezember 1993 in Betrieb gegangen sind:
    - Keine Erfüllung ordnungsrechtlicher Vorgaben
    - Erfüllungsfaktor für jeweils 12 Jahre beginnend am 1. Januar des auf die Inbetriebnahme folgenden Jahres

    Für Anlagen, die eine besonders hohe spezifische CO2-Minderungen nachweisen (> 40 % Verbesserung gegenüber einer Referenzperiode) Erfüllungsfaktor 1 für beide Handelsperioden 2005 – 2007 und 2008 - 2012

11. Prozessbedingte Emissionen 68,8 Mio. t CO_2/Jahr

12. Festes Budget („cap“) für den Emissionshandelsbereich
    2005 – 2007 495 Mio t CO_2/Jahr
    Falls „bottom up“ (Mikroplan“ über „top down“ (Makroplan) liegen sollte, wird nur anteilig zugeteilt („zweiter Erfüllungsfaktor“)

Allokationsregeln und –kriterien

1. Erfüllungsfaktor für Bestandsanlagen

0,9765. Entspricht einer CO_2-Minderung von 2,35 % im Vergleich der Basisperiode 2000 – 2002 mit der 1. Handelsperiode 2005 – 2007

Erfüllungsfaktor		Reduktionsfaktor		Reserve		prozessbed. Emissionen		„Early Action“		Sonderzuteilung KWK		Härtefallregel
0,9709	=	0,9960	-	0,0090	-	0,0034	-	0,0057	-	0,0030	-	0,0030

Auf Bestandsanlagen wird in der 2. Handelsperiode 2008 – 2012 zusätzlich zum Erfüllungsfaktor der 1. Handelsperiode der Erfüllungsfaktor für die 2. Handelsperiode angewandt.

2. Übertragungsregelung

Neuanlagen erhalten Zertifikate durch Übertragung der Altanlagen zugeteilten Zertifikate
4 Jahre Übertragung
Im Anschluss an die Übertragungsperiode 14 Jahre Erfüllungsfaktor 1

3. Newcomerregelung

Zuteilung für Newcomeranlagen für einen Zeitraum von 14 Jahren auf der Grundlage eines Benchmark, jedoch niemals mehr als der Bedarf der Anlage

Benchmark	750 g/kWh
Hocheffiziente Gaskraftwerke erhalten mindestens	365 g/kWh

ex post Anpassung an Produktionsmenge nur nach unten
Zwischen Stillegung der alten Anlage und Inbetriebnahme der neuen Anlage können maximal 2 Jahre liegen
Durch eine spezifische Regel ist an der Schnittstelle 2007/2008 sicher gestellt, dass ausreichend kostenlose Emissionszertifikate für Neuemittenten zur Verfügung stehen (kein „Windhundprinzip“).

4. Modernisierungsanreiz für emissionsintensive Kondensationskraftwerke

Start in der 2. Handelsperiode
Zusätzlich zum Erfüllungsfaktor für Bestandsanlagen weitere 15 % Abschlag bei der Zuteilung von Emissionszertifikaten an Kondensationskraftwerke älter als 30 Jahre, sofern die folgenden Wirkungsgrade unterschritten werden:

Steinkohlegefeuerte Kraftwerke	Wirkungsgrad	36 %
Braunkohlegefeuerte Kraftwerke	Wirkungsgrad	31 % ab 1.1. 2008
		32 % ab 1.1. 2010

Für den Fall, dass der Anlagenbetreiber nach Wirksamwerden der Malusregel seine alte Anlage innerhalb von zwei Jahren durch eine neue Anlage ersetzt, wird der Malus nachträglich für bis zu zwei Jahren zurück erstattet.

5. Stilllegungsregel

Anlagenbetreiber haben Stilllegung anzuzeigen
Bei Unterschreiten der tatsächlichen CO2-Emissionen gegenüber der zugeteilten Jahresmenge um 40 % erfolgt ex post-Anpassung der Zertifikatsmenge

6. Early Action

Kategorie A: Altanlagen gelten als „early action“ – Anlagen, sofern sie eine bestimmte Minderung ihrer spezifischen CO_2-Emissionen nachweisen
Dabei gelten die folgenden Anforderungen an die Verbesserung der spezifischen CO_2-Emissionen gegenüber einer Referenzperiode:

Jahr der Inbetriebnahme	Nachzuweisende spezifische CO_2-Minderung in %
1994	7
1995	8
1996	9
1997	10
1998	11
1999	12
2000	13
2001	14
2012	15

Tabelle 3.7: CO_2-Minderungsvoraussetzungen für „Early Action“ – Anlagen

„early action“ Anlagen der Kategorie A erhalten für 12 Jahre den Erfüllungsfaktor 1 beginnend mit dem Jahr nach Inbetriebnahme der Anlage.

Bei Anlagen, die zwischen dem 1. Januar 1994 und dem 31. Dezember 2002 erstmalig in Betrieb gegangen sind, wird davon ausgegangen, dass die definierte Minderung der spezifischen CO_2-Emissionen mindestens erreicht wird. Ein gesonderter Nachweis ist hier nicht erforderlich.

Kategorie B: Anlagen, die eine besonders hohe spezifische CO_2-Minderung gegenüber einer Referenzperiode nachweisen (> 40 %) erhalten den Erfüllungsfaktor 1 für beide Handelsperioden (2005 – 2007 und 2008 -2012).

Kein Kumulationsverbot mit KWK-Anlagen.

7. Kraft-Wärme-Kopplung

Bestehende KWK-Anlagen
Sonderzuteilung in der Periode 2005 – 2007 27 t CO_2/GWh KWK-Strom

Newcomer KWK-Anlagen
Doppelter Benchmark für die Produkte „Strom“ und „Wärme“

Kein Kumulationsverbot mit „early action Anlagen“

8. Emissionszunahmen aufgrund rechtlicher Anforderungen

Zusätzliche Zuteilung erfolgt nur, wenn die auf solche Anforderungen zurückzuführende Zunahme der CO_2-Emissionen in der 1. Handelsperiode gegenüber der Basisperiode 2000 – 2002 mehr als 10 % beträgt.

9. Härtefallregel

Problem: Durchschnittliche Emissionen der Basisperiode sind aus technischen Gründen nicht repräsentativ für den „Normalbetrieb". Deshalb Zuteilung nicht auf der Grundlage von „historischen" Emissionen (§ 7 NAPG), sondern nach „angemeldeten" Emissionen (§ 8 NAPG).

a) Verfassungsrechtlich gebotene Härtefälle

Muss gewährt werden sobald eine „unzumutbare Härte" (= Existenzgefährdung des Unternehmens) vorliegt.

b) Sonderfälle

Können auf Antrag berücksichtigt werden, wenn Abweichung der durchschnittlichen CO_2-Emissionen zwischen der Basisperiode und der Referenzperiode mindestens 25 % beträgt und schwerwiegende wirtschaftliche Nachteile für das Unternehmen nachgewiesen werden.. Auch hier die Rechtsfolge: Anwendung § 8 NAPG („angemeldete" Emissionen) anstatt § 7 NAPG („historische" Emissionen). Deckelung der Sonderfälle auf maximal 1 Mio. t CO_2/a.
Gehen mehr Anträge ein, wird nur noch anteilig zugeteilt.

10. Übertragung zwischen bestehenden Anlagen

Bei Stilllegung einer bestehenden Anlage und Übertragung der Produktion dieser Anlage ganz oder teilweise auf eine andere bestehende Anlage desselben Betreibers können Emissionszertifikate in dem Maße auf die weiter produzierende Anlage übertragen werden, wie aufgrund der Mehrproduktion dort benötigt werden.

11. Wahlrecht zwischen §§ 7 und 8 sowie § 11 NAPG

Anlagenbetreiber, die üblicherweise nach Maßstab „historischer" oder „angemeldeter" Emissionen ihre Zuteilung erhalten, können auf Antrag nach § 11 NAPG („Newcomer Regel") ihre Emissionszertifikate zugeteilt bekommen. Dies wird nur in den Fällen relevant, in denen fortgeschrittene Anlagen zum Einstz kommen, da der Newcomer benchmark bat-Standard hat.

12. „ex post“ Korrekturen

Die Zuteilung nach „angemeldeten“ Emissionen (§ 8 NAPG), für Newcomer (§ 11 NAPG) und für Kraft-Wärme-Kopplung (§ 14 NAPG) wird einer ex post Korrektur unterworfen (Einziehen von Emissionszertifikaten), die allerdings nur nach unten erfolgen kann.

13. Verlängerung des Zeitraum der Zuteilung nach „angemeldeten Emissionen“ auf zwölf Jahre

Analog zu „early action“ Anlagen wird auch die Regel für „angemeldete Emissionen“ (§ 8 NAPG) für zwölf Jahre angewendet.

3.7.3 Zur Nutzung der projektbezogenen Mechanismen „Joint Implementation“ und „Clean Development Mechanism“

In seinem Beschluss vom 31. März 2004 hat das Bundeskabinett ausdrücklich darauf hingewiesen, dass im Rahmen der Umsetzung des Europäischen Emissionshandels auch die projektbezogenen Mechanismen genutzt werden sollen. Als zeitliche Schnittstelle definierte das Kabinett den Beginn des Jahres 2005 für die Nutzung von Emissionsgutschriften aus CDM und den Start der Kioto-Periode im Jahre 2008 als Zeitpunkt für die Nutzung von Emissionsgutschriften aus Joint Implementation Projekten.

Voraussetzung hierfür ist der Abschluss der gegenwärtigen Beratungen über den von der Kommission im vergangenen Jahr vorgelegten Richtlinienentwurf über die Verknüpfung der projektbezogenen Mechanismen mit dem Europäischen Emissionshandel.[26] Dies ist mittlerweile durch den im April 2004 zwischen Rat, Parlament und Kommission erzielten politischen Kompromiss sicher gestellt ohne dass größere Barrieren errichtet worden sind. Mit Ausnahme von Senkenprojekten und kerntechnischen Projekten und dem Abgleich von großen Wasserkraftvorhaben mit den Anforderungen der „World Commission on Dams“ existieren keinerlei Restriktionen – auch nicht quantitativer Art. Im Rahmen des Subsidiaritätsprinzips ist sicherzustellen, das innerstaatliche Aktivitäten Vorrang genießen..

Nach ersten Schätzungen der Kommission wird die Nutzung der flexiblen Mechanismen die Kosten für die Minderung der Treibhausgasemissionen um mindestens 500 Mio. € pro Jahr senken. Aus Kreisen der deutschen Wirtschaft wird bereits seit Jahren ein großes Interesse an der Durchführung von JI- und CDM – Projekten artikuliert. Das Bundesumweltministerium unterstützt den Umsetzungsprozess durch die Entwicklung und Bereitstellung von Hilfsmitteln wie Kurzchecks, Leitfäden zur Ausstellung des Project Design Document (PDD), das zur Anerkennung von CDM – und JI – Projekten durch das Sekretariat der Klimarah-

[26] Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionsberechtigungen in der Gemeinschaft im Sinne der projektbezogenen Mechanismen des Kioto-Protokolls, Brüssel 23. Juli 2003

menkonvention der Vereinten Nationen vorgelegt werden muss sowie durch den Aufbau einer Datenbank. Ferner besteht im Bundesumweltministerium die „Joint Implementation Koordinierungsstelle – JIKO -, die als Informationsdrehscheibe und Focal Point dient.

Unterstützt wird die Nutzung projektbezogenen Mechanismen durch einen neuen KfW-Fonds, der einen Umfang von 50 Mio. € haben soll, wovon die Bundesregierung bereits 10 Mio. € und die KfW aus Eigenmitteln weitere 10 Mio. € zugesagt haben.

3.7.4 Die Transformation in nationales Recht

Ursprünglich war die Umsetzung der EU-Emissionshandelsrichtlinie durch das Treibhausgasemissionshandelsgesetz (TEHG) in Verbindung mit der 34. BImSchV – einer neunen Verordnung und der Änderung der 9. BImSchV auf der Grundlage des Bundesimmissionsschutzgesetzes geplant. Die politische Abstimmung der Bundesregierung mit den Ländern im Jahre 2003 hatte zu dieser gemeinsam in Bundes- und Länderkompetenz strukturierten Umsetzung geführt. Nach Beschluss des Bundesrates am 13. Februar 2004 hat der Deutsche Bundestag jedoch von dieser kombinierten Lösung Abstand genommen und im Rahmen der zweiten und dritten Lesung des TEHG einen reinen Bundesvollzug beschlossen.[27]

In der vom Deutschen Bundestag verabschiedeten Fassung enthält das TEHG die folgenden Regelungen:

- Genehmigungen für Treibhausgasemissionen
- Emissionszertifikate
- Überwachungs- und Berichtspflichten
- Sanktionen und Kosten
- Register
- Zuteilung
- Handel mit Emissionszertifikaten
- Einbeziehung von Gutschriften aus Joint Implementation und Clean Development Mechanism

[27] Deutscher Bundestag, Beschlussempfehlung des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 15/2328 – Entwurf eines Gesetzes über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz – TEHG) und zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksache 15/2540 - Entwurf eines Gesetzes über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz – TEHG), Drucksache 15/2681 vom 10. März 2004 sowie Deutscher Bundestag, Bericht des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 15/2328 – Entwurf eines Gesetzes über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz – TEHG) und zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksache 15/2540 - Entwurf eines Gesetzes über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz – TEHG), Drucksache 15/2693 vom 11. März 2004

- Öffentlichkeitsbeteiligung
- Einrichtung der Deutschen Emissionshandelsstelle – DEHSt –
- Das TEHG enthält eine Reihe von Ermächtigungen zum Erlass von Verordnungen. Dabei handelt es sich im einzelnen um:
- Definition der Kohlendioxidäquivalente (§ 3 Abs. 4 Satz 3)
- Bestimmung der Emissionen (§ 5 Abs. 1 Satz 2)
- Akkreditierung von Sachverständigen (§ 5 Abs. 1 Satz 2)
- Erhebung von Daten für den Nationalen Allokationsplan (§ 8 Abs. 4)
- Zuteilungsverfahren (§ 10 Abs. 5)
- Anerkennung von Emissionsgutschriften aus JI und CDM (§ 13 Abs. 3 Satz 2)
- Anerkennung von Zertifikaten aus Staaten, die nicht der EU angehören (§ 13 Abs. 3 Satz 2)
- Einrichtung und Führung des Registers (§ 14 Abs. 4)
- Übertragung von Zuständigkeiten der DEHSt auf andere Akteure (§ 20 Abs. 2 Satz 1) – Verhältnis zum CITL (= Community Transaction Log)
- Beiträge für die Umsetzung des TEHG (§ 22).

Der Bundesrat hat nun in seiner Sitzung am 2. April 2004 entschieden, den Vermittlungsausschuss anzurufen. Nach einem äußerst langwierigen Verfahren hat sich nun der Vermittlungsaussschuss wieder auf das ursprünglich vom Bundesumweltministerium vorgeschlagene Verfahren verständigt wonach die Länder für die Genehmigung zuständig sind und Teilfunktionen bei der Überwachung übernehmen werden.[28] Der Deutsche Bundestag hat die Beschlussempfehlung des Vermittlungsausschusse einstimmig am 28. Mai 2004 angenommen. Der Bundesrat wird dies ebenfalls in seiner Sitzung am 11. Juni 2004 tun.

Das technische Management wird durch die Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) im Umweltbundesamt wahrgenommen. Rechtsgrundlage für die Einrichtung der DEHSt ist das TEHG.

Die DEHSt nimmt die folgenden Aufgaben wahr:

- Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen
- Datensammlung und Datenauswertung
- Zuteilung, Ausgabe und Rückgabe/Entwertung der Emissionszertifikate
- Führen des Registers
- Entgegennahme und Prüfung der Emissionsberichte – Übernahme aller Kontrollfunktionen
- Verhängen von Sanktionsmaßnahmen
- Information der Öffentlichkeit
- Zusammenarbeit mit den Länderbehörden

[28] Beschlussempfehlung des Vermittlungsausschusses zu dem Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft, Drucksache 15/3250 vom 28.05.2004

Ein weiterer zentraler Baustein der rechtlichen Umsetzung der EU-Emissionshandelsrichtlinie ist das „Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgasemissionszertifikate in der Zuteilungsperiode 2005 – 2007 (Zuteilungsgesetz – NAPG)".

Dieses Gesetz wurde am 28. Mai 2004 vom Deutschen Bundestag in Zweiter und Dritter Lesung verabschiedete. Am 11. Juni wird der Bundesrat sich erstmals mit diesem nicht zustimmungspflichtigen Gesetz auseinandersetzen.. Die Ergebnisse dieser Beratungungen sind nun abzuwarten..

Das NAPG regelt alle Fragen, die sich im Hinblick auf die Allokation von Emissionszertifikaten stellen. Es setzt den Nationalen Allokationsplan um, der allerdings breiter angelegt ist als das NAPG, das sich ausschließlich auf den Emissionshandelsbereich konzentriert.

Die Geltung des NAPG ist jeweils auf die Laufzeit einer Handelsperiode begrenzt. Das Parlament wird also über die Allokation der Emissionszertifikate an Betreiber von in den Anwendungsbereich des Treibhausgasemissionshandelsgesetzes fallenden Anlagen für jede Allokationsperiode gesondert entscheiden.

Das erste NAPG legt im wesentlichen das Mengengerüst an zuzuteilenden Zertifikaten für die Handelsperiode 2005 – 2007 auf der Basis des Makroplans im Nationalen Allokationsplan verbindlich fest. Ferner wird es die einzelnen Allokationsregeln und –kriterien für die Zuteilung von Emissionszertifikaten nach dem Mikroplan des Nationalen Allokationsplans definieren. Im einzelnen heißt dies: Festlegung der allgemeinen Allokationsregeln und der Sonderzuteilungsregeln. Schließlich sieht das NAPG den Erfüllungsfaktor für die Handelsperiode 2005 bis 2007 vor. Bei Abweichungen zwischen Mikroplan und Makroplan ist ein zweiter Erfüllungsfaktor anzuwenden.

Das NAPG ist im einzelnen wie folgt aufgebaut:

1. Abschnitt: Allgemeine Vorschriften

   Zweck des Gesetzes (§ 1), Anwendungsbereich (§ 2) und Begriffsbestimmungen (§3)

2. Mengenplanung

   Nationale Emissionsziele (§ 4), Erfüllungsfaktor (§ 5) und Reserve (§ 6)

3. Allokationsregeln und –kriterien

   Zuteilung für bestehende Anlagen (§§ 7 und 8), Stilllegung von Anlagen (§ 9), Übertragungsregel (§ 10), Newcomerregel (§ 11), Early Action (§ 12), prozessbedingte Emissionen (§ 13), Kraft-Wärme-Kopplung (§ 14) und Sonderzuteilung für KWK Stade und KWK Obrigheim (§ 15).

4. Sonstige Regelungen

   Überprüfung von Angaben (§ 17), Kostenlose Zuteilung (§ 18), Ausgabe und Überführung von Zertifikaten (§§ 19 und 20)

Wie das TEHG enthält auch das NAPG zahlreiche Ermächtigungsgrundlagen für Rechtsverordnungen.

3.8 Zusammenfassung und Ausblick

Deutschland verfügt über eines der ambitioniertesten Klimaschutzprogramme weltweit. Die Bundesregierung hat bewusst eine Vorreiterrolle im internationalen Klimaschutz übernommen. Sie hat in diesem Zusammenhang aber immer wieder erklärt, dass Alleingänge zur Bekämpfung des globalen Treibhauseffekts keine nachhaltige Wirkung haben werden und dass deshalb nationale Beiträge in internationale Regime eingebunden werden müssen. Das nationale Klimaschutzprogramm ist deshalb eingebunden in die Umsetzung der Klimarahmenkonvention (UNFCCC) und das Kioto Protokoll sowie in ein immer schärfere Konturen gewinnendes Europäisches Klimaschutzprogramm – ECCP. Kern des Europäischen Klimaschutzprogramms ist die Einführung des Europäischen Emissionshandelssystems zum 1. Januar 2005.

Mittlerweile haben Bundesregierung und Deutscher Bundestag wesentliche Bausteine für die Umsetzung des Europäischen Emissionshandelssystems verabschiedet. Weitere Elemente wie die zahlreichen Rechtsverordnungen werden in den kommenden Wochen und Monaten folgen.

Ferner wurden bereits Anfang des Jahres mit der Einrichtung der Deutschen Emissionshandelsstelle im Umweltbundesamt die institutionellen Voraussetzungen für das technische Management des Emissionshandels geschaffen.

Mit der Integration des marktwirtschaftlichen und innovativen Instruments „Emissionshandel“ hat eine neue Ära in der Klimaschutzpolitik Deutschlands begonnen. Da bislang nur wenige Erfahrungen mit der Umsetzung derartiger umweltpolitischer Ansätze vorliegen und die Form der Allokation nicht den umweltökonomischen Idealvorstellungen entspricht, werden die in den kommenden Monaten und Jahren gewonnenen Erkenntnisse sorgfältig analysiert und bewertet werden müssen, um gegebenenfalls bereits vor Beginn der zweiten Handelsperiode 2008 bis 2012 Modifikationen vorzunehmen. Ein solcher Review – Prozess ist bereits auf europäischer und nationaler Ebene vorgesehen.

Darüber hinaus wird schon in den nächsten Monaten die Aktualisierung des nationalen Klimaschutzprogramms erfolgen. Neben einer Zwischenbilanz über den mittlerweile erzielten Stand der Emissionsminderung und einer Erfolgsanalyse des bislang eingesetzten Maßnahmenbündels besteht die Hauptaufgabe des Sechsten Berichts der Interministeriellen Arbeitsgruppe „CO_2-Reduktion“ darin, die Beiträge der Sektoren und Akteure zu benennen und zu erschließen, die nicht vom Emissionshandel erfasst werden.

3.9 Literatur

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.), Beschluss der Bundesregierung vom 11. Dezember 1991: Verminderung der energiebedingten CO_2-Emissionen in der Bundesrepublik Deutschland, Bonn 1. Auflage Januar 1992

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Nationaler Allokationsplan für die Bundesrepublik Deutschland 2005 – 2007, Berlin 31.März 2004

Commission Decision of 29/01/2004 establishing guidelines for the monitoring and reporting of greenhouse gas emissions pursuant to Directive 2003/87/EC of the European Parliament and the Council, Brussels, 29/01/2004

Deutscher Bundestag (Hrsg.), Schutz der Erdatmosphäre: Eine internationale Herausforderung; Zwischenbericht der Enquête-Kommission des 11. Deutschen Bundestages „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“, 5/88, Bonn 1988

Deutscher Bundestag, Beschlussempfehlung des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 15/2328 – Entwurf eines Gesetzes über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz – TEHG) und zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksache 15/2540 - Entwurf eines Gesetzes über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz – TEHG), Drucksache 15/2681 vom 10. März 2004

Deutscher Bundestag, Bericht des Ausschusses für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit zu dem Gesetzentwurf der Fraktionen SPD und BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN – Drucksache 15/2328 – Entwurf eines Gesetzes über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz – TEHG) und zu dem Gesetzentwurf der Bundesregierung – Drucksache 15/2540 - Entwurf eines Gesetzes über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz – TEHG), Drucksache 15/2693 vom 11. März 2004

Beschlussempfehlung des Vermittlunsgausschusses zu dem Gesetz zur Umsetzung der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgaszertifikaten in der Gemeinschaft, Drucksache 15/3250 vom 28. Mai 2004

Deutscher Bundestag, Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan für Treibhausgasemissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007 (Zuteilungsgesetz 2007 NAPG), Drucksache 15/2966 vom 28. Mai 2004

Deutsches Treibhausgasinventar 1990–2001. Nationaler Inventarbericht 2003. Berichterstattung unter der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen. Umweltbundesamt. Berlin, Juni 2003.

Intergovernmental Panel on Climate Change (Ed.), Second Assessment Report, Summaries for Policy Makers and other Summaries.

Keine Umkehr in Sicht. In: Wochenbericht des DIW, Nr. 39/2003

Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionsberechtigungen in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, 2001/0245(COD), KOM(2001)581 endg., Brüssel, 23.10.2001, S. 50 f

Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Mitteilung der Kommission über die Durchführung der ersten Phase des Europäischen Programms zur Klimaänderung (ECCP), Brüssel 23. Oktober 2001

Kommission der Europäischen Gemeinschaften, Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Änderung der Richtlinie über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionsberechtigungen in der Gemeinschaft im Sinne der projektbezogenen Mechanismen des Kioto-Protokolls, Brüssel 23. Juli 2003

Mitteilung der Kommission über Hinweise zur Unterstützung der Mitgliedstaaten bei der Anwendung der in Anhang III der Richtlinie 2003/87/EG über ein System für den Handel mit Treibhausgaszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates aufgelisteten Kriterien sowie über die Bedingungen für den Nachweis höherer Gewalt, Brüssel, 7. Januar 2004

Matthes, Felix Christian et al., Analyse und Bewertung eines europäischen Emissionshandelssystems für Deutschland, Berlin und Köln, Mai 2003

Matthes, Felix Christian et al., Auswirkungen des europäischen Emissionshandelssystems auf die deutsche Industrie, Berlin und Köln, September 2003, S. 93 ff

Müller, Werner, Des Feuers Macht, VDEW-Verlag, Frankfurt am Main 1987

Münchener Rückversicherung (Hrsg.), topics, Jahresrückblick Naturkatastrophen 2000, München 2001.

Rat der Europäischen Union (Hrsg.), Bericht der Kommission gemäß der Entscheidung Nr. 93/389/EWG des Rates über ein System zur Beobachtung der Emissionen von CO2 und anderen Treibhausgasen in der Gemeinschaft, geändert durch die Entscheidung Nr. 99/296/EG, 15615/03, Brüssel 3. Dezember 2003

Schwartz, Peter and Randall, Douglas, An Abrupt Climate Change Scenario and its Implications for United States National Security, Washington October 2003

This page intentionally left blank

4 Die rechtliche Umsetzung der EG-Emissionshandelsrichtlinie in Deutschland

Martin Burgi
Philipp Müller

4.1 Einleitung

Art. 1 der EG-Emissionshandelsrichtlinie[1] verpflichtet die Mitgliedstaaten, ein „System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft" zu schaffen. Der Start dieses europaweiten Handelssystems ist für den 1.1.2005 vorgesehen; alleine in Deutschland werden von ihm rund 2400 Industrieanlagen betroffen sein, die fortan für den CO_2-Ausstoß[2] entsprechende Zertifikate benötigen werden. Das gemeinschaftsweite Emissionshandelssystem beruht zwar nicht unmittelbar auf dem Kioto-Protokoll, soll aber zur Erfüllung der dort formulierten Emissionsminderungsziele beitragen (Burgi, Rechtsstellung, 2003, S. 2487). Danach entfallen auf die EU-Mitgliedstaaten insgesamt bis 2012 (gegenüber dem Jahre 1990) 8 % und auf Deutschland nach EU-interner Lastenverteilung 21 %. Von der Zertifikatslösung verspricht man sich gegenüber der Alternative, jeder einzelnen Anlage per Ordnungsrecht eine feste Reduktionsvorgabe zu machen, den Vorteil einer kosteneffizienten Realisierung, zunächst auf der Ebene des einzelnen Unternehmens. Denn dort soll jeweils entschieden werden, ob es kostengünstiger ist, zusätzliche Zertifikate zu kaufen oder in neue Technologien zur Verminderung des Treibhausgasausstoßes zu investieren und überschüssige Zertifikate zu verkaufen. Volkswirtschaftlich gesehen würden dann sinnvollerweise die höchsten Reduktionsleistungen dort erbracht, wo die individuellen Vermei-

[1] Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates der Europäischen Union v. 13.10.2003, ABl. L 275, S. 32 v. 25.10.2003.

[2] Während in Anhang II der Richtlinie auch die anderen sog. Kiotogase als „Treibhausgase" i.S. der Richtlinie bezeichnet werden, werden in Anhang I, der die erfassten „Kategorien von Tätigkeiten" beschreibt, ausschließlich CO_2-emittierende Tätigkeiten benannt. Allerdings sieht Art. 24 der Richtlinie ein Verfahren für die einseitige Einbeziehung zusätzlicher Tätigkeiten und Gase durch die Mitgliedstaaten vor, und Art. 30 Abs. 1 der Richtlinie ermächtigt die Kommission zu Erweiterungsvorschlägen.

dungskosten am geringsten sind (vgl. Burgi, Rechtsstellung, 2003, S. 2487; dort auch weitere Nachweise zur Diskussion um Sinn und Zweck von Zertifikatslösungen in der Umweltpolitik).

Die Emissionshandelsrichtlinie sieht sich bislang vor allem mit wirtschaftswissenschaftlich begründeter Kritik konfrontiert (eingehend niedergelegt bei Hillebrand u.a., 2002). Aus juristischer Sicht kann am Bestehen der erforderlichen Gemeinschaftskompetenz gezweifelt und über die Vereinbarkeit mit den europäischen Grundrechten diskutiert werden (Überblick über die Diskussion bei Burgi, Rechtsstellung, 2003, S. 2488). Aus Sicht der betroffenen Unternehmen steht angesichts des nahenden Starts des Emissionshandels allerdings weniger die Statthaftigkeit seiner Einführung als vielmehr die Frage im Vordergrund, wie die Bundesrepublik ihre gemeinschaftsrechtlichen Verpflichtungen zur Umsetzung der Richtlinie in deutsches Recht[3] erfüllen wird.

Die Arbeiten hierzu sind in vollem Gange. Die notwendigen nationalen Regelungen werden gleichwohl voraussichtlich erst im Sommer 2004, jedenfalls aber nach Ablauf der Umsetzungsfrist (31.12.2003) verabschiedet werden können. Das Bundeskabinett hat am 17.12.2003 Entwürfe entsprechender Regelungswerke beschlossen. Danach plant der Bund zur Umsetzung der Richtlinie den Erlass eines Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes (im Folgenden: TEHG-E) sowie einer Artikelverordnung, die zwei immissionsschutzrechtliche Rechtsverordnungen enthält[4]. Sie sollen das Emissionshandelssystem mit dem bestehenden Anlagengenehmigungsrecht verzahnen. Die vorliegenden Referentenentwürfe, vor allem aber die Emissionshandelsrichtlinie, bilden die Grundlage der folgenden Ausführungen über die rechtlichen Rahmenbedingungen für CO_2-emittierende Anlagen in Deutschland. Der für die Zuteilung der Emissionsberechtigungen zentrale nationale Zuteilungsplan (synonym: Allokationsplan; vgl. 4.2.3.1.) soll für jede Zuteilungsperiode gesondert von der Bundesregierung aufgestellt und nach erfolgter Öffentlichkeitsbeteiligung und Vorlage an die EG-Kommission durch Gesetz verabschiedet werden.

Es liegt auf der Hand, dass ein Rechtsetzungsvorhaben dieser Komplexität und Neuartigkeit zahlreiche verfassungsrechtliche und europarechtliche Probleme aufwirft. Namentlich die vorliegenden Entwürfe sind in mehrfacher Hinsicht diskussionsbedürftig. Im Rahmen des folgenden Beitrags kann und soll es aber allein um eine Darstellung der vorgesehenen Ausgestaltung gehen.

---

[3] Die Emissionshandelsrichtlinie bedarf wie jede Europarichtlinie der Umsetzung durch die Mitgliedstaaten. Denn Europarichtlinien begründen grundsätzlich keine unmittelbaren Rechte und Pflichten für Bürger oder Unternehmen, betreffen also an sich nur die Mitgliedstaaten. Verbindlich legen sie Ziele fest, überlassen dabei aber Wahl der Form und Mittel den innerstaatlichen Stellen (vgl. Art. 249 EGV).

[4] Außerdem ist eine Verordnung über die für Amtshandlungen nach dem TEHG anfallenden Kosten geplant, vgl. § 21 TEHG-E. Die Entwürfe des TEHG sowie der Artikelverordnung sind im Internet abrufbar unter http://www.bmu.de, der Entwurf ist textidentisch mit dem Entwurf der Fraktionen der SPD und Bündnis 90/Die Grünen unter BT-Drucks. 15/2328.

4.2 Rechtliche Rahmenbedingungen für CO2-emittierende Anlagen

4.2.1 Ausgangslage: Immissionsschutzrechtliche Anlagengenehmigung

Sämtliche derzeit in den Anwendungsbereich der Richtlinie fallenden Anlagen sind nach deutschem Recht bereits bislang genehmigungspflichtig: Nach § 4 Abs. 1 BImSchG bedarf es zu ihrem Betrieb einer immissionsschutzrechtlichen Anlagengenehmigung[5]. Einmal erteilt, vermittelt diese das Recht zur Errichtung und vor allem zum Betrieb der Anlage im genehmigten Umfang, und das heißt unter Einschluss der Verursachung „schädlicher Umwelteinwirkungen" einschließlich „Luftverunreinigungen" (§ 3 Abs. 4 BImSchG) und damit auch von Treibhausgasen. Die Genehmigungspflicht bezieht sich dabei stets auf die einzelne Anlage, nicht auf das Gesamtsystem Luft (s. zum Ganzen Burgi, Rechtsstellung, 2003, S. 2488). Ihrer Rechtsnatur nach kommt ihr der Charakter einer (umwelt-) ordnungsrechtlichen Kontrollerlaubnis (sog. Verbot mit Erlaubnisvorbehalt) zu. Dies bedeutet, dass bei Vorliegen der Voraussetzungen ein Anspruch auf Erteilung der Genehmigung besteht (vgl. § 6 Abs. 1 BImSchG), die Behörde die Genehmigung also erteilen muss (s. nur Jarass, 2002, § 4 Rn. 33, § 6 Rn. 26).

Dieses Erfordernis einer auf die jeweilige Anlage bezogenen immissionsschutzrechtlichen Genehmigung wird auch im Zuge der Richtlinienumsetzung aufrechterhalten[6]. Nach wie vor werden sich daher neu auf den Markt tretende bzw. erweiterungswillige Unternehmen um eine solche Anlagengenehmigung bemühen müssen. Das Anlagengenehmigungsrecht wird jedoch in Umsetzung der Emissionshandelsrichtlinie verzahnt mit bzw. ergänzt um emissionshandelsrechtliche Regelungsmechanismen. Die Richtlinie sieht insofern ein zweigleisiges System vor: Erforderlich ist nach ihr zum einen eine sog. Emissionsgenehmigung, zum anderen eine ausreichende Anzahl an handelbaren Emissionszertifikaten.

4.2.2 Emissionsgenehmigung

4.2.2.1 Europarechtliche Vorgaben

Das Erfordernis einer „Genehmigung zur Emission von Treibhausgasen" ist in Art. 4 ff. der Emissionshandelsrichtlinie niedergelegt. Systematisch betrachtet,

---

[5] Vgl. Begründung zum Entwurf des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes (TEHG-E), S. 9.

[6] Teilweise sind die beschriebenen ordnungsrechtlichen Anforderungen ihrerseits auf eine europarechtliche Grundlage, die IVU-Richtlinie (Richtlinie 96/61/EG des Rates vom 24.9.1996 über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung, ABl. L 257, S. 26 v. 10.10.1996), zurückzuführen. Hierfür ergibt sich bereits aus Art. 2 Abs. 2 der Emissionshandelsrichtlinie, dass die ordnungsrechtlichen Anforderungen von der Umsetzung der Emissionshandelsrichtlinie grundsätzlich unberührt bleiben; s. Burgi, Rechtsstellung, 2003, S. 2488 f.

verkörpert diese Emissionsgenehmigung die Zugangsberechtigung zum Emissionshandel. Mit ihrer Hilfe soll die Fähigkeit des Betreibers zur Überwachung und Meldung der Emissionen geprüft und sichergestellt werden (vgl. Art. 6 Abs. 1). Sie muss nach Art. 6 Abs. 2 u.a. Angaben über die Verpflichtung enthalten, eine der Gesamtemissionen der Anlage innerhalb eines Kalenderjahres entsprechende Anzahl an Emissionszertifikaten bis zum 30. April des jeweiligen Folgejahres abzugeben. Die Entscheidung über die Erteilung der Genehmigung ist dabei gem. Art. 6 Abs. 1 gebunden; bei Vorliegen der Genehmigungsvoraussetzungen hat der Antragsteller m.a.W. einen Anspruch auf Erteilung. Sie ist also – ebenso wie die nach § 4 Abs. 1 BImSchG erforderliche immissionsschutzrechtliche Anlagengenehmigung – in Form eines präventiven Verbots mit Erlaubnisvorbehalt ausgestaltet.

Eine Vielzahl von Anlagen, die in den Anwendungsbereich der Emissionshandelsrichtlinie fallen, ist zugleich nach Art. 4 f. der IVU-Richtlinie[7] genehmigungspflichtig. Deshalb verlangt Art. 8 der Emissionshandelsrichtlinie, dass die Mitgliedstaaten Voraussetzungen und Verfahren für die Erteilung der jeweiligen Genehmigung koordinieren. Insoweit ermöglicht Art. 8 Satz 2 der Richtlinie ausdrücklich eine Integration der Emissionsgenehmigung in Genehmigungsverfahren, die von der IVU-Richtlinie erfasst werden. Von dieser Gestaltungsmöglichkeit macht der deutsche Umsetzungsgesetzgeber Gebrauch, indem er die Anforderungen an die Erteilung einer Emissionsgenehmigung in das von der IVU-Richtlinie erfasste immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren integriert.

4.2.2.2 Nationale Umsetzung

Eine Integration der Emissionsgenehmigung in das bestehende Anlagengenehmigungsrecht liegt bereits deshalb nahe, weil immissionsschutzrechtliche Anlagengenehmigung und Emissionsgenehmigung keine strukturellen Unterschiede aufweisen: Beide Entscheidungen sind – wie dargelegt – als präventives Verbot mit Erlaubnisvorbehalt ausgestaltet. Für eine Verzahnung von Emissions- und Anlagengenehmigung spricht zudem, dass – wie ebenfalls aufgezeigt – die derzeit in den Anwendungsbereich der Richtlinie fallenden Anlagen insgesamt bereits nach § 4 Abs. 1 Satz 3 BImSchG genehmigungsbedürftig sind. Eine Modifikation der immissionsschutzrechtlichen Anlagengenehmigung verspricht deshalb eine besonders effiziente Umsetzungsmöglichkeit.

Zur Integration der Emissionsgenehmigung in das bestehende Anlagenrecht sieht der Referentenentwurf regelungstechnisch folgendes Konzept vor: § 4 S. 1 TEHG-E bestimmt, dass Treibhausgas-Emissionen der Genehmigung bedürfen. Hinsichtlich dieser Emissionsgenehmigung verweist § 4 S. 2 TEHG-E sodann – deklaratorisch – auf die Anforderungen nach dem Bundes-Immissionsschutzgesetz sowie die auf seiner Grundlage erlassenen Rechtsverordnungen. Das TEHG selbst wird demnach keine neuen Betreiberpflichten schaffen, sondern es werden sämtliche erforderlichen Anforderungen im Rahmen des Immissionsschutzrechts abgehandelt. Die europarechtlich vorgeschriebene Emissionsgenehmigung geht also

[7] O. Fn. 6.

national vollständig in der immissionsschutzrechtlichen Anlagengenehmigung auf; neben der Anlagengenehmigung ist m.a.W. in Deutschland keine weitere Emissionsgenehmigung erforderlich.

Zur Integration der Emissionsgenehmigung in das Immissionsschutzrecht liegt der Entwurf einer Artikelverordnung vor, die einerseits – formell – Änderungen im Genehmigungsverfahren nach der 9. BImSchV vornimmt, andererseits – materiell – in Form einer auf § 7 BImSchG gestützten 34. BImSchV zusätzliche Anforderungen an CO_2-emittierende Anlagen konstituiert. Dabei sind unterschiedliche Regelungsmechanismen vorgesehen, je nachdem, ob es sich um eine immissionsschutzrechtlich bereits genehmigte Alt- oder eine Neuanlage handelt.

Die Genehmigung von Neuanlagen

Hinsichtlich der Genehmigung von Neuanlagen ist zum einen die geplante Anpassung des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahrens nach der 9. BImSchV zu beachten: In Umsetzung von Art. 5 der Emissionshandelsrichtlinie sind die im Genehmigungsverfahren einzureichenden Antragsunterlagen um Angaben zur Art der Emissionsquellen sowie zur Überwachung und Berichterstattung betreffend Emissionen zu erweitern (vgl. § 4a Abs. 4 der 9. BImSchV-Entwurf). Zudem wird der Inhalt des immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsbescheides an Art. 6 Abs. 2 der Richtlinie angepasst, demnach u.a. Angaben über die Verpflichtung zur Abgabe von Emissionszertifikaten aufgenommen werden müssen (vgl. § 21 Abs. 4 der 9. BImSchV-Entwurf).

Der Entwurf der auf § 7 BImSchG gestützten neue 34. BImSchV hingegen nicht das Genehmigungs*verfahren*, sondern fasst die im Interesse des Klimaschutzes bestehenden *inhaltlichen* Anforderungen der Emissionshandelsrichtlinie an die Erteilung einer Emissionsgenehmigung zusammen. Die Verordnung soll damit eine Konkretisierung von im Rahmen des Immissionsschutzrechts ohnehin bestehenden Grundpflichten der Anlagenbetreiber bewirken: Klimaschutz durch Reduktion von Treibhausgasen ist nämlich innerhalb des Immissionsschutzrechts bereits Anliegen des am „Stand der Technik" orientierten sog. Vorsorgegebots des § 5 Abs. 1 Nr. 2 BImSchG sowie des Gebots der sparsamen und effizienten Energieverwendung in § 5 Abs. 1 Nr. 4 BImSchG (vgl. bereits Burgi, Rechtsstellung, 2003, S. 2488). Die Erfüllung der in nunmehr detailliert statuierten Betreiberpflichten wird dabei gem. § 6 Abs. 1 Nr. 1 BImSchG zur Voraussetzung für die Erteilung der erstrebten Anlagengenehmigung. So soll erreicht werden, dass eine neue Anlagengenehmigung nur erteilt wird, wenn die Erfüllung der Anforderungen der Verordnung und damit mittelbar der Emissionshandelsrichtlinie sichergestellt ist.

Inhaltlich konkretisiert der Entwurf der 34. BImSchV zum einen den Anwendungsbereich der geplanten Verordnung durch Auflistung der dem Emissionshandel unterfallenden Anlagentypen (vgl. Anhang 1 der 34. BimSchV-Entwurf). Zum anderen enthält die geplante Verodnung detaillierte Regelungen der Überwachungs- und Berichterstattungspflicht betreffend Emissionen (vgl. §§ 4 ff. der 34. BimSchV-Entwurf; siehe auch § 5 TEHG-E, der insofern – deklaratorisch – auf die 34. BimSchV-Entwurf verweist) sowie einen Verweis auf die nach § 6 Abs. 1

TEHG-E bestehende Verpflichtung zur Abgabe einer ausreichenden Anzahl von Emissionszertifikaten (vgl. § 2 Abs. 2 der 34. BimSchV-Entwurf).

Keine gesonderte Emissionsgenehmigung für Altanlagen

Betreiber bestehender Altanlagen sind bereits Inhaber einer nach bisherigem Recht erforderlichen immissionsschutzrechtlichen Anlagengenehmigung. Diese Genehmigung vermittelt das Recht zum Betrieb der Anlage unter Einschluss von Treibhausgasemissionen[8]. Für Altanlagen ist daher die bestandskräftige Anlagengenehmigung hinsichtlich der Emissionsbefugnis gegenüber dem genehmigten Ist-Zustand einzuschränken. Denn im Zuge der Richtlinienumsetzung müssen auch die Betreiber von Altanlagen zur Abgabe von Zertifikaten sowie zur Überwachung und Berichterstattung von Treibhausgasemissionen verpflichtet werden.

Das BImSchG selber sähe dafür eigentlich den Weg vor, dass die zuständige Stelle nach § 17 BImSchG nachträglich entsprechende Anordnungen erlässt. Dieses hinsichtlich jeder Anlage einzeln durchzuführende und daher aufwändige Verfahren kürzt § 3 der 34. BimSchV-Entwurf ab, indem er die bereits ergangenen Anlagengenehmigungen um die vorstehenden Anforderungen „ergänzt". Diese ispo iure erfolgende „Ergänzung" der erteilten Immissionsgenehmigungen soll jedoch nicht nur dazu führen, dass die in Umsetzung der Emissionshandelsrichtlinie neu geschaffenen Betreiberpflichten für Altanlagen regelmäßig bereits gelten, ohne dass es eines Vorgehens nach § 17 BImSchG bedarf. Auch soll neben der bereits erteilten immissionsschutzrechtlichen Anlagengenehmigung ebenso wie bei Neuanlagen keine gesonderte Emissionsgenehmigung erforderlich sein. Die inhaltliche Ergänzung der bereits erteilten Anlagengenehmigung soll vielmehr als Emissionsgenehmigung hinreichen[9].

Während also bei Neuanlagen die in der Emissionshandelsrichtlinie niedergelegten (Verfahrens-)Anforderungen an die Erteilung der Emissionsgenehmigung (Antrag des Betreibers, Pflicht zur Vorlage spezieller Antragsunterlagen, Inhalt des Genehmigungsbescheides) in das immissionsschutzrechtliche Genehmigungsverfahren integriert sind[10], findet bei Altanlagen kein (zusätzliches) Genehmigungsverfahren mehr statt. Dies erscheint in Anbetracht des anfallenden Verwaltungsaufwandes gegenüber der Alternative, jeder der rund 2400 Altanlagen in einem gesonderten Verfahren eine von der bereits bestehenden Immissionsgenehmigung zu unterscheidende gesonderte Emissionsgenehmigung zu erteilen, effizient.

Der Entwurf der Verordnungsbegründung verteidigt dieses Regelungskonzept maßgeblich mit dem Hinweis auf Sinn und Zweck der verfahrenstechnischen Anforderungen der Richtlinie[11]: Von der im Genehmigungsverfahren festzustel-

[8] Vgl. oben 4.2.1.

[9] Vgl. den Entwurf der Begründung zur Verordnung zur Umsetzung der Emissionshandelsrichtlinie für Anlagen nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz, S. 7 ff.

[10] Vgl. unter 4.2.2.2. oben.

[11] Vgl. den Entwurf der Begründung zur Verordnung zur Umsetzung der Emissionshandelsrichtlinie für Anlagen nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz, S. 7 ff.

lenden Zuverlässigkeit der Betreiber (vgl. Art. 6 Abs. 1 der Richtlinie 2003/87/EG) sei bei immissionsschutzrechtlich genehmigten Altanlagen auszugehen, da vergleichbare Anforderungen bereits im immissionsschutzrechtlichen Genehmigungsverfahren geprüft worden seien. Auch sei ein gesonderter Antrag sowie die Vorlage spezieller Antragsunterlagen (vgl. Art. 5 der Richtlinie) entbehrlich: Die hierdurch erlangten Informationen seien der zuständigen Behörde bei bereits genehmigten Anlagen ohnehin im Wesentlichen bekannt; zudem könne die Behörde den Sachverhalt auch von Amts wegen ermitteln. Freilich stellt die schlichte „Ergänzung" einer bereits erteilten Genehmigung keine Erteilung einer hinsichtlich Verfahren und Inhalt genau spezifizierten Emissionsgenehmigung dar[12].

4.2.3 Emissionsberechtigungen

4.2.3.1 Europarechtliche Vorgaben

Von der nach Art. 4 ff. der Richtlinie 2003/87/EG notwendigen Emissionsgenehmigung i. S. einer Zugangsberechtigung zum Emissionshandelssystem sind die eigentlichen Emissionsberechtigungen zu unterscheiden. Sie machen den Kernbestandteil des Handelssystems aus und heißen nach Art. 11 der Richtlinie „Zertifikate". Vergeben werden sie für bestimmte Zuteilungszeiträume auf Grundlage eines für jeden dieser Zeiträume jeweils neu zu verabschiedenden „nationalen Zuteilungsplanes" (Art. 9). Aus diesem Plan, für dessen Rechtsform in der Richtlinie keine Vorgaben gemacht werden, müssen die Gesamtmenge aller Zertifikate und die Zuteilungskriterien hervorgehen, welche „objektiv und transparent" sein sollen. Anhang III der Richtlinie[13] gibt insofern lediglich vor, dass die Mengen der Einzelberechtigungen mit dem Emissionsverringerungspotenzial vereinbar sein müssen (Ziffer 3). Ferner müssen Angaben zur Teilnahme neuer Marktteilnehmer enthalten sein (Ziffer 6, siehe auch Art. 11 Abs. 3 S. 2) und kann ein „frühzeitiges Tätigwerden" (sog. early actions; Ziffer 7) berücksichtigt werden.

Auf der Grundlage des nationalen Zuteilungsplanes haben die Mitgliedstaaten sodann über die endgültige Gesamtzahl der je Zuteilungszeitraum zuzuteilenden Zertifikate und über die Zuteilung der Zertifikate an die einzelnen Anlagenbetreiber zu entscheiden (Art. 11 Abs. 1 u. 2). Für den ersten Dreijahreszeitraum bis 31.12.2007 sind mindestens 95 % der Zertifikate kostenlos zuzuteilen, für den darauf folgenden Fünfjahreszeitraum mindestens 90 % (Art. 10). Art. 28 der Richtlinie 2003/87/EG ermöglicht auf mitgliedstaatlicher Ebene die Bildung sog. Anlagenfonds mit der Konsequenz, dass die Gesamtmenge der je Anlage der zu-

[12] Nach Art. 4 der Richtlinie 2003/87/EG dürfen treibhausgasrelevante Anlagen ab dem 1. Januar 2005 nur betrieben werden, „wenn der Betreiber über eine Genehmigung verfügt, die von einer zuständigen Behörde *gemäß den Artikeln 5 und 6 erteilt* (Hervorhebung durch die Verf.) wurde".

[13] Vgl. hierzu auch die Mitteilung der Kommission KOM (2003), 830 endgültig, vom 7.1.2004, die u.a. Hinweise zur Unterstützung der Mitgliedstaaten bei der Anwendung der in Anhang III der Richtlinie 2003/87/EG aufgelisteten Kriterien enthält.

sammengeschlossenen Betreiber errechneten Zertifikate einem „Treuhänder“ übergeben wird.

Nach erfolgter Vergabe (Art. 11 Abs. 4) an die einzelnen Anlagenbetreiber kann der eigentliche Handel, d.h. die „Übertragung der Zertifikate“ beginnen. Jeder Anlagenbetreiber benötigt für jedes Jahr eine Anzahl von Zertifikaten, die seinen Gesamtemissionen entspricht und die bis zum 30. April des jeweiligen Folgejahres zur Löschung abgegeben werden müssen (Art. 12 Abs. 3). Anlagenbetreiber, die mehr Berechtigungen innehaben als sie innerhalb eines Zuteilungszeitraumes benötigen, können diese Berechtigungen zudem nach näherer Maßgabe von Art. 13 Abs. 2, 3 in den nächsten Zeitraum übertragen lassen (sog. Banking), während Anlagenbetreiber, die nicht über die erforderliche Zahl von Zertifikaten verfügen, diese käuflich erwerben müssen. Nicht benötigte Zertifikate können also an andere Anlagenbetreiber übertragen werden, wodurch „Gewinne“ anfallen können.

4.2.3.2 Nationale Umsetzung

Der nationale Zuteilungsplan

Das TEHG bezeichnet die zur Treibhausgasemission erforderlichen Emissionszertifikate als „Berechtigungen“ (vgl. § 3 Abs. 4, § 6 TEHG-E). Die Regeln für ihre Zuteilung sowie ihre Gesamtmenge ergeben sich aus dem nationalen Zuteilungsplan, welcher gem. § 7 TEHG-E von der Bundesregierung beschlossen wird. Allein dieser Beschluss zeitigt allerdings noch keine Rechtswirkungen nach außen. Vielmehr gilt der beschlossene Plan lediglich als Vorlage für ein „Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan“. Erst auf dessen Grundlage werden sodann die Einzelzuteilungen an die betroffenen Anlagenbetreiber durchgeführt (vgl. § 9 TEHG-E).

Der nationale Zuteilungsplan, hinsichtlich dessen Rechtsform die Richtlinie 2003/87/EG keine Vorgaben macht, soll demnach in Form eines Parlamentsgesetzes verabschiedet werden, und zwar offenbar für jede Zuteilungsperiode erneut. Dies ist angesichts der Grundrechte der Anlagenbetreiber (Stichwort Rechtssicherheit) und mit Blick darauf, dass dem Parlament letztlich nur eine Art Notarfunktion verbleiben dürfte, problematisch.

Inhaltlich muss der nationale Zuteilungsplan sowohl auf die Erfüllung der staatlichen Reduktionsverpflichtungen achten als auch gewährleisten, dass die Emissionsberechtigungen in sachangemessener Weise unter den Anlagebetreibern verteilt werden. Ein entsprechender Entwurf liegt (noch) nicht vor, und der Entwurf des TEHG schweigt zu der politisch, ökonomisch und rechtlich spannenden Frage (nach den Zuteilungskriterien und zur (Un-)Entgeltlichkeit der Zuteilung) völlig. Die folgenden Hinweise beziehen sich daher auf einzelne europa- und verfassungsrechtliche Determinanten der nationalen Allokation (vgl. ausführlicher Burgi, Rechtsstellung, 2003, S. 2490 ff., Burgi, 10 Fragen, 2003, S. 395 f.):

Ein maßgebliches Moment für die Minderausstattung einzelner Anlagen mit Emissionsberechtigungen gegenüber den Ist-Emissionen in einem Basisjahr wird das jeweilige Emissionsverringerungspotenzial sein müssen. Zwar ist dies nach

Ziffer 3 des Anhangs III der Richtlinie 2003/87/EG nur bei Bestimmung der Gesamtmenge der vergebenen Berechtigungen und damit hinsichtlich aller unter das Handelssystem fallenden Tätigkeiten obligatorisch, während die Berücksichtigung des Emissionsverringerungspotenzials in den einzelnen dem System unterfallenden Tätigkeitsbereichen fakultativ ist. Grundrechtlichen Wertungen entspricht es aber, Lösungen zu favorisieren, die sich am subjektiv Erreichbaren orientieren. Sie sind freiheitsnäher als nicht beeinflussbare Zielvorgaben.

Weiterhin entspricht es verfassungsrechtlichen Wertungen, bereits erbrachte Reduktionsleistungen (sog. early actions) als anerkennenswerte Resultate individueller Freiheitsausübung zu berücksichtigen. Die Option hierzu enthält Ziffer 7 des Anhangs III der Emissionshandelsrichtlinie. Zur Anerkennung dieser Vorleistungen sind verschiedene Berücksichtigungsmethoden denkbar. Die Variationsbreite reicht von branchen- bzw. anlagenbezogenen Lösungen bis hin zu Pauschalierungen. Dabei wird derjenigen Methode der Vorzug zu geben sein, die eine möglichst leistungsadäquate Anrechnung der Vorleistungen bei gleichzeitiger Beherrschbarkeit des administrativen Aufwandes ermöglicht.

Die bereits in der Festsetzung des Kontingents an Emissionsberechtigungen liegende Freiheitsbeschränkung droht sich gegenüber neuen Marktteilnehmern zur unüberwindbaren Hürde zu verdichten, wenn man diese einfach dem Handelsschicksal überließe und darauf vertraute, dass sie schon irgendwie Berechtigungen (bei ihren Konkurrenten!) kaufen können. Hier besteht eine grundrechtlich begründete Verantwortung des Staates, Neueinsteiger während eines Zuteilungszeitraumes ebenfalls mit Berechtigungen auszustatten. Dafür wird ein gewisses Kontingent an Emissionsberechtigungen in Reserve zu halten sein (vgl. auch Ziffer 6 des Anhangs III der Richtlinie 2003/87/EG).

In der Summe der skizzierten europa- und grundrechtlichen Anforderungen ergibt sich eine Pflicht zur wettbewerbsneutralen Erstausstattung (vgl. auch Ziffer 5 des Anhangs III der Richtlinie 2003/87/EG). Die Festsetzung der Zuteilungskriterien darf insofern nicht dazu missbraucht werden, umweltpolitische Vorstellungen über die Wahl bestimmter Energieträger realisieren zu wollen. Dem Staat ist es m.a.W. verwehrt, bei der Zuteilung der Zertifikate einzelne Energieträger zu privilegieren.

Art. 10 der Richtlinie 2003/87/EG ermöglicht es den Mitgliedsländern, bereits im ersten dreijährigen Zuteilungszeitraum 5 % der Berechtigungen gegen Entgelt auszugeben. In Deutschland bestehen gegen eine derartige Vorteilsabschöpfungsabgabe indes gewichtige finanzverfassungsrechtliche Bedenken: Eine Leistung des Staates, die durch ein Entgelt abgegolten werden könnte, ist nicht ersichtlich. Seine Tätigkeit als „Administrator“ des Handelssystems ist vielmehr aus Steuermitteln zu finanzieren; denkbar ist demgegenüber wohl nur die (geplante) Erhebung von Verwaltungsgebühren. Der nationale Zuteilungsplan wird daher – will er auf verfassungsrechtlich sicherem Terrain stehen – von einer Zuteilung gegen Entgelt absehen müssen.

Weitere Entscheidungen betreffen den Umgang mit Anlagenstilllegungen und mit Ersatzanlagen (vgl. hierzu Burgi, Ersatzanlagen, 2004), mit prozessbedingten Emissionen, die Situation der Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung und die Behandlung von Emissionserhöhungen infolge des Kernenergieausstiegs.

Die Zuteilungsentscheidung

Der nationale Zuteilungsplan, genauer das Gesetz über den nationalen Zuteilungsplan, bildet die Grundlage für die eigentliche „anlagenscharfe" Zuteilungsentscheidung. § 9 Abs. 1 TEHG-E begründet insofern einen Anspruch auf Zuteilung, dessen Umfang und Ausgestaltung sich nach den Maßgaben des Gesetzes über den Zuteilungsplan richten. Im Sinne eines grundrechtlich fundierten Anspruches auf gerechte Teilhabe am geschaffenen Handelssystem besteht dabei von Verfassungs wegen keine Legitimation für eine Erstzuteilung nach Ermessen der zuständigen Behörde. Vielmehr müssen sich die einzelnen Voraussetzungen für die Zuteilungsentscheidung unmittelbar aus dem Gesetz über den Zuteilungsplan ergeben (s. Burgi, Rechtsstellung, 2003, S. 2491).

Die Zuteilung selbst bezieht sich gem. § 9 Abs. 2 TEHG-E jeweils auf eine einzelne Tätigkeit, d.h. nach § 3 Abs. 3 i.V.m. § 2 TEHG-E auf jede einzelne immissionsschutzrechtlich genehmigungspflichtige Anlage. Dabei erfolgt die Zuteilungsentscheidung stets bezogen auf einen gesamten (drei- bzw. fünfjährigen) Zuteilungszeitraum, der in der Sprache des TEHG-E „Zuteilungsperiode" heißt. Zugleich enthält die Entscheidung gem. § 9 Abs. 2 TEHG-E nach Maßgabe des Gesetzes über den Zuteilungsplan Angaben darüber, welche Teilmengen an Berechtigungen bis zum 28. Februar eines jeden Jahres der Zuteilungsperiode auszugeben sind. Die Ausgabe selbst – ihrer Rechtsnatur nach Realakt – erfolgt in Form der Überweisung auf das Konto des jeweils Zuteilungsberechtigten (§ 14 Abs. 2 TEHG-E). Berechtigungen existieren demnach allein als Buchberechtigungen und werden nicht in Form gegenständlicher Zertifikate ausgegeben.

Die Entscheidung über die Zuteilung ist nach näherer Maßgabe von § 10 TEHG-E antragsgebunden; sie erfolgt in Form eines Verwaltungsaktes, gegen den Widerspruch und Anfechtungsklage gem. § 12 TEHG-E keine aufschiebende Wirkung haben werden. Verwaltungsgerichtliche Streitigkeiten um die Zuteilungsentscheidung werden daher vornehmlich im Wege des vorläufigen Rechtsschutzes ausgetragen werden.

Berechtigungen können im Übrigen nicht nur nach Maßgabe des Gesetzes über den Zuteilungsplan zugeteilt, sondern auch für „Emissionsgutschriften" auf Grund der beiden projektbezogenen Mechanismen (näher Burgi, Rechtsstellung, 2003, S. 2486) nach Art. 6 (sog. Joint-Implementation) und Art. 12 (sog. Clean Development Mechanism) des Kioto-Protokolls ausgegeben werden (vgl. § 13 Abs. 2 TEHG-E). Einmal vergebene Berechtigungen können nach näherer Maßgabe von § 24 TEHG-E in einem Anlagenfonds „gepoolt" werden.

Gültigkeit, Banking, Abgabepflicht

Die jeweiligen Berechtigungen haben grundsätzlich nur für eine Zuteilungsperiode Gültigkeit. Dies ergibt sich aus § 6 Abs. 4 S. 1 TEHG-E, ist unabhängig von dieser Bestimmung aber nach der Legaldefinition des § 3 Abs. 4 TEHG-E bereits im Begriff der Berechtigung angelegt. Mit Ablauf der jeweiligen Zuteilungsperiode verfallen nicht benötigte Berechtigungen jedoch nicht; sie werden vielmehr vier Monate nach Ablauf der Zuteilungsperiode in Berechtigungen der dann laufenden

Periode überführt (§ 6 Abs. 4 S. 4 TEHG-E). Dieses „Banking“ kann jedoch für den Ablauf der ersten Zuteilungsperiode modifiziert werden (vgl. § 6 Abs. 4 S. 5 TEHG-E sowie Art. 13 Abs. 2 Unterabs. 2 Richtlinie 2003/87/EG). Damit soll eine flexible Reaktion auf Probleme ermöglicht werden, die sich daraus ergeben können, dass im Verlauf der zweiten Periode die im Kioto-Protokoll übernommenen Verpflichtungen erfüllt werden müssen[14].

Schließlich sieht § 6 Abs. 1 TEHG-E vor, dass der Verantwortliche (§ 3 Abs. 5 TEHG-E) eine der Gesamtemissionen der Anlage innerhalb eines Kalenderjahres entsprechende Anzahl an Berechtigungen bis zum 30. April des jeweiligen Folgejahres, also erstmals im Jahr 2006, an die zuständige Behörde zur Löschung abzugeben hat. Die Abgabepflicht nach § 6 Abs. 1 TEHG-E ist gem. § 18 TEHG-E sanktionsbewehrt.

Unbeschadet der Möglichkeit des Handels mit Emissionsberechtigungen, der Verpflichtung zur Abgabe zur Löschung sowie der sonstigen Bestimmungen über die Gültigkeit der Berechtigungen hat der Inhaber einer Berechtigung nach § 6 Abs. 4 S. 6 TEHG-E jederzeit auch die Möglichkeit, auf sie zu verzichten und ihre Löschung zu verlangen. Dadurch kann die Gesamtmenge der Treibhausgasemissionen zusätzlich reduziert werden.

4.2.4 Der Handel mit Emissionsberechtigungen

4.2.4.1 Europarechtliche Vorgaben

Eine zentrale Rolle hinsichtlich der Minimierung der gesamtwirtschaftlichen Kosten bei der Verminderung von Treibhausgasemissionen spielt die Frage, inwieweit es gelingt, ein möglichst reibungslos funktionierendes Handelssystem zu installieren. Die Emissionshandelsrichtlinie enthält insoweit allerdings in Art. 19 ff. im Wesentlichen nur administrative Vorgaben betreffend die Einrichtung eines elektronischen Registers sowie separater Konten pro Berechtigungsinhaber, während sie sich mit Blick auf die Organisation des eigentlichen Handels sowie die Preisbildung bei Übertragungen näherer Vorgaben enthält. Als einzige inhaltliche Anforderung an den Handel ist in Art. 12 Abs. 1, 2 der Richtlinie 2003/87/EG niedergelegt, dass die Emissionszertifikate zwischen natürlichen und/oder juristischen Personen innerhalb des EG-Binnenmarktes handelbar sein müssen und die in einem Mitgliedstaat ausgegebenen Zertifikate in den anderen Mitgliedstaaten anerkannt werden müssen.

4.2.4.2 Nationale Umsetzung

Inhaltliche Vorgaben für die organisatorische Ausgestaltung des Handelssystems enthält auch das TEHG nicht. Der Gesetzgeber baut hier voll auf die selbstregulierenden Kräfte eines möglichst uneingeschränkten Marktes. Zu diesem Zweck stuft er die Emissionsberechtigungen nach dem TEHG ausdrücklich nicht

[14] Vgl. näher Begründung zum Entwurf des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes (TEHG-E), S. 11.

als Finanzinstrumente i.S.v. § 1 Abs. 11 des Kreditwesengesetzes ein und nimmt sie damit von der Aufsicht der Bundesanstalt für Finanzdienstleistungsaufsicht aus (vgl. § 15 TEHG-E)[15]. Praktisch ist daher sowohl ein direkter Eigenhandel zwischen den Berechtigungsinhabern als auch die Einschaltung von Maklern oder ein Börsenhandel aufsichtsfrei. Dabei macht das TEHG selbst auch keine Vorgaben für die Ausgestaltung der – regelmäßig als Rechtskauf gem. § 453 BGB anzusehenden – (Verpflichtungs-)Verträge über die Emissionsberechtigungen. Inhaltlich herrscht m.a.W. weitestgehend Vertragsfreiheit, die ihre Grenzen lediglich in den allgemeinen zivilrechtlichen Bestimmungen findet.

Vorgaben macht das TEHG allerdings hinsichtlich der in Erfüllung der geschlossenen (Rechtskauf-)Verträge notwendig werdenden Übertragungen der Berechtigungen: Nach § 16 Abs. 1 TEHG-E ist hierzu die Einigung zwischen Veräußerer und Erwerber über den Rechtsübergang sowie die Eintragung auf dem Konto des Erwerbers notwendig; die Eintragung erfolgt dabei „auf Anweisung des Veräußerers an die kontoführende Stelle“. Erst durch Einigung und Kontoeintragung wird demnach der Rechtsübergang vom jeweiligen Veräußerer auf den jeweiligen Erwerber vollzogen. So wird gewährleistet, dass das im Rahmen eines elektronischen Emissionshandelsregisters geführte Konto eines jeden Berechtigungsinhabers (vgl. § 14 TEHG-E) möglichst den aktuellen Bestand an Berechtigungen ausweist.

Zum Schutze des Rechtsverkehrs entfaltet das elektronische Register zudem öffentlichen Glauben: Soweit für jemanden eine Berechtigung eingetragen ist, gilt der Inhalt des Registers nach § 16 Abs. 2 TEHG-E als richtig. Im Interesse der Verkehrsfähigkeit der Berechtigungen fingiert die genannte Bestimmung damit die Richtigkeit des Registers. Nach dem Willen des Gesetzgebers sind hierdurch sogar bösgläubige Erwerber geschützt[16]. Damit reicht der öffentliche Glaube des Emissionshandelsregisters weiter als der des auf den Gutglaubensschutz beschränkten Grundbuches (vgl. § 892 BGB); der Rechtsverkehr kann hier anders als dort sogar dann auf den Inhalt des Registers vertrauen, wenn er dessen Unrichtigkeit kennt.

Berechtigungen, die in anderen Mitgliedsländern ausgegeben wurden, stehen nach § 13 Abs. 1 TEHG-E inländischen Berechtigungen gleich. Damit wird richtlinienkonform auch der grenzüberschreitende innergemeinschaftliche Handel mit Berechtigungen ermöglicht.

4.2.5 Zuständigkeitsverteilung

Der Vollzug der in Umsetzung der Richtlinie ergehenden Regelungswerke erfordert an verschiedenen Stellen administratives Handeln. Die Artikelverordnung,

[15] Dies gilt jedoch nicht für Derivate, die sich von Berechtigungen ableiten lassen; diese werden aufgrund der erhöhten Komplexität und Intransparenz ausdrücklich der Finanzdienstleistungsaufsicht unterstellt; vgl. Begründung zum Entwurf des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes (TEHG-E), S. 18.

[16] Vgl. Begründung zum Entwurf des Treibhausgas-Emissionshandelsgesetzes (TEHG-E), S. 18.

die die Emissionsgenehmigung sowie die zugehörigen Berichterstattungspflichten mit dem Immissionsschutzrecht verzahnt, wird – als notwendige Folge dieser Integration – von den für den Vollzug des Immissionsschutzrechts zuständigen Stellen ausgeführt. Dies sind – der grundsätzlichen grundgesetzlichen Verwaltungskompetenzverteilung zwischen Bund und Ländern in Art. 83 GG folgend – die Immissionsschutzbehörden der Länder.

Die Zuteilung von Berechtigungen nach Maßgabe des Gesetzes über den nationalen Zuteilungsplan, der Abgleich von abgegebenen Berechtigungen und berichteten Emissionen, die Überprüfung der Pflichten eines Betreibers, Emissionsberichte zu erstellen und Berechtigungen abzugeben sowie die Aufsicht über die Führung der Konten und die Verhängung von Sanktionen obliegt hingegen zweckmäßigerweise einer bundesweit einheitlich tätigen zentralen Emissionshandelsstelle. Diese Funktion soll nach § 20 Abs. 1 TEHG-E grundsätzlich vom Umweltbundesamt ausgeübt werden (was anhand der Vorgaben des Art. 87 Abs. 3 GG durchaus hinterfragt werden kann). Nach näherer Maßgabe von § 20 Abs. 2 TEHG-E besteht die Möglichkeit, eine juristische Person des Privatrechts mit dem Vollzug des TEHG zu betrauen. Von dieser Option zur „Beleihung“ eines Privaten ist allerdings die Verhängung von Sanktionen als Kernbestandteil der sog. Eingriffsverwaltung in Anbetracht des grundgesetzlichen Funktionsvorbehalts (Art. 33 Abs. 4 GG) ausgenommen.

4.3 Schluss

Die Emissionshandelsrichtlinie stellt den Umsetzungsgesetzgeber vor große Herausforderungen. Mit der Ausklammerung der inhaltlich wichtigen Fragen betreffend die Zuteilungskriterien weicht er ein Stück weit aus, womit bestenfalls Zeit gewonnen werden kann. Anzuerkennen ist das Bemühen, den anfallenden Verwaltungsaufwand durch konsequente Verzahnung des Emissionshandelssystems mit dem bestehenden Immissionsschutzrecht so gering wie möglich zu halten. Ansonsten gilt: Die Transaktionskosten bei der Realisierung des durchaus chancenreichen Systems sind – auch und gerade in juristischer Hinsicht – erheblich.

4.4 Literatur

Burgi, M.: 10 Fragen an den Umsetzungsgesetzgeber der EG-Emissionshandels-Richtlinie, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 2003, S. 395.

Burgi, M.: Die Rechtsstellung der Unternehmen im Emissionshandelssystem, Neue Juristische Wochenschrift 2003, S. 2486.

Burgi, M.: Ersatzanlagen im Emissionshandelssystem, Richard Boorberg Verlag, Stuttgart, München, Hannover u.a. 2004.

Hillebrand, B./Smajgl, A./Ströbele, W. u.a.: Zertifikatehandel für CO_2-Emissionen auf dem Prüfstand. Ausgestaltungsprobleme des Vorschlags der EU für eine

„Richtlinie zum Emissionshandel“, Lit Verlag, Münster, Hamburg, London 2002.

Jarass, H. D.: Bundesimmissionsschutzgesetz. Kommentar unter Berücksichtigung der Bundes-Immissionsschutzverordnungen und der TA Luft sowie der TA Lärm, Verlag C. H. Beck, München 2002.

Mehrbrey, K. L.: Verfassungsrechtliche Grenzen eines Marktes handelbarer Emissionsrechte: Untersuchung eines sogenannten marktwirtschaftlichen Umweltschutzinstruments – dargestellt am Beispiel der Luftreinhaltung; Berlin 2003.

5 Allokationsplan

Joachim Schleich
Regina Betz
Harald Bradke
Rainer Walz

5.1 Anforderungen an den Nationalen Allokationsplan

Das zentrale Element des EU-Emissionshandelssystems ist der *Nationale Allokationsplan* (NAP), den die EU-Mitgliedsstaaten für jede Zuteilungsperiode getrennt aufstellen. Gemäß Artikel 9 der Emissionshandelsrichtlinie (Europäische Union, 2003) muss aus dem Nationalen Zuteilungsplan hervorgehen: (i) *wie viele* Emissions-Zertifikate die einzelnen Mitgliedsstaaten in einer Zuteilungsperiode insgesamt auszugeben beabsichtigen, und (ii) *wie* sie die Zertifikate zuzuteilen gedenken. Aus der Perspektive der Unternehmen, die am EU-Emissionshandel teilnehmen werden, konkretisiert der NAP zum einen die „Spielregeln", die für die strategischen unternehmerischen Entscheidungen, das heißt die Entwicklung einer langfristigen Handels- und Investitionsstrategie, elementar sind. Zum anderen beeinflussen die Regelungen des NAP ganz entscheidend, ob ein Unternehmen zu den „Gewinnern" oder „Verlierern" des EU-Emissionsrechtehandels zählen wird.

Der Nationale Allokationsplan für die erste Zuteilungsperiode (2005-07) war bis 31. März 2004 zu veröffentlichen und bei der EU-Kommission zur Prüfung vorzulegen. Allokationspläne für zukünftige Zuteilungsperioden sind spätestens 18 Monate vor Beginn der jeweiligen Periode zu übermitteln, der Zuteilungsplan für die zweite Periode des EU-Emissionshandelssystems (2008-12) also bis 30. Juni 2006. Die Kommission prüft dann binnen drei Monaten, inwiefern die in der Richtlinie genannten Anforderungen zur Erstellung eines NAPs erfüllt sind Demnach ist der NAP auf objektive und transparente Kriterien zu stützen und die Bemerkungen der Öffentlichkeit sind angemessen zu berücksichtigen (Artikel 9 der Richtlinie). Insbesondere sind die in Anhang III der Richtlinie genannten Kriterien zu berücksichtigen[1]:

[1] Darüber hinaus können die Mitgliedsstaaten zusätzliche nationale Kriterien anwenden.

- Konsistenz der Gesamtmenge der Zertifikate mit der EU-Burden Sharing Vereinbarung[2] und mit dem nationalen Klimaschutzprogramm;
- Konsistenz der Gesamtmenge der Zertifikate mit dem Minderungspotenzial der Aktivitäten; die Verteilung kann auch auf Basis von durchschnittlichen Emissionen und erreichbaren Fortschritten erfolgen;
- Konsistenz mit den übrigen rechtlichen und politischen Instrumenten der EU; wesentliche Emissionssteigerungen aufgrund von neuen rechtlichen Anforderungen sollten berücksichtigt werden;
- Vermeidung unterschiedlicher Behandlung von Unternehmen oder Tätigkeiten („Beihilfefreiheit“);
- Angaben über Behandlung neuer Marktteilnehmer;
- Gegebenenfalls Angaben über Berücksichtigung von frühzeitigem Tätigwerden („Early Action“);
- Angaben über die Berücksichtigung sauberer Technologien wie z. B. Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung (KWK);
- Angaben über Beteiligung der Öffentlichkeit und die Berücksichtigung der Anmerkungen;
- Auflistung aller Anlagen und der ihnen zugeteilten Mengen an Zertifikaten;
- Gegebenenfalls Angaben zum internationalen Wettbewerb.

Zur Anwendung dieser Kriterien hat die Kommission Anfang Januar 2004 eine Anleitung vorgelegt, die eine Interpretation und Gewichtung der Kriterien enthält (COM, 2003a).[3] Demnach sollen nicht mehr Zertifikate als voraussichtlich benötigt zugeteilt werden und die Gesamtheit der vorgesehenen Politiken und Maßnahmen soll die Einhaltung der Ziele aus der Burden-Sharing Vereinbarung gewährleisten. Weitere quantitative Vorgaben sind in der Anleitung der Kommission allerdings nicht enthalten. Da die Emissionsziele und der Grad der Zielerreichung zwischen den einzelnen EU-Mitgliedsstaaten sehr unterschiedlich sind, gewährt die Kommission den einzelnen Mitgliedsstaaten diskretionäre Freiräume, wie diese ihre jeweiligen Ziele erreichen wollen. In Deutschland wurde Ende Januar 2004 nach intensiven Diskussionen und unter Einbeziehung namhafter deutscher Forschungsinstitute[4] vom Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit ein erster Entwurf des NAP vorgelegt. Die politischen Verhandlungen waren Ende März 2004 abgeschlossen, so dass der Nationale Allokationsplan für Deutschland am 31. März 2004 fristgerecht vorgelegt werden konnte (BMU, 2004). Die wesentlichen Inhalte des Nationalen Allokationsplanes wurden

[2] Darin hat sich Deutschland verpflichtet, seine Treibhausgase bis zum Zeitraum 2008-12 um durchschnittlich 21 % gegenüber 1990 zu verringern.

[3] Döring und Ewringmann (2004) halten unter rein ökonomischen Gesichtspunkten eine weitgehend einheitliche Auslegung und Umsetzung der Zuteilungskriterien wegen der national unterschiedlichen ökonomischen sowie energie- und umweltpolitischen Rahmenbedingungen nicht für angebracht.

[4] DIW/Öko-Institut/Fraunhofer ISI: „Entwicklung eines nationalen Allokationsplans im Rahmen des EU-Emissionshandels“, F+E-Vorhaben 202 41 186/03 des Umweltbundesamtes.

von der Bundesregierung am 21. April 2004 im so genannten Zuteilungsgesetz (NAPG) beschlossen, das sich zurzeit im parlamentarischen Beratungsverfahren befindet.[5] Die Nachfolgenden Ausführungen basieren weitestgehend auf dem NAP, der bei der Europäischen Kommission vorgelegt wurde. In Punkten, wo sich NAP und NAPG unterscheiden, werden die Angaben des NAPG bzw. dessen aktueller Beratungsstand (25. Mai 2004) zugrundegelegt.

5.2 Aufbau des Nationalen Allokationsplans

In Deutschland ist der NAP durch ein stufenweises Vorgehen und eine Aufteilung in einen Makro- und einen Mikroplan gekennzeichnet (siehe Bild 5.1).[6] Der *Makroplan* regelt die Aufteilung des nationalen Emissionszieles auf die verschiedenen Treibhausgase (THG) und Sektoren und legt insbesondere die Menge an CO_2-Emissionsberechtigungen (Zertifikate) fest, die den Betreibern von Anlagen, die unter die Emissionshandelsrichtlinie fallen, insgesamt zugeteilt werden (ET-Budget). Da die Gesamtmengen an Emissionen, die ausgestoßen werden dürfen, durch die internationalen Vereinbarungen fest vorgegeben sind, führt eine Mehrzuteilung an einer Stelle also zwingend zu einer Minderzuteilung an anderer Stelle. Forderungen der Industrie- und Energiesektoren, möglichst viele Emissionsrechte zu erhalten, hätten daher automatisch stärkere Einsparungen in den Sektoren private Haushalte oder Verkehr zur Folge. Im Makroplan wird außerdem die Höhe der *Reserve*, die beispielsweise für die Zuteilung an neue Marktteilnehmer eingerichtet wird und die Höhe der Sonderzuteilungen, die beispielsweise für KWK-Anlagen vorgesehen sind, festgelegt. Im Vergleich dazu regelt der *Mikroplan* die Zuteilung von Rechten auf die Betreiber der einzelnen Anlagen sowie die Ausstattung von neuen Anlagen oder Anlagenerweiterungen aus dem Reservefonds.

Die Bestimmung der Anlagen, die in den EU-Emissionshandel einzubeziehen sind, gestaltete sich wegen der möglichen Interpretationsmöglichkeiten der Richtlinie schwieriger als ursprünglich angenommen. Erst im September 2003 legte die Kommission in einem sogenannten "Non-Paper" ihre – sehr weite – Interpretation vor (COM, 2003b). Deutschland hatte sich zu diesem Zeitpunkt bereits im Zuge der Datenerhebung für eine Interpretation nach der EU-Richtlinie über die integrierte Vermeidung und Verminderung der Umweltverschmutzung (IVU-Richtlinie) entschieden, die durch das Bundes-Immissionsschutzgesetz umgesetzt wird. Demnach unterliegt dem Emissionshandel in Deutschland nur eine Teilmenge der in der 4. BImSchV aufgelisteten Anlagen. Ausschlaggebend für die Teilnahme am EU-Emissionshandel ist, nach welcher Ziffer der 4. BImSchV eine Anlage genehmigt wurde.[7] Bestimmte Anlagen, wie beispielsweise Schmelzöfen

[5] Download unter http://www.bmu.de/files/nap_gesetz.pdf.

[6] Für einen Überblick und eine erste Bewertung der bis Anfang Mai 2004 vorliegenden NAPs siehe Betz et al. (2004).

[7] Unter den Emissionshandel fallen alle Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung von mehr als 20 MW unter Ziffer I bis V, die als Anlagen nach Nummer 1.1, 1.2, 1.3, 1.4 oder 1.5 der 4. BImSchV genehmigt sind oder als Teile oder Nebeneinrichtungen einer Anlage je

der eisenschaffenden Industrie oder Cracker der chemischen Industrie, fallen demnach in Deutschland nicht unter die betroffenen Anlagen, obwohl sie nach der Interpretation der Europäischen Kommission eigentlich hätten einbezogen werden müssen, was in anderen Ländern (z. B. Dänemark) auch der Fall ist (Danish Parliament, 2004). Unterschiedliche Auslegungen führen somit zu einer Ungleichbehandlung von Anlagen in verschiedenen EU-Mitgliedsländern und damit auch zu potentiellen Wettbewerbsverzerrungen. Auch das Bemühen der Europäischen Kommission, diesem Zustand durch Klagedrohungen vor dem Europäischen Gerichtshof (Umsetzungsdefizite der RL) entgegenzuwirken, blieb bisher erfolglos.

In der Richtlinie ist außerdem eine Kumulierungsregelung verankert, die strategischem Verhalten bei der Anlagenstückelung vorbeugen soll. Allerdings wurde auch diese von den EU-Mitgliedsstaaten bei der Umsetzung in nationales Recht unterschiedlich interpretiert. Demnach sind in Deutschland nach dem BImSchG nur die Kapazitäten von solchen Anlagen derselben Art zu addieren, die gleichzeitig die folgenden Bedingungen erfüllen: sie müssen (i) auf demselben Betriebsgelände stehen, (ii) mit gemeinsamen Betriebseinrichtungen verbunden sein, und (iii) einem vergleichbaren technischen Zweck dienen.[8]

5.3 Der Makroplan

Bei der Erstellung des Makroplanes sind die Vorgaben der Burden-Sharing Vereinbarung und des nationalen Klimaschutzprogramms zu beachten. Aus der Burden-Sharing-Vereinbarung ergibt sich für die sechs Kyoto-Treibhausgase (Kohlendioxid, Methan, teilhalogenierte Fluorkohlenwasserstoffe, Distickstoffoxid, Schwefelhexafluorid und perfluorierte Kohlenwasserstoffe) für Deutschland für den Zeitraum 2008-12 ein Gesamtbudget von jährlich 962 Mio. t CO_2-Äquivalenten. Da die erste Phase des EU-Emissionshandels bereits 2005 beginnt, wurde aus dem Gesamtbudget für den Zeitraum 2008-12 ein jährliches Gesamtbudget für den Zeitraum 2005-07 in Höhe von 982 Mio. t CO_2-Äquivalenten festgelegt.

In einem weiteren Schritt erfolgte eine Aufteilung des jährlichen Gesamtbudgets für 2005-07 auf die einzelnen Gase. Unter Berücksichtigung von Prognosen für die Emissionen der Nicht-CO_2 THGs beträgt das für CO_2 zur Verfügung stehende Budget demnach 859 Mio. t. Zusätzlich wird eine sektorale Aufteilung des CO_2-Budgets auf die Sektoren Haushalte (HH), Verkehr, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen (GHD), Industrie und Energiewirtschaft vorgenommen. Methodisch

---

gesondert nach Nummer 1.1, 1.2, 1.3, 1.4 oder 1.5 der 4. BImSchV genehmigungsbedürftig wären, jedoch gemäß § 1 Abs. 4 der 4. BImSchV unter einer anderen Nummer genehmigt wurden. Feuerungsanlagen in Anlagen, die gemäß § 2 Abs. 2 der 4.BImSchV unter einer maßgebenden spezielleren Anlagenbezeichnung genehmigt wurden, sind, soweit sie in Anlagen nach den Ziffern VI bis XV betrieben werden, unabhängig von der Feuerungswärmeleistung zu erfassen (BMU, 2004, S. 10).

[8] Der EU-Richtlinie zufolge ist es ausreichend, wenn es sich um den gleichen Standort handelt *oder* um Anlagen mit einem vergleichbaren technischen Zweck (vgl. COM 2003b, Anhang 1).

wäre hierbei eine Zuteilung auf der Basis von Optimierungsrechnungen, deren Ziel die Minimierung der Gesamtminderungskosten über die Sektoren hinweg ist, denkbar gewesen. Auf Grundlage solcher Rechnungen hätten die Energiewirtschaft und die Industrie erhebliche Minderungsleistungen erbringen müssen (Enquête-Kommission, 2002; Forum, 1999).

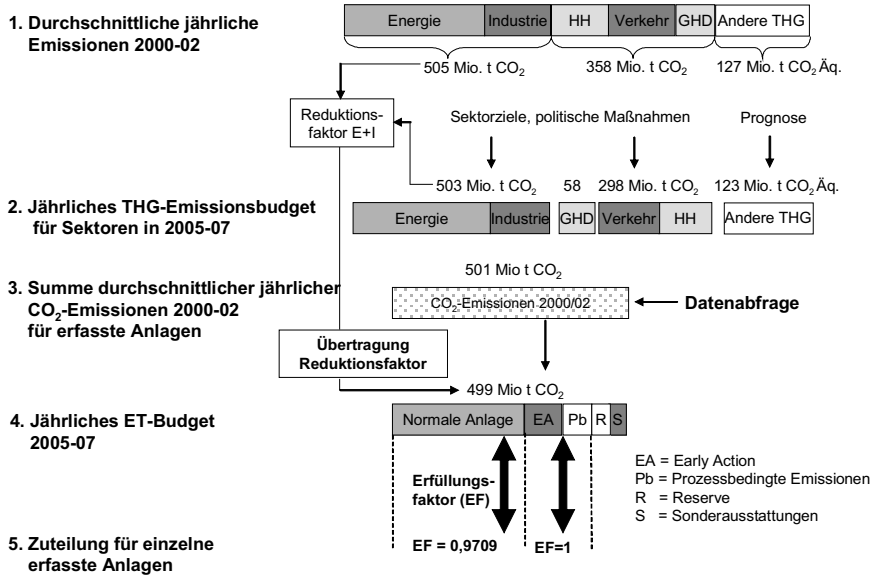


Bild 5.1: Grundstruktur des Nationalen Allokationsplanes

Stattdessen wurde in den politischen Verhandlungen zunächst an die Vereinbarung zwischen der Regierung der Bundesrepublik Deutschland und der deutschen Wirtschaft zur Minderung der CO_2-Emissionen (Selbstverpflichtung) und der Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung angeknüpft. Im ursprünglichen Vorschlag des BMU vom Januar 2004 wurde hieraus ein interpolierter Zielwert von 488 Mio. t CO_2 für die Sektoren Energiewirtschaft und Industrie abgeleitet. Im Zuge der Verhandlungen des NAP mit den anderen Ministerien kam es zu weitreichenden Zugeständnissen an die Wirtschaft, so dass der ursprüngliche Zielwert auf nunmehr 503 Mio. t für den Durchschnitt der Jahre 2005-07 erhöht wurde.[9]

Da die in Anhang I der Richtlinie zum EU Emissionshandel aufgeführten Anlagen vor allem den Sektoren Industrie und Energiewirtschaft zuzurechnen sind, sieht der Ansatz vor, die Minderung prozentual auf den Bereich der betroffenen Anlagen zu übertragen. Diese Überlegung wurde auch nach der Neubestimmung

[9] Weitere denkbare Zuteilungsmechanismen für Deutschland werden auch in Öko-Institut/DIW/ECOFYS (2003) oder in Bode und Butzengeiger (2003) analysiert. Zu möglichen Entwicklungen der THG-Emissionen bis 2012 siehe auch Buttermann und Hillebrand (2003).

der sektoralen Emissionsziele beibehalten. Die Basis hierfür bildete die Summe der erhobenen Emissionsdaten auf Anlagenebene, die sich im jährlichen Durchschnitt 2000-02 auf ca. 501 Mio. t CO_2 beläuft. Wendet man hierauf den für die Sektoren der Energiewirtschaft und der Industrie vereinbarten Reduktionsfaktor von 503/505 an, ergibt sich im Zeitraum 2005-07 für die dem Emissionshandel unterliegenden Anlagen ein Emissionsbudget von jährlich 499 Mio. t CO_2.

Nachdem somit die Gesamtmenge für die betroffenen Anlagen feststeht, muss ein Verfahren gefunden werden, wie dieses ET-Budget von 499 Mio. t CO_2 auf die einzelne Anlage heruntergebrochen wird. Das weitere Verfahren wird im Mikroplan im nächsten Kapitel näher beschrieben. Festzuhalten ist, dass das ET-Budget sowohl die Zuteilungen an die bestehenden Anlagen als auch für die Reservebildung und Sonderzuweisungen beinhaltet. Um die Übereinstimmung der für die einzelnen Anlagen vorgesehenen Zuteilung mit dem ET-Budget zu gewährleisten, wird ein so genannter *Erfüllungsfaktor* eingeführt. Mathematisch ergibt sich für die „normalen" Bestandsanlagen ein Erfüllungsfaktor in Höhe von 0,9709, damit es zu einer Übereinstimmung des ET-Budgets mit der Zuteilung auf Basis der Summe aller aus dem Basiszeitraum berechneten Emissionen kommt. Bei dieser Berechnung sind Sonderbehandlungen für Early-Action-Anlagen (vgl. Abschnitt 5.4.5) und für prozessbedingte Emissionen (vgl. Abschnitt 5.4.6) sowie die Sonderzuteilungen für KWK-Anlagen (vgl. Abschnitt 5.4.7) bereits berücksichtigt. In Deutschland entfallen – ohne Einrechnung von Sonderbehandlungen und Sonderzuteilungen – auf 10 % der Anlagen rund 90 % der Emissionsrechte (Schleich und Betz, 2004).

In den folgenden Kapiteln werden zunächst die Regelungen für die einzelnen Anlagen sowie für Stilllegungen und neue Marktteilnehmer dargestellt. Außerdem werden die Sonderbehandlungen für Early-Action-Anlagen und prozessbedingte Emissionen sowie Sonderzuteilungen für KWK-Anlagen und den Kernenergieausstieg näher beschrieben. Abschließend werden die Regelungen für die Übertragung von Rechten in zukünftige Jahre (*Banking*) und das vorzeitige Verwenden von Rechten, die erst in Zukunft ausgegeben werden, (*Borrowing)* betrachtet.

5.4 Der Mikroplan

Die Ausgabe der Zertifikate für bestehende und neue Anlagen erfolgt in Deutschland für die erste Zuteilungsperiode 2005-07 zu 100 % kostenlos. Laut Richtlinie hätten in diesem Zeitraum maximal 5 % der Zertifikate kostenwirksam (versteigert[10] oder zu einem Fixpreis) vergeben werden können.

5.4.1 Basiszuteilung

Die kostenlose Zuteilung für Anlagen, die bis zum 31.12.2002 in Betrieb genommen wurden, erfolgt im Rahmen eines Antragsverfahrens auf Basis der verifizierten *durchschnittlichen historischen Emissionen des Basiszeitraumes 2000-*

[10] Durch eine Versteigerung hätten z. B. frühzeitige Preissignale für die Knappheitsverhältnisse im Markt generiert werden können.

2002.[11] Durch die Wahl von Durchschnittswerten lassen sich zufalls- und konjunkturbedingte Schwankungen in der Anlagenauslastung innerhalb des Basiszeitraums berücksichtigen. Andererseits sind Betreiber aus Branchen benachteiligt, die im gesamten Basiszeitraum einen konjunkturellen Einbruch und damit niedrigere Emissionen zu verzeichnen hatten. Für die konkrete Zuteilung werden die durchschnittlichen historischen Emissionen mit dem bereits genannten Erfüllungsfaktor von 0,9709 multipliziert.[12]

Ab 2008 soll als *Modernisierungsanreiz* für bestimmte Altanlagen ein Abschlag auf den Erfüllungsfaktor vorgenommen werden. Diese Regelung sieht vor, dass für Kondensationskraftwerke auf der Basis von Braun- oder Steinkohle, sofern diese älter als 30 Jahre sind und einen geringeren Nettowirkungsgrad als 31% (Braunkohlekraftwerke ab 2008) bzw. 32% (Braunkohlkraftwerke ab 2010) bzw. 36% (Steinkohlekraftwerke) aufweisen, der Erfüllungsfaktor um 15 % verringert wird. Für andere Anlagen ist ein solcher Modernisierungsanreiz allerdings nicht vorgesehen.

Anlagen, die nach Ablauf des Basiszeitraums und vor Beginn es Emissionshandels – d. h. zwischen dem 01.01.2003 und dem 31.12.2004 – in Betrieb genommen werden bzw. worden sind, erhalten eine Zuteilung auf Basis *angemeldeter Emissionen*. Sollten die tatsächlichen Emissionen niedriger als die angemeldeten Emissionen sein, erfolgt eine Korrektur im Nachhinein (Ex-Post-Korrektur). Diese Anlagen sind, ähnlich wie es die Regelung für neue Marktteilnehmer (vgl. Abschnitt 5.4.3) vorsieht, für 12 Jahre vom Erfüllungsfaktor ausgenommen.

Die *Härtefallregel* sieht vor, dass die Zuteilung für Anlagen, deren durchschnittliche Emissionen in der Basisperiode um mindestens 25 % unter denen des "Normalbetriebs" liegen und deren Betreiber gleichzeitig schwerwiegende wirtschaftliche Nachteile nachweisen kann, ebenfalls eine Zuteilung auf Basis angemeldeter Emissionen erfolgt.

Um zu verhindern, dass Anlagen sporadisch nur deshalb kurzzeitig betrieben werden, um weiterhin Zertifikate zu beziehen, erfolgt bei einem Absinken der Emissionen aufgrund von Produktionsrückgängen auf unter 60 % der jahresdurchschnittlichen Emissionen der Basisperiode eine proportionale Ex-Post-Anpassung der ausgegebenen Menge an Zertifikaten (*Auslastungs-Korrekturregel*).

---

[11] Die kostenlose Vergabe von Zertifikaten für Bestandsanlagen auf Basis historischer Werte bezeichnet man auch als *Grandfathering*. Für Anlagen, die im Zeitraum 2000-2002 erst in Betrieb gegangen sind, und daher nicht über eine vollständige Datenbasis verfügen, wird ein anderer Basiszeitraum verwendet.

[12] Ursprüngliche Überlegungen, wenigstens für einige ausgewählte Tätigkeiten (Anlagen mit vergleichbaren Produkten) eine Zuteilung auf Basis produktbezogener Durchschnitts-Benchmarks vorzunehmen, scheiterten. Dies lag neben der mangelnden Unterstützung von Seiten der betroffenen Industriebranchen, vor allem auch an der geringen Zeit für die notwendigen umfangreichen Vorarbeiten (z. B. zur Bildung von hinreichend homogenen Produktgruppen) sowie an der unzureichenden Datenlage. Für zukünftige Perioden ist eine Zuteilung nach nationalen oder internationalen Benchmarks allerdings vorstellbar: bei der Aufstellung des NAPs für die zweite Periode soll eine Prüfung der Grundlagen erfolgen.

5.4.2 Stilllegungen und Übertragungsregelung für neue Marktteilnehmer

Für stillgelegte Anlagen werden vom Folgejahr an keine weiteren Zertifikate mehr zugeteilt[13] – es sei denn der Betreiber, sein Rechtsnachfolger oder ein anderer nimmt innerhalb von drei Monaten nach der Einstellung des Betriebs der alten eine neue Anlage in Deutschland in Betrieb.[14] In diesem Fall können die Zertifikate der Altanlage für vier Jahre auf die neue Anlage übertragen werden, sofern beide Anlagen vergleichbare Produkte herstellen. Nach diesem Zeitraum erhält die Neuanlage 14 Jahre lang eine Zuteilung mit einem Erfüllungsfaktor von eins auf Basis der durchschnittlichen Emissionen der Neuanlage in der jeweiligen Basisperiode. Diese Übertragungsregelung schafft Anreize zum Ersatz von Altanlagen durch effiziente Neuanlagen. Durch ein entsprechendes Verzeichnis bei der DEHSt wird sichergestellt, dass eine Übertragung von Zertifikaten nicht mehrmals erfolgt. Werden eine Alt- und eine Neuanlage parallel betrieben, kann die Übertragung von Emissionsberechtigungen um bis zu zwei Jahre verlängert werden. In diesem Fall ist für die Neuanlage für den Zeitraum vor der Übertragung die Regelung für neue Marktteilnehmer (vgl. nachfolgender Abschnitt) anzuwenden. Die Sonderbehandlung ist auch dann auf insgesamt 18 Jahre begrenzt.

5.4.3 Benchmark-Zuteilung für neue Marktteilnehmer ohne Übertragungsregelung

Als Alternative zur „Übertragungsregelung“ erhalten Newcomer-Anlagen so viele Emissionsrechte aus der Reserve, wie die jeweils beste verfügbare Technik benötigen würde. Newcomer-Anlagen umfassen dabei alle Anlagen bzw. Kapazitätserweiterungen, die ab dem 1. Januar 2005 in Betrieb genommen werden. Diese neuen Marktteilnehmer erhalten ihre Allokation ab Inbetriebnahme auf Basis des geplanten durchschnittlichen Auslastungsniveaus und einem Benchmark für die jeweilige Produktgruppe. Durch die Orientierung an der besten verfügbaren Technik sollen Anreize für den Einsatz moderner Anlagen geschaffen werden. Außerdem werden sie für vierzehn Jahre vom Erfüllungsfaktor ausgenommen. Ist die tatsächliche Auslastung geringer als geplant ab, erfolgt für die Newcomer-Anlagen eine *Ex-Post-Korrektur* durch die DEHSt noch vor der Ausgabe der Zertifikate für das Folgejahr.[15]

---

[13] Die Wegnahme der Emissionsrechte bei Stillegungen führt allerdings zu Verzerrungen (im ökonomischen Sinne), da die Opportunitätskosten einer Stilllegung nicht berücksichtigt werden. Im Prinzip wird dadurch die Produktion subventioniert (Graichen und Requate, 2003). Allerdings hätte die weitere Ausgabe von Zertifikaten die Anzahl der verfügbaren Emissionsrechte für andere Anlagen entsprechend reduziert, was zu verteilungspolitisch unerwünschten Effekten geführt hätte.

[14] Eine Übertragung ist auch auf eine Neuanlage eines anderen Betreibers möglich, wenn eine entsprechende vertragliche Einigung existiert.

[15] Für eine neuere Analyse der (aus ökonomischer Sicht negativen) Anreizwirkungen einer output-basierten Zuteilung vgl. z. B. Böhringer und Lange (2003).

Für Anlagen mit vergleichbaren Produkten wird ein Benchmark festgelegt, welcher z. B. für Strom 750 g CO_2-Äquiv./kWh beträgt bzw. – um eine Überallokation zu vermeiden – für Gaskraftwerke 365 g CO_2-Äquiv./kWh. Für Anlagen, bei denen kein Benchmark gesetzlich festgelegt wurde, hat der Betreiber durch ein Gutachten nachzuweisen, dass die angegebenen spezifischen Emissionswerte auf der besten verfügbaren Technik basieren.

5.4.4 Reservefond

Für die Zuteilung an Neuanlagen nach einem Benchmark wird ein Reservefonds eingerichtet, dessen Höhe sich nach den erwarteten neuen Anlagen für den Zeitraum 2005-07 richtet. Die Zertifikate-Ausstattung des Reservefonds wird, wie bereits oben dargestellt, vom ET-Budget abgezogen. Je höher der Reservefonds ist, desto geringer ist der Erfüllungsfaktor und desto weniger Zertifikate kann den Bestandsanlagen zugewiesen werden. Da davon auszugehen ist, dass für die überwiegende Mehrheit der Newcomer-Anlagen die Übertragungsregelung vorteilhafter ist, wird die Höhe der Reserve auf insgesamt lediglich 9 Mio. t CO_2 für die erste Zuteilungsperiode festgelegt. Zusätzliche Rechte können auf Grund der Stilllegungsregel oder auf Grund der Auslastungs-Korrekturregel in den Reservefond fließen. Die Zuteilung erfolgt in der Reihenfolge der Antragstellung. Überschüssige Rechte werden von der DEHSt am Ende der Periode ungültig gemacht, d. h. auf mögliche Verkaufserlöse wird bewusst verzichtet. Reicht umgekehrt die Reserve nicht aus, müssen die Betreiber fehlende Rechte am Markt zukaufen.

5.4.5 Sonderbehandlung für Early-Action-Anlagen

Bei einer kostenlosen Zuteilung auf Basis relativ aktueller Emissionswerte erhalten ineffiziente Anlagen mehr Rechte als vergleichbare bereits modernisierte Anlagen mit einem entsprechend geringeren CO_2-Ausstoß. Um diesen Wettbewerbsnachteil der effizienten Anlagen auszugleichen, können Betreiber von Anlagen, die zwischen dem 1.1.1994 und dem 31.12.2002 in Betrieb gegangen sind, eine Sonderbehandlung für Early Actions beantragen. Die Sonderbehandlung besteht darin, dass diese Anlagen für 12 Jahre ab Inbetriebnahme bzw. Modernisierung keinen Abschlag auf ihre Basisemissionen erhalten, d. h. dass für die Berechnung der Zuteilungsmenge ein Erfüllungsfaktor von eins verwendet wird. Eine Sonderbehandlung erfolgt jedoch nur, wenn es sich bei der Early Action weder um reine Stilllegungen noch um Produktionsrückgänge handelt. Außerdem dürfen die Minderungsmaßnahmen weder wesentlich durch öffentliche Mittel gefördert noch aufgrund gesetzlicher Vorgaben ohnehin durchgeführt worden sein. Zudem sind für *modernisierte Altanlagen* spezifische Emissionsminderungen nachzuweisen, die anspruchsvoller sind, je aktueller das Jahr der Inbetriebnahme der modernisierten Anlage ist. Für Anlagen, die 1994 in Betrieb genommen wurden, sind spezifische Emissionsminderungen gegenüber einer Referenzperiode von mindestens 7 % nachzuweisen. Für jedes spätere Jahr der Inbetriebnahme steigen die vorzuweisenden spezifischen Minderungen dann um einen Prozentpunkt an, d. h. für 1995 betragen diese 8 % und für 2002 schließlich 15 %. Early

Actions in Form von *Neuanlagen* erfordern hingegen keinen gesonderten Nachweis, da angenommen wird, dass Neuanlagen die oben genannten spezifischen Minderungen sowieso einhalten. Anlagen mit einer spezifischen Emissionsminderung von über 40 % erhalten den Erfüllungsfaktor eins bis 2012.

5.4.6 Sonderbehandlung von prozessbedingten Emissionen

Als prozessbedingte Emissionen werden im deutschen NAP Emissionen verstanden, die sich als Produkt einer chemischen Reaktion ergeben, die keine Verbrennung ist. Prozessbedingte Emissionen fallen besonders bei der Produktion von Roheisen in Hochöfen sowie bei der Herstellung von Zementklinker, Kalk oder Glas an. Da eine Minderung prozessbedingter Emissionen technisch unmöglich bzw. sehr teuer ist, erfolgt auf der Grundlage des Allokations-Kriteriums „Berücksichtigung der technischen Minderungspotentiale“ die Zuteilung für prozessbedingte Emissionen in voller Höhe der Basisemissionen. Der Erfüllungsfaktor für prozessbedingte Emissionen beträgt demnach eins. Diese Regelung gilt allerdings nur, wenn der Anteil der prozessbedingten Emissionen an den Gesamtemissionen die Bagatellegrenze von mindestens 10 % überschreitet.

Bei der Rohstahlerzeugung ergibt sich für die Zurechnung der Zertifikate eine besondere Situation. Da die Emissionen des Hochofens nicht am Hochofen selbst, sondern erst bei der weiteren energetischen Nutzung in die Atmosphäre gelangen, müssen die CO_2-Emissionen aus diesem Prozess auf den Hochofen und die weiteren Nutzer (z B. Kraftwerk) aufgeteilt werden, wenn dabei unterschiedliche Betreiber involviert sind.

5.4.7 Sonderzuteilungen für Kraft-Wärme-Kopplung

Eine weitere spezielle Situation ergibt sich für Anlagen der *Kraft-Wärme-Kopplung.* Die gleichzeitige Produktion von Strom und Wärme stellt aus ökonomischer und ökologischer Sicht eine wichtige Option zur Minderung von CO_2-Emissionen dar, die in der Summe allerdings höhere CO_2-Emissionen als reine Strom- oder reine Wärmeerzeuger verursacht. Es besteht daher die Gefahr, dass Betreiber von KWK-Anlagen aus Wettbewerbsgründen verstärkt auf Kondensationsbetrieb mit einer verringerten Wärmeauskopplung umstellen, zumal konkurrierende Systeme nicht unter die EU-Emissionsrechtehandel fallen (z. B. Heizkessel der privaten Haushalte oder kleinere KWK-Anlagen).[16] Um diese Anreize zu verhindern, erhalten KWK-Bestandsanlagen eine Sonderzuteilung, die sich an der

[16] Die beschriebene KWK-Problematik ist nur ein Beispiel für ein allgemeineres Problem, das sich aus dem partiellen Charakter des EU-Emissionshandelssystems ergibt. Dadurch, dass nur ausgewählte Anlagen unter die Richtlinie fallen, hängen Wettbewerbseffekte und die ökologische Integrität des Systems (Leakage-Effekte) wesentlich von der nationalen Regulierung der nicht erfassten Bereiche ab.

Menge des produzierten KWK-Stroms bemisst.[17] Die Sonderzuteilung für die Periode 2005-07 wird auf 27 t CO_2-Äquiv. je erzeugter GWh KWK-Strom festgelegt. Die tatsächliche Zuteilung bemisst sich letztendlich über einer Ex-Post-Anpassung an der tatsächlich produzierten Menge an KWK-Strom.[18] Wird allerdings die KWK-Nettostromerzeugung gegenüber der Basisperiode reduziert, erfolgt ein Abschlag von 5 % je Prozentpunkt Mindererzeugung. Wird weniger als 80 % der KWK-Strommenge der Basisperiode erzeugt, erfolgt keine Sonderzuteilung.

Um eine Schlechterstellung von neuen KWK-Anlagen zu vermeiden und entsprechende Innovationsanreize zu schaffen, erhalten neue KWK- Anlagen, die die Übertragungsregelung nicht in Anspruch nehmen, eine Zuteilung nach einem Doppel-Benchmark für Wärme und Strom.

5.4.8 Sonderzuteilungen für den Ausstieg aus der Kernenergie

Für die Zuteilungsperiode 2005-07 ist eine jährliche Menge an Zertifikaten in Höhe von 1,5 Mio. t. CO_2 für die Stilllegung zweier Atomkraftwerke, Stade und Obrigheim, vorgesehen. Diese Kompensationsmenge wird dem ET-Budget entnommen und den Betreibern dieser Kraftwerke zugeteilt. Sie dient als Ausgleich für die zusätzlichen Strommengen, die nach dem Abschalten der Atomkraftwerke fossil zu erzeugen sein werden. Ab der Periode 2008-12 sollen hingegen keine zusätzlichen Kompensationen für den gesetzlich vereinbarten Ausstieg aus der Kernenergie erfolgen. Es wird davon ausgegangen, dass dieser zu Ersatzinvestitionen führt statt zu verstärkten Kapazitätsauslastungen bestehender fossiler Kraftwerke, so dass die Benchmark-Regelungen für neue Marktteilnehmer gelten.

5.4.9 Zeitliche Flexibilität

Die Ausgabe der Zertifikate erfolgt für jedes Kalenderjahr der Periode 2005-07 zum 28. Februar in gleichen Tranchen. Das heißt, die Anlagenbetreiber erhalten pro Jahr ein Drittel der für die erste Zuteilungsperiode festgelegten Gesamtzuteilung. Da die Zertifikate zur Abdeckung der tatsächlichen Emissionen im abgelaufenen Kalenderjahr (z. B. 2005) laut EU-Richtlinie erst zum 30. April des Folgejahres (z. B. 2006) vorgelegt werden müssen, können auch Zertifikate, die erst im Folgejahr zugeteilt wurden, im Rahmen des sogenannten *„periodenbegrenzten Borrowing“* für die Emissionen des abgelaufenen Jahres verwendet werde (siehe Bild 5.2). Die Richtlinie verbietet allerdings ein Borrowing über Zuteilungsperio-

[17] Die Definition von KWK-Strom richtet sich dabei nach den Regelungen des Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetzes vom 19. März 2002, das auf das Arbeitsblatt FW 308 der Arbeitsgemeinschaft Fernwärme e.V. verweist.

[18] Da eine Ex-Post-Anpassung aus ökonomischer Sicht letztendlich die Anreize für eine mögliche Minderungsmaßnahme (hier: Produktionsdrosselung) verringert, wäre aus Effizienzgründen wiederum eine Regelung vorzuziehen, die eine Befreiung des Brennstoffeinsatzes für die Wärmeerzeugung beinhaltet. Ein solches Verfahren, das beispielsweise im dänischen Emissionshandelssystem angewendet wird, wäre allerdings von der EU-Kommission als „partielles Opt-Out“ bewertet, und damit für nicht zulässig erklärt worden.

den hinweg, d. h. Rechte, die in 2008 zugeteilt werden, können nicht zur Abdeckung von Emissionen des Jahres 2007 eingereicht werden. Banking ist hingegen sowohl innerhalb von Zuteilungsperioden als auch zwischen Zuteilungsperioden erlaubt, mit einer Ausnahme: die Richtlinie sieht vor, dass kein Banking zwischen der ersten und der zweiten Zuteilungsperiode möglich ist, es sei denn die einzelnen Mitgliedsstaaten lassen Banking explizit zu (COM, 2003a; Art. 13), was bisher allerdings noch von keinem Mitgliedsstaat geplant ist.

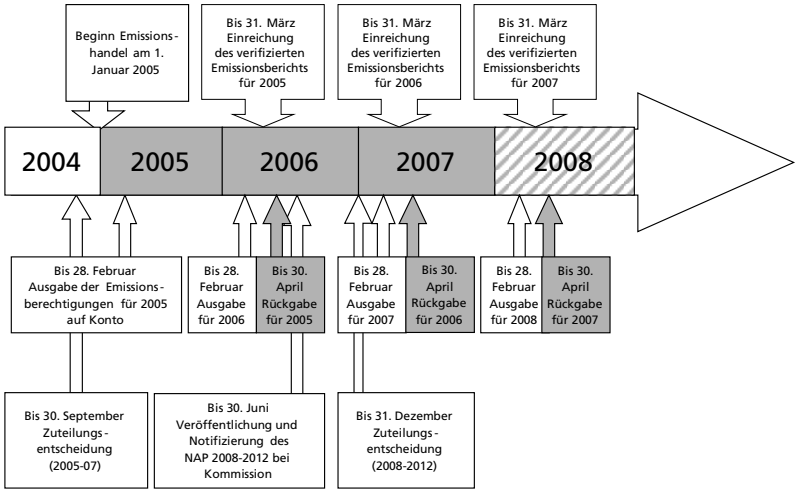


Bild 5.2: Fristen des Emissionshandels

Da internationale Emissionsrechte (und Verpflichtungen) nach dem Kyoto-Protokoll erst ab 2008 existieren, kann Banking von der ersten in die zweite Zuteilungsperiode des EU-Emissionshandels zum Problem werden: Rechte, die von 2007 nach 2008 übertragen werden, belasten das Emissionsbudget der Periode 2008-12 und stehen dann nicht mehr zur Vergabe zur Verfügung. Würden also sehr viele Rechte in die zweite Zuteilungsperiode übertragen, müssten die anderen Sektoren (z. B. Haushalte, Transport) entsprechend stärker reduzieren, um das Burden-Sharing Ziel einzuhalten. Hinzu kommt die Schwierigkeit, dass die Menge der übertragenen Zertifikate bereits für die Aufstellung des Nationalen Allokationsplans, der bereits bis Ende Juni 2006 bei der Kommission einzureichen ist, abzuschätzen wäre. Besonders schwierig gestaltet sich dabei die Abschätzung der Menge an Emissionsrechten, die aus dem Ausland nach Deutschland fließen würde. Außerdem ist zu beachten, dass bei unterschiedlicher Anwendung der Banking-Regel zwischen den einzelnen Mitgliedsstaaten spätestens gegen Ende der ersten Zuteilungsperiode die überschüssigen Emissionsrechte in das Land mit der „großzügigsten“ Banking-Regelung gesogen werden. Aus Sicht des einzelnen Staates mag daher ein Banking-Verbot sinnvoll sein.[19]

[19] Eine erste Analyse der vorliegenden NAPs zeigt, dass die meisten, wenn nicht sogar alle Mitgliedsstaaten Banking von 2007 nach 2008 verbieten werden (Betz et al., 2004).

Tabelle 5.1: Übersicht zum Nationalen Allokationsplan für Deutschland 2005-07

Ausgestaltungsvariante	konkrete Ausgestaltung
Verfügbare Emissionsrechte (ET-Budget) p.a.	499 Mio. t CO_2
Reserve für Newcomer-Anlagen p.a.	3 Mio. t CO_2 zzgl. der Emissionsberechtigungen aus Stilllegungen
Sonderzuteilung für KWK-Bestandsanlagen p.a.	1,5 Mio. t CO_2
Kompensation für Kernenergieausstieg p.a.	1,5 Mio. t CO_2
Basiszuteilung	durchschnittliche Emissionen der Jahre 2000-2002 multipliziert mit Erfüllungsfaktor
Zuteilungsmethode	100 % gratis
Erfüllungsfaktoren	
- energiebedingte Emissionen	0,9709
- prozessbedingte Emissionen	1,0 für 68,8 Mio. t CO_2 p.a.
- Early Action	1,0 für ca. 114 Mio. t CO_2 p.a.
Anlagenstilllegung	
- ohne Ersatzanlage	keine weitere Zuteilung
- mit Ersatzanlage	Übertragungsregelung für vier Jahre zzgl. 14 Jahre Erfüllungsfaktor von 1,0
- Ex-Post Anpassung	falls Emissionsniveau aufgrund von Produktionsrückgang < 60 % des Niveaus der Basisperiode
Newcomer-Anlagen	Benchmarks auf Basis bester verfügbarer Technologien mit Ex-Post-Korrektur nach unten für Anlagenauslastung; Verordnung bestimmt Benchmarks für homogene Produktgruppen
KWK-Anlagen	
- Bestandsanlagen	Sonderzuteilung: 27 t CO_2–Äquiv./GWh KWK-Strom
- Neuanlagen	Doppelbenchmark jeweils für KWK-Strom – u. –wärmeerzeugung
Jährliche Ausgabe	gleich hohe Tranchen
Banking von 2007-08	nicht zugelassen

Theoretische und empirische Analysen kommen allerdings gleichermaßen zum Ergebnis, dass Banking (und Borrowing) die Gesamtkosten reduziert, da Kostenunterschiede über die Zeit ausgenutzt werden können (Tietenberg, 1999; Ellerman et al., 2003; Ellerman, 2002; Ellerman and Montero, 2002). Außerdem dämpft die intertemporale Flexibilität Preisschwankungen, die sich andernfalls aufgrund von

Planungsunsicherheiten besonders zu Beginn oder gegen Ende einer Zuteilungsperiode einstellen können. In den meisten bestehenden Emissionshandelssystemen ist Banking daher erlaubt (Boemare and Quirion, 2002).
Aufgrund der "Spill-Over"-Effekte nationaler Banking-Regeln wäre eine EU-weite Koordinierung in dieser Frage sinnvoll gewesen, um ein mögliches „Gefangenen-Dilemma" zu vermeiden (Schleich et al., 2004).

5.5 Fazit

Die Arbeiten zur Erstellung des Nationalen Allokationsplans haben eindrücklich verdeutlicht, welch große Schwierigkeiten bei der Einführung derartiger Politikinnovationen zu überwinden sind. Zugleich wird deutlich, dass zwischen den in der (theoretischen) Literatur bevorzugten Ausgestaltungsoptionen einerseits, z. B. hinsichtlich einer Auktion oder eines durchgängigen Benchmark-Ansatzes für Bestandsanlagen, und den innerhalb kurzer Zeit politisch umsetzbaren Möglichkeiten andererseits doch erhebliche Divergenzen bestehen. Hierbei kommt auch zum Tragen, dass die Anwendungsbedingungen in der Realität oftmals komplexer sind als in der Instrumentendiskussion dargestellt. Folgende Punkte verdeutlichen dies:

- Die unter den Bedingungen der politischen Ökonomie durchsetzbaren Emissionsziele und Ausgestaltungsregeln unterscheiden sich von den aus der reinen Instrumentendiskussion ableitbaren.
- In der öffentlichen Diskussion war eine scharfe argumentative Trennung zwischen der Kritik am Instrument Emissionshandel einerseits und den Emissionszielen andererseits nicht immer erkennbar.
- Eine Vielzahl von zu berücksichtigenden Einzelspezifika, von Early Actions über die Behandlung prozessbedingter Emissionen bis hin zur Problematik der Anreizwirkung für KWK-Betreiber erhöhen die Komplexität des Systems. Teilweise liegt dies daran, dass es sich beim Emissionshandel um ein partielles System handelt, und Probleme insbesondere bei Systemgrenzen überschreitenden Beziehungen auftreten.
- Beim Emissionshandelssystem handelt es sich für Deutschland um eine Politikinnovation: die traditionell ordnungsrechtlich geprägte Umweltpolitik wird durch ein marktwirtschaftliches Instrument erweitert. Dabei musste auch auf Strukturen aufgebaut werden, die für andere Instrumente – z. B. die klassische Luftreinhaltung – geschaffen wurden. Dass diese Strukturen im Sinne einer Pfadabhängigkeit der Politikgestaltung nicht friktionsfrei auf ein neues Instrument passen, kann nicht überraschen.

Insgesamt sollte der Allokationsplan daher vor dem Hintergrund der großen Herausforderung beurteilt werden, die die Etablierung eines neuen Instrumentariums darstellt. Die Implementierung des Emissionshandels innerhalb einer vergleichsweise kurzen Zeit ist daher als zentrale Errungenschaft zu werten. Der Allokationsplan für die erste Zuteilungsperiode 2005-07 ist dabei als erster Schritt einzustufen. Bei der Erstellung des Allokationsplanes für die Periode 2008-12, die

bis Mitte des Jahres 2006 abgeschlossen sein muss, wird es darauf ankommen, die dann bestehenden ersten Erfahrungen mit diesem neuen Instrument aufzunehmen und in die Gestaltung und Optimierung zukünftiger Allokationspläne einfließen zu lassen.

5.6 Literatur

Betz, R.; Eichhammer, W.; Schleich, J. (2004): Designing National Allocation Plans for EU Emissions Trading - A First Analysis of the Outcomes, erscheint in Energy & Environment.

Bode, S.; Butzengeiger, S. (2003): Zur kostenlosen Allokation von Emissionsrechten in Deutschland, Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht 3/2003, S. 287-303.

Boemare, C.; Quirion, P. (2002): Implementing Greenhouse Gas Trading in Europe: Lessons from Economic Theory and International Experiences, Ecological Economics 43, 213-230.

Böhringer, Ch.; Lange, A. (2003): Economic Implications of Alternative Allocation Schemes for Emission Allowances – A Theortetical and Empirical Analysis, Discussion Paper No. 03-22, ZEW, Mannheim.

BMU (2004): Nationaler Allokationsplan für die Bundesrepublik Deutschland 2005-2007, 31. März 2004, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin.

Buttermann, H. G.; B. Hillebrand (2003): Klimagasemissionen in Deutschland in den Jahren 2005/7 und 2008/12, RWI: Materialien, Heft 2, Essen.

COM (2003a): Communication from the Commission: Guidance to assist Member States in the implementation of the criteria listed in Annex III to Directive 2003/87/EC establishing a scheme for greenhouse gas emission allowance trading within the Community and amending Council Directive 96/61/EC, and on the circumstances under which force majeure is demonstrated, COM(2003) 830 final, European Commission DG Environment, Brüssel.

COM (2003b): Non-paper on the installation coverage of the EU emissions trading scheme and the interpretation of Annex I, September 2003, European Commission DG Environment, Brüssel.

Danish Parliament (2004): Draft Bill on CO_2-Allowances, 19 Feburary 2004, Kopenhagen.

Döring, T.; Ewringmann, D. (2004): Europäischer CO_2–Emissionshandel, nationale Gestaltungsspielräume bei der Vergabe von Emissionsberechtigungen und EU-Beihilfekontrolle, Zeitschrift für Umweltpolitik und Umweltrecht 1/2004, S. 27-46.

Ehrhart, K.-M.; Hoppe, C.; Schleich, J.; Seifert, S. (2003a): Strategic Aspects of CO_2-Emissions Trading: Theoretical Concepts and Empirical Findings, Energy & Environment 14 579-595.

Ellerman, A.D.; Harrison, D.; Joskow, P.L. (2003): Emissions Trading: Experience, Lessons, and Considerations for Greenhouse Gases, Pew Center for Global Climate Change, Arlington, VA.

Ellerman, A.D.; Montero J.-P. (2002): The Temporal Efficiency of SO_2 Emissions Trading, Working Paper, MIT - Center for Energy and Environmental Policy Research Working Paper, 02-003, Cambridge, MA.

Enquête-Kommission (2002): „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“, Deutscher Bundestag, 14. Wahlperiode, Drucksache 14/9400, Berlin.

Europäische Union (2003): Richtlinie 2003/87/EG des Europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates. Amtsblatt der Europäischen Union vom 25.10.2003 (L 275/32).

Forum (1999): Energiemodelle zum Klimaschutz in Deutschland, Forum für Energiemodelle und Energiewirtschaftliche Systemanalysen in Deutschland (Hrg.), Physica, Heidelberg.

Graichen, P.; Requate, T. (2003): Der steinige Weg von der Theorie in die Praxis des Emissionshandels: Die EU-Richtlinie zum CO_2-Emissionshandel und ihre nationale Umsetzung. Christian-Albrechts-Universität Kiel, Department of Economics, Economics. Working Paper No. 2003-08.

Öko-Institut/DIW/ECOFYS (2003): Auswirkungen des europäischen Emissionshandelssystems auf die deutsche Industrie. Endbericht für die Umweltstiftung WWF Deutschland, September 2003, Berlin/Köln.

Schleich, J. und Betz, R. (2004): EU Emissions Trading and Transaction Costs for Small and Medium-Sized Companies, erscheint in Intereconomics.

Schleich, J.; Ehrhart, K.-M.; Hoppe, C.; Seifert, S. (2004): Banning banking in EU emissions trading? erscheint in Energy Policy.

Tietenberg, T. (1999): Tradable Permit Approaches to Pollution Control: Faustian Bargain or Paradise Regained? In: Kaplowitz, M.D., Property Rights, Economics, and the Environment, JAI Press Inc. Stamford, CT.

6 Trading

Mika Marci

> Lassen Sie uns alles daransetzen, daß wir der nächsten Generation, den Kindern von heute, eine Welt hinterlassen, die ihnen nicht nur den nötigen Lebensraum bietet, sondern auch die Umwelt, die das Leben erlaubt und lebenswert macht.
>
> Richard von Weizsäcker

6.1 Einleitung

Mit dem Inkrafttreten der europäischen Richtlinie über den Handel mit Treibhausgaszertifikaten begann für die energieintensiven Unternehmen Europas eine neue Ära, die man in der englischsprachigen Fachliteratur „a carbon-constrained world" – eine Welt der begrenzten CO_2-Möglichkeiten - nennt. Die betroffenen Unternehmen sehen sich einer neuen Herausforderung ausgesetzt, welche in der bewussten und zielgerichteten Steuerung der Kohlendioxidemissionen des Unternehmens liegt. Dieses Emissionsmanagement umfasst vier elementare Tätigkeitsbereiche:

1. Die Erfüllung der administrativen Auflagen, z.B. das jährliche Einreichen des Emissionsberichtes
2. Das Anstreben von CO_2-Verminderung bei der technischen Planung von Neuanlagen und beim Umbau von bestehenden Anlagen
3. Die Mitberücksichtigung der Zertifikatskosten in der wirtschaftlichen Gesamtoptimierung hinsichtlich des Anlagenbetriebs
4. Die Beschaffung bzw. Veräußerung von Emissionszertifikaten und derivativer Instrumente mit der Zielsetzung der Risikobegrenzung und der Kostenminimierung

Dieses Kapitel handelt vom Punkt 4, also dem eigentlichen Emissionshandel. Er ist, abgesehen vom reinen spekulativen Handel, ein Mittel zum Zweck. Nach Ausschöpfen aller technisch machbaren und wirtschaftlich tragfähigen Verminderungspotenziale, dient der Emissionshandel dazu, die festgesetzte Ausgangsgröße der zugeteilten Emissionsberechtigungen durch den Zukauf oder Verkauf von

Zertifikaten mit der dynamischen Größe der eigentlichen erzeugten Emissionen in Übereinstimmung zu bringen. Um in effizienter Art und Weise dem Zertfikatebedarf und der Risikotoleranz des Unternehmens gerecht zu werden, ist es notwendig zu wissen, welche Instrumente zur Verfügung stehen, wo man sie kaufen kann und welche Auflagen mit dem Handel verbunden sind. Dieses Kapitel soll die wesentlichen Aspekte des Emissionshandels erläutern. Es erhebt keinen wissenschaftlichen Anspruch und führt zum Teil in den englischsprachigen Handelsjargon ein.

Zunächst werden Emissionszertifikate in ihren verschiedenen Ausführungen und bezugnehmenden Instrumenten betrachtet. Es folgt eine Betrachtung der Märkte, wobei ein Exkurs in bereits bestehende Emissionshandelsmärkte unternommen wird, um an dort gemachten Erfahrungen teilhaben zu können. Im letzten Abschnitt werden beispielhaft einige Möglichkeiten des Risikomanagements anhand der diskutierten Instrumente betrachtet.

6.2 Emissionszertifikate

In der allgemeinen Diskussion über den Emissionshandel hat sich der Leser vielleicht das ein oder andere Mal über die verwirrende Vielfalt von Abkürzungen für Zertifikate oder die großen Diskrepanzen hinsichtlich quotierter Preise gewundert. Bedauerlicherweise ist der Emissionshandelsmarkt sowohl geographisch als auch hinsichtlich der bestimmenden Handelssysteme (EU-Handel, Kioto, nationale Emissionshandelssysteme) fragmentiert und auch für den Fachmann sehr unübersichtlich. Es soll hier der Versuch unternommen werden, die Instrumente nach den Bedingungen ihrer Gültigkeit zu gruppieren, um somit die Differenzierung zu vereinfachen. Wir beginnen mit dem Emissionshandelssystem (EHS) der EU und der dort gültigen Währung, der *EU Allowance* und wenden uns dann der Kioto-Welt mit seinen verschiedenen Zertifikatstypen zu.

6.2.1 EU Allowances - Emissionsberechtigungen

Unter einer Emissionsberechtigung soll hier die *EU Allowance* (EUA) verstanden werden. EUAs werden den europäischen Anlagenbetreibern jährlich von ihren nationalen Behörden zugeteilt und sind innerhalb des EU EHS handelbar. Sie tragen keinerlei Kioto-Risiko, da die EU-Kommission zugesichert hat, dass der europäische Emissionshandel unabhängig von der Ratifizierung des Kioto-Protokolls durch Russland durchgeführt wird. Deswegen erreichen diese Zertifikate die höchsten Preise.

Innerhalb einer Zuteilungsperiode ist für EUAs sowohl Banking als auch Borrowing zulässig. Unter Banking versteht man die Tatsache, dass Zertifikate, die für ein bestimmtes Jahr innerhalb einer Zuteilungsperiode einem Anlagenbetreiber zugeteilt und dann nach Beendigung des Jahres nicht zur Löschung eingereicht wurden (z.B. aufgrund verminderter Emissionen), im Anschluss nicht verfallen, sondern automatisch für das folgende Jahr fortgeschrieben werden und somit im nächsten Jahr erneut zur Verfügung stehen. Nach aktuellem Stand wird in

Deutschland das Banking auch über Zuteilungsperiodengrenzen hinweg - mit Ausnahme des Übergangs von der ersten in die zweite Handelsperiode - erlaubt sein. Borrowing wird möglich, da vor dem Zertifikatseinzug entsprechend der Vorjahresemissionen bereits Emissionszertifikate für das laufende Jahr ausgegeben werden. Diese "neuen" Zertifikate können auch zur Begleichung der Vorjahresemissionen eingesetzt werden. Letztlich wird hierdurch die Möglichkeit geschaffen, sich selbst zu beleihen. Borrowing wird über Zuteilungsperiodengrenzen hinweg nicht erlaubt sein.

Emissionsberechtigungen liegen als Datenbankeinträge in einem nationalen Register vor, welches bei der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) geführt wird. Zum Zeitpunkt der Niederschrift dieser Ausführung existierten weder die DEHSt noch ein Register oder EUAs. Der eigentliche Handel mit EUAs wird also frühestens im Januar 2005 beginnen und recht einfach in seinem Ablauf erfolgen. Käufer und Verkäufer werden direkt oder durch einen Makler vermittelt in Kontakt treten, sowie den Preis und die Menge aushandeln. Dem Verkäufer obliegt es, durch Anweisung an die DEHSt eine Umbuchung der ausgehandelten Menge an EUAs in das Konto des Käufers vorzunehmen. Mit der Einbuchung in das Konto des Käufers ist der Wechsel des Besitzverhältnisses abgeschlossen und die Zahlung erfolgt in der vereinbarten Frist. Dieser direkte Handel obliegt nicht der Finanzdienstleistungsaufsicht und kann von jedermann durchgeführt werden.

Das EU EHS steht nicht für sich alleine dar, sondern dient in letzter Instanz der möglichst kosteneffizienten Erfüllung der Kioto-Auflagen für den gesamten EU-Raum, nämlich der Reduzierung der Treibhausgas-Emissionen um 8 % bezogen auf das Basisjahr 1990. Es stellt einen internen Markt im weltweiten Emissionshandel nach dem Kioto-Protokoll dar. Die EUAs sind in ihrer Gültigkeit dementsprechend auf den EU-Raum beschränkt. Andererseits sind die Zertifikate, die dem weltweiten Handel nach Kioto dienen, nicht automatisch für das EU EHS gültig. Da sie aber voraussichtlich in eingeschränktem Maße für die Erfüllung der innereuropäischen Emissionsauflagen herangezogen werden können, gilt es nun der Reihe nach die unterschiedlichen Kioto-Zertifikate zu untersuchen.

6.2.2 Kioto-Zertfikate - AAUs, CERs und ERUs

Man unterscheidet zunächst die zugeteilten Mengeneinheiten (*Assigned Amount Units*, AAUs) von den projektbezogenen Gutschriften (*Emission Reduction Units* - ERUs und *Certified Emission Reductions* - CERs).

Jedes am Kioto-Protokoll teilnehmende Land (Annex B Land) beansprucht für sich eine zugeteilte Menge (*Assigned Amount*), welche sich für den Zeitraum 2008 bis 2012 aus den Emissionen des Basisjahrs (1990) und dem vereinbarten nationalen Erfüllungsfaktor berechnet. Sie stellt somit die Begrenzung (Cap) der nationalen Emissionen dar. Um einen Vergleich mit dem Geldmarkt zu bemühen kann man sagen, das *Assigned Amount* entspricht der Geldmenge und das AAU entspricht sozusagen der Staatswährung mit der Einheit tCO_{2eq}. Die zugeteilte Menge ist also fixiert und AAUs sind derzeit nur unter Regierungen handelbar.

Ein rein zwischenstaatlicher Handel hätte, abgesehen von der eher planwirtschaftlichen Ausrichtung, nicht genügend Flexibilität und eine zu begrenzte An-

zahl von Teilnehmern, um Marktmechanismen in vollem Umfang zum Tragen zu bringen. Vielmehr soll der Emissionshandel in einem dezentralisierten Prozess unter Teilnahme von privatwirtschaftlichen Unternehmen erfolgen. Dies wird durch die flexiblen Kioto-Mechanismen erreicht, von denen der Emissionshandel bereits genannt wurde und die beiden verbleibenden hier kurz erwähnt werden sollen. Es handelt sich um Projekte, die Emissionsminderungen zum Ergebnis haben sollen, welche als Emissions-Gutschriften in handelbare Zertifikate übertragen werden. Da für *Joint Implementation* (JI) und *Clean Development Mechanism* (CDM) ein gesondertes Kapitel reserviert ist, soll hier nur auf handelsrelevante Aspekte eingegangen werden.

Das derzeitige Emissionsreduzierungspotenzial von CDM und JI Projekten wird auf 4,4 Mrd. Tonnen CO_{2eq} geschätzt, was ungefähr den Gesamtemissionen an Treibhausgasen (THG) der EU entspricht (H.C. de Coninck, N.H. van der Linden, 2003). Es ist schwierig einzuschätzen, wie viel davon bis zum Ende der zweiten Zuteilungsperiode 2012 in Form von Projekten erschlossen sein wird. Viele Teilnehmerstaaten haben noch keine endgültige Erfüllungsstrategie entwickelt oder entschieden, wie viel sie bereit sind in solche Projekte zu investieren (IETA & ADB, 2003). JI und CDM erzeugen unterschiedliche Zertifikate; JI-Projekte generieren ERUs und CDM-Projekte CERs. Der Grund für diese Unterscheidung liegt in den verschiedenen regulatorischen Rahmenbedingungen. An dieser Stelle soll lediglich berücksichtigt werden, dass bei solchen Projekten hinsichtlich der Zertifikate ein Validierungsrisiko (ist das Projekt überhaupt geeignet, Emissionen nachhaltig zu vermindern), ein Verifizierungsrisiko (wie viele Emissionen, wenn überhaupt, sind vermieden worden) und ein Zertifizierungsrisiko (Verbriefung der vermiedenen Emissionen) besteht. Entsprechend dieser Risikobehaftung fällt die Attraktivität für den Investor und demzufolge auch der Preis aus.

Das riskanteste Zertifikat ist die "*Verified Emission Reduction*" – die bestätigte Emissionsminderung. Es handelt sich um Zertifikate aus einem Emissionsminderungsprojekt dessen THG-Vermeidungen von einem unabhängigen Gutachter bestätigt ("*verified*") wurde, die Verbriefung der CO_2-Reduktionen als handelbare Zertifikate durch eine zuständige Stelle aber noch aussteht. Sie tragen somit ein Zertifizierungsrisiko und erreichen deswegen im Moment nur Preise von 2-3 US$ pro Tonne CO_2. CERs und ERUs aus Projekten bei denen der Verkäufer das Zertifizierungsrisiko trägt, erreichen je nach verbleibendem Kontrahentenrisiko um die 3-7 US$.

Die CERs und ERUs sind per Definition an das Inkrafttreten des Kioto-Protokolls gebunden und gelten frühestens ab 2008. Sollte aber, wie aktuell diskutiert wird, eine Gleichstellung im EU EHS unabhängig von der Ratifikation des Kioto-Protokolls durch Russland erfolgen, so könnten diese Zertifikate im EU Handel weiterhin gehandelt werden (siehe Richtlinie 2003/87/EC Artikel 30 Absatz 2d). Für betroffene Unternehmen und Händler ist demnach die Frage dieses *Linkings* von Kioto-Mechanismen und EU EHS von allerhöchstem Interesse. IETA (IETA, 2003) und eine Vielzahl betroffener Unternehmen und deren Verbände sprechen sich klar für eine Aufnahme der Kioto-Mechanismen in den EU-Emissionshandel aus, da die zusätzlichen Instrumente die Liquidität des Marktes

steigern und die Preise senken helfen. Die Mehrheit der europäischen Umweltminister sprach sich bei einer Befragung im Umweltrat für eine Aufnahme der Kioto-Mechanismen in den EU-Emissionshandel bereits ab 2005 aus (siehe Carbon Market Europe, 22. Dezember 2003).

Da die Erwirtschaftung von ERUs und CERs mit erheblichem administrativen Aufwand und substantiellen Projektrisiken verbunden ist, scheuen bisher viele kleine, mittlere und auch große Unternehmen vor der Inangriffnahme solcher Projekte zurück. Deswegen sind Regierungen und halbstaatliche Institutionen (Förderbanken) in die Bresche gesprungen. Von den staatlichen Bemühungen hinsichtlich dieser Projektunternehmungen sind die Ausschreibungen ERUPT und CERUPT[1] der Niederländischen Regierung (vertreten durch Senter) hervorzuheben. Aber auch Finnland, Österreich und andere europäische Regierungen haben durch Abschluss von sogenannten „Memoranda of Understanding" die Durchführung solcher Projekte vorbereitet. Ob allerdings solche Zertifikate dem freien Markt zufließen oder auf staatlicher Ebene verbleiben, ist aus heutiger Warte nicht abzusehen. Unternehmen in Deutschland, die ein Teil ihrer langfristig benötigten Emissionszertifikate durch CERs und ERUs kostengünstig decken möchten, sollten sich vielmehr hinsichtlich der von diversen Förderbanken aufgelegter Karbonfonds orientieren.

6.2.3 Karbonfonds

Der Prototype Carbon Fund (PCF) wurde im Juli 1999 von der Weltbank mit der Zielsetzung aufgelegt, Projekte im Sinne der beiden Kioto-Mechanismen JI und CDM zu finanzieren, und stellt mit Abstand den wichtigsten Fonds dar. Der PCF entkoppelt die Investoren von dem eigentlichen Projektmanagement und insbesondere vom damit verbundenen administrativen Aufwand und erreicht durch das Portfolio eine Diversifizierung der Projektrisiken. Anleger erhalten gemäß ihrer Einlage einen pro rata Anteil der zertifizierten Emissionen. Die Mindesteinlage beträgt 10 Millionen US$ für Regierungen und 5 Millionen US$ für Unternehmen. Bisher haben sich sechs Regierungen und 17 Unternehmen am Fond mit einer Einlage von insgesamt 180 Millionen US$ beteiligt (siehe PCF-Website).

Für die meisten kleinen und mittleren Unternehmen wäre es wünschenswert, einen europäischen Fonds zu haben, in dem sie (auch kleinere Mindesteinlagen) investieren können, um somit das Risiko zu diversifizieren und einen günstigen Zugang zu Emissionszertifikaten zu haben. Diese Auffassung wird von Jacquelin Ligot von der Europäischen Bank für Wiederaufbau und Entwicklung geteilt (Interview in Carbon Market Europe, 31. Oktober 2003); die EBRD ist nur eine von mehreren Banken, die den Aufbau eines Fonds für Kioto-Projekte erwägt.

Die Kreditanstalt für Wiederaufbau beabsichtigt einen KfW-Klimaschutzfonds mit einem avisiertem Fondsvolumen von 50 Millionen € einzurichten. Die Aus-

[1] Emissions Reductions Unit Procurement Tender und Certified Emissions Reductions Procurement Tender

teilung der erzeugten Zertifikate an die Unternehmen wird analog zum PCF nach Einlageanteil erfolgen.

Die Japanische Entwicklungsbank (Development Bank of Japan, DBJ) und die Japanische Bank für internationale Zusammenarbeit (Japan Bank for International Cooperation, JBIC) planen gemeinsam einen Karbonfonds mit einer angestrebten Kapitaleinlage von 10 Mrd. Yen aufzulegen. Die Banken werden davon 2 Mrd. Yen beisteuern und die verbleibenden 8 Mrd. Yen sollen aus der Privatwirtschaft kommen (Point Carbon - Carbon Market Europe, 26. Januar 2004). Es bleibt abzuwarten ob es nichtjapanischen Unternehmen möglich sein wird, auch in diesen Fonds zu investieren.

Diese Beispiele sollen verdeutlichen, dass der Markt für projektbezogene Emissionszertifikate in der Entwicklung begriffen ist und im Blick behalten werden muss, um günstige Zertifikate zu erlangen. Sie sollen letztlich wie die EAUs Bestandteile in einem möglichst diversen Portfolio aus unterschiedlichen Zertifikaten darstellen. Einen weiteren Bestandteil werden Derivate ausmachen.

6.3 Derivate

Die Eigenschaften des *Banking* und des *Borrowing* erlauben den betroffenen Unternehmen eine gewisse Flexibilität hinsichtlich der terminlichen Nutzung der Emissionsberechtigungen. Es kann jedoch im Emissionshandel, wie in z.B. in Warenmärkten üblich, für Unternehmen notwendig sein, sich gegenüber außergewöhnlichen Situationen in der Zukunft abzusichern. Hierfür können Derivate gegenüber dem Besitz des maximal denkbaren Bedarfs an Emissionsberechtigungen, was z.B. Kapitalbindung anbelangt, von Vorteil sein.

Nach TEHG § 15 Satz 2 sind Termingeschäfte auf Emissionsberechtigungen Finanzinstrumente/Derivate im Sinne des § 1 Abs. 11 Satz 4 Kreditwesengesetzes und unterliegen der Aufsicht des Bundesamtes für Finanzdienstleistungsaufsicht. Der Handel mit solchen Instrumenten für den eigenen Bedarf ist von der Aufsicht freigestellt. Handelsunternehmen müssen über eine Finanzdienstleistungslizenz verfügen, um im Auftrag Dritter entsprechende Kontrakte handeln zu können.

Diese Regelung ist aus der Sicht der betroffenen Unternehmen sinnvoll. Beschließt ein Unternehmen einerseits für das eigene Emissionsportfolio Derivate zum Zweck des Risikomanagements einzusetzen, so sind dem Unternehmen keine weiteren Auflagen aufgebürdet. Es trägt das ganze Risiko und kann sich auf den Aufbau der notwendigen Expertise für den Handel mit diesen Instrumenten konzentrieren.

Entscheidet sich das Unternehmen andererseits, den Derivatehandel an ein Finanzdienstleistungsunternehmen abzugeben, so trägt es als Anlagenbetreiber weiterhin die Verantwortung hinsichtlich des Vorhaltens einer ausreichenden Anzahl von Emissionszertifikaten. Es macht also Sinn, die Anbieter dieser Finanzdienstleistung einer Aufsicht zu unterstellen, um das Ausfallrisiko für die Auftraggeber so weit als möglich zu begrenzen.

Es werden zuerst bilaterale Terminkontrakte (*Forwards*) untersucht, die augenblicklich, in Abwesendheit einer Börse oder eines Emissionsregisters, die alleini-

gen Instrumente zur Deckung des Bedarfs an Emissionsberechtigungen im Europäischen Emissionshandel darstellen.

6.3.1 Forwards

Forwards werden im Freiverkehrsmarkt (*Over The Counter Market*, OTC) gehandelt. Beim Handel eines *Forwards* auf EUAs verpflichtet sich eine Partei (Verkäufer) zu einem festgelegten Termin in der Zukunft dem Handelspartner eine vereinbarte Menge an Emissionsberechtigungen zu einem festgeschriebenen Preis zu liefern. Üblicherweise wird Zahlung nach Lieferung, also nach Einbuchung der entsprechenden Menge EUAs in das Konto des Käufers (vgl. 6.2.1), vereinbart. Unter Umständen kann auch eine teilweise Vorauszahlung (*Downpayment*) vereinbart werden. Der Liefertermin ist ausschlaggebend für den Preis. Was die Gültigkeit der Zertifikate für die erste Zuteilungsperiode anbelangt, gibt es, wie unter 6.2.1 erläutert, keine Unterschiede zwischen den Zertifikaten die im Februar 2005, 2006 und 2007 ausgeschüttet werden. Wenn man sich aber den wöchentlichen Newsletter "Carbon Market Europe" des PCF ansieht oder einen Handelsbildschirm eines beliebigen Brokers aufschaltet, wird man feststellen, das EUAs für einzelne Jahre quotiert werden und preislich voneinander abweichen. Eine Darstellung der preislichen Entwicklung für 2005er EUAs kann der nachstehenden Graphik entnommen werden.

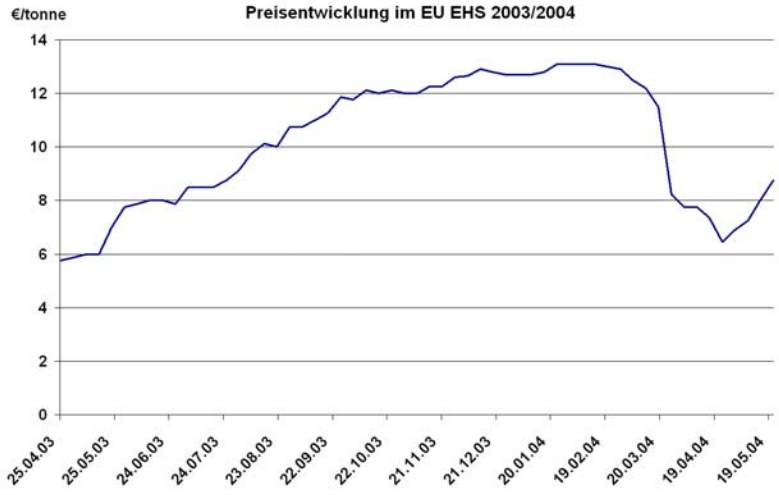


Bild 6.1: Preisentwicklung für 2005er EUAs im EU Emissionshandelssystem[2]

Wie man dem *Chart* entnehmen kann, haben sich die Preise für 2005er EUAs zunächst kontinuierlich aufwärts bewegt. Ende Februar 2004 fand eine NAP-induzierte Kurskorrektur statt, mit Unterstützung bei 6,50 €/t CO_2 und erneutem

[2] GFI Environmental Markets-Publikation der tagesaktuellen Kurse von GFI

Anstieg bis zum heutigen Preis von ca. 9 €/ t CO_2. Die übliche Handelsgröße ist 5.000 t CO_2. Handelsabschlüsse gelten als Test-Trades, wenn sie eine Größenordnung von 500 bis 2.500 t CO_2 aufweisen. Vereinzelt wurde von 50.000 t CO_2 Trades berichtet. Sie stellen noch eine Ausnahme dar. Bei einem liquiden Markt gehen Broker von üblichen Kontrakten über 10.000, 25.000 und 50.000 t CO_2 aus.

Die EAUs für spätere Jahre sind teurer, der Markt befindet sich also in einem Contango. Finanztheoretisch kann man das mit der Preisformel für *Forwards* erklären, die gegenüber dem vermeintlichen Spotpreis eine Aufzinsung gemäß vergleichbarer ein bis zwei Jahreszinssätzen vorsieht[3].

Tabelle 6.1: GFI-Quotes der unterschiedlichen Jahrgangszertifikate (Stand: 6. Februar 2004)

Aktueller CO_2 Markt in der EU		
Periode	Bid [€]	Offer [€]
2005	13,00	13,15
2006	13,20	13,75
2007	13,35	14,40

Andererseits könnte man argumentieren, dass der Besitz der Zertifikate einen gewissen *Convenience Yield* beinhaltet, also den Wert, den der Halter daraus bezieht, bereits 2005 zum Beispiel seine Emissionen mit dem Zertifikat abgelten zu können. Dieser Fall würde für *Backwardation*, also für eine fallende Forwardkurve sprechen, doch wird dieser Wert vom Markt aufgrund des Borrowing als gering eingeschätzt. Vielmehr sieht es so aus, dass die Mehrzahl der Marktteilnehmer aufgrund des *Borrowing* von einer Verknappung der Zertifikate gegen Ende der Zuteilungsperiode und damit einhergehend von einem Anstieg der Preise ausgeht. Hierfür spricht ebenfalls, dass zum Zeitpunkt des Verfassens dieser Ausführung die Frage des *Linking* noch nicht endgültig geklärt ist.

6.3.2 Rahmenverträge

Forwards sind, wie eingangs erwähnt, bilaterale Verträge, bei dem jeder Handelspartner dem vollen Kreditrisiko ausgesetzt ist. Um dieses Risiko zu kontrollieren, vereinbaren beide Seiten einen Rahmenvertrag, der für die meisten Eventualitäten eine Handlungsvorgabe festlegt. Bisher hat sich der Rahmenvertrag der International Emissions Trading Association (EU Allowances Emissions Trading Master Agreement, 2003) durchgesetzt. Er definiert das regelnde Handelssystem und er beschreibt, wie im Fall des Scheiterns des EU EHS, eines Konkurses oder einer Übernahme vorgegangen wird. Er beschreibt ferner den eigentlichen Handels- und Liefervorgang, die Zahlungsbedingungen, die Sicherheiten, die Bonitätsfestlegung, die Haftung, den Gerichtsstand und andere Rahmenbedingungen. Anhang 1 definiert alle verwendeten Begriffe, im Anhang 2 werden alle Überein-

[3] $F=S \cdot e^{rt}$; die quotierten Preise lassen auf eine kontinuierlichen Jahreszinssatz von ca. 4,46 % (2005-2006) und 4,61 % (2006-2007) schließen

künfte festgelegt und Anhang 3 beinhaltet das Bestätigungsformular, welches für jede Handelsaktion zwischen den Partnern ausgetauscht wird und die Einzelheiten des Deals festschreibt. Eine Alternative zum IETA Master Agreement stellt der EFET-Rahmenvertrag dar, der um einen den Emissionshandel regelnden Anhang erweitert wird. Diesen Vertrag werden vor allem EVUs und Energiehandelsunternehmen bevorzugen, welche den EFET-Vertrag bereits mit ihren Handelspartnern aus dem Strommarkt abgeschlossen haben. Somit ließe sich für diese Unternehmen der administrative Aufwand schmälern.

6.3.3 Futures

Forwards haben den Nachteil, dass man das Kreditrisiko tragen muss. Bei *Futures* hingegen, die an Börsen gehandelt werden, tritt ein *Clearinghouse* zwischen die Handelspartner und übernimmt das Kreditrisiko. Es gilt als wahrscheinlich, dass die derzeit vorhandenen Energiebörsen, wie die EEX in der Bundesrepublik Deutschland, auch *Futures* auf Emissionsberechtigungen auflegen werden. Analog zum Strommarkt könnte sich somit ein finanzieller Terminmarkt entwickeln. Die Handelspartner müssten an der jeweiligen Börse Mitglied werden, eine Eintritts-, Jahres- und Handelsgebühr zahlen, sowie eine Grundsicherheit (z.B. 100.000 € bei der EEX) hinterlegen. Ein liquider Futuresmarkt würde gute Absicherungsmöglichkeiten für Unternehmen mit Short- oder Longpositionen bieten und für Spekulanten eine Möglichkeit darstellen, Risiken gewinnträchtig zu übernehmen.

6.3.4 Optionen und Swaps

Der Markt für Optionen auf Emissionsberechtigungen ist derzeit noch unterentwickelt. Von gelegentlichen Anfragen im Markt abgesehen, werden Optionen nach Kenntnisstand des Autors bisher nicht angeboten. Von Seiten der betroffenen Unternehmen wäre aber zu Risikomanagementzwecken ein liquider Optionsmarkt wünschenswert, um außergewöhnliche Bedarfssituationen kostengünstig absichern zu können. Optionen bieten den Vorteil, dass sie dem Halter das Recht aber nicht die Pflicht zum Kauf (*Call-Option*) oder Verkauf (*Put-Option*) einer festgeschriebenen Menge EUAs zu einem vereinbarten Basispreis (*Strikeprice*) ermöglichen. Für diese Option bezahlt der Halter (Käufer) dem Stillhalter (Verkäufer) eine Prämie.

Swaps haben sich, wie wir im folgenden Kapitel sehen werden, zwischen dem britischen und dem dänischen Markt gebildet. Es kann also vermutet werden, dass Swaps an Attraktivität gewinnen werden, wenn sich unterschiedliche nationale Märkte ausbilden werden. Genauso kann man sich vorstellen, dass des EUA-CER-*SWAPS* geben wird, sollten regulative Aspekte einer Gleichwertigkeit von EUAs und CERs zunächst im Wege stehen.

6.4 Märkte

6.4.1 Bisherige Erfahrungen mit Emissionshandelsmärkten

Bisher wurden in der europäischen Region zwei nationale Emissionshandelssysteme eingeführt, aus denen man Schlüsse auf das kommende europaweite Handelssystem treffen kann - in Großbritannien und Dänemark.

Das britische EHS war das erste umfassende THG-Emissionshandelssystem der Welt und basiert auf steuerlichen Vergünstigungen[4] und auf finanziellen Anreizen für teilnehmende Unternehmen. Die Regeln für die teilnehmenden Unternehmen sind nicht einheitlich; es handelt sich um ein hybrides Programm. Laut Natsource, einem Broker für Umweltzertifikate, sind im Zeitraum 2001-2002 insgesamt 1,6 Millionen Tonnen im britischen EHS gehandelt worden[5]. Der dänische Markt (aktiver Emissionshandel seit 2001) ist mit ca. 450.000 Tonnen[6] etwas kleiner. Äußerst interessant ist die preisliche Entwicklung der Emissionsberechtigungen in Großbritannien während der ersten Compliance Period von April 2002 bis Ende März 2003. Es folgt ein Auszug aus Campbell-Colquhoun (Campbell-Colquhoun, T.P., 2003):

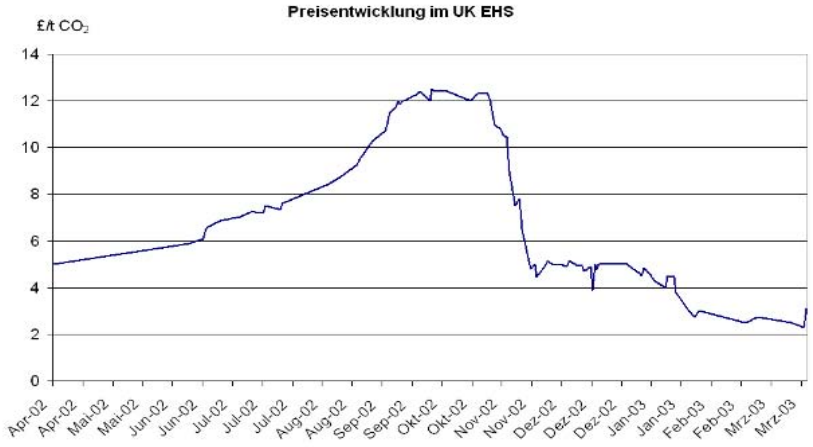


Bild 6.2: Preisentwicklung im Britischen Emissionshandelssystem[7]

"Der Handel setzte bei 5 £/tCO_2 ein. Händler begannen mit Praxistrades um Expertise im Umgang mit den neuen Instrumenten zu erlangen. Bald aber begannen die Marktteilnehmer ihren physischen Bedarf einzudecken, was dazu führte, dass sich ein Nachfrageüberhang einstellte. Dies wurde verstärkt durch administrative

[4] 80 % Reduzierung der industriellen und gewerblichen Mineralölsteuer, dem so genannten Climate Change Levy (CCL)

[5] 0,2 % der gesamten britischen THG-Emissionen

[6] 0,7 % der gesamten dänischen THG-Emissionen

[7] Quelle: John Molloy TFS UK

Probleme bei der Baseline-Genehmigung und damit verbundenen Zuteilung von Zertifikaten. Diejenigen Marktteilnehmer, bei denen sich die Zuteilung verzögerte, waren verständlicherweise unwillig auf der Verkaufsseite zu stehen. Nachdem die meisten Teilnehmer ihre Zuteilungen erhalten hatten, stiegen einige große Teilnehmer auf Verkauf um und es bildete sich ein preisliches Plateau. Hier begannen die Spekulanten auszusteigen und ihre Verkäufe führten zu rasch fallenden Preisen. Der Preis fiel auf 4 £/tCO_2, wo sich der Markt beruhigte und bei ca. 3 £/tCO_2 ausklang."

Einige Erfahrungen aus dem Britischen Emissionshandelssystem können richtungsweisend für den Europäischen Handel sein:

a) Spekulative Teilnehmer erhöhen die Liquidität und unterstützen den Preisfindungsmechanismus im Markt.
b) Der Handel fand sowohl im direkten bilateralen Bereich statt als auch unter Zuhilfenahme von Brokern.
c) Einige betroffene Unternehmen überließen es Emissionshändlern ihr Portfolio zu managen und Kaufaktionen durchzuführen.
d) Der Markt wies eine „Backwardation" auf, d.h. Zertifikate der aktuellen Berichtsjahres waren aufgrund der Möglichkeit des Banking teuerer als weiter in der Zukunft datierte Zertifikate.

Es fanden sowohl direkte Trades als auch strukturierte Trades unter Zuhilfenahme von u.a. Inter-Commoditiy Swaps und Call-Optionen statt.

6.4.2 Der europäische Emissionshandelsmarkt

In diesem Unterkapitel soll der zukünftige Emissionshandelsmarkt untersucht werden. Dies kann aufgrund der noch nicht endgültig vorliegenden Nationalen Zuteilungspläne aller Mitgliedsstaaten nur in qualitativer Weise geschehen. Eine erschöpfende quantitative Analyse der Bedarfssituation aller betroffenen Industrien würde den hier angesetzten Rahmen sprengen. Es soll an dieser Stelle eine grobe Orientierung für die Bedarfssituation der teilnehmenden Staaten und der betroffenen Wirtschaftssektoren vermittelt werden.

Der Markt für Emissionszertifikate wird in der Fachpresse oft mit Warenmärkten im Allgemeinen und dem Strommarkt im Besonderen verglichen. Gemeinsam ist, dass sowohl die Emissionsberechtigung als auch der Strom aufgebraucht oder verwertet wird und anschließend nicht mehr zur Verfügung steht. Andererseits ist der europäische Strommarkt trotz bestehender Liberalisierungsbemühungen ein geographisch fragmentierter Markt mit unterschiedlichen Preisen. Gegen eine solche Fragmentierung des Emissionshandelsmarktes spricht die einheitliche Währung und die im Wortsinn unbegrenzten Handelsmöglichkeiten innerhalb Europas. Andererseits wird der Wert der Zertifikate maßgeblich durch deren Verknappung in den nationalen Zuteilungsplänen bestimmt. Dies geschieht aber nicht in einem homogenen auf europäischer Ebene festgelegten Prozess, sondern auf Mitgliedsstaaten-Ebene. Die entsprechende europäische Richtlinie schreibt nur die

Rahmenbedingungen vor, in denen sich der NAP bewegen muss. Innerhalb dieses Rahmens haben die EU-Mitgliedstaaten (MS) Freiräume auf ihre spezifischen Bedürfnisse, beispielsweise auf die Struktur ihrer energieintensiven Industrie, einzugehen. Dieser Aspekt spricht eher für einen heterogenen Markt. Wir betrachten zuerst die Situation der Nationalen Zuteilungspläne, die einen starken Einfluss auf die Nachfrage haben wird. Des Weiteren sind die bisher erreichten Emissionsminderungen von Interesse, da dies ein starker Indikator dafür ist, wer in Zukunft Netto-Verkäufer sein wird.

Zum Zeitpunkt der Niederschrift dieser Ausführung liegen 3 Entwürfe für Nationale Zuteilungspläne vor. Die Briten waren die ersten und legten einen sehr ambitionierten NAP mit vorgesehenen Minderungen von 16,3 % (Burden-Sharing: –12,5 %) vor.

Die Iren wiederum präsentierten einen industriefreundlichen Entwurf, der wenig vom „*Business As Usual*" Szenario abwich[8]. Der Entwurf des deutschen NAP lag in Relation etwa dazwischen, mit einer kostenlosen Ausstattung von 92,1 % bis 92,9 %[9] der Datenbasis 2000-2002 zuzüglich weiterer Sonderzuteilungen für z.B. *Early Actions.* Die bisherige Entwicklung der Emissionen seit 1990 kann einem Report der European Environment Agency (Gugele B., Strobel B., Taylor P., 2003) entnommen werden. Die wichtigsten Trends sollen hier kurz als Auszug aus dem Report „GHG Emission Trends and Projections in Europe 2003" (EEA Report No 36) wiedergegeben werden:

"Die Europäische Union hat sich verpflichtet 336 Millionen Tonnen CO2-Äquivalent ihrer jährlichen THG-Emissionen zu reduzieren (ca. 8 % von 4.192 Millionen Tonnen aus 1990). Davon sind gegen Ende 2001 lediglich 2,3 % erreicht worden. Von den 15 bisherigen MS sind nur 5 auf gutem Weg ihre Verminderungspflichten im Rahmen des Europäischen Lastenausgleichs („Burden Sharing") zu erreichen (Frankreich, Bundesrepublik Deutschland, Luxemburg, Schweden und Großbritannien). Die anderen zehn MS haben mehr oder weniger große Probleme ihre Emissionen ordnungspolitisch in den Griff zu bekommen. Spanien Irland und Portugal sind besonders gefährdet ihre Emissionsziele zu verfehlen. Sie sind derzeit alle über 20 Prozentpunkte von ihrem jeweiligen Emissionsziel entfernt (Distance-To-Target-Indicator).

In den 10 Beitrittsländern sind die Emissionen in 2001 gegenüber dem Basisjahr 1990 um 36 % gefallen. Bei allen außer Slowenien erscheint die Erreichung der Verminderungsziele wahrscheinlich (-8 % für alle außer Polen und Ungarn (-6 %) sowie Zypern und Malta (keine Minderungsziele)).

Von den betroffenen Sektoren hat die Energiewirtschaft trotz eines Anstiegs des Stromabsatzes von 23 % eine Verminderung der CO_2-Emissionen von 2 % erreicht, die Industrie 9 %, Haushalte und Verkehr erhöhten ihre CO_2-Emissionen um 7 % bzw. 20 %.

[8] - 2 % Verminderungen (BAU), 97 % kostenlose Zuteilung, die Regierung übernimmt 14,4 % der anvisierten Verminderungsleistung

[9] Stand: NAP-Entwurf vom 29.01.2004

Prognosen basierend auf bisherigen nationalen Maßnahmen sagen eine Reduzierung von lediglich 0,5 % statt der angestrebten 8 % bis 2010 voraus.

Zusätzliche Maßnahmen, vor allem der Kioto-Mechanismen, werden notwendig sein. Bisher wurden ein Verminderungspotenzial von 21 Millionen Tonnen aus JI und CDM Projekten identifiziert, überwiegend im Rahmen der Ausschreibungen der Niederländischen Regierung."

Es zeigt sich ein heterogener Markt mit Käufer und Verkäuferstaaten, Industriezweigen mit nahezu ausgeschöpften Vermeidungsmöglichkeiten und Sektoren mit brachliegenden Potenzialen. Das Projektgeschehen steckt noch in den Kinderschuhen und bietet ebenfalls viel Potenzial. Je nach Szenario erscheinen die heutigen Preise für EUAs entweder als überteuert oder als billig. Wer den Markt beobachtet hat ein multidimensionales Geschehen aus politisch/regulatorischen Entwicklungen, Investorenverhalten, und Unternehmensbedarf zu untersuchen, dass auch noch einige Zeit außerhalb eines eingeschwungenen Zustands verharren wird.

6.4.3 Potenzielle assoziierte Märkte

Der europäische Emissionshandelsmarkt ist für andere Teilnehmerstaaten des Kioto-Protokolls geöffnet[10]. Demnach sollte ein deutscher Marktteilnehmer seine Emissionszertifikate ebenso bei Handelspartnern z.B. aus Neuseeland erwerben können. Eine genaue Regelung soll im weiteren Verlauf durch die Kommission erfolgen[11]. Es werden an dieser Stelle die zwei wichtigsten Emissionshandels-Märkte außerhalb der EU (Kanada und Japan) stellvertretend für alle anderen betrachtet, um sich bewusst zu machen, dass Drittmärkte andere Regeln und unterschiedliche Dynamik aufweisen können. Auszug aus Greenhouse Gas Trading in Canada (Rosenzweig R., Varilek M., Sadorra R.J., 2003):

"Kanada hat sich im KP zu einer Reduzierung von 6 % ihrer THG bezogen auf 1990 verpflichtet. Das Kanadische „Domestic Emissions Trading (DET)" System unterscheidet sich vom EU EHS in der Hinsicht, dass es kein „Cap and Trade" Programm ist, sondern mit Emissions Intensity, also einem Benchmark arbeitet. Es versucht die Emissionseffizienz großer Emittenten zu steigern und sichert den Unternehmen eine Begrenzung der Vermeidungskosten auf CAN$ 15/t$CO2_{eq}$ zu. Schon vor der Ratifizierung hatte sich in Kanada ein reger interner und externer Emissionshandel entwickelt. Ziel war einerseits Expertise im Umgang mit den flexiblen Kioto-Mechanismen zu gewinnen. Man geht davon aus, dass Kanada ein Netto-Käufer von ca. 240Mil. t CO_2 sein wird, weshalb die Erfahrung hinsichtlich internationalem Emissionshandel so wichtig ist."

Kanada könnte ein wichtiger assoziierter Markt werden. Ein gravierendes Hindernis ist, dass ein strenges klimapolitisches Regime die Konkurrenzfähigkeit der kanadischen Unternehmen gegenüber ihrem südlichen Nachbar beeinträchtigen

[10] Richtlinie 2003/87/EC Satz 17 und 18
[11] Richtlinie 2003/87/EC Artikel 30 Absatz 2b)

könnte[12]. Es bleibt abzuwarten, in wiefern die neue Kanadische Regierung die Klimapolitik ihrer Vorgängerin weiterführt und ob sie die Verpflichtung des KP auch bei Ausbleiben einer Ratifizierung durch Russland aufrecht erhält. Auszug aus „Evolution of Climate Change policies and GHG market in Japan“(Makoto K., 2003):

"Trotz der ökonomischen Schwierigkeiten und dem geringen Wachstum des letzten Jahrzehnts sind die THG-Emissionen in Japan stetig gestiegen. Dieser Umstand, verstärkt durch die bereits hohe Energieeffizienz der japanischen Industrie, verschärft das japanische Problem hinsichtlich der Erfüllung ihrer Kioto-Verpflichtung (- 6 %). Trotz der Tatsache, dass noch keine klimapolitische Gesetzgebung vorliegt, haben viele Unternehmen das KP als zukünftigen Risikofaktor ausgemacht und investieren in JI oder CDM."

Die Japanische Regierung hat stufenweise einen Plan zur Reduzierung von THG-Emissionen angekündigt. Es kann von heutiger Sicht nicht gesagt werden, ob eine Assoziierung mit dem EU EHS angestrebt werden wird. Bisher gibt es eher regulative Schwierigkeiten zwischen der EU-Kommission (2003/0173 (COD)) und japanischen Interessenvertretern hinsichtlich der doppelten Verrechnung von JI Projekten[13]. Ob und wie sich diese ausräumen lassen, wird die nähere Zukunft zeigen.

6.4.4 Market-Drivers

Der von heutiger Sicht wichtigste Einflussfaktor auf den Zertifikatspreis ist die Ausgestaltung der Nationalen Zuteilungspläne der einzelnen Mitgliedstaaten. Hier ist die Nachführung des so genannten Erfüllungsfaktors - also die schrittweise Verknappung des Handelsguts - von ausschlaggebender Bedeutung. Je größer der Verminderungsdruck, desto höher der zu erwartende Preis.

Ein weiterer gewichtiger Faktor ist, wie schon mehrfach erwähnt, die Einbindung (*Linking*) der Kioto-Projektzertifikate in das EU EHS. Sie würden die Liquidität erhöhen und sich dämpfend auf die Preisentwicklung auswirken. Man rechnet aber aufgrund des langwierigen Zertifizierungsprozess erst gegen Ende der zweiten Zuteilungsperiode mit nennenswerten Umsätzen an ERUs und CERs[14].

Ein dritter Faktor wird das wirtschaftliche Wachstum in der Eurozone sein. Das bedauerlich geringe Wachstum der vergangenen Jahre hatte den (wenig tröstlichen) Vorteil einer natürlichen Begrenzung der CO_2-Emissionen. Die Verlagerung von Schwerindustrien nach Übersee hat das ihre dazu beigetragen. Ein wünschenswertes und in Ansätzen bereits erkennbares Anziehen der Konjunktur wird neben den vielen positiven Auswirkungen auf die Wirtschaft das CO_2-Problem verschärfen und ein deutliches Mehr an Projektmechanismen fordern.

---

[12] Taylor G. E.- Role of Emissions Trading in Canada’s Kyoto Climate Change Plan
[13] Point Carbon-Carbon Market Europe, 6. Februar 2004
[14] GFI-Paddy Shord in Carbon Market Europe, 30. Januar 2004

Als vierten Einflussfaktor kann man die relativen Preise der Primärenergien anführen. Vor allem die deutliche Verteuerung der Importkohle hat das Gas als Brennstoff begünstigt. Die Ausweitung der Gasverstromung und eine Ausweitung des Gasimports könnte allerdings diesen preislichen Trend umkehren.

Last but not least wird die Entscheidung Russlands, das KP zu ratifizieren, einen maßgeblichen Einfluss auf die Investitionstätigkeit in die projektbezogenen Mechanismen haben. Eine fortbestehende Unsicherheit über das Schicksal des Protokolls bedeutet, dass betroffene Unternehmen weiterhin Investitionen aussetzen und ihre mittelfristigen Erfüllungsverpflichtungen damit gefährden (Siehe auch Lecocq F. und Capoor K , 2003).

6.5 Emissionshandel und Risikomanagement

Die bisherigen Erörterungen dienten dazu, einen Überblick über den Markt zu gewinnen und schon einige Eindrücke zu sammeln, wie er sich entwickeln könnte. Dazu wurden die unterschiedlichen Zertifikate angesprochen, die Möglichkeiten von Derivaten angerissen und die Märkte betrachtet. Letztendlich soll der Emissionshandel ja, wie eingangs erläutert, der Risikobegrenzung und der Kostenminderung dienen. Es soll in diesem Unterkapitel das zusammengetragene Know-how in einen handelsstrategischen Ansatz umgesetzt werden, wie er in einem energieintensiven Unternehmen Anwendung finden könnte

6.5.1 Risikoanalyse

Von 2005 an werden CO2-Emissionen nur noch im Umfang von ca. 97,55 % der Datenbasis (2000-2002) kostenlos sein. Unternehmen werden also in der Regel mehr Emissionsberechtigungen brauchen, als ihnen von der DEHSt kostenlos zugeteilt werden. Beugen sie dieser Situation nicht vor, so sind sie dem Preisrisiko in vollem Umfang ausgesetzt. Ist die Situation gravierend und sind viele Käufer auf dem Markt, so kann es sein, dass die benötigte Menge gar nicht auf dem Markt erworben werden kann. In diesem Fall drohen Sanktionen.

Ein effizientes Risikomanagement setzt eine fundierte Risikoanalyse voraus. Der übliche Weg ist zunächst einmal das Risikopotenzial im Sinne des *Value-at-Risk* (VaR) zu bestimmen. Man betrachtet möglichst viele in der Vergangenheit liegende Ereignisse, ermittelt einen Mittelwert, eine Standardabweichung und gibt dann für diverse Konfidenzintervalle (1,282 $\sigma \approx$ 90 % Konfidenz; 1,645 $\sigma \approx$ 95 % Konfidenz; 2,320 $\sigma \approx$ 99 % Konfidenz) den VaR, also den - der Erfahrung nach - maximalen Verlust an. Diesen versucht man abzusichern bis zu dem von der Geschäftsführung tolerierten Risiko eines noch akzeptablen Verlusts einerseits und den vertretbaren Kosten des Hedging andererseits.

Dieses Vorgehen ist aber beim Emissionshandel wenig praktikabel, da die wenigsten Unternehmen über eine ausreichende Zahl an Messgrößen (mindestens 100) verfügen. In der Regel kann man froh sein, wenn die Emissionsdaten der letzen zehn Jahre mit den relevanten Rahmenbedingungen (Produktionszahlen, Wetterdaten, Nutzungsgraden etc.) vorliegen.

Geht man einmal von 10 Erfahrungswerten aus, so gilt es zu untersuchen , was die Emissionen in materieller Weise beeinflusst und womit man in Zukunft zu rechnen haben wird. Um eine Handhabe so einfach als möglich zu gestalten, sei an dieser Stelle empfohlen, überschlägig drei Emissionswerte zu ermitteln:

$Q_{50\%}$ - der Mittelwert; dieser muss verständlicherweise nicht der Durchschnittswert der Jahre 2000-2002 sein, wenn diese Jahre nicht repräsentativ waren. Also versucht man aus der Gesamtheit der Erfahrungen einen repräsentativen Normalfall zu ermitteln.

$Q_{75\%}$ - ein überdurchschnittlicher Fall; ein Jahresemissionswert der in 75 % der Fälle erreicht oder unterschritten wird.

$Q_{100\%}$ - der unter den gegebenen Bedingungen maximal denkbare Emissionswert.

Ziel dieser Betrachtungen ist es, drei Emissionsmengen herauszufinden, für die eine Handelsstrategie an die Bedürfnisse des Unternehmens maßgeschneidert werden sollen.

Ein Beispiel: Für ein Unternehmen ist $Q_{50\%}$ = 50.000 t CO_2 pro Jahr und der Einfachheit halber seien das auch gleichzeitig dessen angemeldete Emissionen. Davon bekommt es nach dem derzeit vorliegendem NAP 97,55 % also Emissionsberechtigungen über 48.775 t CO_2 kostenlos zugeteilt. Nach den Erfahrungen der letzten Jahre bleiben bei ca. 75 % der Fälle die Emissionen unter $Q_{75\%}$ = 60.000 t CO_2 und die maximale Emissionsmenge ergibt sich zu $Q_{100\%}$ =70.000 t CO_2. Ordnet man die Bedarfsmenge an zusätzlichen Emissionszertifikaten nach den Fällen 1 bis 3 so braucht das Unternehmen in der Regel pro Jahr 1.225 t CO_2, in ¾ aller Fälle 11.225 t CO_2 und im schlimmsten Fall 21.225 t CO_2 an Emissionsberechtigungen.

6.5.2 Portfoliomanagement

Das Ziel des Portfoliomanagements ist es nun, die Beschaffung der Zertifikate an den Vorstellungen des Managements hinsichtlich der Risikobegrenzung und der Kostenminimierung auszurichten. Das könnte im o.g. Fall zum Beispiel so aussehen:

Das Management möchte für den Fall 1, also den Normalfall, die benötigten 1.225 t CO_2/Jahr oder für die erste Zuteilungsperiode (2005-2007) insgesamt 3.675 t CO_2 zeitlich verteilt auf dem OTC Markt als EAUs beschaffen.

Für den Fall 2, der seltener eintritt, und den man für die erste Zuteilungsperiode maximal einmal erwartet, möchte die Unternehmensleitung günstigere CERs einsetzen. Ziel ist also 10.000 t CO_2/Jahr mit diesen Instrumenten bis zum Ende 2007 zu beschaffen. Sollte der Ausnahmefall gleich zu Beginn, also 2005 eintreten, erlaubt das Borrowing innerhalb der Zuteilungsperiode die notwendige Flexibilität, um einen Unterdeckungsfall zu vermeiden. Spätestens 2007 müssen diese Zertifikate vorliegen. Sollten sie aber nicht gebraucht werden, weil der Ausnahmefall nicht eingetreten ist, können sie wieder verkauft werden.

Für den Fall 3, mit dem man nicht wirklich rechnet, aber für den man trotzdem eine Absicherung einsetzten möchte, sollen Optionen herangezogen werden. Ab-

schließend kann man zusammenfassen: das Portfolio umfasst die Beschaffung von EAUs im Umfang von 3.675 t CO_2, die Investition in projektbezogene Zertifikate im Umfang von 10.000 t CO_2 und eine Call-Option auf weitere 10.000 t CO_2 mit dem Fälligkeitsdatum Dezember 2007.

6.5.3 Handelsstrategien

Ziel der Handelsstrategie ist nun, die Vorgaben des Managements hinsichtlich der Risikostrategie und letztendlich die Beschaffung des Emissionsportfolios marktgerecht darzustellen. Die Beschaffung der EAUs gestaltet sich relativ unproblematisch und kann zwecks Risikostreuung zeitlich verteilt oder nach einer anderen, beispielsweise aus der Strombeschaffung bewährten Handelsstrategie auf dem OTC Markt durchgeführt werden. Schwieriger stellt sich schon die Beschaffung der CERs oder ERUs dar. Zunächst muss gewährleistet werden, dass diese Instrumente auch im Rahmen des EU EHS als Erfüllungsinstrument herangezogen werden können.

Können die CERs nicht direkt zur Erfüllung der eigenen Emissionsauflagen herangezogen werden, so besteht die Möglichkeit im Markt einen Partner zu suchen, der EUAs besitzt und bereit ist, diese zu einem festgesetzten Kurs oder für eine fixe Prämie gegen CERs zu tauschen, also einen Swap zu verkaufen. Hier ist Kreativität und Beharrlichkeit in der Marktbeobachtung gefordert.

Die Option sollte auf den sich entwickelnden Markt bezogen werden, sobald eine gewisse Mindestliquidität vorhanden ist und sich ein realistischer Marktpreis für eine solche Option abzeichnet.

Anhand dieses Beispiels sollte verdeutlicht werden, dass für ein Risikomanagement im Emissionshandel noch keine Standardrezepte vorliegen. Zu vieles ist noch unklar. Trotzdem kann den betroffenen Unternehmen bereits heute empfohlen werden, sich mit ihrer Bedarfssituation zu beschäftigen und bereits heute existierende Instrumente zur Risikobegrenzung einzusetzen.

Eine abschließende Anmerkung sei über den spekulativen Handel angefügt. Der spekulative Handel benötigt als Voraussetzung eine kontinuierliche Analyse des Marktes, sei das nun eine technische Chartanalyse oder eine Fundamentalanalyse, um nicht auf ein blindes und mit hoher Wahrscheinlichkeit verlustreiches Zocken reduziert zu sein. Nach Beurteilung des Autors entzieht sich der bisher vorhandene Emissionshandelsmarkt aber beiden Analyseformen. Die Fundamentalanalyse ist derzeit noch nicht praktikabel weil einige der gravierendsten Fundamentaldaten – die NAPs, welche die Gesamtheit der physischen Long- und Shortpositionen darstellen, noch nicht vorliegen. Die technische Chartanalyse zielt auf die Beurteilung des Marktsentiments ab. Damit die Schlüsse aus der technischen Chartanalyse aber hinreichend genaue Voraussagen über das Marktsentiment zulassen, ist es notwendig, dass historische Charts über einen ausreichend großen Zeitraum des tatsächlichen Marktes, nicht nur über einen Teil- oder Vergleichsmarkt (wie das UK EHS), vorliegen. Auch dass ist heute noch nicht der Fall. Aus diesem Grund wurde an dieser Stelle auf eine Betrachtung des spekulativen Handels verzichtet.

6.6 Ausblick

Von maßgeblichen Interesse wird die Festlegung der NAPs aller MS sein. Diese werden für die 15 bestehenden EU-Mitglieder bis zum 31. März 2004 und für die Beitrittsländer bis zum 31. Mai 2004 erwartet. Es kann aber davon ausgegangen werden, dass einige Staaten ihre Abgabefristen versäumen und dass der Einstieg in den Emissionshandel insgesamt mehr oder weniger turbulent erfolgen wird. Darüber hinaus wird der Emissionshandelsmarkt noch eine gewisse Zeit zu kämpfen haben, mit dem was Alastair Dutton von BP „Teething Problems" nennt. Alle Beteiligten des Gesamtkomplexes des EU-Emissionshandelssystems, von den betroffenen Firmen angefangen, die das Emissionsdatenmanagement in den Griff bekommen müssen, über die Händler und Portfoliomanager, welche die Instrumente für das Risikomanagement einsetzen lernen müssen, über die Broker, die Marktteilnehmer und deren Bedürfnisse kennen lernen müssen, die Behörden, die Emissionsregister einrichten und kontrollieren bis zu den Fondmanagern, die den administrativen Prozess der CER- und ERU-Generierung mittels Kioto-Mechanismen standardisieren und Projektrisiken abschätzen lernen müssen – alle werden mit den ersten Gehschwierigkeiten zu kämpfen haben, werden Schritt für Schritt Erfahrungen und Expertise aufbauen, ihre Abläufe verbessern und ihre Organisationen entsprechend ausrichten.

Eine der Herausforderungen für Menschen, die im Bereich des Emissionshandels arbeiten ist, dass immer noch ein große Portion Offenheit und Toleranz gegenüber Unwägbarem erforderlich ist. Für diejenigen, welche die Herausforderung anzunehmen bereit sind, eröffnet sich ein turbulentes aber auch sehr kreatives Geschäftsfeld, in dem „*First-Movers*" sich wahrscheinlich einen Wettbewerbsvorteil erarbeiten können. Der europäische Emissionshandelsmarkt ist mit jedem Trade liquider und transparenter geworden und wird, das sei hier als Prognose schon mal vorab gewagt, binnen Jahresfrist ein ernstzunehmendes Business sein, an dem Wenige aus der Energiebranche oder den energieintensiven Industrien vorbeikommen werden.

6.7 Literatur

Richtlinie 2003/87/EC des Europäischen Parlamentes und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates

TEHG Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz - TEHG). Entwurf, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, 10.03.2004

NAP Nationaler Allokationsplan für die Bundesrepublik Deutschland. Entwurf, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin, 29.01.2004

Campbell-Colquhoun, T. P.: The UK Emissions Trading Scheme. IETA GHG Markets 2003, S. 63-66, 2003

Carbon Market Europe, Point Carbon, www.pointcarbon.com

de Coninck, H.C.; van der Linden, N.H.: An overview of carbon transactions. Energieonderzoek Centrum Nederland (ECN), Petten, 2003

Gugele, B.; Strobel, B.; Taylor P.: EEA-Environmental Issue Report No 36, Kopenhagen, 2003

IETA: Postion on the Commision Proposal to link Kyoto JI and CDM Project Credits to the EU Greenhouse Gas Emissions Trading Scheme. www.ieta.org/Documents, 2003

IETA Contracts Work Group: EU Allowances Emissions Trading Master Agreement. IETA, Genf 2003

Lecocq, F.; Capoor, K.: State and Trends of the Carbon Market, World Bank PCF, Washington, 2003

Makoto, K.: Evolution of Climate Change policies and GHG market in Japan. IETA GHG Markets 2003, S. 42-46, 2003

Point Carbon i. A. von IETA & ADB: Annex I Parties' current and potential CER demand. www.ieta.org/Documents, 2003

PCF-Website. http://prototypecarbonfund.org/

Rosenzweig, R.; Varilek M.; Sadorra, R.J.: Greenhouse Gas Trading in Canada. IETA GHG Markets 2003, S. 31-35, 2003

This page intentionally left blank

7 Clean Development Mechanism und Joint Implementation

Axel Michaelowa

7.1 Die Grundidee der Anrechnung von Klimaschutzprojekten im Ausland

Die internationale Klimapolitik umfasst Länder mit Emissionszielen und Länder, die bislang kein Emissionsziel vereinbart haben. Seit den Anfängen der internationalen Klimaverhandlungen zu Beginn der 90'er Jahre wurde die Idee diskutiert, dass Länder mit Emissionszielen Emissionsgutschriften aus Projekten im Ausland[1] erwerben können. Dies senkt die Kosten der Emissionsreduktion für die Investoren und führt gleichzeitig zu Kapital- und Technologietransfer in Entwicklungsländer. Eine derartige Kooperation bringt also Vorteile für alle Beteiligten. Bereits 1991 brachte Norwegen einen entsprechenden Vorschlag ein, der 1992 in die UN-Klimarahmenkonvention unter dem Begriff „gemeinsame Umsetzung" (Joint Implementation, JI) einging.

Bei den Verhandlungen über die Konkretisierung der Klimarahmenkonvention leisteten erstaunlicherweise viele Entwicklungsländer Widerstand gegen JI. Dies lag vor allem daran, dass sie sich ungebundene Finanztransfers erhofften und JI als Instrument mit Verpflichtungen ansahen, das möglicherweise ihre Souveränität eingrenzen könne. Sie befürchteten auch, dass mittels JI die billigen Reduktionsmöglichkeiten aufgekauft würden und dann den Gastländern später nur noch teure Optionen übrigbleiben würden. Hinzu kam eine erhebliche Kritik des Konzepts seitens der Nichtregierungsorganisationen, die es als Schlupfloch empfanden, mittels dessen man sich der heimischen Verpflichtungen entledigen könne. Besonders die Vorstellung jahrzehntelang unantastbarer Kohlenstoffplantagen erregte Besorgnis.

Aufgrund dieser Opposition konnte sich bei der 1. Vertragsstaatenkonferenz der Klimarahmenkonvention 1995 die Staatengemeinschaft nur auf eine Erprobungsphase „gemeinsam umgesetzter Aktivitäten" (Activities Implemented Jointly, AIJ) einigen. AIJ-Projekte sollten eine Trockenübung ohne Emissionsgutschriften darstellen. Immerhin gelang es im Zeitraum bis 2001, 152 AIJ-Projekte

[1] Hier wurde zunächst kein Unterschied gemacht, ob das Ausland ebenfalls ein Ziel hat oder nicht.

anzumelden, die ein breites Technologiespektrum umfassten. Positiv war auch, dass über 40 Gastländer an AIJ teilnahmen (siehe Tabelle 7.1).

Tabelle 7.1: Erfahrungen mit AIJ (Quelle: Michaelowa (2002), S. 265)

	1995	1996	1997	1998	1999	2000	2001	2001[1]
Angenommene Projekte	10	16	61	95	122	143	152	185
Umgesetzte Projekte[2]	0	3	13	60	86	120	k. A.	k. A.
Investorländer	3	3	5	8	11	12	12	12
Gastländer	7	7	12	24	34	38	41	47
Davon Transformationsländer	5	5	7	10	11	11	11	12
Anteil der Transformationsländer (%)	60	50	74	72	65	58	56	51
Geplante Emissionsverringerung (Mio. t CO_2)[3]	23	111	140	162	217	366	442	k. A.
Anteil der Transformationsländer (%)	56,5	39,5	32,6	31,3	24,3	15,6	13,6	k. A.

[1] Aufstellung in JIQ, 7, 3, 2001, S. 15

[2] Schätzungen, da es keine zuverlässige Information gibt. Die umgesetzten Projekte sind vornehmlich Kleinprojekte in Transformationsländern.

[3] Die tatsächliche Emissionsverringerung ist wesentlich niedriger.

Aufgrund der fehlenden Emissionsgutschriften war allerdings die Mehrzahl der Projekte ziemlich klein. Der Lerneffekt wurde auch dadurch begrenzt, dass die Berichtsqualität sehr variabel war. Viele Projekte standen nur auf dem Papier. Bei den meisten ließ sich nicht nachweisen, ob sie nicht ohnehin stattgefunden hätten. Extrem unterschiedlich war auch die Berechnung der Emissionsreduktionen und die Beantwortung der Frage, von welcher Ausgangsbasis sie erfolgt – ein Thema, das unter dem Begriff Referenzfallbestimmung noch viele Köpfe rauchen lassen sollte.

Einige Länder engagierten sich in hohem Maße für AIJ. Auf der Investorenseite taten sich neben den USA, die mit der US Initiative for Joint Implementation ein Programm auflegten, in dem zeitweise über ein Dutzend Regierungsbeamte arbeiteten, besonders die Niederlande hervor. Aber auch Schweden entwickelte ein umfangreiches Programm in den baltischen Ländern, das sich auf wenige Technologien konzentrierte, diese aber in umso größerer Anzahl förderte. Unter den Gastländern ragte Costa Rica heraus, das zügig einen gesetzlichen Rahmen mit klaren Kriterien für die Projektauswahl schuf und ein Büro mit gut ausgebildeten Fachleuten einrichtete.

7.2 Unerwarteter Durchbruch in Kioto – der Clean Development Mechanism

Im Vorfeld der Klimakonferenz von Kioto 1997 waren die Erwartungen an einen Durchbruch hinsichtlich der Anrechnung von Emissionsgutschriften aus Auslandsprojekten gedämpft. Zu fest stand die Ablehnungsfront aus großen Entwicklungsländern, EU und Nichtregierungsorganisationen. Das Maximum, das erreichbar schien, war die Zulassung von Projekten in Ländern mit Emissionszielen. Umso verblüffender war dann der Durchbruch, der auf einer ungewöhnlichen Allianz aus Brasilien und den USA basierte.

Brasilien hatte im Rahmen seines Protokollvorschlags einen Fonds angeregt, der aus Strafzahlungen von Industrieländern gespeist werden sollte, die ihre Emissionsziele überschreiten. Der Fonds solle in Projekte in Entwicklungsländern investieren. Die USA nahmen nun diese Idee auf, eliminierten aber die Strafzahlungen und ersetzten sie durch freiwillige Transfers zur Schaffung von Emissionsgutschriften. Obwohl das ganze nunmehr exakt der alten JI entsprach, führte der neue Begriff „Mechanismus für umweltverträgliche Entwicklung“ (Clean Development Mechanism, CDM) und die Erwähnung der nachhaltigen Entwicklung als gleichrangigem Ziel dazu, dass die bisherigen Gegner nunmehr bereitwillig zustimmten. Nur die EU hätte den CDM fast zu Fall gebracht, verpasste aber die entscheidende Nachtsitzung aufgrund interner Beratungen (!) und musste sich mit dem Fait Accompli begnügen, um nicht das gesamte Protokoll zu gefährden.

Das Kioto-Protokoll sieht in Art. 12 für den CDM eine unabhängige Verifizierung der Emissionsgutschriften vor (Certified Emission Reductions, CERs). Die Verifizierer sollen durch einen Aufsichtsrat (CDM Executive Board) kontrolliert werden, der auch die Regeln auslegt. CERs können bereits ab 2000 geschaffen werden.

Ohne Probleme bewilligt wurde in Art. 6 die Anrechnung von Emissionsgutschriften aus Projekten in Ländern mit Emissionszielen, für die nunmehr der Begriff „Joint Implementation“ umgemünzt wurde. Man einigte sich auf zwei „Pfade“ für JI. Der erste Pfad erlaubt zwei Ländern, die Emissionsgutschriften (Emission Reduction Units, ERUs) frei zu verhandeln. Er darf aber nur verwendet werden, wenn das Gastland alle Berichtspflichten unter dem Kioto-Protokoll erfüllt. Der zweite Pfad hat analog zum CDM eine Aufsichtsinstitution (JI Supervisory Committee) und Verifizierer. ERUs können erst ab 2008 generiert werden.

Nach Annahme des Kioto-Protokolls dauerte es vier Jahre, bis die Detailregeln für CDM und JI verabschiedet wurden. Das lag daran, dass es unterschiedliche Auslegungen verschiedener Aspekte des Kioto-Protokolls gab, die zum Scheitern des Klimagipfels in Den Haag 2000 führten. Erst aufgrund der Ablehnung des Protokolls durch US-Präsident Bush im Frühjahr 2001 raufte sich die Weltgemeinschaft zusammen und konnte sich im Juli 2001 in Bonn auf die Prinzipien und im Dezember 2001 in Marrakesch auf ein 250 Seiten starkes Detailregelwerk – das Marrakesch-Abkommen – einigen.

7.3 Das CDM-Regelwerk

Das Marrakesch-Abkommen definiert einen komplexen Ablaufplan für CDM-Projekte (UNFCCC 2001), das seither verfeinert worden ist. Ein vielschichtiges System von Institutionen soll die Qualität der CDM-Projekte sicherstellen.

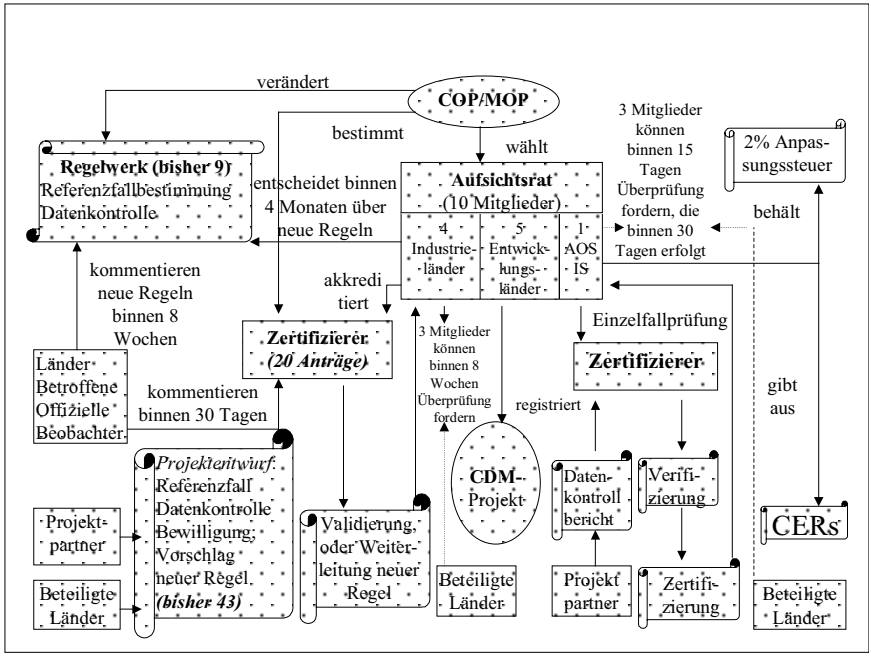


Bild 7.1: Der CDM-Irrgarten

Das Durchlaufen des Irrgartens ist zeit- und kostenintensiv. Der Projektentwurf ist ein Dokument von 50 – 100 Seiten, das einem vorgegebenen Muster folgen muss. In der Regel werden zu seiner Erarbeitung seitens der Projektentwickler spezialisierte Berater angestellt. Validierung und Verifizierung lassen sich die Zertifizierer teuer entgelten, da sie für ihre Akkreditierung erhebliche Ressourcen aufwenden mussten; allein die Anmeldung kostet 15.000 $. Für die Registrierung eines Projekts beim CDM-Aufsichtsrat wird eine von der voraussichtlichen Zahl an Emissionsgutschriften abhängige Gebühr (5.000 – 30.000 $) fällig. Bei der Ausgabe der Gutschriften ist abermals mit einer Gebühr zu rechnen, deren Höhe bislang noch offen ist.

An dem System ist auffällig, dass es kein vorgegebenes Regelwerk gibt, sondern die Regeln von den Projektentwicklern selbst vorgeschlagen werden und mit der Zeit akkumulieren. Somit laufen die CDM-Pioniere ein hohes Risiko, dass ihre Regelvorschläge nicht akzeptiert werden. Da jeder Vorschlag mit einem konkreten Projekt verbunden sein muss, ist es unmöglich, einen „Versuchsballon“ ins Rennen zu schicken. Die Kosten für eine gute Projektdokumentation inklusive Regel-

vorschlag belaufen sich auf mehrere Zehntausend €. Sobald eine Regel durchgebracht worden ist, kann sie kostenfrei von jedermann benutzt werden. Der Projektentwickler, der die Regel vorschlug, kann keine Lizenzgebühren verlangen. Es entsteht das klassische Dilemma des „öffentlichen Guts" – jeder wartet darauf, dass der andere die Initiative übernimmt.

Der CDM-Aufsichtsrat ist mit politischen Beamten besetzt und insofern tragen seine Entscheidungen häufig einen politischen Charakter. Er delegiert detaillierte Regelfragen gerne an mit Experten besetzte Unterausschüsse. Bisher wurden drei solche Ausschüsse eingesetzt – ein Ausschuss für Methodenfragen, einer für Kleinprojekte und einer für Akkreditierung von Zertifizierern.

7.4 Bisherige Erfahrungen mit dem CDM-Regelwerk

Auf der Konferenz von Marrakesch konstituierte sich der CDM-Aufsichtsrat. 2002 verbrachte er mit der Schaffung seiner eigenen institutionellen Infrastruktur, d.h. der Unterausschüsse. Der Unterausschuss für Kleinprojekte schloss als erstes Ende 2002 seine Arbeit ab und legte eine Liste von 14 Projekttypen samt dazugehörigen Regeln vor. Der Aufsichtsrat entschied im Januar 2003 über diese Regeln (UNFCCC 2003a) und nahm im Oktober 2003 einige erhebliche Änderungen vor (UNFCCC 2003f).

7.4.1 CDM-Kleinprojektregeln

Für die Kategorie „erneuerbare Energie" gibt es folgende Untertypen: Erneuerbare Stromerzeugung für Nutzer, Erneuerbare mechanische Energie für Nutzer, Erneuerbare Wärme für Nutzer und Erneuerbare Stromerzeugung für ein Netz. Die Kategorie „Energieeinsparung" besteht aus Verringerung von Energieübertragungs- und –verteilungsverlusten, Effizienzsteigerung bei der Energieerzeugung, Effizienzsteigerung für spezifische Technologien auf der Nachfrageseite, Energieeffizienz und Brennstoffwechsel für Industrieanlagen, Energieeffizienz und Brennstoffwechsel für Gebäude. Die Kategorie „sonstige Projekte" umfasst Landwirtschaft, Brennstoffwechsel, Fahrzeuge mit niedrigen Treibhausgasemissionen, Methanauffang und Methanvermeidung.

Sofern keine Leistungsdaten für die verwendete Technologie vorliegen, sollen nationale Standards des Gastlandes verwendet werden. Falls solche nicht existieren, sind internationale Standards, z.B. der ISO, zu verwenden. Die Berechnung indirekter Effekte ist auf den Transfer von Anlagen von einer bisherigen Nutzung und Projekte von Biomassenutzung beschränkt.

Die Referenzfallregeln sind von unterschiedlichem Detaillierungsgrad. Manche erfordern eine große Menge an Daten, andere wiederum sehr einfach (Michaelowa et al. 2003). Als Beispiel erläutere ich den Fall eines Projekts für erneuerbare Stromerzeugung für ein Netz. Als Referenzfall kann es eine der folgenden Optionen auswählen, ohne die Wahl begründen zu müssen:

a) mit der Stromproduktion gewichtetes arithmetisches Mittel des Grenzbetriebs und Zubaus, wobei Grenzbetrieb = gewichteter Emissionsfaktor aller Kraftwerke; Wasserkraft, Erdwärme, Wind, Atomkraft, Solarenergie und Biomasse mit niedrigen Kosten werden nicht berücksichtigt. Für den Zubau ist der Emissionsfaktor des neuesten Fünftel aller Kraftwerke (definiert nach erbrachter Stromproduktion) zu verwenden. Sofern die neuesten 5 Kraftwerke mehr als 20 % der Stromproduktion auf sich vereinigen, ist ihr Emissionsfaktor anzusetzen (UNFCCC 2003f).

b) gewichteter Emissionsfaktor aller Kraftwerke

Es folgt eine Beispielrechnung für ein Biomassekraftwerk mit einer Leistung von 10 MW durch, das jährlich 70 GWh erzeugt. Es beliefert ein Stromnetz, das von 50 Kraftwerken mit folgenden Charakteristika versorgt wird:

Tabelle 7.2: Hypothetischer Kraftwerkspark im CDM-Empfängerland

Anzahl	Typ	Leistung	Stromerzeugung	Emissionsfaktor
10	große Wasserkraftwerke	3000 MW	21 TWh	0
10	kleine Wasserkraftwerke	200 MW	1 TWh	0
20	Kohlekraftwerke	6000 MW	42 TWh	1050 g CO_2/kWh
5	Gaskraftwerke	2000 MW	9 TWh	500 g CO_2/kWh
5	Dieselkraftwerke	500 MW	3 TWh	750 g CO_2/kWh

Der gewichtete Emissionsfaktor des Grenzbetriebs (Kohle, Gas, Diesel) beträgt 942 gCO_2/kWh, der gewichtete Emissionsfaktor aller Kraftwerke 669 gCO_2/kWh. Die 5 zuletzt gebauten Kraftwerke haben folgende Charakteristika:

Tabelle 7.3: Kraftwerkszubau im CDM-Empfängerland

Anzahl	Typ	Leistung	Stromerzeugung	Emissionsfaktor
2	große Wasserkraftwerke	1200 MW	9,3 TWh	0
1	kleine Wasserkraftwerke	20 MW	0,1 TWh	0
1	Kohlekraftwerke	600 MW	4 TWh	880 g CO_2/kWh
1	Gaskraftwerke	400 MW	2 TWh	420 g CO_2/kWh

20 % der Stromerzeugung entspricht 15,2 TWh. Die fünf Kraftwerke liegen mit 15,4 TWh knapp darüber und sind daher anzusetzen. Ihr gewichteter Emissionsfaktor liegt bei 283 g CO_2/kWh. Der gewichtete Durchschnitt des Grenzbetriebs und Zubaus liegt somit bei 613 g CO_2/kWh. Zur Maximierung der Emissionsgut-

schriften wird der Projektentwickler 669 g CO_2/kWh wählen; der Referenzfall liegt dann bei 46.830 t CO_2 (70 GWh = 70.000.000 kWh x 0,000669 t CO_2/kWh).

Die Unterschiede der durchschnittlichen Emissionsfaktoren zwischen den Ländern für Ost- und Südostasien werden in Asia-Pacific Energy Research Centre (2001) schön aufgezeigt. Für viele Länder müssen zuverlässige Daten erst noch erhoben und regelmäßig aktualisiert werden. Dabei kann technische Hilfe im Rahmen von Geberprogrammen eine wichtige Rolle spielen (siehe auch 7.5.3).

7.4.2 Die Crux mit der Zusätzlichkeit

Nachdem der Aufsichtsrat die Regeln für Kleinprojekte beschlossen hatte, wandte er sich den Regeln für Standardprojekte zu (UNFCCC 2003b, c). Im Frühjahr 2003 wurde die erste Runde zur Einreichung von Regelvorschlägen ausgeschrieben, der bislang vier weitere folgten. Die große Überraschung für alle Projektentwickler war die strenge Auslegung der Regelprinzipien. In der ersten Runde wurde keine einzige Methode angenommen und 8 Vorschläge wurden rundheraus abgelehnt. Seither hat sich die Erfolgsquote verbessert, aber noch immer stehen 12 angenommenen Methoden 9 abgelehnte und 13 zu ändernde gegenüber. Obwohl der Methodenausschuss wesentlich mehr Methoden pro Sitzung bearbeitet (UNFCCC 2004), als in seiner Geschäftsordnung vorgesehen ist, hat sich ein erheblicher Überhang entwickelt. Derzeit warten 12 Vorschläge auf ihre Bewertung.

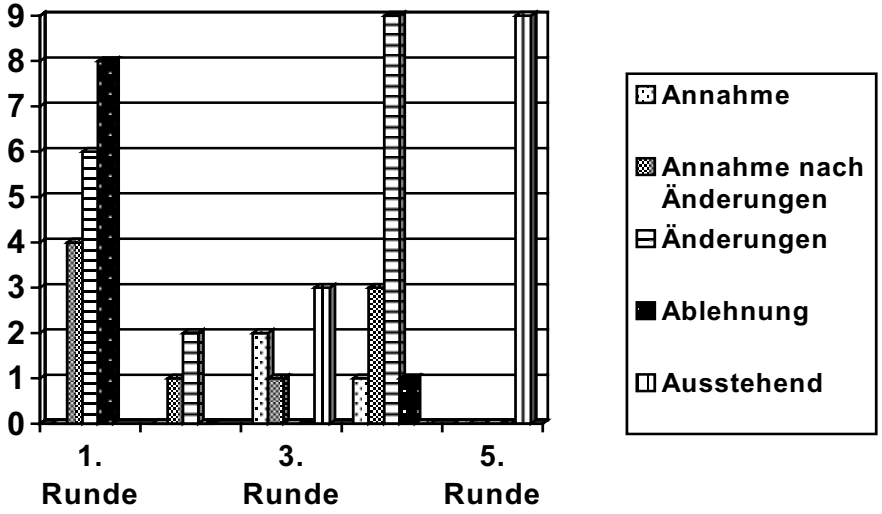


Bild 7.2: Status der eingereichten Referenzfallmethoden

Warum ist die Methodenfrage so heikel? Letztendlich geht es um die Frage, ob ein Projekt nur durchgeführt wird, weil es CERs erzeugt, oder ob es bereits ohne

den CDM betriebswirtschaftlich attraktiv ist. Wenn letztere Projekte CERs erhalten, steht diesen keine echte Emissionsverringerung gegenüber. Daher haben sich u.a. Greiner und Michaelowa (2003) für die Prüfung der Zusätzlichkeit der Investition mittels des internen Zinsfußes ausgesprochen. Einer Koalition aus Emittenten, die möglichst billige CERs erhalten möchten sowie Projektentwicklern, die möglichst viele CERs verkaufen wollen, ist diese Forderung ein Dorn im Auge (z.B. Vats 2002), für eine ökonomische Modellierung dieser Interessen siehe Kopp 2003. Sie interpretierten das Marrakesch-Abkommen im Sinne, dass es ausreicht, eine Emissionsverringerung gegenüber dem Status Quo nachzuweisen. Die Ablehnungen der eingereichten Methoden durch den CDM-Aufsichtsrat in der ersten Runde wegen mangelnder Begründung der Zusätzlichkeit überraschten sie vollkommen und es erhob sich ein Entrüstungssturm (JIQ 2003). Leider gelang es dem Aufsichtsrat nicht, die Zusätzlichkeitsfrage abschließend zu klären, obwohl der Methodenausschuss zwei klare Entscheidungsalternativen vorgeschlagen hatte (UNFCCC 2003d). Der Aufsichtsrat stellte im Juni 2003 fest, dass die Zusätzlichkeit anhand verschiedener Methoden geprüft werden kann: Nachweis von Barrieren, Argumentation, warum die Alternative zum Projekt wahrscheinlicher sei, oder Nachweis, dass das Projekt nicht gängige Praxis ist und nicht gesetzlich vorgeschrieben ist (UNFCCC 2003e). Da diese Methoden nicht gleichwertig sind und die Anforderungen an den Nachweis von Barrieren nicht geregelt sind, wird es noch einige Konflikte um die Zusätzlichkeit geben. Unproblematisch ist ihr Nachweis im Fall von Projekten, die keinerlei wirtschaftlich nutzbare Produkte herstellen. Dies gilt beispielsweise für den Auffang und die Verbrennung von Methan aus Mülldeponien oder die Verbrennung des Gases HFC-23, das bei der Produktion des Kühlmittels HCFC-22 entsteht.

7.4.3 Die Zertifizierer

Ein Zertifizierer, der sich akkreditieren möchte, muss eine Gebühr von 15.000 $ zahlen. Eine fünfköpfige Expertenkommission überprüft den Antrag und den ersten Validierungs- bzw. Verifizierungsprozess. Die Akkreditierung gilt nur für spezifizierte Projekttypen (13 Kategorien) und muss nach drei Jahren erneuert werden. Die Zertifizierer müssen eine Reihe von Anforderungen erfüllen, bevor sie akkreditiert werden können. Vor allem müssen sie Versicherungsdeckung nachweisen, da sie im Falle einer fehlerhaften Zertifizierung die Zertifikate ersetzen müssen. Bislang haben sich 19 Zertifizierer beworben, von denen allerdings nur zwei aus Entwicklungsländern stammen. Marktführer ist mit Abstand die norwegische Det Norske Veritas (derzeit 20 Projekte), mit Abstand folgen der TÜV Süddeutschland (5 Projekte) und die Société Générale de Surveillance (3 Projekte). Die Haftung führt die Zertifizierer bereits jetzt zu einem vorsichtigen Umgang mit Anträgen auf Validierung; Det Norske Veritas lehnt derzeit die Hälfte aller Anträge ab.

7.5 Der Markt für CDM und JI

Der Rückzug der USA aus dem Kioto-Protokoll führte dazu, dass der prognostizierte Überschuss an Emissionsrechten in Russland und Osteuropa die Nachfrage aus der EU, Kanada und Japan übersteigt. Bei einem reinen Wettbewerbsmarkt müsste der Preis der Emissionsrechte bei Null liegen. Wenn Russland allerdings sein Einkommen aus dem Emissionsrechtsverkauf maximiert, behält es ca. 2/3 seines Überschusses zurück. In einem solchen Fall könnten CDM und JI erhebliche Marktanteile an sich ziehen. Jotzo und Michaelowa (2002) schätzen in diesem Fall das CDM-Volumen auf 372 Mio. CERs pro Jahr, während JI auf 60 Mio. ERUs kommt. Der Marktpreis läge bei 3,8 €/t CO_2; das gesamte Einkommen des CDM bei 7 Mrd. €. Entscheidend für die Marktprognose ist die Rolle der Transaktionskosten. Michaelowa et al. (2003) zeigen, dass sie einen hohen Fixkostenanteil haben und daher kleine Projekte überproportional belasten. Bei einem Preis von 3 €/CER müssen Projekte mehr als 20.000 CERs pro Jahr erbringen, um die Transaktionskosten decken zu können.

7.5.1 CDM- und JI-Nachfrage

Trotz wiederholter Lippenbekenntnisse und Ermahnungen aus der Forschung (Michaelowa 1998) setzte viele Jahre lang keine Regierung Anreize für die Privatwirtschaft, in CDM- oder JI-Projekte zu investieren. Stattdessen setzte sich das Modell des Ankaufs von CERs und ERUs durch staatliche Ausschreibungsprogramme und Fonds durch. Die Niederlande starteten 1999 mit dem ERUPT-Programm das erste derartige Programm, da sie fürchteten, dass Unternehmen nicht direkt ERUs ankaufen könnten (Asuka 2003). Mittlerweile wurden in 3 Runden Kaufverträge über 10,9 Mio. ERUs abgeschlossen. Die Preise fielen von 8,8 €/ERU 2000 auf 4,6 € 2002, um 2003 auf 5,5 € zu steigen. Das Schwesterprogramm CERUPT wurde allerdings nach einer Runde 2001 mit Verträgen über 16 Mio. CERs wieder eingestellt, da es die niederländische Regierung für zu schwerfällig hielt. Sie rechnet nach den Entscheidungen des CDM-Aufsichtsrats nunmehr nur noch mit 10 Mio. CERs, da die CERUPT-Regeln bezüglich der Zusätzlichkeit recht lax gewesen waren. Weitere Ausschreibungsprogramme sind von Finnland (Anfang 2003, 1 Mio. CERs und ERUs), Österreich (Ende 2003, Ankaufsbudget 12 Mio. € 2004, 24 Mio. € 2005 und 36 Mio. € ab 2006) und Schweden (Ankaufsbudget 10 Mio. € 2004) aufgelegt worden (Hasselknippe 2003). Problematisch ist häufig, dass Dienstleistungsverträge im Zusammenhang mit diesen Programmen ausschließlich an Firmen des Käuferlandes vergeben werden (wie bereits von Michaelowa et al. 1998 prognostiziert).

Pionier und immer noch Marktführer auf der Nachfrageseite ist die Weltbank, die mit ihrem Prototype Carbon Fund (PCF) 1999 den Typ des multilateralen Fonds einführte. Mit einem Volumen von 180 Mio. $, das von 6 Regierungen und 17 Unternehmen gezeichnet wurde, hat das Fondsmanagement bis Oktober 2003 Kaufverträge über 7,8 Mio. CERs mit 7 Projekten unterzeichnet; von 5 JI-Projekten kauft es 3,4 Mio ERUs an. Insgesamt wurden beim PCF 420 Projektideen eingereicht; das endgültige Portfolio wird ca. 35 Projekte betragen (PCF

2003). Der PCF spielte für die Entwicklung der projektbasierten Kioto-Mechanismen eine Katalysatorrolle. Er setzte auch mit seinem Preisband von 3 – 4 $/ t CO_2 das entscheidende Preissignal, dem die anderen Nachfrager folgten. Allerdings machte sich das Fondsmanagement nicht überall Freunde und erlitt vor dem CDM-Aufsichtsrat auch empfindliche Niederlagen. Mittlerweile hat die Weltbank unter der Dachmarke „Carbon Finance“ eine Reihe bi- und multilateraler Fonds aufgelegt.

Tabelle 7.4: Weltbank-Emissionsgutschriftsfonds (Quelle: Sinha (2004), Point-Carbon (2003b))

Name	Gründungsjahr	Derzeitiges Volumen (Mio. $)	Zielvolumen (Mio. $)	Charakteristika
Prototype Carbon Fund	1999	180	180	Jährliche Verwaltungskosten ca. 1,5 Mio. $
Netherlands Carbon Development Facility	2002	120	160	
Community Development Carbon Fund	2003	40	70	(Klein-)Projekte mit besonders positiven Entwicklungswirkungen
Biocarbon Fund	2003	30	50	Senkenprojekte
Italian Carbon Fund	2003	20	80	
Spanish Carbon Fund	2004?	?	?	

Weitere Fonds sind in der Planung – so z.B. in Japan (Japan Bank for International Cooperation und Development Bank of Japan), Deutschland (KfW). Alle diese Fonds müssen jedoch zunächst Einzahler finden

Die niederländische Regierungen setzt nach ihren negativen Erfahrungen mit dem Ausschreibungsmodell nunmehr massiv auf eine Portfoliodiversifizierung mit Banken als Intermediären. Es bleibt abzuwarten, ob die Banken in der Lage sind, ein Portfolio von Projekten zu entwickeln, das die Zusätzlichkeitskriterien erfüllt.

Das EU-Emissionshandelssystem wird das erste Instrument sein, das direkte Anreize für private Käufer von Emissionsgutschriften setzt. Die sogenannte „Verbindungsrichtlinie“ erlaubt den Import von CERs und ERUs und deren Umwandlung im Verhältnis 1:1 in EU-Emissionsrechte. Versuche, eine Importbeschränkung einzuführen, scheiterten am Widerstand der Industrie. Auch die geplante Einschränkung der JI in den Beitrittsländern zugunsten des reinen Emissionshandels war nicht durchsetzbar.

Tabelle 7.5: Niederländisches CER- und ERU-Portfolio (Quelle: Sinha (2004))

Quelle	Zielvolumen (Mio)
CDM	**insgesamt 67 vorgesehen**
CERUPT	16
NCDF	10
CAF	10
Rabobank	10
Indonesien	5
Weltbank	21+11 (Option)
JI	**insgesamt 33 vorgesehen**
ERUPT	10
EBRD	10
Weltbank	10

7.5.2 CDM-Angebot

Nachdem die Entwicklungsländer merkten, dass der versprochene Strom von CDM-Investitionen ausblieb, begannen findige Projektentwickler mit der eigenständigen Vorbereitung von CDM-Projekten, um CERs zum Verkauf anbieten zu können. Projekte, an denen bis zur Ausgabe der CERs kein ausländischer Investor oder Käufer beteiligt ist, werden als „unilaterale“ Projekte bezeichnet (Jahn et al. 2004). Sie sind besonders für die Länder geeignet, deren Attraktivität für Auslandsinvestoren gering ist und die dennoch ausreichende technische und finanzielle Kapazität zur Durchführung von Projekten haben wie z.B. Kolumbien und Argentinien. Janssen (2001) thematisierte als erster die wesentliche Rolle eines ausgefeilten Finanzierungskonzepts als notwendige Bedingung für den Erfolg eines CDM-Projekts, Deodhar et al. (2003) diskutierten Möglichkeiten, auf welche Art indische Finanzinstitutionen in die CDM-Finanzierung eingebunden werden können.

Noch im Frühjahr 2003 rechnete PointCarbon (2003a) pessimistisch mit nur 3,4 Mio CERs, die bis Ende 2005 am Markt sein würden. Mittlerweile hat sich das Bild deutlich aufgehellt. Die beim CDM-Aufsichtsrat bis März 2004 eingereichten Projekte mit bereits anerkannten Methoden erzeugen bis Ende 2005 13 Mio. CERs. Sie verteilen sich auf wenige Projekttypen, allen voran die HFC-Zerlegung.

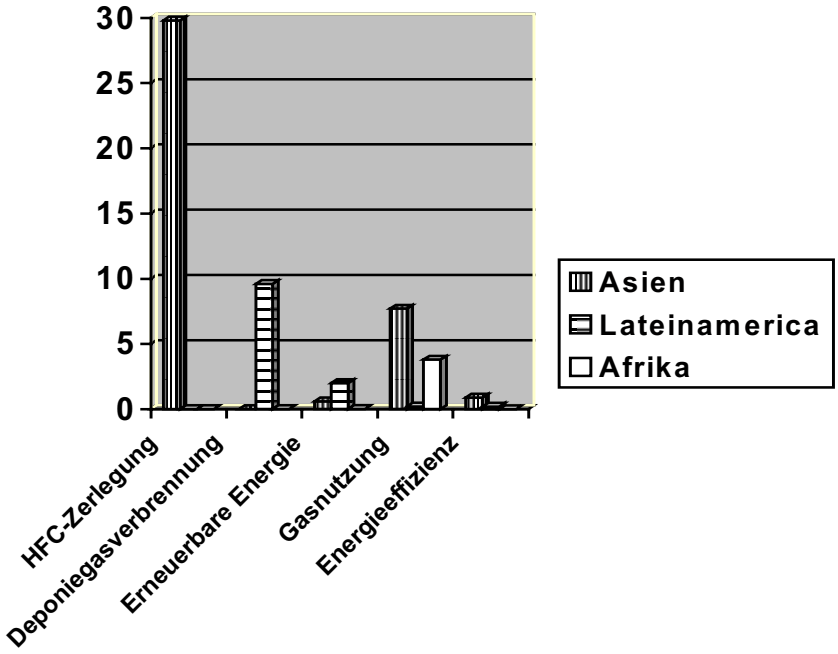


Bild 7.3: Prognostizierte CERs 2000-2012 (in Mio.) aus anerkannten Methoden nach Projektkategorien und Regionen

7.5.3 Institutionen im Gast- und Käuferland

Das Marrakesch-Abkommen verlangt die Spezifikation einer Nationalen CDM-Genehmigungsbehörde (Designated National Authority, DNA). Im Falle der Gastländer soll sie prüfen, ob die Projekte zur nachhaltigen Entwicklung beitragen. Die Frage, welche Nachhaltigkeitskriterien angelegt werden sollten, hat zu ausgiebigen Diskussionen geführt (Begg et al. 2003). Sutter (2003) hat ein Gewichtungssystem für Nachhaltigkeitskriterien entwickelt, das von der DNA Uruguays eingesetzt wird.

Nach schleppenden Anfängen hatten im Februar 2004 42 Gast- und 10 Käuferländer ihre DNA angemeldet. Morera et al. (2003) analysierten 13 DNAs in Lateinamerika und stellten fest, dass sie unter chronischen Budgetengpässen leiden. Die Zahl der Mitarbeiter schwankt zwischen 0 und 5. Michaelowa (2003) kam durch Erfahrungen in Indien und Indonesien zum Schluss, dass ein häufiger Wechsel der zuständigen Beamten sowie mehrere Genehmigungsebenen ein erhebliches Hindernis für eine effektive Anerkennungsstruktur ist. Derzeit gibt es eine Reihe von Programmen, mit denen Industrieländer Entwicklungsländer beim Aufbau ihrer DNAs und der Entwicklung von Projektideen unterstützen. Deutschland (Indien, Indonesien, China, Tunesien, Mongolei), Japan (Indien, Indonesien,

Kambodscha) und Dänemark (Malaysia, Thailand) sind die aktivsten Geberländer und UNEP führt ein Programm in je drei Ländern jedes Kontinents durch. In manchen Ländern stellt sich auch das Problem, dass sie das Kioto-Protokoll nicht ratifiziert haben. Dann nützt auch die Existenz einer DNA nichts, da die Ratifikation Grundvoraussetzung für die Teilnahme am CDM ist.

7.6 Fazit

Die projektbasierten Kioto-Mechanismen sind inzwischen den Kinderschuhen entwachsen. Die internationalen Institutionen für den CDM sind voll funktionsfähig und eine Reihe von Methoden zur Bestimmung der Referenzfälle sind festgelegt worden. Wenn auch noch die Bestimmung der Zusätzlichkeit von CDM-Projekten noch nicht hundertprozentig klar ist, ist damit zu rechnen, dass in den nächsten Jahren Hunderte Millionen von Emissionsgutschriften durch eine Reihe unterschiedlicher Projekttypen erzeugt werden. Insbesondere das EU-Emissionshandelssystem wird zahlreiche Firmen dazu bringen, das kostengünstige CDM und JI-Potenzial zu nutzen. Der Markt wird dann noch einige Überraschungen bereithalten; das derzeitige Aufkommen einiger sehr großer Projekte ist ein gutes Beispiel dafür. Bezüglich JI ist allerdings erst in einigen Jahren mit einem relevanten Aktivitätsvolumen zu rechnen.

7.7 Literatur

Asia-Pacific Energy Research Centre: Making the Clean Development Mechanism work. With some case studies in the APEC region, Tokio, 2001

Asuka, J.: Experiences of Netherlands' ERUPT/CERUPT and implication on the designing of Japan's system, Tohoku, 2003

Begg, K., Parkinson, S., van der Horst, D., Wilkinson, R., Theuri, D., Gitonga, S., Mathenge, M., Amissah-Arthur, H., Atugba, S., Ackon, S., Ageby, S., Meena, H., Mwakifwamba, S., Mwakasonde, S.: Encouraging CDM energy projects to aid poverty alleviation, Guildford, 2003

Deodhar, V., Michaelowa, A., Krey, M.: Financing structures for CDM projects in India and capacity building options for EU-Indo collaboration, HWWA Discussion Paper No. 247, Hamburg, 2003

Greiner, S., Michaelowa, A.: Defining Investment Additionality for CDM projects - practical approaches, in: Energy Policy, 31, 2003, S. 1007-1015

Hasselknippe, H.: Systems for carbon trading – an overview, in: Climate Policy, 3, S2, 2003, S. S43-S58

Janssen, J.: Financing industrial CDM projects in ASEAN countries, UNIDO, Bangkok, 2002

Jahn, M., Michaelowa, A., Raubenheimer, S., Liptow, H.: Measuring the potential of unilateral CDM – a pilot study, HWWA Discussion Paper No. 263, Hamburg, 2004

JIQ: The MethPanel evaluation, Groningen, 2003

Jotzo, F., Michaelowa, A.: Estimating the CDM market under the Marrakech Accords, in: Climate Policy, 2, 2002, S. 179-196

Kopp, O.: Der 'Clean Development Mechanism'. Unsicherheit bei der Projektevaluierung und langfristige Anreize für Entwicklungsländer. Mit Fallanalysen im Energie- und Transportsektor, Dissertation, Heidelberg 2003

Michaelowa, A.: CDM host country institution building, in: Mitigation and Adaptation Strategies for Global Change, 8, 2003, S. 201-220

Michaelowa, A.: The AIJ pilot phase as laboratory for CDM and JI, in: International Journal of Global Environmental Issues, 2, 3-4, 2002, S. 267-280

Michaelowa, A.: AIJ cannot function without incentives, in: Riemer, P.; Smith, A.; Thambimuthu, K. (Hrsg.): Greenhouse gas mitigation. Technologies for Activities Implemented Jointly, Amsterdam, 1998, S. 403-408

Michaelowa, A., Butzengeiger, S., Bode, S. : Bestimmung von Referenzfall und Zusätzlichkeit bei CDM-Projekten - worauf müssen Unternehmen achten?, in: Umweltwirtschaftsforum, 11, 3, 2003, S. 23-27

Michaelowa, A., Michaelowa, K., Vaughan, S.: Joint Implementation and Trade Policy, in: Aussenwirtschaft, 53, 4, 1998, S. 573-589

Michaelowa, A., Stronzik, M., Eckermann, F., Hunt, A.: Transaction costs of the Kyoto Mechanisms, in: Climate Policy, 3, 3, 2003, S. 261-278

Morera, L., Cabeza, O., Black-Arbeláez, T.: The State of Development of National CDM Offices in Central and South America, CCNM/GF/SD/ENV(2003)9/FINAL, OECD, Paris, 2003

PointCarbon: Annex I Parties' current and potential CER demand, Oslo, 2003b

PointCarbon: CDM: a three-year forecast, Oslo, 2003a

Prototype Carbon Fund: Annual report 2003, Washington, 2003

Sinha, C.: State and Trends of the Carbon Market 2003, Vortrag beim South Asia Forum on Clean Development Mechanism, New Delhi, 2. Februar 2004

Sutter, C.: Sustainability check-up for CDM projects, Berlin, 2003

UNFCCC/United Nations Framework Convention on Climate Change: Report of the Conference of the Parties on its seventh session, Addendum, Part 2: Action taken by the Conference of the Parties, Vol II, FCCC/CP/2001/13/Add.2, Bonn, 2001

UNFCCC/United Nations Framework Convention on Climate Change: Indicative simplified baseline and monitoring methodologies for selected small-scale CDM project activity categories, Appendix B1 of the simplified modalities and procedures for small-scale CDM project activities, Annex 6, Report of the 7th meeting of the Executive Board, Bonn, 2003a

UNFCCC/United Nations Framework Convention on Climate Change: Clarifications on issues relating to baselines and monitoring methodologies, Annex 1, Report of the 8th meeting of the Executive Board, Bonn, 2003b

UNFCCC/United Nations Framework Convention on Climate Change: Procedures for submission and consideration of a proposed new methodology, Annex 2, Report of the 8th meeting of the Executive Board, Bonn, 2003c

UNFCCC/United Nations Framework Convention on Climate Change: Report of the fifth meeting of the methodologies panel, Bonn, 2003d

UNFCCC/United Nations Framework Convention on Climate Change: Further calrifications on methodological issues, Annex 1, Report of the 10th meeting of the Executive Board, Bonn, 2003e

UNFCCC/United Nations Framework Convention on Climate Change: Amendment to Appendix B of the simplified modalities and procedures for small-scale projects, Annex 2, Report of the 12th meeting of the Executive Board, Bonn, 2003f

UNFCCC/United Nations Framework Convention on Climate Change: Report of the ninth meeting of the methodologies panel, Bonn, 2004

Vats, N.: Can the CDM Spur the Diffusion of New Technologies? A Case Study From the Aluminium Sector, Environmental Defense, Washington, 2002

This page intentionally left blank

8 Technik der CO_2-Emissionsminderung

Stefan Bockamp
Christian Folke
Helmut Rode
Andreas Jacobi

8.1 Einleitung

Die grundlegende Idee des Emissionshandels als Instrument zum Erreichen von CO_2-Minderungen ist einfach: Anlagen, die CO_2 emittieren müssen die Summe ihrer CO_2-Emissionen über eine ausreichende Zahl an CO_2-Emissionszertifikaten abdecken. Im Rahmen des Nationalen Allokationsplans werden diese Emissionsrechte den Anlagen zugeteilt. Durch den Emissionshandel soll sichergestellt werden, dass die jeweils notwendigen CO_2-Minderungen durch die gerade kostengünstigste Maßnahme realisiert werden. Dazu ist es erforderlich, dass der jeweilige Anlagenbetreiber die konkreten Kosten für unterschiedliche CO_2-Minderungsmaßnahmen an der eigenen Anlage genau kennt, um beurteilen zu können ob der Kauf von Emissionsrechten an der Emissionshandelsbörse günstiger ist, als die Realisierung einer Maßnahme an der eigenen Anlage.

Im Rahmen dieses Beitrags werden zunächst die Grundlagen zur Bestimmung der CO_2-Vermeidungskosten erläutert. Im Anschluss daran werden mögliche technische Maßnahmen beleuchtet. Als Abschluss und Ausblick wird eine Auswahl von konkreten CO_2-Minderungskosten für unterschiedliche Optionen diskutiert.

8.2 Kennzahlen der CO_2-Vermeidung

Als Kriterien zur Bewertung verschiedener Vermeidungsmaßnahmen können insbesondere in der Kraftwirtschaft folgende Kennzahlen herangezogen werden (Seifritz, 1992):

1. Relative CO_2-Vermeidung:

Gleichung 8.1

$$Z = 1 - \frac{e}{e_0} = \frac{\Delta e}{e_0} \qquad [-]$$

2. CO_2-Vermeidungskosten:

Gleichung 8.2

$$K = \frac{p - p_0}{e_0 - e} = \frac{\Delta p}{\Delta e} \quad [€/t\ CO_2]$$

3. CO_2-Vermeidungseffektivität:

Gleichung 8.3

$$V = \frac{Z}{K} = \frac{\Delta e \cdot \Delta e}{\Delta p \cdot e_0} \quad [t\ CO_2/€]$$

mit

e	CO_2-Intensität in kg /kWh(el),
e_0	Referenz-CO_2-Intensität bezogen auf die elektrische Arbeit in kg/kWh(el),
p	Stromerzeugungskosten in €/kWh(el)
p_0	Referenz-Stromerzeugungskosten in €/kWh(el)

Die relative CO_2-Vermeidung *Z* beschreibt die Änderung der CO_2-Emissionen. Die CO_2-Vermeidungskosten (K) sind die Kosten der CO_2-Vermeidung bezogen auf die vermiedene Menge an CO_2. Sie dienen somit der ökonomischen Bewertung, wohingegen die CO_2-Vermeidungseffektivität (V) ein Maß für die technische/wirtschaftliche Gesamteffizienz ist. Hohe Vermeidungseffektivitäten können bei hoher relativer CO_2-Vermeidung nur bei gleichzeitig niedrigen CO_2-Vermeidungskosten erzielt werden. Die CO_2-Vermeidungseffektivität ist niedrig, wenn trotz geringer CO_2-Vermeidungskosten die vermiedene Menge (relative Änderung) an CO_2 gering ist. Eine Kennzahl zu bilden, bei der die Kostendifferenz (Δp) nur auf die relative CO_2-Vermeidung (Z) bezogen wird, führt zu keiner neuen Aussage. Diese Kennzahl entspricht den CO_2-Vermeidungskosten (K) multipliziert mit einem konstanten Faktor, nämlich der Referenz-CO_2-Intensität (Folke, 2000). Dabei ist zu beachten, dass sich die Kennzahlen sowohl auf den Vergleich von Technologien bzw. einzelner Maßnahmen, als auch auf den Vergleich von Szenarien beziehen können.

8.2.1 Bewertung von Technologien und Maßnahmen

So lassen sich z.B. die CO_2-Vermeidungskosten von Windkraftanlagen im Vergleich zu GuD-Anlagen bestimmen oder aber die CO_2-Vermeidungskosten von wirkungsgradsteigernden Maßnahmen. Dazu muss die Differenz der Stromgestehungskosten beider Technologien bekannt sein. Darüber hinaus muss die Differenz der spezifischen CO_2-Emissionen bekannt sein. Die spezifischen CO_2-Emissionen der Windenergieanlagen werden in erster Nährung zu Null gesetzt, wenn man annimmt, dass sämtliche Aufwendungen für den Bau und Betrieb der Anlage nicht mit der Emission von CO_2 verbunden sind. Die Wahl des Bilanzraums (Hinzunahme des kumulierten Energieaufwands KEA oder nicht) hat Einfluss auf die errechneten vermiedenen CO_2-Emissionen.

Ebenso gibt es diverse Einflussgrößen, die die errechnete Kostendifferenz beeinflussen:

- Es können nominale oder reale Kosten verglichen werden.
- Die Wahl des Zeitraums, für den mittlere Kosten bestimmt werden ist frei.
- Es könnten externe Kosten (sonstige Umweltauswirkungen) internalisiert werden.

8.2.2 Bewertung von Szenarien

Es ist von energiewirtschaftlichem Interesse die CO_2-Vermeidungskosten verschiedener Zukunftsszenarien zu vergleichen. Damit können z.B. die CO_2-Vermeidungskosten von energiepolitischen Eingriffen durch Gesetze oder Steuern in der Entwicklung der Energieversorgung bewertet werden. Die möglichen zukünftigen oder (im Nachhinein) die tatsächlichen CO_2-Emissionen, die sich durch die jeweiligen Eingriffe ergeben haben, müssen dazu bekannt sein. Diese werden der Entwicklung der CO_2-Emissionen entgegengesetzt, die sich ergeben hätte ohne den Eingriff (siehe Bild 8.1). Man nennt dies üblicherweise das Referenzszenario. Die Bestimmung des Referenzszenarios (ohne Eingriff) ist verständlicherweise rein hypothetisch und somit immer mit Unsicherheiten behaftet. Üblicherweise werden die gesamten Kosten und Emissionen der Szenarien bestimmt, die miteinander verglichen werden. Um einen fairen Vergleich zu ermöglichen ist auch hier wichtig

- den gleichen Bilanzraum zu verwenden und
- den gleichen Zeitraum zu betrachten.

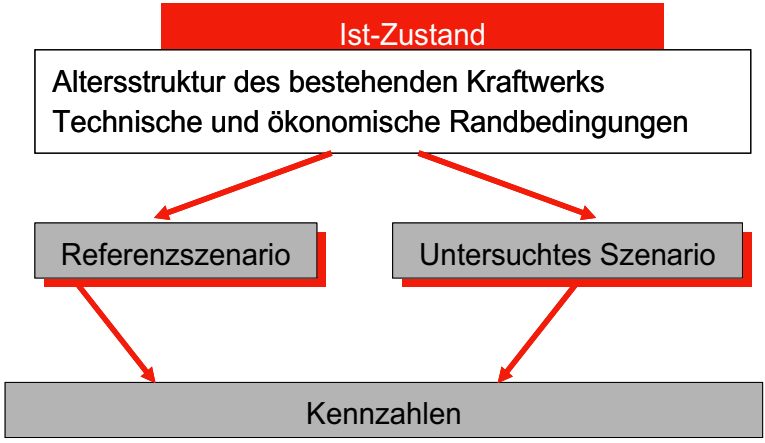


Bild 8.1: Schema zur Ermittlung der Kennzahlen bei der Bewertung von Szenarien (Folke u. Pruschek, 1998).

8.2.3 Die Bedeutung der CO_2-Vermeidungskosten im Emissionshandel

Um feststellen zu können, ob kostengünstige Vermeidungsmaßnahmen beim Betreiber selbst durchgeführt werden können, um Emissionsrechte freizusetzen oder ob sich der Anlagenbetreiber diese über das Instrument "Emissionsrechtehandel" beschaffen muss, sind die technischen möglichen Vermeidungsmaßnahmen bzw. Minderungsstrategien zu bewerten. Zu den wesentlichen Aufgaben in Bezug auf die Durchführung des eigentlichen Emissionsrechtehandels gehören daher:

- Erstellung eines Emissionsinventars
- Erfassung der Vermeidungsmöglichkeiten
- Erstellung einer Grenzvermeidungskostenkurve

Die für den Emissionshandel bedeutenden CO_2-Vermeidungskosten sind die Grenzvermeidungskosten. Sie geben die zusätzlich entstehenden Kosten an, wenn eine weitere Tonne CO_2 vermieden werden soll. Diese Grenzvermeidungskosten steigen mit zunehmenden Vermeidungsanstrengungen stark an, da die Umsetzung weiterer technischer Maßnahmen zunehmend kostenintensiver wird.

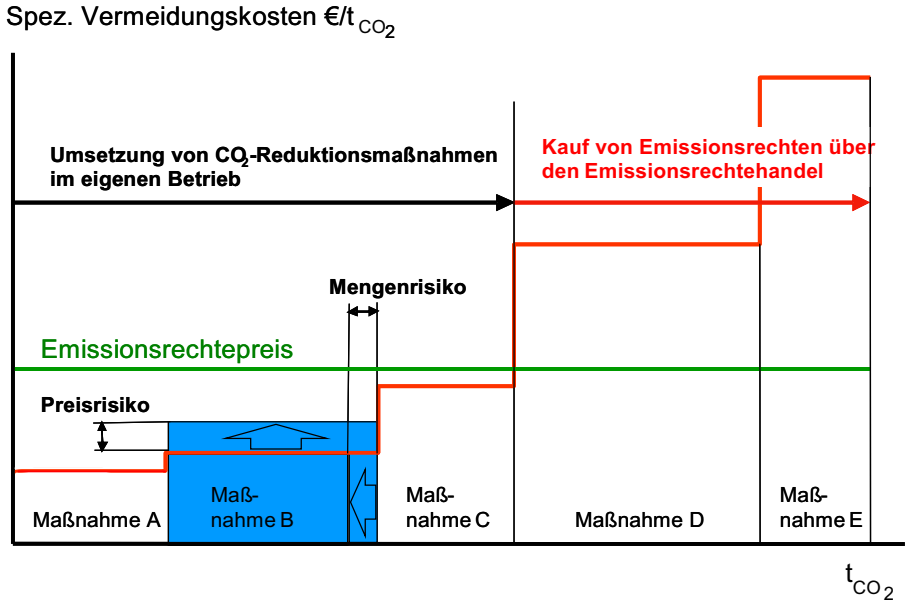


Bild 8.2: Vermeidungskostenkurve (Ulreich u. Wagner, 2002).

Die Grenzvermeidungskostenkurve (siehe Bild 8.2) wird gebildet durch die Aneinanderreihung der Kosten möglicher Emissionsvermeidungsmaßnahmen aller technisch Möglichkeiten bei einem Betreiber (siehe Abschnitt 8.4).

Mit einer Grenzvermeidungskostenkurve hat ein Anlagenbetreiber ein wichtiges Werkzeug, um zu entscheiden, wann er welche Maßnahme durchführen soll bzw. wann eine Beschaffung von Emissionsrechten am Markt vorteilhafter ist.

Die vermeidbaren CO_2-Emissionen (Emissionsminderung) können ebenso wie die dazugehörigen Vermeidungskosten abgelesen werden. Die Grenzvermeidungskurve dient somit zu Verbildlichung der Vermeidungseffektivität. Wenn Anlagenbetreiber mehrere Anlagen in der Grenzvermeidungskurve berücksichtigen wollen ist dabei zu beachten, dass die Vermeidungskosten verschiedener Maßnahmen an verschiedenen Anlagen möglicherweise nicht unabhängig von einander sind, da die Änderung von einzelnen Anlageneigenschaften möglicherweise Auswirkungen auf den Betrieb des gesamten Anlagenparks haben kann. So kann z.B. der Zubau von Windenergieanlagen oder das Repowering von Kraftwerken die Auslastung des gesamten Kraftwerksparks beeinflussen, da der Gesamtstromabsatz möglicherweise nicht bei konstanten Erlösen gesteigert werden kann. In diesem Fall sind Szenariorechnungen durchzuführen (siehe Abschnitt 8.2.2) da die Bewertung einzelner Maßnahmen nur noch begrenzte Aussagekraft hat. Durch die Ermittlung von Grenzvermeidungskurven für einzelne Anlagen, die in einem übergeordneten Szenariorechner verwendet und ggf. angepasst werden, kann Abhilfe geschaffen werden. Dennoch muss berücksichtigt werden, dass die Grenzvermeidungskosten ständig Veränderungen unterliegen und aufgrund der Marktänderungen nie als endgültig aufgefasst werden können.

8.3 Technische Möglichkeiten zur Minderung von CO_2-Emissionen

Bei der Definition von CO_2 Emissionen im Zusammenhang mit dem europäischen Emissionshandel werden zwei unterschiedliche Arten von CO_2-Emissionen berücksichtigt:

- energiebedingte CO_2-Emissionen
- prozessbedingte CO_2-Emissionen

Energiebedingte CO_2-Emissionen entstehen bei Verbrennungsprozessen. Prozessbedingte CO_2-Emissionen sind laut BMU (BMU, 2003; BMU, 2004) alle Freisetzungen von CO_2, die als unmittelbares Produkt einer chemischen Reaktion entstehen, die keine Verbrennung ist. Da für diese Art der CO_2-Emissionen z.Z. keine technischen Minderungsverfahren zur Verfügung stehen, werden sie, wenn sie mehr als 10 % der gesamten CO_2-Emissionen ausmachen, laut dem Entwurf zum nationalen Allokationsplan für Deutschland (BMU, 2003; BMU 2004) mit dem Erfüllungsfaktor 1 berücksichtigt, d.h. die Prozesse, die diese Art von CO_2-Emissionen verursachen, werden genau mit der Menge an Zertifikaten ausgestattet, die Sie in der Referenzperiode emittiert haben. Diese Vorgehensweise stimmt mit dem Kriterium 3 Anhang III der EU-Emissionshandelsrichtlinie (EP u. ER,

2003) überein, in der gefordert wird, dass die Mengen der Zertifikate, die zugeteilt werden auch mit dem technischen Potenzial zur Emissionsminderung dieser Anlagen in Einklang stehen müssen.

Ein Anreiz zur Durchführung von emissionsmindernden Maßnahmen prozessbedingter Emissionen ist so nicht gegeben. Aus diesem Grund erstrecken sich die folgenden Beschreibungen ausschließlich auf die Untersuchung der technischen Möglichkeiten zur Minderung von energiebedingten CO_2-Emissionsmengen. Eine Übersicht über die Möglichkeiten zur Minderung von CO_2-Emissionen bzw. zur Wirkungsgradsteigerung hat (Hourfar, 2001) bereits vorgestellt. Im Folgenden findet eine Einteilung in:

- CO_2-Minderungsmaßnahmen bei Bestandsanlagen,
- CO_2-Minderungsmaßnahmen bei Neuanlagen und
- Anlagen mit CO_2-Abscheidung

statt.

8.3.1 CO_2-Minderungsmaßnahmen an konventionellen Dampfkraftwerken

Bei der Untersuchung und Beurteilung von CO_2-Minderungsmaßnahmen sind die Optionen für bestehende Kraftwerke von besonderem Interesse, da mit dem Einsatz bereits vielfach bewährter Technik CO_2-Reduktionen in kleinerem Maßstab realisierbar sind. Die technischen und wirtschaftlichen Risiken für den Betreiber sind überschaubar und nicht vergleichbar mit denen für einen Kraftwerksneubau.

Grundsätzlich gehen die nachfolgend beschriebenen CO_2-Minderungsmaßnahmen einher mit einer Effizienzsteigerung. Diese Maßnahmen sind hinsichtlicht Umsetzbarkeit und Wirtschaftlichkeit individuell zu prüfen.

Optimierungsmöglichkeiten des Dampferzeugers

Bei den Maßnahmen zur Minderung der spezifischen CO_2-Emissionen im Bereich des Dampferzeugers gibt es die Möglichkeit die Abgasverluste (Tabelle 8.1) zu minimieren oder den Wirkungsgrad durch eine Erhöhung der Dampfparameter bei gleicher Energiezufuhr zu verbessern. Dabei ist eine Erhöhung der Dampftemperaturen (um 5 bis 10 K) durch Ausnutzung vorhandener Auslegungsreserven eine kosteneffektive Methode zur Wirkungsgradverbesserung. Auf diesem Weg lassen sich bis zu 0,3 %-Punkte, in Bezug auf den Wirkungsgrad, realisieren.

Tabelle 8.1: Maßnahmen am Dampferzeuger

Maßnahme	Wirkung
Einbau NO_x-armer Brenner Drehsichter-Nachrüstung	Durch Absenkung des Luftüberschusses geringerer Abgasverlust sowie reduzierte Stromaufnahmen von Frischlüfter und Saugzug, diese wird ggf. durch die Mehrleistung der Mahlanlage (Drehsichter-Nachrüstung) ausgeglichen.
Absenkung der Abgastemperatur	Durch die Vergrößerung von Eco- bzw. Luvo-Heizflächen wird eine Absenkung der Rauchgastemperatur erreicht -> Verringerung der Abgasverluste
Anhebung der FD- und HZÜ-Temperaturen durch Ausnutzung der Auslegungsreserven	Anhebung der thermodynamischen Mitteltemperatur

Optimierung des Dampfturbosatzes

Die nachstehend aufgeführten Maßnahmen am Dampfturbosatz (Tabelle 8.2) verfügen im Vergleich zu den weiteren Maßnahmen über das größte Potenzial zur Effizienzsteigerung. Der Austausch alter Schaufelprofile gegen optimierte 3DS-Schaufelprofile führt beispielsweise zu einer CO_2-Reduktion von rd. 4,5 % bei gleicher elektrischer Arbeit. Bei einer Umsetzung dieser Maßnahme am Kraftwerk Mehrum konnte der Netto-Wirkungsgrad der Anlage um 2 %-Punkte gesteigert werden (Jopp, 2003).

Tabelle 8.2: Maßnahmen an Dampfturbinen

Maßnahme	Wirkung
Austausch alter Schaufelprofile gegen optimierte 3DS-Schaufelprofile	Verbesserung der Stufenwirkungsgrade
Optimierung der Ein- und Abströmgeometrien	Verringerung der Ein- und Abströmverluste
Vergrößerung der Abströmquerschnitte	Verringerung der Abströmverluste
Einsatz verbesserter Dichtungen	Verringerung der Spaltverluste
Leit- und Laufschaufeln in den ND-Stufen 1 und 2 durch neue Schaufeln ersetzen	Erhöhung des Schluckvermögens der ND-Turbine, z.B. zur Nutzung von nicht ausgekoppeltem Dampf zur Stromerzeugung
Errichtung einer ND-Zweigturbine	Nutzung von nicht ausgekoppeltem Dampf zur Stromerzeugung (Scharf u. Meisel, 2000) Wirkungsgradsteigerung von rd. 2%.

Optimierung des „Kalten Endes“ (Kondensator und Kühlturm)

Eine der Hauptkomponenten bei Wärmekraftwerken stellt der Kühlturm dar. Durch den Ersatz von Holz- oder Asbestzement-Kühleinbauten mit einer Kombination von Hochleistungskunststoffrieselgittern und Folieneinbauten kann bei älteren Kühltürmen eine Verbesserung der Kühlleistung erzielt werden. In Verbindung mit einer geänderten Strömungsführung kann die Kühlwassereintrittstemperatur in den Kondensator um 2 – 3 K gesenkt werden. Durch Absenkung des Kühlwasser-Temperaturniveaus kann sich eine Wirkungsgradverbesserung von rd. 0,1 bis 0,2 %-Punkten ergeben (Cürten, 2004).

Weitere Optimierungsmöglichkeiten

Die Ertüchtigung älterer Speisewasserpumpen durch Austausch der Hydraulikinnenteile führt zur Wirkungsgradsteigerung und einer Verringerung der Leistungsaufnahme.

Besteht in einem Kraftwerk das Potenzial zur Absenkung der Abgastemperatur, so sollte alternativ die Möglichkeit zum Einbau eines Wärmeverschubsystems untersucht werden. Mit einem Wärmeverschubsystem kann die überschüssige Abgaswärme zur Kondensatvorwärmung genutzt werden. Auf diese Weise kann Anzapfdampf eingespart werden. Durch die Nutzung der Rauchgaswärme vor der Rauchgasentschwefelungsanlage zur Vorwärmung der Ansaugluft und durch die Nutzung der Rauchgaswärme hinter dem Kessel zur Speisewasservorwärmung lassen sich Wirkungsgradsteigerungen von bis zu 3 % erreichen (Cürten, 2004).

Üblicherweise wird die Mühlenluft, die rd. 20 % der Gesamtluftmenge bei Volllast beträgt, durch den Luftvorwärmer vorgewärmt. Die Regelung der genauen Mühlenlufttemperatur erfolgt, in dem die vom Luftvorwärmer kommende Heißluft mit Kaltluft gemischt wird. Durch die im Rahmen der Konzeptstudie zum NRW-Referenzkraftwerk (VGB PowerTech, 2004) beschriebene Möglichkeit eines Mühlenluftwärmetauschers besteht nun die Möglichkeit, die Mühlenlufttemperatur durch einen mit Speisewasser gekühlten Wärmetauscher auf das gewünschte Temperaturniveau abzusenken. Das führt dazu, dass kein Kaltluftstrom am Luftvorwärmer vorbeigeführt werden muss.

Ein Wirkungsgradgewinn dieser Technik ist besonders beim Teillastbetrieb der Anlagen zu erwarten. Der Mühlenluftvolumenstrom wird auch in Teillast nahezu den Volllastwert erreichen um eine Mindestströmungsgeschwindigkeit im Kohlenstaubrohr sicherzustellen. Die Menge der zur Regelung der Mühlenluft ein zusetzenden Kaltluft erhöht sich in diesem Fall auf nahezu 50 % der gesamten Mühlenluft. Im Volllastbetrieb liegt dieses Verhältnis bei rd. 10 %.

Mit der Speisewasser-/Kondensatverbundschaltung, dem s.g. Boosting, steht eine eingeschränkte Variante der Verbundschaltung zur Verfügung. Die Wärmeenergie der Gasturbinen-Rauchgase wird in dem nachgeschalteten HD-Economizer an das Speisewasser und im ND-Economizer an das Kondensat abgegeben. Die Anzapfdampfmengen der regenerativen Speisewasser-/Kondensatvorwärmung werden ganz oder teilweise substituiert. Aus der Reduzierung der Anzapfdampf-

mengen resultiert ein höherer Dampfdurchsatz durch die Turbine und folglich eine Erhöhung der elektrischen Leistung. Mit der Weiterentwicklung der in Flugtriebwerken bewährten Gasturbinen, gekennzeichnet durch hohe Wirkungsgrade und relativ niedrige Abgastemperaturen, zu stationären aeroderivativen Gasturbinen für den Antrieb von Generatoren ist die Attraktivität des Boosting gestiegen. Die Höhe des Wirkungsgradgewinns ist abhängig vom Verhältnis von Gasturbinen- zu Dampfturbinenleistung und kann bis zu 6 % betragen.

Beim s.g. Topping wird eine Gasturbine einem bestehenden Kessel vorgeschaltet, d.h. die Rauchgase am Austritt der Gasturbine werden in den Kessel geleitet. Diese Umbauoption ist nur bei geeigneten Kesseln möglich und hat auch eine starke Einschränkung der Betriebsweise zur Folge. Dieses Verfahren ist nur in wenigen Fällen einsetzbar. Zu dem kann es bei $DeNO_x$-Anlagen mit nachgeschalteten Economiser-Heizflächen zu Problemen kommen. Durch den Einsatz der Gasturbine können sich die Temperaturen im Kessel und am Kesselaustritt verändern. Durch eine Änderung der Rauchgastemperatur bzw. –zusammensetzung wird u.U. der optimale Auslegungs- und Betriebsbereich des Katalysators verlassen. In einem solchen Fall wäre ein Katalysatoraustausch erforderlich. Da der Luftvorwärmer beim Topping nicht zum Einsatz kommt, müssen die Economiserheizflächen im Anschluss an die $DeNO_x$ eingebaut werden. An diesen Heizflächen können nun die sonst im Luftvorwärmer auftretenden üblichen Schwierigkeiten in Hinblick auf mögliche Heizflächenverschmutzungen auftreten (Kondensation auf der Rauchgasseite), da zur Absenkung der Rauchgastemperatur niedrige Temperaturen auf der Wasser-/Dampfseite vorliegen müssen. Laut (Dichtl, 2004) sind beim Topping Wirkungsgradsteigerungen von rd. 10 % möglich. Zusätzlich ergibt sich ein geringere spezifische CO_2-Emission, durch den Einsatz von Erdgas.

Mit der Brennstoffsubstitution - durch im Sinne des Emissionshandels „CO_2-neutrale“ Brennstoffe - wie z.B. Biomasse oder durch einen Brennstoffwechsel von Kohle zu Erdgas lassen sich spezifische CO_2-Emissionen senken. Bei der Erdgasfeuerung fallen im Vergleich zum Brennstoff Braunkohle, bezogen auf den Heizwert, nur rd. die Hälfte der CO_2-Emissionen an (Perlwitz, et. al., 2004).

8.3.2 CO_2-Minderungspotentiale bei Neuanlagen

Verbesserung von Dampferzeugern

Die Frischdampftemperatur hat unter allen Parametern den größten Einfluss auf den Wirkungsgrad. Bei der Auswahl der Frischdampfparameter sind die Festigkeits- und Korrosionseigenschaften der verfügbaren Werkstoffe begrenzend. Gegenwärtig sind Frischdampfparameter von 270 bar, 580 °C, 600 °C realisierbar. Für höhere Dampftemperaturen müssen Stähle eingesetzt werden, die z.Z. noch in der Bewährungsphase sind. Für das NRW-Referenzkraftwerk (VGB PowerTech, 2004) wurden vergleichsweise moderate Dampfparameter (FD: 285 bar, 600 °C / HZÜ: 620 °C) gewählt. Die hohen Materialpreise zeigen, dass neben den Werkstoffentwicklungsarbeiten der Materialbedarf dieser teuren Werkstoffe minimiert werden muss, um einen wirtschaftlichen Einsatz gewährleisten zu können.

Durch den Einsatz einer weiteren Zwischenüberhitzung (Dampfparameter 285 bar, 600 °C, 620 °C, 620 °C) kann eine Wirkungsgradverbesserung von 0,6 %-Punkten erreicht werden. Allerdings ist der zusätzliche Wirkungsgradgewinn in Relation zum Bauaufwand gering. Nach (Rukes u. Wittchow, 1996) ist zu vermuten, dass diese Maßnahme nur bei extrem niedrigem Kondensatordruck (Frischwasserkühlung) und bei mittleren Blockgrößen von etwa 400 bis 450 MW wirtschaftlich sinnvoll ist.

Die Absenkung der Rauchgastemperatur führt zu einer Erhöhung des Dampferzeugerwirkungsgrades. Sie wird begrenzt durch den Schwefelsäuretaupunkt. Der Schwefelsäuretaupunkt hängt im Wesentlichen vom Schwefelgehalt der Kohle und vom Luftüberschuss ab. Eine Unterschreitung des Taupunktes führt zu Korrosionen im Rauchgaskanal und zur Verschmutzung von Heizflächen.

Der Luftüberschuss erhöht den Abgasverlust sowie den Eigenbedarf für die Antriebe von Frischlüfter- und Saugzuggebläsen. Die Verringerung des Luftüberschusses führt dementsprechend zu einer Wirkungsgradsteigerung. Auf der anderen Seite kann ein zu niedriger Luftüberschuss durch Entstehung von Zonen mit Sauerstoffmangel zu starken Verschlackungen und Korrosionen der Brennkammerwände und vollständigem Brennstoffumsatz führen. Ein Luftüberschuss von 1,15 entspricht z.Z. dem Stand der Technik. Ein Potenzial zur Effizienzsteigerung durch Absenkung des Luftüberschusses ist gegenwärtig nicht vorhanden.

Verbesserung des Dampfturbinenwirkungsgrades

Die Formgebung der Beschaufelung erfolgt mit dem Einsatz moderner Rechenprogramme, die eine dreidimensionale Nachbildung der Strömung und damit eine Optimierung des Schaufelprofils erlauben. Dabei ist es möglich, auch Randströmungen bzw. Strömungen in kritischen Bereichen am Schaufelfuß und an der Schaufelspitze exakt nachzubilden und Verluste durch eine geänderte Formgebung der Schaufel zu verringern (Deckers u. Ulm, 1996). Das Ergebnis dieser Bemühungen führte zu einer ganzen Reihe von wirkungsgradverbessernden Maßnahmen an der Dampfturbine, wie z.B.:

- Einführung eines neuen Schaufelprofils (Tx)
- 3DS-Beschaufelung
- fast durchgängige Verwendung verwundener Schaufeln
- rückwärtsgekrümmte Endstufen

Im Vergleich zu den Turbinen der 80er Jahre konnte ein um 2 %-Punkte höherer Expansionswirkungsgrad erreicht werden. Durch die Verwendung leistungsfähiger Computerprogramme kann eine weitere Steigerung des inneren Wirkungsgrades der Dampfturbine um 1 %-Punkt erwartet werden. Mit der Annahme, dass sich diese Wirkungsgradsteigerung gleichmäßig über HD-, MD-, und ND-Teil erstreckt, ergibt sich die Wirkungsgradverbesserung von 0,4 %-Punkten.

Aufgrund der Vergrößerung des spezifischen Dampfvolumens mit abnehmender Kondensationstemperatur steigt die Austrittsgeschwindigkeit aus der Endstufe und somit der Austrittsverlust an, bis im Austrittquerschnitt Schallgeschwindigkeit erreicht wird. Von dort an erbringt eine weitere Temperaturabnahme keinen Leistungsgewinn mehr. Der Austrittsverlust kann außer durch strömungsgünstige

Gestaltung des Abdampfdiffusors durch den Abdampfquerschnitt beeinflusst werden. Der Abdampfquerschnitt ist wiederum abhängig von der Anzahl der ND-Fluten sowie dem Fußkreisdurchmesser und der Blattlänge der Endschaufeln.

Optimierung „Kaltes Ende“

Als Kondensatorkühlung wurde im Rahmen des NRW-Referenzkraftwerks eine nasse Rückkühlung über einen Naturzugkühlturm gewählt. Der unter den zugrunde gelegten Randbedingungen ermittelte Kondensatordruck beträgt bei Nennlast 0,045 bar (VGB PowerTech, 2004). Eine weitere Absenkung bis auf 0,030 bar ist wahrscheinlich technisch realisierbar aber mit erheblichem Aufwand verbunden.

Weitere Optimierungsmöglichkeiten

Bei der Speisewasservorwärmung kann durch die Erhöhung der Vorwärmerstufenzahl eine Speisewasserendtemperatur von 300 °C erreicht werden. Der HD-Vorwärmer vor dem Dampferzeuger wird im Allgemeinen mit Anzapfdampf aus der kalten ZÜ beheizt. Der ZÜ-Druck bestimmt damit die Speisewassertemperatur vor Eintritt in den Dampferzeuger. Eine Anhebung der Speisewasserendtemperatur ginge folglich einher mit der Erhöhung des ZÜ-Druckes. Speisewasserendtemperaturen von 290 °C sind möglich. Mit der Anhebung der Speisewasserendtemperatur um 20 K ist ein Wirkungsgradanstieg von ca. 0,2 %-Punkten möglich.

Eine weitere Anhebung der Speisewassertemperatur kann über eine HD-Anzapfung erzielt werden, worüber der letzte HD-Vorwärmer mit Dampf gespeist wird. Allerdings stößt die Erhöhung der Vorwärmtemperatur u. a. im Hinblick auf die Dampferzeugerauslegung auf ihre Grenzen. Die Rauchgaswärme, die aufgrund des hohen Niveaus der Speisewasservorwärmung im Economiser nicht mehr an das Speisewasser übertragbar ist, kann nur zur Vorwärmung der Verbrennungsluft verwendet werden. Die Lufteintrittstemperatur in die Brennkammer ist aber im Wesentlichen nach verbrennungstechnischen Gesichtspunkten zu wählen.

Ein von Balcke-Dürr entwickeltes Verfahren („ND-Einkopplung“) bietet die Möglichkeit der Rauchgaswärmenutzung vor REA zur Kondensatvorwärmung durch Wärmeverschiebung. Mit dieser Maßnahme ist keine Absenkung der Rauchgastemperatur verbunden. Das Konzept sieht den Einbau eines rekuperativen Luvo-Rauchgaswärmetauscher mit integriertem Abhitzemodul und einem zusätzlichen Dampfluftvorwärmer vor. Die dem Rauchgas entnommene Wärme wird über einen Verbindungskreislauf mit Wasser als Wärmeträger auf einen Zwischenwärmetauscher übertragen, welcher im Bypass zu dem jeweiligen ND-Vorwärmer angeordnet ist. Hierdurch wird der ND-Anzapfdampfbedarf reduziert (Cürten, 2004).

Bei Braunkohlefeuerung ist aufgrund der höheren Abgastemperatur von ca. 160 °C ein Verbesserungspotenzial durch die Nutzung der Rauchgaswärme vorhanden.
Die Temperatur kann je nach Beschaffenheit der Rauchgase abgesenkt werden.

Bei einem weiteren von Balcke-Dürr entwickelten Wärmeverschubsystem („Luvo-Bypass-Eco“) wird das Rauchgas vor REA über einen Rauchgaskühler

abgekühlt. Die Wärme wird über ein Wärmeverschubsystem auf einen vor dem „Haupt-Luvo“ angeordneten zusätzlichen Luftvorwärmer der Brennerluft zugeführt. Durch die Vorwärmung der Brennerluft kann ein Teil der aus dem Kessel austretenden Rauchgasmenge (ca. 25 %) statt über den Luvo über einen Abhitzekessel zur Speisewasser-/Kondensatvorwärmung genutzt werden (Cürten, 2004).

Neben diesen Maßnahmen unter Einsatz von Wärmeverschubsystemen bieten sich ebenfalls die folgenden Ansätze an:

Aus der Reduzierung der wasser-/dampfseitigen Druckverluste von der Speisepumpe bis zur Dampfturbine ergibt sich eine Effizienzsteigerung. Nach Rukes und Wittchow, 1996 ist durch diese Maßnahmen eine Wirkungsgradverbesserung von ca. 0,05 %-Punkten möglich. Diese Maßnahme wird ergänzt durch effizientere Pumpen und Antriebe. In Summe wird hierdurch der elektrische Eigenbedarf von 6,7 % auf 5,3 % gesenkt und somit eine Wirkungsgradverbesserung von 1,3 %-Punkten erreicht. Zur Reduzierung des elektrischen Eigenbedarfs ist eine Vielzahl an Maßnamen erforderlich.

Mit einer Reduzierung der Vorwärmergrädigkeiten kann die Differenz zwischen der Sättigungstemperatur des Anzapfdampfes und der Speisewassertemperatur am Vorwärmeraustritt verringert und der Wirkungsgrad gesteigert werden. Gebräuchliche Werte für die Grädigkeiten der Regenerativvorwärmer moderner Steinkohlekraftwerke sind:

Enthitzer	25 K
Kondensationsapparate	2 K
Kondensatkühler	7 K

Eine Verringerung der Grädigkeit bedeutet höhere Investitionen für größere Heizflächen.

Thermodynamisch vorteilhaft ist es, wenn die Kondensatoren der einzelnen ND-Teilturbinen kühlwasserseitig in Reihe geschaltet werden, so dass sich entsprechend der stufenweisen Kühlwasseraufwärmung verschiedene Kondensatordrücke bzw. –temperaturen einstellen, die im Mittel (je nach Kühlwasseraufwärmspanne) um einige Zehntel Kelvin niedriger liegen als bei Kühlwasser-Parallelschaltung. Dagegen wirkt sich die Erhöhung des wasserseitigen Druckverlustes durch die Zunahme des elektrischen Eigenbedarfs der Kühlwasserpumpen nachteilig auf den Kraftwerkswirkungsgrad aus.

Feuchte Brennstoffe sind gegenüber trockenen Brennstoffen mit Wirkungsgradnachteilen für das hiermit betriebene Kraftwerk verbunden. Deshalb bietet sich eine Vortrocknung dieser Brennstoffe an. Besonders interessant ist die Kohlevortrocknung für Braunkohlekraftwerke. Der hohe Wassergehalt von Braunkohlen von 50 bis 60 Gew-% erhöht den Rauchgasmassenstrom und die zulässige Abgastemperatur, so dass mit den höheren Abgasverlusten der Dampferzeugerwirkungsgrad sinkt. In nahezu allen größeren atmosphärisch betriebenen, braunkohlebefeuerten Dampfkraftwerken kommt für die Trocknung der Rohbraunkohle die Schlagradmühle zum Einsatz, die die Vorgänge Kohlenzerkleinerung und Trocknung miteinander kombiniert. Nachfolgend sind in der Entwicklung befindliche alternative Trocknungsverfahren aufgeführt, welche über ein effizienzsteigerndes Potenzial verfügen.

- Wirbelschichttrocknung mit interner Abwärmenutzung (WTA)

- WTA Drucktrocknung
- Mechanisch/Thermische Entwässerung (MTE)

Durch den Bau einer KWK-Anlage (Kraft-Wärme-Kopplung) mit einer Gegendruck-, Entnahmegegendruck- oder Entnahmekondenstationsturbine können die beiden Produkte elektrische Energie und Wärmeenergie zeitgleich zur Verfügung gestellt werden. Die Einsatzmöglichkeit dieses Anlagentyps orientiert sich maßgeblich am jeweiligen Wärmebedarf in unmittelbarer Umgebung des Kraftwerksstandorts. Durch den Betrieb einer KWK-Anlage lassen sich im Verhältnis zur ungekoppelten Erzeugung in einem Kondensationskraftwerk und einer Heizkesselanlage deutliche CO_2-Minderungen erzielen. Für ein GuD-Heizkraftwerk im Vergleich zu einer GuD-Kondensationsanlage mit Gas-Heizkesseln lassen sich CO_2-Minderungen in der Größenordnung von 19 bis 23 % realisieren (Kranz, 2004).

8.3.3 Fossilbefeuerte Kraftwerke mit CO_2-Abscheidung

Bei Kraftwerken mit CO_2-Abscheidung wird das CO_2 aus dem Synthese- oder Rauchgas abgeschieden, verflüssigt und per Pipeline zur Wiederverwendung oder in ein Endlager transportiert. Die CO_2-Abscheidung hat eine Wirkungsgradeinbuße zur Folge. Deshalb werden diese Kraftwerkskonzepte lediglich als Investitionsoption für GuD- (Abscheidung aus dem Rauchgas) und IGCC-Kraftwerke (Abscheidung aus dem Brenngas) gesehen (Göttlicher, 1999). Zur Beurteilung der Stromgestehungskosten müssen deshalb nicht nur die zusätzlichen Investitionen für die CO_2-Abtrennung und -Verflüssigung, sondern auch die deutlichen Wirkungsgradeinbußen berücksichtigt werden. Diese Einbußen ergeben sich durch den hohen Energiebedarf bei der CO_2-Abscheidung. Der Bau von Kraftwerken mit CO_2-Abscheidung, vor allem bei Prozessen, bei denen reiner Sauerstoff eingesetzt wird, scheint aus verfahrenstechnischer Sicht zwar realisierbar, in Bezug auf die CO_2-Wiederverwendung bzw. -Endlagerung besteht aber noch ein enormer Forschungsbedarf (ETN, 2004). Für den Pipelinetransport samt Endlagerung in einer geologischen Formation sind rd. 16 €/t CO_2 anzusetzen (Marsh, 2003).

8.4 Vergleich der CO_2-Vermeidungskosten

Mit der Einführung des CO_2-Emissionshandels werden Entscheidungen über die Investition in Maßnahmen zur Anlagennachrüstung und insbesondere Neubauentscheidungen in Europa auf Unternehmensbasis von einem neuen Kriterium beeinflusst. Im Bereich der energieerzeugenden Anlagen tritt neben Entscheidungskriterien wie zum Beispiel Anlagen-(rest)-lebensdauer, Anlagenverfügbarkeit, Brennstoffpreisstabilität, Anlagenflexibilität, Personalaufwand usw. das Entscheidungskriterium CO_2-Vermeidungskosten (siehe Abschnitt 8.2).

Die Kosten für die Umsetzung von emissionsmindernden Maßnahmen sind ggf. den Kosten für den Erweb zusätzlicher Emissionsberechtigungen gegenüberzustellen. Die Unsicherheiten bei der Einschätzung der mittel- bis langfristigen Ent-

wicklung der CO_2-Emissionszertifikate stellt eine zusätzliche Herausforderung für eine erfolgreiche Unternehmensplanung dar (Make-or-Buy Entscheidung) dar.

In nachstehender Grafik werden CO_2-Vermeidungskosten verschiedener Stromerzeugungstechniken gegenüber gestellt. Die Beschreibung einiger emissionsmindernden Maßnahmen im Kraftwerkspark und die Investitionen befinden sich in Abschnitt 8.3. Bei den unten dargestellten Angaben handelt es sich um Werte aus der Literatur, die von unterschiedlichen Autoren ermittelt wurden. Beim Vergleich der Ergebnisse ist zu beachten, dass die Autoren teilweise voneinander abweichende Rahmenbedingungen bei ihren Rechnungen zugrunde gelegt haben. So lässt sich stellenweise die Streuung der Vermeidungskosten erklären. Deutliche Abweichungen ergeben sich beispielsweise aufgrund eines unterschiedlichen Brennstoffbezugs. So weisen die CO_2-Vermeidungskosten, die sich durch den Ersatz eines älteren durch ein modernes Kohlekraftwerk ergeben, deutliche Unterschiede zwischen Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken auf (Perlewitz, 2004). Legt man eine Altersabhängigkeit der spezifischen Emissionen des bestehenden Kraftwerksparks zugrunde, ergibt sich zudem eine Abhängigkeit der CO_2-Vermeidungskosten vom Alter der ersetzten Anlage (Jäger, 2001).

Da die CO_2-Vermeidungskosten in Zukunft ein wichtiges betriebswirtschaftliches Entscheidungskriterium darstellen werden, ist es erforderlich für jede einzelne Maßnahme die energiewirtschaftliche Bewertung durchzuführen und laufend zu aktualisieren, um auf die Entwicklung des Marktpreises für Emissionsrechte einerseits und Preisentwicklungen im Anlagenbau andererseits ergebnisorientiert reagieren zu können. Dazu ist auch eine exakte Kenntnis der spezifischen CO_2-Emissionen der Prozesse vor und nach der Minderungsmaßnahme erforderlich.

Kommen Techniken zum Einsatz, die CO_2-Emissionen dadurch reduzieren, dass ein reiner CO_2-Stoffstrom zur Verfügung gestellt wird, kommen zu den Kosten der eigentlichen CO_2-Separation aus dem Prozess, Kosten für den Transport und die Lagerung des CO_2 hinzu. Diese Kosten fallen an, um das CO_2 ausgehend von der Emissionsquelle (Kraftwerk) möglichst dauerhaft aus dem natürlichen Kohlenstoffkreislauf zu entfernen. Falls die Kosten des Transports und der Lagerung ebenfalls von den emissionsverursachenden Unternehmen zu tragen sind, müssen diese zu den Vermeidungskosten, die ausschließlich die Kosten der Bereitstellung des reinen CO_2 (zumeist in verflüssigter Form) darstellen, addiert werden. In unachstehender Grafik sind aus diesem Grund neben Vermeidungskosten verschiedener Verfahren auch die spezifischen Kosten für Transport und Speicherung aus einigen Literaturquellen aufgeführt.

Zum Vergleich sind in der Grafik ebenfalls CO_2-Vermeidungskosten anderer Sektoren enthalten. Interessant ist das Ergebnis einer Studie des Umweltbundesamtes, wonach sich für die Einführung von Kraftfahrzeugen mit 50 %-verbrauchsreduzierten Ottomotoren (ULEV) deutlich negative CO_2-Vermeidungskosten ergeben (Kolke, 2001). Aufgrund des erheblichen Anteils des Verkehrssektors an den energiebedingten Emissionen in Europa resultiert daraus ein erhebliches Emissionsminderungspotenzial.

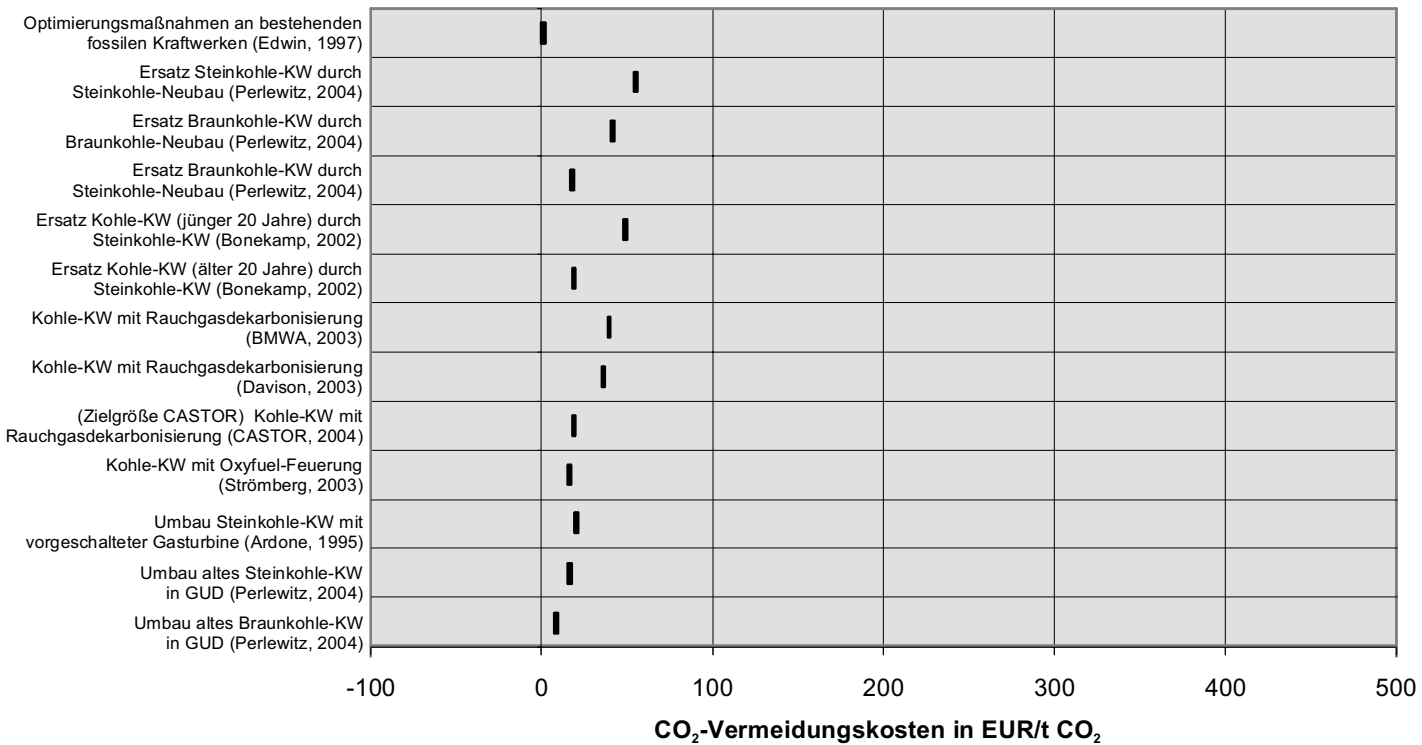


Bild 8.3: CO_2-Vermeidungskosten: Umbau-, Neubaumaßnahmen im Bereich Kohlekraftwerke

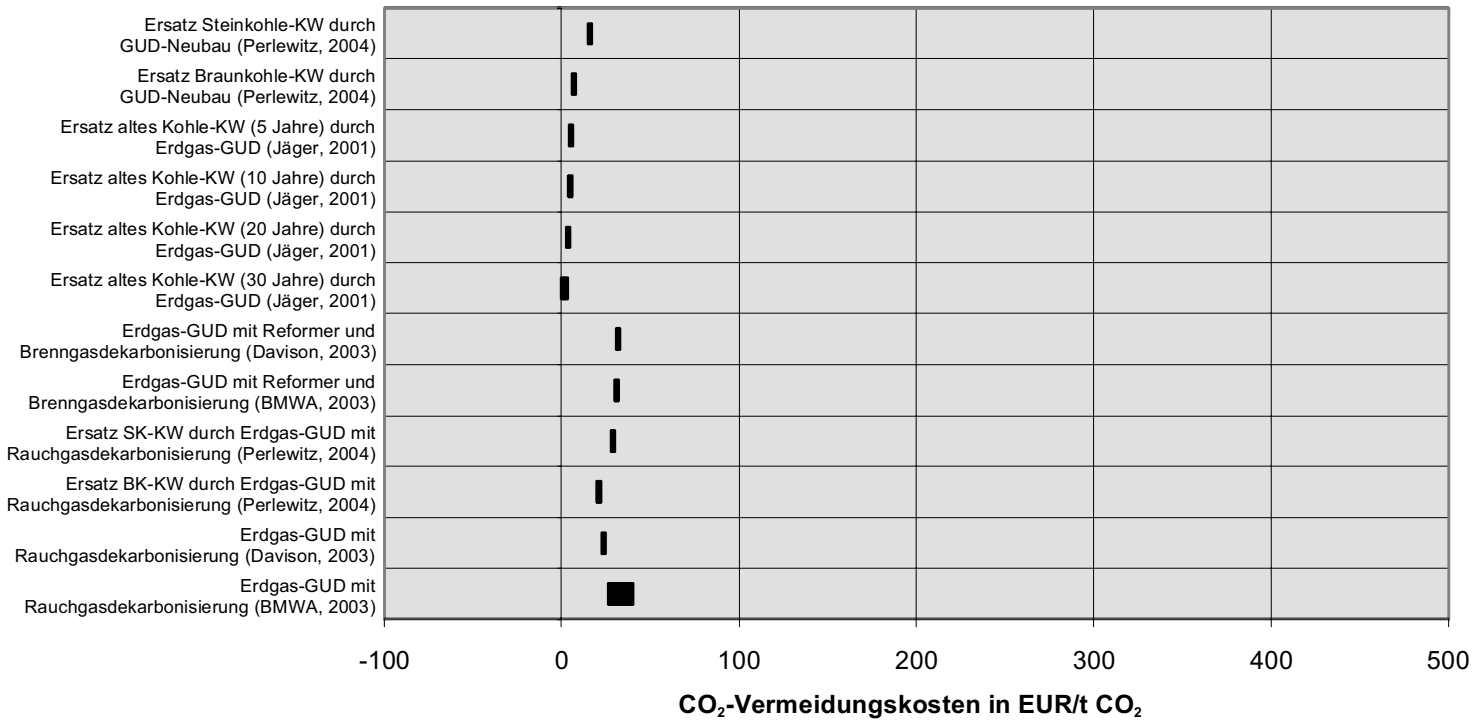


Bild 8.4: CO_2-Vermeidungskosten: Bereich Erdgas-GUD

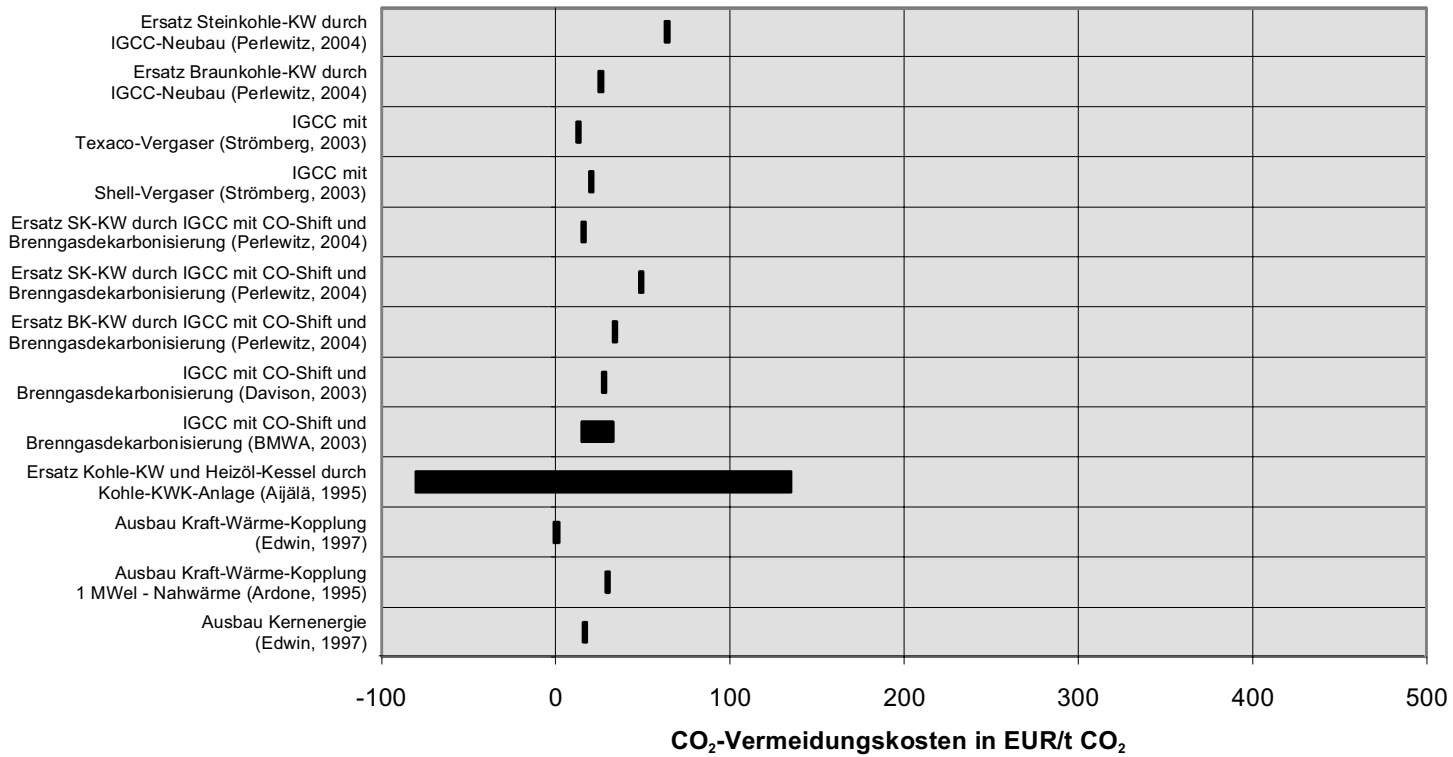


Bild 8.5: CO_2-Vermeidungskosten: Kombi-Kraftwerke mit Kohlevergasung

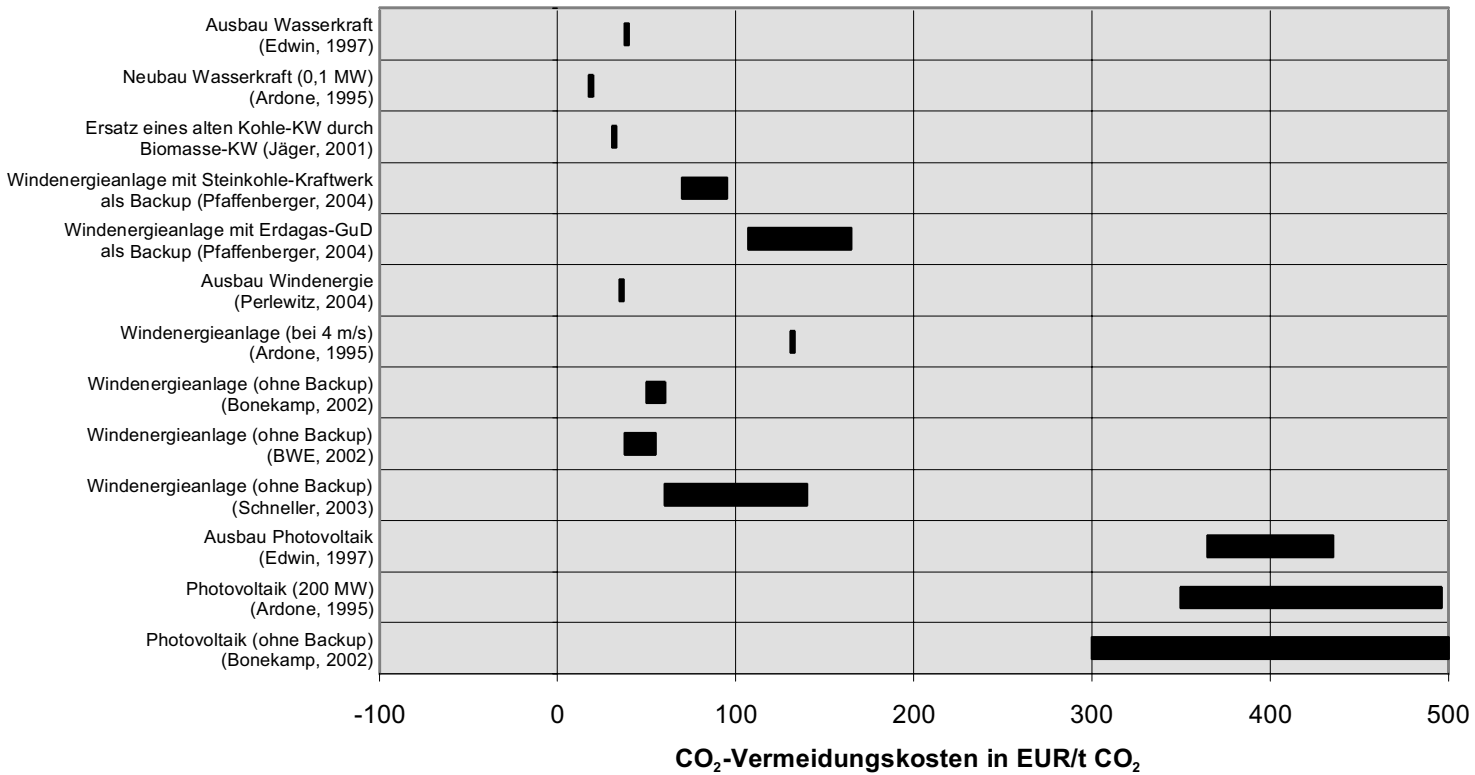


Bild 8.6: CO_2-Vermeidungskosten: Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen

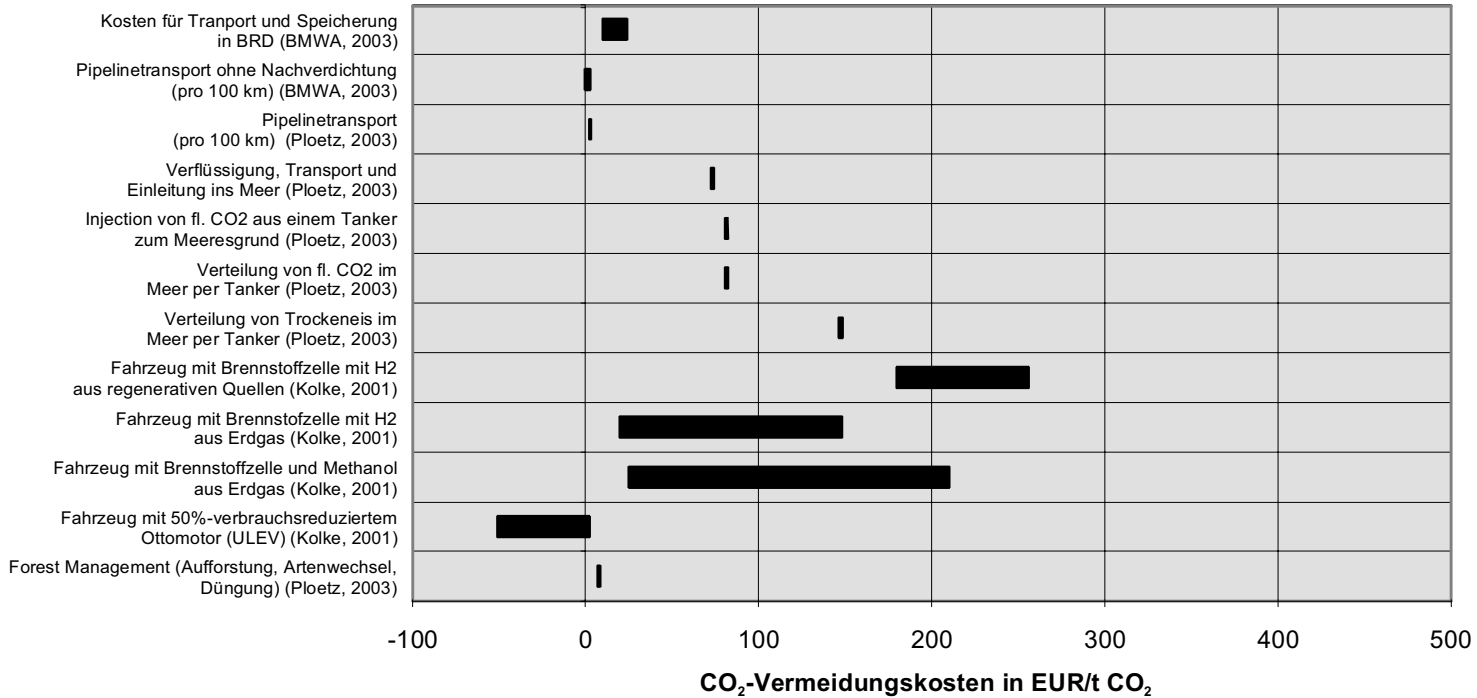


Bild 8.7: CO_2-Vermeidungskosten: Transport, Speicherung und Vermeidungskosten im Verkehrssektor

8.5 Zusammenfassung und Ausblick

Die CO_2-Vermeidungskosten und –mengen im Emissionshandel sind von sehr großer Bedeutung. Bereits in der Vergangenheit untersuchte, noch nicht durchgeführte Maßnahmen zur Brennstoffeinsparung bzw. zur Wirkungsgradsteigerung müssen vor diesem Hintergrund noch einmal neu untersucht und bewertet werden, um eine fundierte Kauf- oder Verkaufsentscheidung in Bezug auf die CO_2-Emissionsrechte treffen zu können. Dazu muss stets der konkrete Anlagenbezug gewahrt bleiben. Wie in Abschnitt 8.4 gezeigt, ist eine Fülle von Angaben zu den CO_2-Vermeidungskosten in der Literatur verfügbar. Zu einer fundierten Einordnung und Bewertung dieser Kosten ist die Kenntnis der zu Grunde gelegten Randbedingungen unbedingt erforderlich. Leider fehlen die diesbezüglichen Angaben in der Regel in den entsprechenden Quellen oder passen nicht zu dem betrachteten Anwendungsfall.

Aus der Beobachtung der Preise für Emissionsrechte (Point Carbon, 2004) kann geschlossen werden, dass auch in Zukunft ein veränderlicher CO_2-Emissionsrechtepreis zu erwarten sein wird. Auch vor diesem Hintergrund ist der Anlagenbetreiber gefordert. Er muss die eigenen spezifischen CO_2-Vermeidungs-kosten kontinuierlich beobachten, um die daraus resultierende CO_2-Vermeidungs-kostenkurve stets mit den aktuellen CO_2-Emissionsrechtepreisen abgleichen zu können. Bei einem solchen CO_2-Vermeidungskosten-Monitoring ist es unbedingt erforderlich, neben der Aktualisierung der Preise der einzelnen technischen Maßnahmen auch eine Aktualisierung der Technologiebewertung und Berücksichtigung der in der Zwischenzeit neu entwickelten Verfahren vorzunehmen. Damit gewinnen nun im Rahmen der Einsatz-, Investitions- und Neubauplanung die CO_2-Vermeidungskosten als neue Einflussgröße an zentraler Bedeutung, die für einen funktionierenden Emissionshandel unabdingbar ist.

Der Erfolg des Emissionshandels wird sich wohl nicht an der Emissionshandelsbörse, sondern vielmehr in den einzelnen Unternehmen und dort bei der Umsetzung von CO_2-Vermeidungsmassnahmen zeigen müssen, denn zu verkaufende Emissionsrechte müssen zuvor erst durch CO_2-Reduktionen eingespart und damit für den Handel verfügbar werden.

8.6 Literatur

Äijälä, M.; Salokoski, P.; Alin, J.; Siikavitra, H.; Nykänen, J.: CO2 reduction potential in power production and its cost efficiency, 1995.

Ardone, A.; Fichtner, W.; Tsai, W.; Wietschel, M.; Rentz, O.: Beitrag der Kraft-Wärme-Kopplung zur CO_2-Minderung im Vergleich mit anderen Optionen, Brennstoff – Wärme - Kraft, VDI-Verlag, Düsseldorf, Band 47, Nr. 6, S. 247 - 254, 1995.

BMWA-Dokumentation Nr. 527: Forschungs- und Entwicklungskonzept für emissionsarme fossil befeuerte Kraftwerke, Dezember 2003.

Bonekamp, B. A.; Lambertz: Moderne Kohletechnologien, Chancen für die Wirtschaft im Rahmen der Kyoto-Mechanismen. Zweiter Kongress "Zukunft für die Kohle", Juli 2002.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Gesetz über den Nationalen Allokationsplan für Treibhausgasemissionsberechtigungen in der Zuteilungsperiode 2005 bis 2007 – Entwurf, Berlin, 12. Dezember 2003.

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hrsg.): Nationaler Allokationsplan für die Bundesrepublik Deutschland 2005 - 2007 – Kabinettsbeschluss, Berlin, 31. März 2004.

Bundesverband WindEnergie e.V.: Die wichtigsten Zahlen zur Windenergienutzung in Deutschland im Jahr 2002.

CASTOR: IP Project in the 6th Framework, EU-Programme, 2004.

Cürten, H.-J.: Erprobte Maßnahmen zur Minderung von CO_2-Emissionen in bestehenden Anlagen, jupiter Workshop: Zur Sache Herr Ingenieur. Technische Emissionsminderungsmaßnahmen, http://www.jupiter-nrw.de/download/, Oberhausen, 24.11.2004.

Davison, J.: Comparison of CO2 abatement by use of renewable energy and CO2 capture and storage, IEA GHG R&D Programme, 2003.

Deckers, M.; Ulm, W.: Optimierung der Strömungsführung zur Verbesserung des Wirkungsgrades von Dampfturbinen. VDI-GET-Tagung „Entwicklungslinien der Energie- und Kraftwerkstechnik“, Siegen, 10./11.09.1996.

Dichtl, H.: CO_2-Vermeidung durch Optimierung der Anlagentechnik, jupiter Workshop: Zur Sache Herr Ingenieur. Technische Emissionsminderungsmaßnahmen, http://www.jupiter-nrw.de/download/, Oberhausen, 24.11.2004.

Edwin, K.-W.: Stromerzeugung aus Wasserkraft, Winderenergie und Globalstrahlung- Möglichkeit und Grenzen in Deutschland, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Jg. 47, Heft 12, S. 746-752, 1997.

Europäisches Parlament und europäischer Rate (Hrsg.): Richtlinie 2003/87/EG des europäischen Parlaments und des Rates vom 13. Oktober 2003 über ein System für den Handel mit Treibhausgasemissionszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG des Rates, deutsche Version des Amtsblatts der Europäischen Union, L275/32 bis L275/46, Brüssel, 25.10.2003.

Folke, C: Minderung der Kohlendioxidemissionen durch Erneuerung vorhandener Kohlekraftwerke in der Europäischen Union und dadurch verursachte Kosten, VDI-Verlag, Düsseldorf, Düsseldorf, Reihe 6, Nr.439, 2000.

Folke, C.; Pruschek, R.: CO_2-Emission-Reduction and Costs of Avoidance by Accelerated Substitution of Existing Coal-Fired Power Stations by Efficient State-of-the-Art Coal-Fired Power Stations. 4th International Conference on

Greenhouse Gas Control Technologies, Interlaken Conference Center, Switzerland August 30 -September 2, 1998.

Göttlicher, G.: Energietechnik der Kohlendioxidrückhaltung in Kraftwerken, VDI-Verlag, Düsseldorf, Düsseldorf, Reihe 6, Nr.421, 1999.

Hourfar, D.:Efficieny and Capacity Potentials in Existing Power Plants, VGB-PowerTech, Essen, 53-56, 08/2001.

Jäger, G.; Theis, K. A.: Increase of Power Plant Efficiency. VGB PowerTech 11/2001.

Jopp, K.: Mehrleistung durch Retrofit – Modernisierung des Kraftwerks Mehrum, Brennstoff – Wärme – Kraft, VDI-Verlag, Düsseldorf, 55. Jahrgang, Seite 56-58, 12/2003.

Kolke, R (UBA).: Car of the Future - Das Spannungsfeld zwischen umweltpolitischer Notwendigkeit und Selbstzweck. 3. EUROFORUM Fachkonferenz für die Automobilindustrie, März 2001.

Kranz, M.: Perspektiven der Kraft-Wärme-Kopplung, 8. Fachkongress Zukunftsenergien, Forum D, Vortag 4, www.energieland-nrw.de/aktuelles/veranst. php, 12.02.2004.

Marsh, G.: Carbon Dioxide Capture and Storage – A Win-Win Option?, www.dti.gov.uk/energy/coal/cfft/co2capture/CO2Reportv5.pdf, 2003.

European Thematical Network (Hrsg.): CO2Net – EU funded dissemination project dealing with CO_2 capture, www.co2net.com, 2004.

Perlwitz, H.; Mikosch, B.; Fichtner, W.; Rentz, O.: Investitionsoptionen zur CO_2-Emissionsminderung, Brennstoff – Wärme – Kraft, VDI-Verlag, Düsseldorf, 56. Jahrgang, Seite 63-66, 3/2004.

Pfaffenberger, W.; Hille, M.: Investitionen im liberalisierten Energiemarkt: Optionen, Marktmechanismen, Rahmenbedingungen, Januar 2004.

Ploetz, C.: Sequestierung von CO2: Technologien, Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen. Externe Expertise für das WBGU-Hauptgutachten 2003 "Welt im Wandel: Energiewende zur Nachhaltigkeit".

Point Carbon, www.pointcarbon.com, 2004.

Rukes, B.; Wittchow, E.: Überblick über wirkungsgradsteigernde Maßnahmen bei Dampfkraftwerken, VDI-GET-Tagung „Entwicklungslinien der Energie- und Kraftwerkstechnik“, Siegen, 10./11.09.1996.

Scharf, R.; Meisel, L.: Wirkungsgraderhöhung im Kraftwerk Wilhelmshaven durch eine Zweigturbine, PowerTech, Essen, 49-53, 01/2000.

Schneller, C.: Erneuerbare Energie zwischen Anspruch und Wirklichkeit: Ein Appell für ein nationales Windkonzept. VGB PowerTech 6/2003.

Seifritz, W.: Zur Begriffsbestimmung CO_2-entsorgter fossiler Kraftwerke, Brennstoff – Wärme - Kraft, VDI-Verlag, Düsseldorf, Volume 44, Number 6, S. 269-270, 1992.

Strömberg, L.: Overwiev of CO2 Capture and Storage - technology and economics for coal based power generation. VGB-Kongress "Kraftwerke 2003", September 2003.

Ulreich S., Wagner R.: Hedging von Emissionsrisiken bei einem Energieversorgungsunternehmen,
ww.conenergy.com/service/dokumentationen/dokumentationen.html,
18.03.2002.

VGB PowerTech Service GmbH (Hrsg.): Konzeptstudie – Referenzkraftwerk Nordrhein-Westfalen, Förderkennzeichen: 85.65.69 - T - 138, Essen, 02/2004.

This page intentionally left blank

9 Substitution fossiler Energieträger durch Biomasse

Hendrik Reimer

9.1 CO_2- und Stoffkreislauf

Die Verminderung der Treibhausgasemissionen - eine Verpflichtung unserer Generation im Rahmen der nachhaltigen Ressourcennutzung - wird durch internationale Abkommen (Protokoll von Kioto, Burden-Sharing-Agreement und Emissionshandels-Richtlinie der EU), nationale Selbstverpflichtungen, Selbstverpflichtungen der Industrie und regionale/kommunale Verpflichtungen (Agenda 21) im gesellschaftlichen Konsens konkretisiert. Der Einsatz regenerativer Energien muss dabei merkliche Einsparungsbeiträge liefern.

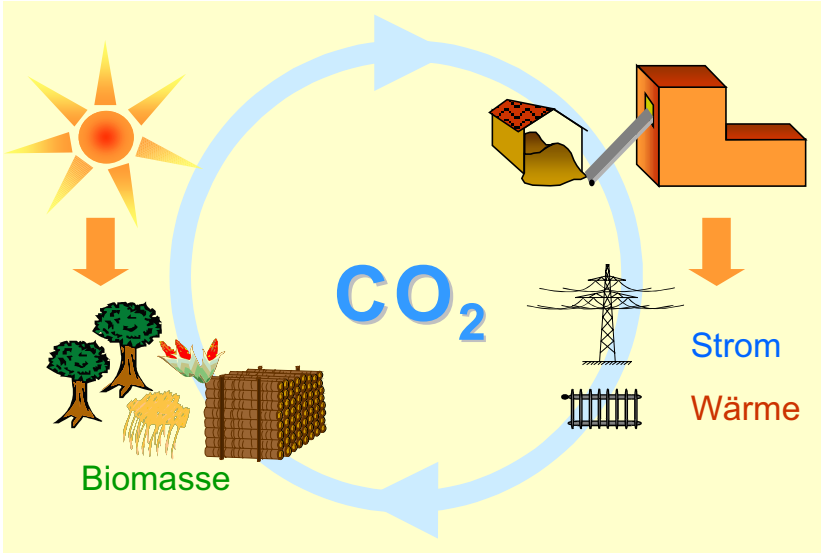


Bild 9.1: Der biologische Kreislauf der Biomasse

Bei den nutzbaren Ausbaupotenzialen regenerativer Energien ist die verstärkte energetische Nutzung von Biomasse eine wesentlichen Säule. Während Windenergie zur Zeit noch boomt, bleiben die Zuwächse bei der Energieversorgung aus Biomasse weit hinter den Potenzialen zurück, obwohl gerade bei fester Biomasse gespeicherte Sonnenenergie in festen Brennstoffen vorliegt. Damit werden Kraftwerke basierend auf Biomasse - anders als bei Sonne und Wind - ähnlich sicher verfügbar wie bei fossilen Brennstoffen (Kohle, Öl, Gas). Außerdem besitzt der Energieträger Biomasse auch eine Vielzahl volkswirtschaftlicher Vorteile, die ihn zu einem bedeutsamen Element einer zukunftsfähigen Energiepolitik machen.

Das Bild 9.1 stellt in vereinfachter Form den Lebensweg von Biomasse dar. Grundlage der Biomasseentstehung ist die Photosynthese, bei der unter Einwirkung der Sonnenenergie die nachhaltige Produktion von Biomasse durch die Umwandlung von CO_2 und Wasser unter Freisetzung von Sauerstoff stattfindet. Am Ende der Lebenskette steht die Verwertung durch energetische Nutzung oder biologischen Abbau. In beiden Fällen wird dabei die gleiche Menge Kohlenstoff in Form von CO_2 frei, die bei der Bildung der Biomasse gebunden wurde.

9.2 Begriffsbestimmung Biomasse

Biogene Festbrennstoffe sind Brennstoffe organischer Herkunft, die zum Zeitpunkt ihrer energetischen Nutzung in fester Form vorliegen. Die zur energetischen Nutzung in Frage kommenden Biomassen lassen sich prinzipiell als Anfall- und Anbaubiomassen kategorisieren. Als Anfallbiomassen werden biogene Festbrennstoffe wie z.B. Stroh, Waldrestholz und Industrierestholz bezeichnet, die als Reststoffe bei der auf die stoffliche Verwertung ausgerichteten land- und forstwirtschaftlichen Flächennutzung sowie bei deren industriellen Weiterverarbeitung anfallen. Als Anbaubiomassen bezeichnet man biogene Festbrennstoffe wie z.B. Getreide-Ganzpflanzen, Schilfe, Gräser und schnellwachsende Hölzer, die ausschließlich mit dem Ziel der energetischen Nutzung land- oder forstwirtschaftlich erzeugt wurden.

Entsprechend der EG-Richtlinie 2001/77/EG vom 27.09.2001 zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen wird Biomasse als der biologisch abbaubare Anteil von Erzeugnissen, Abfällen und Rückständen der Landwirtschaft (einschließlich pflanzlicher und tierischer Stoffe), der Forstwirtschaft und damit verbundener Industriezweige sowie der biologisch abbaubare Anteil von Abfällen aus Industrie und Haushalten beschrieben.

Das „Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien“ (EEG) vom 29. März 2000 regelt in Deutschland die Abnahme und Vergütung von Strom, der aus regenerativen Energieträgern gewonnen wird. Ziel dieses Gesetzes ist es, im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen und den Beitrag erneuerbarer Energien an der Stromversorgung deutlich zu erhöhen, um entsprechend den Zielen der EU und der Bundesrepublik Deutschland den Anteil erneuerbarer Energien am gesamten Energieverbrauch bis zum Jahr 2010 mindestens zu verdoppeln. Die Biomasseverordnung (BiomasseV) vom 21.06.2001 regelt, welche Stoffe als Biomasse gelten und welche technischen Verfahren zur Stromerzeugung aus Biomasse Anwendung finden.

Biomasse im Sinne dieser Verordnung sind Energieträger aus Phyto- und Zoomasse. Hierzu gehören auch aus Phyto- und Zoomasse resultierende Folge- und Nebenprodukte, Rückstände und Abfälle, deren Energiegehalt aus Phyto- und Zoomasse stammt. Nicht als Biomasse im Sinne dieser Verordnung gelten: gemischte Siedlungsabfälle aus privaten Haushaltungen sowie ähnliche Abfälle aus anderen Herkunftsbereichen, Torf, Altholz, welches nicht den Kategorien AI bis AIV (Altholzverordnung vom 15. August 2002) zuzuordnen sind, Papier, Pappe, Karton, Klärschlämme im Sinne der Klärschlammverordnung (Ausnahme nach §4 der BiomasseV) sowie Textilien, Tierkörper, Tierkörperteile und Erzeugnisse, die nach dem Tierkörperbeseitigungsgesetz in vorgegebenen Anlagen zu beseitigen sind.

In der Tabelle 9.1 sind Emissionsfaktoren (CO_2) für verschiedene Brennstoffe sowie spezifische Heizwerte (Hu) aufgeführt. Der Emissionsfaktor für Biomasse ist Null.

Tabelle 9.1: Emissionsfaktoren und Heizwerte verschiedener Brennstoffe

Emissionswert [t CO_2 / TJ]		Heizwert Hu [MJ / kg]	
Steinkohle	92	Steinkohle	30
Braunkohle	94	Braunkohle	20
Heizöl EL	74	Heizöl EL	42
Biomasse	0	Holz	18
		Stroh	17
		Gras	14
Klärschlamm	3	Klärschlamm	4 - 14
Hausmüll	45	Restabfall MBA	14 - 22

9.3 Biomassepotenzial und Stand der energetischen Nutzung

Die Verwendung regenerativer Energien ist neben der rationellen Energienutzung die wichtigste Option zum Übergang in eine nachhaltige und klimaverträgliche Energieversorgung. Die Chancen für Markterschließung sind in Deutschland sehr hoch, da das vorhandene Biomassepotenzial nur zu einem kleinen Teil ausgeschöpft wird.

In der Tabelle 9.2 ist das technische Potenzial verschiedener biogener Brennstoffe dargestellt. Das technische Potenzial beschreibt den Anteil der jeweils betrachteten Energieträger am theoretischen Potenzial (theoretisch physikalisch nutzbare Angebot), der unter Beachtung der vorliegenden technischen Restriktionen nutzbar ist.

Tabelle 9.2: Technisches Potenzial biogener Brennstoffe

Brennstoff	Technisches Potenzial [GWh/a]
Feste Biomasse aus Energiepflanzen	192.000 – 240.000
Stroh	29.000
Waldrestholz	39.500
Industrierestholz	12.000
Altholz	23.000
Gülle	23.000
Deponiegas	5.000
Klärgas	7.500
Klärschlamm	7.000
Tiermehl	3.200
Abfälle zur Verwertung	34.000
Abfälle zur Beseitigung	48.000

In der Summe kann in Deutschland von einem Gesamtaufkommen holzartiger Biomasse in der Größenordnung von rund 24 Mio. t/a mit etwa gleichbleibender Tendenz ausgegangen werden. Das Gesamtaufkommen teilt sich wie folgt auf:

- Waldrestholz: ca. 6 Mio. t/a,
- Industrierestholz (AI, AII): ca. 10 Mio. t/a,
- Altholz (AI bis AIV): ca. 8 Mio. t/a.

Temporäre Änderungen/Schwanken sind vor allem bei den ersteren beiden Kategorien zu verzeichnen und beispielsweise auf wechselnde Intensität der Forstbewirtschaftung (z.B. infolge Sturmschäden) und konjunkturelle Schwankungen in der holzver- und holzbearbeitenden Industrie zurückzuführen.

Eine Brennstoffoption sind unbelastete Biomassen z. B. aus dem Wald oder speziell angebaute Energiepflanzen wie z. B. Kurzumtriebsgehölze oder Chinaschilf. Problematisch bezüglich der energetischen Nutzung der oft halmgutförmigen Energiepflanzen sind die niedrigeren Ascheerweichungstemperaturen und die erhöhten Chlorgehalte im Vergleich zu Holz. Dadurch erhöht sich das Risiko von Versinterungen, Verschlackungen sowie von Korrosionserscheinungen im Feuerraum. Weiterhin weisen halmgutförmige Brennstoffe oftmals einen höheren Stickstoffgehalt auf.

In Deutschland fallen im Rahmen der Getreideproduktion jährlich ca. 40 Mio. t Getreidestroh an. Bei einer nur 20-prozentigen energetischen Nutzung würde damit ein Energieträgerpotenzial von ca. 110 PJ/a nachhaltig zur Verfügung stehen. Gegenwärtig wird davon nur ein sehr geringer Anteil energetisch verwertet (ca. 1 bis 3 PJ/a). Das liegt vor allem an den in der Vergangenheit niedrigen Preisen für fossile Energieträger, einem (noch) ausreichenden Angebot an preiswerten

Reststoffen (z.B. Gebrauchtholz) und den schwierigeren verbrennungstechnischen Eigenschaften von Stroh.

Auch die Abfallwirtschaft stellt ein nicht unerhebliches Potenzial an biogenen Brennstoffen zur Verfügung. Die in Deutschland übliche Form der thermischen Behandlung von Abfällen, insbesondere von Siedlungsabfällen, besteht in der Verbrennung in Großanlagen. Eine dezentrale hocheffiziente Energiegewinnung aus Abfällen stellt eine Alternative hierzu dar und wäre vor dem Hintergrund der geringen Brennstoffkosten (bzw. der zu erzielenden Entsorgungserlöse) grundsätzlich wirtschaftlich interessant.

Das Bild 9.2 zeigt die Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien in Deutschland für das Jahr 2001, wobei zwischen der Wärme-, Strom- und Kraftstofferzeugung unterschieden wird. Auf die Bereitstellung von Wärme entfiel mit 56,6 % vor der Erzeugung von elektrischen Strom mit 38,8 % der größte Anteil. Die Herstellung von Kraftstoffen aus Biomasse (hauptsächlich Rapsmethylester) spielt mit 4,6 % eine untergeordnete Rolle. Bezogen auf den Nettostromverbrauch in Deutschland haben die erneuerbaren Energien einen Anteil von 7,8 %, wovon jedoch lediglich ca. 13 % auf die energetische Nutzung von Biomasse entfallen. Die Bereitstellung von Wärme aus erneuerbaren Energien erfolgt hauptsächlich durch den Einsatz fester Biomasse, vorwiegend in privaten Kleinfeuerungsanlagen. Der Anteil der Biomasse an den gesamten zur Wärmeversorgung eingesetzten Brennstoffen ist mit 3,9 % jedoch gering.

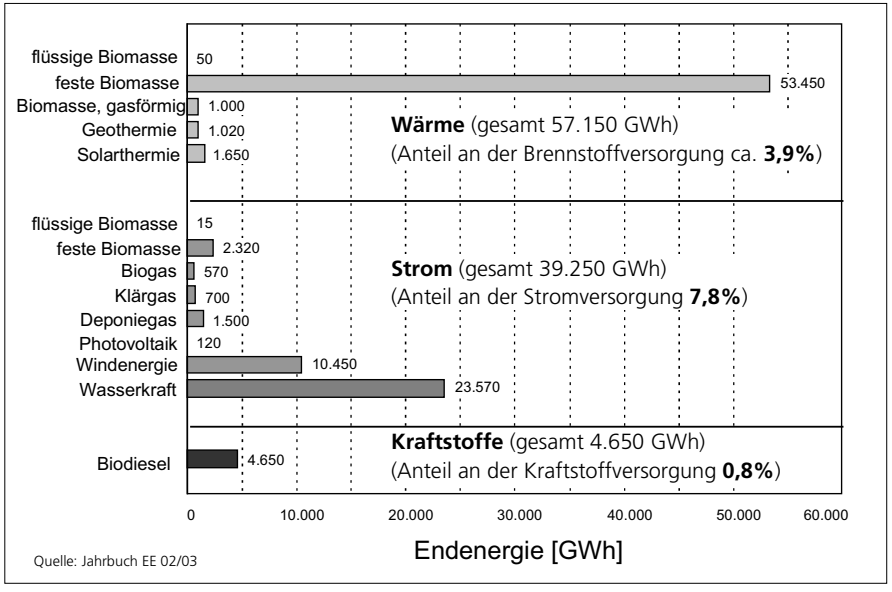


Bild 9.2: Energiebereitstellung aus erneuerbaren Energien nach Anwendungsbereichen im Jahr 2001 (aus: F. Staiß, Jahrbuch Erneuerbare Energien 02/03. Bieberstein-Fachbuchverlag, Radebeul, 2003)

9.4 Varianten der energetischen Biomassenutzung

Die Energieerzeugung aus Biomasse ist mehr als die alleinige Umwandlung eines Biobrennstoffes in Nutzenergie. Sie vollzieht sich in einem komplexen Prozess, in dem neben den vertrauten Aspekten der Energieversorgung wie Umwandlungstechnik, Verteilsysteme und Bedarfsstruktur besonders die Eigenheiten des Energieträgers Biomasse von Bedeutung sind. Biogene Brennstoffe haben eine, bezüglich fossiler Energieträger, vergleichsweise geringe Energiedichte, stehen selten in einer genormten, gleichbleibenden Qualität zur Verfügung, fallen nicht kontinuierlich an und können nicht über ausgebaute, etablierte Märkte bezogen werden.

Die Nutzung von Holz als derzeit wirtschaftlichster Bioenergieträger ist insgesamt am weitesten vorangeschritten. Ein Großteil der energetischen Holznutzung erfolgt durch Holzfeuerungsanlagen ausschließlich zur Wärmeerzeugung. Nur wenige Anlagen arbeiten derzeit auf der Basis von Kraft-Wärme-Kopplung und erzeugen zusätzlich zur Wärme auch elektrischen Strom. Es zeigt sich, dass die meisten Betreiber von energetischen Biomassenutzungsanlagen über individuelle oder firmeneigene biogene Brennstoffe verfügen, wie Privatwaldbesitzer oder Firmen der holzbe- und verarbeitenden Industrie. Die größeren Energieerzeugungsanlagen werden hauptsächlich von Unternehmen oder kommunalen Einrichtungen betrieben, die nicht selbst über ausreichende biogene Brennstoffe verfügen und somit die Biomasse käuflich erwerben müssen.

Für eine energetische Nutzung von Biomasse existieren zahlreiche technische Lösungen für unterschiedliche Leistungsbereiche. Im Bild 9.3 sind die wichtigsten Pfade der energetischen Biomassenutzung dargestellt.

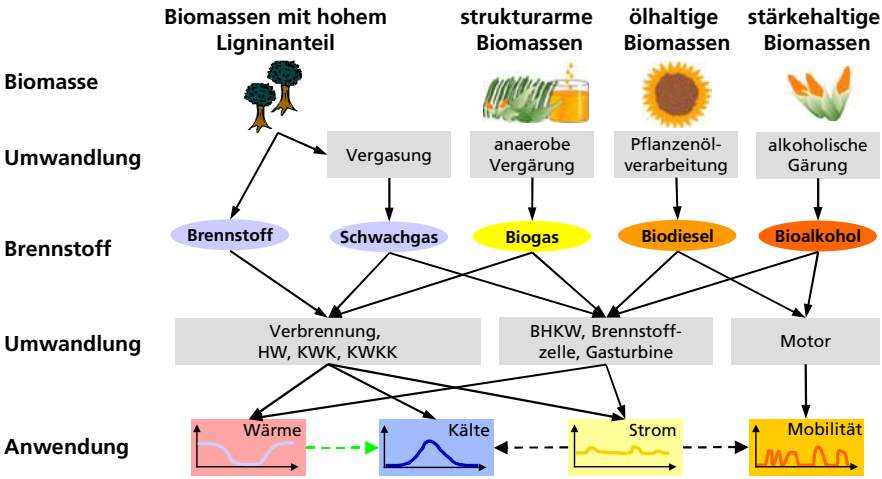


Bild 9.3: Konversionswege von biogenen Brennstoffen

Die heute bevorzugte und am meisten verbreitete Technologie der Energieerzeugung aus Biomasse ist die Verbrennung in einer (Dampf-) Kesselanlage. Bei der Verbrennung kohlenstoffhaltiger Festbrennstoffe wie Holz entsteht dabei ein heißes Rauchgas, dessen Wärmeenergie in nutzbare Energieformen umgewandelt wird. Bei der Vergasung von Holz hingegen wird die im festen Biobrennstoff gespeicherte chemische Energie weniger in thermische Energie umgewandelt als vielmehr zum größten Teil wiederum in chemische Energie (Heizwert des Produktgases). Die Fermentation von Biomasse mit anschließender Nutzung des Biogases in Gasmotoren kommt hauptsächlich im landwirtschaftlichen Einzugsgebieten zur Anwendung. Aufgrund der stofflichen Struktur von Biomassen mit hohem Ligninanteil lassen sich diese biogenen Feststoffe sehr schlecht in einem Vergärungsprozess nutzen.

9.4.1 Mono-Verbrennung von fester Biomasse

Das Bild 9.4 stellt schematisch den Aufbau eines Biomasseheizkraftwerkes mit Rostfeuerungssystem und Stromgewinnung mittels einer Dampfturbine dar.

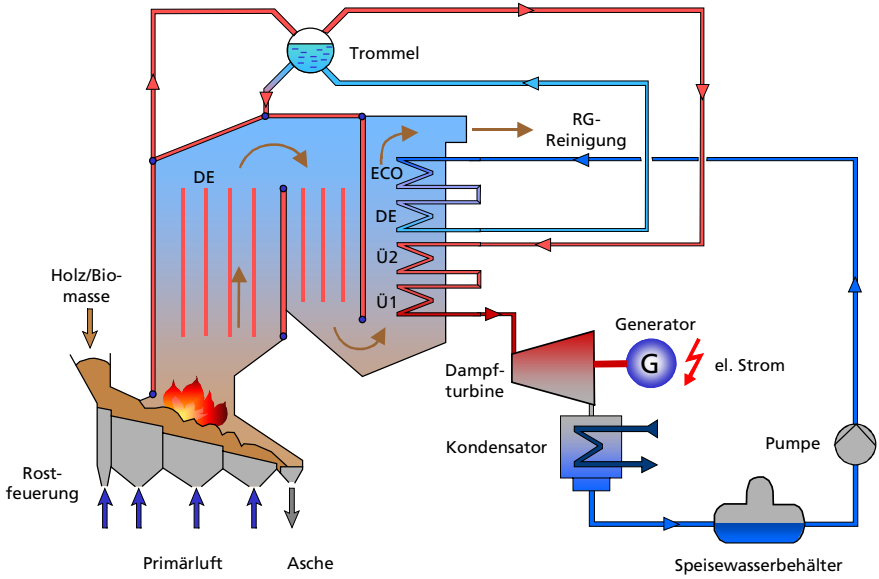


Bild 9.4: Biomasseheizkraftwerk mit Dampfturbinenprozess

Bei der Verbrennung handelt es sich um eine nahezu vollständige Oxidation des Brennstoffes, wobei thermische Energie in Form der Rauchgaswärme erzeugt wird. Als mögliche Verbrennungsverfahren stehen verschiedene Feuerungstechniken zur Auswahl. Die Wahl des Feuerungssystems hängt neben der Anlagengröße

von der Form der Biobrennstoffe (z.B. Späne, Häcksel, Pellets) ab. Die meisten Anlagenkonzepte für den Einsatz von Holz sind technisch ausgereift, erprobt und am Markt verfügbar. Als Feuerungsanlagen kommen vorrangig Rostfeuerungen sowie bei Anlagen mit einer Feuerungswärmeleistung größer 50 MW Wirbelschichtfeuerungen zum Einsatz. Für sehr feine und staubförmige Brennstoffe können auch Einblasfeuerungen zur Anwendung kommen. Zur Reduktion von Stickoxid, Staub und anderen Schadstoffen stehen effiziente Techniken der Abgasreinigung zur Verfügung.

Die energetisch vorteilhafte Kraft-Wärme-Kopplung wird auch beim Einsatz von Holz als Energieträger über den klassischen Dampfturbinenprozess angestrebt, der dadurch gekennzeichnet ist, dass in einem Kessel überhitzter Dampf erzeugt wird, der anschließend in einer Dampfturbine entspannt wird, wobei die Turbine einen Generator zur Stromerzeugung antreibt. Infolge der spezifischen Investitionskosten sind diese Systeme aber erst bei Anlagen ab etwa 10 MW thermischer Leistung wirtschaftlich. Der Dampfturbinenprozess erfordert einen relativ hohen Aufwand für den Dampf-/ Speisewasserkreislauf und gestattet im für die dezentrale Anwendung relevanten Leistungsbereich nur geringe elektrische Wirkungsgrade von unter 20 %. Dieses niedrige Verhältnis von Strom- zu Wärmeerzeugung ist wirtschaftlich ungünstig, da der Wärmeabsatz stets problematisch ist und bei der Stromerzeugung eine höhere Wertschöpfung erreicht wird. Da die spezifischen Investitionskosten von Dampfturbinen mit sinkender Leistung stark ansteigen, die Wirkungsgrade jedoch stark abnehmen, können solche Anlagen erst oberhalb einer elektrischen Leistung von 2 bis 3 MW betriebswirtschaftlich günstig eingesetzt werden. Im Bereich kleinerer Leistung arbeiten Verbrennungsanlagen als reine Heizwerke. Seit einiger Zeit werden ORC-Verfahren (Organic Rankine Cycle) mit den gleichen Komponenten wie beim Dampfprozess entwickelt, wobei durch die Verwendung von niedrigsiedendem organischen Wärmeträgeröl auf Basis eines niedrigeren Temperaturniveaus Biomasse energetisch genutzt wird.

Entsprechend § 4 Abs. 3 der BiomasseV kann aus Klärschlamm im Sinne der Klärschlammverordnung erzeugtes Synthesegases bis zu einem Anteil von 10 vom Hundert des Energiegehalts in Anlagen nach Abs. 1 und 2 der BiomasseV mitverbrannt werden, wobei der erzeugte Strom gemäß dem EEG mit dem jeweiligen Satz für Biomasse vergütet wird. Das Bild 9.5 zeigt das Verfahrensschema zur integrierten energetischen Nutzung von Klärschlamm und Biomasse durch Vorvergasung des Klärschlamms und Einspeisung des Brenngases in ein Heizkraftwerk. Der in einer vorgelagerten Trocknungsanlage getrocknete Klärschlamm wird in der Vergasungsanlage zu Synthesegas umgewandelt, welches in die Biomassefeuerung geleitet und dort mitverbrannt wird. Ziel ist die energetische Nutzung eines kostengünstigen Ersatzbrennstoffes unter Ausnutzung von Synergien mit der Kraftwerksanlage. Die gezeigte Anordnung erfüllt die Anforderungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und der Biomasseverordnung (BiomasseV) hinsichtlich der Vergütung des erzeugten Stromes. In der Vergasungsanlage können neben Klärschlamm auch weitere Einsatzstoffe energetisch verwertet werden, die als Biomasse entsprechend der Biomasseverordnung anerkannt sind. Einsetzbare Brennstoffe sind alle Arten biogener Brennstoffe, die hinsichtlich ihrer Auf-

bereitungsform feinstückig, pulverig oder pastös und die infolge dessen für die konventionelle Rostfeuerung ungeeignet sind.

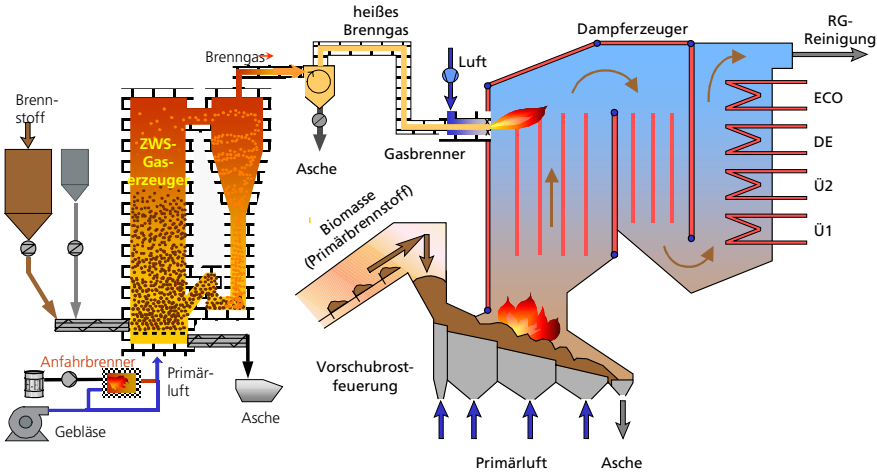


Bild 9.5: Integrierte energetische Nutzung von Biomasse und Klärschlamm

Neben der Substitution fossiler Brennstoffe durch die Errichtung von Anlagen zur Mono-Verbrennung von Biomasse stellt die gemeinsame Nutzung von biogenen Brennstoffen und fossilen Energieträgern in einer Feuerungsanlage (Co-Verbrennung) eine weitere Möglichkeit zur Senkung der anlagenspezifischen CO_2-Emissionsfaktoren dar. Im Bild 9.6 sind mögliche Varianten der energetischen Biomassenutzung in bestehenden Verbrennungsanlagen dargestellt.

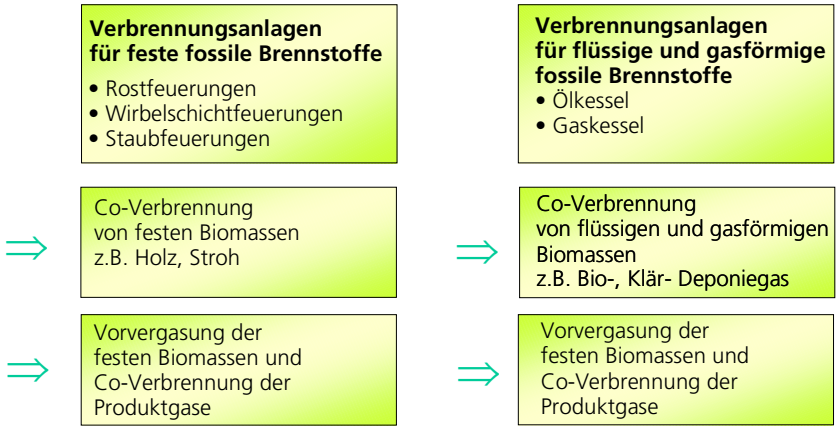


Bild 9.6: Varianten der energetischen Biomassenutzung in bestehenden Verbrennungsanlagen

9.4.2 Co-Verbrennung von fester Biomasse

Die Co-Verbrennung von fester Biomasse bietet ein hohes und schnell verfügbares Einsatzpotenzial zur Biomassenutzung aufgrund der großen vorhandenen Kraftwerkskapazitäten. Die Großkraftwerke weisen hohe Stromerzeugungs-Wirkungsgrade im Vergleich zu dezentralen Mono-Biomasse-HKW mit hoher Verfügbarkeit des Basisbrennstoffes bei saisonalen Biomasseanfall auf. Die Umrüstung vorhandener Kraftwerke erfordert relativ geringe zusätzliche Investitionskosten.

Der Anteil biogener Brennstoffe an der Gesamtleistung wird begrenzt durch die Größe des wirtschaftlich sinnvollen Einzugsbereiches zur Biomassebereitstellung. In Abhängigkeit von der vorhandenen Verbrennungstechnologie werden spezielle Anforderungen an den Aufbereitungszustand der biogenen Festbrennstoffe gestellt. Der Einsatz von Biomasse führt aufgrund der geringeren Energiedichte zu einem höheren Brennstoffvolumenstrom (z.B. Verdopplung des Brennstoffvolumenstromes bei 10 %-Leistungsanteil Stroh).

Zu beachten sind Unterschiede im Verbrennungsablauf im Vergleich zum Basisbrennstoff aufgrund der Zusammensetzung der Biomassen (z.B. Flüchtigengehalt, Wassergehalt, Aschegehalt). Hohe Chlorgehalte im biogenen Brennstoff können zu einer erhöhten Hochtemperaturkorrosion (Überhitzerheizflächen) und niedrige Ascheschmelzpunkte zu Verschlackungen führen. Unterschiede in der Aschezusammensetzung können dazu führen, dass bestehende Ascheverwertungswege nicht mehr genutzt werden können.

9.4.3 Co-Verbrennung gasförmiger Brennstoffe aus Biomasse

Die Umrüstung bestehender, bisher mit Öl oder Erdgas befeuerter Öfen (z. B. Wärmebehandlungsöfen, Brennöfen, Kalzinierung) bzw. Kessel auf den Betrieb mit biogenen Festbrennstoffen bzw. die Erweiterung des Brennstoffsortimentes bestehender Feststofffeuerungen auf „problematische“ Brennstofffraktionen (z. B. stark inhomogene Holzmischungen mit Feinfraktionen, oder Papier- und Klärschlamm) ist mit konventionellen Verbrennungsanlagen i.d.R. nicht darstellbar. Eine Brennstoffsubstitution und Anlagenumrüstung bestehender Ofen- bzw. Kesselanlagen wird jedoch möglich, wenn eine Gaserzeugung vorgeschaltet wird, die den festen Ersatzbrennstoff in Brenngas umwandelt.

Die Konversion der chemischen Energie fester Brennstoffe in einen gasförmigen Zustand durch Vergasungstechnik erfährt in jüngerer Vergangenheit eine Wiederbelebung. Hierbei sind es vor allem Bestrebungen, aus Biobrennstoffen „grünen Strom“ zu erzeugen, welche die Entwicklung antreiben. Im kleinen und mittleren Leistungsbereich wird hier insbesondere ein Zugewinn durch den effizienten Einsatz von Verbrennungskraftmaschinen (z.B. Gasmotoren-BHKW) erwartet. Für diese Art der Anwendung ist in der Regel eine sorgfältige Gasaufbereitung erforderlich, damit besonders teerartige Nebenprodukte der Vergasung, die bei der hier notwendigen Abkühlung des Gases kondensieren, nicht zu Betriebsbeeinträchtigungen führen. Wird das den Gaserzeuger mit hoher Temperatur verlassende Brenngas direkt ohne nennenswerte Abkühlung genutzt (verfeuert), so

stellen kondensierbare Nebenprodukte kein Problem dar. Aus diesem Grund kann für die nachfolgend beschriebenen Anwendungen das technische Risiko aus Sicht der teerartigen, bei hoher Temperatur gasförmig vorliegenden Nebenprodukte als nicht vorhanden angesehen werden. Der zuverlässige Betrieb ausgeführter Anlagen in diesem Sektor unterstreicht dies. Darüber hinaus gilt für Wirbelschichtvergaser, dass sie außerordentlich zuverlässig und gleichmäßig arbeiten und aufgrund einfacher Bauart kostengünstig zu fertigen sind. Die Vergasungstechnik kann daher für die beschriebenen Anwendungsgebiete als Stand der Technik angesehen werden.

Das Bild 9.7 veranschaulicht in vereinfachter Form die grundsätzliche technische Anordnung zur Brenngaserzeugung aus festen Brennstoffen in Wirbelschichtvergasern.

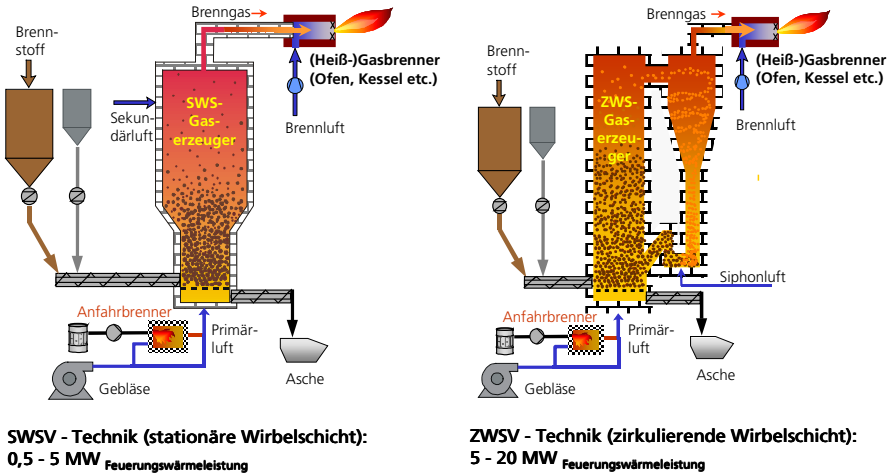


Bild 9.7: Gaserzeugung aus biogenen Brennstoffen

Der Wirbelschichtgaserzeuger besteht technisch im Wesentlichen aus einem senkrecht stehenden Reaktorraum, der oberhalb eines Düsenbodens mit inertem wirbelfähigem Bettmaterial (z. B. Sand) angefüllt ist und der von unten mit dem Vergasungsmittel (Luft) bei nahezu atmosphärischen Druck angeströmt wird. In dieses aufgewirbelte Bettmaterial wird der feinstückig aufbereitete Brennstoff eingebracht (auch Feinfraktionen sind hier somit verwertbar). Das Verhältnis von Brennstoff- zu Luftmenge wird so eingestellt, dass Luftmangelbedingungen (Luftverhältnis λ = 0,3...0,4) vorliegen. Die infolge der teilweisen Oxidation des Brennstoffs freigesetzte Wärmeenergie wird zur Vergasung bei Betriebstemperaturen von ca. 700 bis 900 °C genutzt. Die Strömungsgeschwindigkeit der Luftanströmung ist hoch genug, um den Feststoff im Vergaser zu fluidisieren, wobei sich der Zustand einer stationären Wirbelschicht (SWS) einstellt. Dabei erfüllt der wirbelnde Feststoff (Bettmaterial) die Funktion eines Wärmeträgers, der für eine gleichmäßige Verteilung der Wärme und somit gleichmäßige Temperaturvertei-

lung im Gaserzeuger sorgt. Mit zunehmender Gasgeschwindigkeit expandiert die Wirbelschicht und es werden Feststoffpartikel ausgetragen, die in einem Zyklon vom Gasstrom getrennt werden und über eine Rückführleitung wieder in den Vergasungsreaktor eingebracht werden. Diese Variante wird als zirkulierende Wirbelschicht bezeichnet (ZWS).

Der Wirbelschichtvergaser zeichnet sich durch einen einfachen und damit preiswerten anlagentechnischen Aufbau aus, da er ohne innere Heizflächen und bewegte Teile im Vergasungsraum auskommt. Die beiden zuvor gezeigten Varianten der Wirbelschichtvergasung sind, neben spezifischen Unterschieden im Einzelfall, für unterschiedliche Leistungsbereiche geeignet:

- SWSV-Technik (stationäre Wirbelschicht): 0,5 – 5 $MW_{Feuerungswärmeleistung}$
- ZWSV-Technik (zirkulierende Wirbelschicht): 5 - 20 $MW_{Feuerungswärmeleistung}$

Mit der Wirbelschichtvergasung und der anschließenden Verbrennung des heißen Brenngases können für Festbrennstofffeuerungen typische, elementare Unzulänglichkeiten umgangen werden. Aufgrund undefinierter Brennstoffqualitäten und einem hohem Maß an Anisotropie gerade bei Bio- und Ersatzbrennstoffen führt die direkte Verbrennung dieser Einsatzstoffe (beispielsweise in Rostfeuerungen) zu Ungleichverteilungen, Zonen- bzw. Totraumbildung und infolge dessen zu schwankendem Ausbrand, Gassträhnen, zeitlich und räumlich lokale Überhitzung, Verschlackung, etc.. Die mangelnden Eingriffsmöglichkeiten und die damit verbundene schlechtere Einstellbarkeit/Regelbarkeit der Festbrennstofffeuerung im Vergleich zu einer Gas- oder Flüssigbrennstofffeuerung können bei vorheriger Vergasung des festen Brennstoffs umgangen werden.

Ein Gasbrenner stellt prinzipiell den Idealzustand einer Verbrennungsvorrichtung dar. Der hohe Impulsaustausch im Brenner, die konstruktiv gut beeinflussbare Mischung von Brenngas und Brennluft sorgen für einen bestmöglichen Stoff- und Wärmeaustausch und somit für beste Brennstoffausnutzung. So sind Gasfeuerungen im Vergleich zu Festbrennstofffeuerungen generell besser einstellbar/regelbar, weisen ein besseres Teillastverhalten auf und sind auch für Anwendungen mit häufigen Laständerungen geeignet. Auch lässt der geringere Luftüberschuss bei Gasfeuerungen ($\lambda \approx 1{,}1$) und die damit verbundenen geringeren Abgaswärmeverluste generell einen höheren Wirkungsgrad zu, was sich wiederum positiv auf die Wirtschaftlichkeit auswirkt. Ferner sind hinsichtlich der Schadgasemissionen und der Breite des einsetzbaren Brennstoffspektrums signifikante Vorteile in Verbindung mit einer vorgeschalteten Wirbelschicht-Gaserzeugung zu erwarten:

- Bei der klassischen Holzverbrennung, die eine chemische Umwandlung unter Luftüberschuss darstellt, verbindet sich der Stickstoff des Brennstoffs mit dem Sauerstoff der Verbrennungsluft zu NO_X, welches in einer nachfolgenden Entstickungsstufe (SNCR) aus dem Rauchgas entfernt werden muss, um die vorgeschriebenen Emissionsgrenzwerte einzuhalten. Die Vergasung dagegen ist eine chemische Umsetzung unter Luftmangel bzw. Sauerstoffmangel.

In der dort herrschenden reduzierenden Atmosphäre reagiert ein Großteil des Brennstoffstickstoff zu Stickstoff (N_2). Der nicht direkt im Vergaser zu N_2 überführte Brennstoffstickstoff wird zunächst in Ammoniak (NH_3) umgewandelt. In der anschließenden (durch Luftstufung) gut kontrollierbaren Gasflamme (und bei Verbrennungstemperaturen vergleichbar der Betriebstemperatur einer SNCR-Stufe) wird das Ammoniak NH_3 weitgehend zu elementarem Stickstoff N_2 und Wasser und nicht zu NO_X umgesetzt. Dieser Effekt ist insbesondere beim Einsatz von Brennstoffen bedeutsam, die einen erhöhten Stickstoffanteil aufweisen. So liegen beispielsweise bei Monochargen aus Span- oder Faserplattenshredder (infolge der dort enthaltenen N-haltigen Bindemittel und Leime) typische N-Gehalte um den Faktor 25-30 höher als bei Naturholz und um den Faktor 2-3 höher als bei Altholz-Mischchargen. Durch die Technik der Vorvergasung und anschließende Gasfeuerung im gestuften Low-NO_x-Brenner kann hingegen auch bei solchen Brennstoffen die NO_x-Bildung deutlich gesenkt werden und somit Notwendigkeit des kostenintensiven Einsatzes von Sekundärminderungsmaßnahmen entfallen.

- Die Wirbelschichtvergasung liefert auch bei Brennstoffen variabler Feuchte und Stückigkeit sowohl über den gesamten Strömungsquerschnitt als auch über den zeitlichen Verlauf ein sehr homogenes Gas. Bei der konventionellen Rostfeuerung sind im Rauchgas dagegen immer - zeitlich schwankend - Strähnen von nur unvollständig verbranntem, gasförmigen Material vorhanden. Diese Schadstoffsträhnen mit erhöhten Kohlenmonoxid- oder Kohlenwasserstoffkonzentrationen bilden sich z. B., wenn auf dem Rost Bereiche mit sehr feuchtem Brennstoff existieren. Bei einer der Wirbelschichtvergasung nachgeschalteten Gasfeuerung ist dagegen durch die Gleichmäßigkeit des Produktgases, die hohe Turbulenz der Gasströmung und durch konstruktive Möglichkeiten der Strömungsführung die Voraussetzung für eine optimale Vermischung und Kontrolle des Verbrennungsvorgangs gegeben. Daraus resultiert ein weiter gesteigerter Wirkungsgrad, verbunden mit einem geringen Schadstoffausstoß.

9.4.4 Anwendungsbeispiele

Für eine verbesserte energetische Nutzung biogener (Ersatz-)Brennstoffe durch Wirbelschichtvergasung und anschließende Gasverfeuerung mittels Heißgasbrenner können zahlreiche lohnende Anwendungsfälle in Verbindung mit Kesselanlagen, Ofenprozessen oder vergleichbaren Anwendungen in der Energie- und Verfahrenstechnik identifiziert werden.

Das Basiskonzept der Vorvergasung fester Brennstoffe eignet sich grundsätzlich auch für den Einsatz in Verbindung mit bestehenden konventionellen Kraftwerken. Das in Bild 9.8 gezeigte Prinzip ist inzwischen einige Male großtechnisch realisiert worden. Die erste Anlage dieser Art wurde vor einigen Jahren in Lahti/Finnland in Betrieb genommen (50 MW ZWS-Vergaser für Altholz, Altreifen etc.). Kurz danach wurde ein ähnliches Konzept in Zeltweg/Österreich verwirklicht (10 MW ZWS-Vergaser für Holzhackschnitzel).

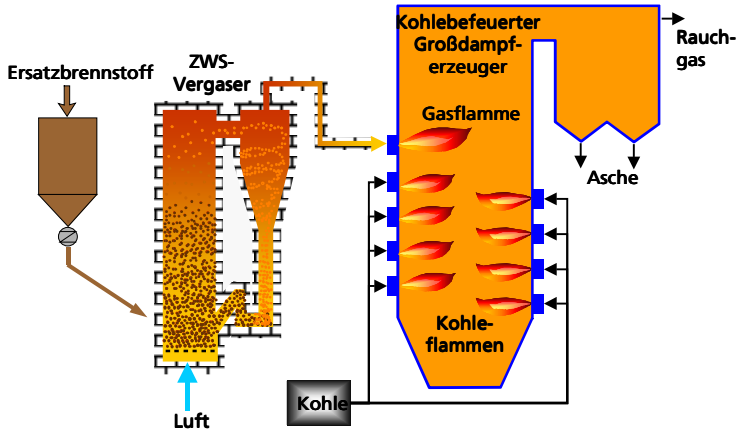


Bild 9.8: Vorschaltvergasung an einem kohlebefeuerten Großdampferzeuger

Weitere Anwendungsgebiete sind Ofenprozesse, bei denen die Qualität des im Ofen behandelten Produktes durch die Verbrennung von (verglichen mit Erdgas) „unsauberem“ Brenngas nicht entscheidend beeinträchtigt wird. Vergleichbare Konzepte zu dem in Bild 9.9 dargestellten Schema zur Gasversorgung von Brennöfen sind beispielsweise in Finnland und Österreich realisiert worden. Dort handelt es sich jeweils um Drehrohröfen zur Kalzinierung von Kalk. Auch Anwendungen zur unterstützenden Schachtofenbeheizung in der Kalk-/Baustoffindustrie sind auf prinzipielle Machbarkeit grundsätzlich positiv geprüft worden.

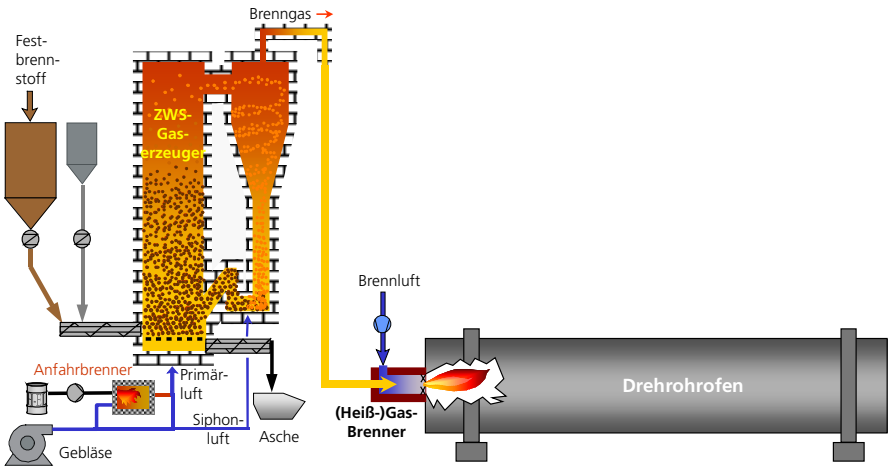


Bild 9.9: Kombination einer Vorschaltvergasung mit einem Drehrohrofen

9.4.5 Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

In der nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsbetrachtung wird von einer Gaserzeugung mit rund 5 MW Gaswärmeleistung und dem Einsatz von Holzhackschnitzel mit einem unteren Heizwert von rund 18.600 kJ/kg ausgegangen. Daraus ergibt sich ein Brennstoffverbrauch von ca. 970 kg/h. Damit können etwa 10 Tonnen Schweröl pro Tag substituiert werden. Für die oben beschriebene Substitution von Schweröl durch Holzhackschnitzel wird eine Vorkalkulation und Erfolgsvorschaurechung (Annuitätenmethode) durchgeführt.

Für Vorschalt-Vergasungsanlagen in der Leistungsklasse von 5 MW_{FWL} liegen die spezifischen Investitionskosten für die komplette Anlagentechnik zur Brenngasbereitstellung etwa in der Größenordnung 350 – 4000 €/kW_{FWL}. Ein vorkalkulierter Budgetpreis für die zuvor beschriebene Gesamtanlage von 5 MW_{FWL} beträgt 1.830 T€. Da sich denkbare Einsatzfälle oft Stichworten wie „Rationelle Energieanwendung“, „Produktionsintegrierter Umweltschutz“, „CO_2-Minderung“ etc. unterordnen lassen, können einzelne Vorhaben die Kriterien öffentliche Förderprogramme erfüllen.

Bei einer unterstellten Abschreibungsdauer von 5 Jahren und einem angenommenen Zinssatz von 6,5% ergibt sich folgende in der Tabelle 9.3 dargestellte Wirtschaftlichkeit. Bei kostenneutralem Brennstoffbezug sowie angenommenen Erlösen aus der Substitution von Schweröl (0,014 €/kWh) und der CO_2-Emissionsminderung (12.300 t_{CO2} mit 10 €/t) ist ein jährliches Betriebsergebnis von ca. 83 T€/a erzielbar. Nach erfolgter Abschreibung (hier 5 Jahre) steigt die jährliche Kostenbilanz auf ca. 520 €/a.

Tabelle 9.3: Wirtschaftlichkeitsbetrachtung für eine Vorschalt-Vergasungsanlage mit 5 MW Feuerungswärmeleistung

Kapitalkosten (Annuitätenfaktor 24 %)	440.000 €/a
Verbrauchsgebundene Kosten	30.000 €/a
Betriebsgebundene Kosten	130.000 €/a
Substitutionserlöse (Schweröl)	560.000 €/a
Erlöse aus CO_2-Emissionsminderung	123.000 €/a
Jährliche Kostenbilanz	**+ 83.000 €/a**

This page intentionally left blank

10 Verifizierung im Emissionshandel

Wolfgang Wielpütz

10.1 Einleitung

Die derzeit (Januar 2004) vorliegende Gesetzgebung verwendet leider keine einheitlichen Begrifflichkeiten zur Thematik der durch neutrale Stellen durchzuführenden Überprüfungen im Bereich des Emissionshandels. In der Richtlinie 2003/87/EG, der Grundlage für den Emissionshandel innerhalb der Europäischen Union, wird in Artikel 15 und Anhang V von „Prüfungen" und der „prüfenden Instanz" sowie von „Validierung" gesprochen. Das bundesdeutsche Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) spricht in § 10 von der „Verifizierung"; die 34. BImSchV von „Prüfung" und „Validierung" durch „sachverständige Stellen". Gemeint ist in allen Fällen eine Überprüfung der von den Anlagenbetreibern ermittelten Daten zu den relevanten Emissionsdaten durch eine neutrale Stelle als Voraussetzung für einen funktionierenden Emissionshandel auf Basis belastbarer und vergleichbarer Daten. Der häufig in diesem Zusammenhang verwendete Begriff der „Zertifizierung" wird in der Gesetzgebung dagegen nicht erwähnt. Da „Zertifizierung" im Wortlaut der Bedeutung auch immer „Vergabe von Zertifikaten" meint, wäre der Begriff in diesem Zusammenhang sogar irreführend, da die Zertifikate nicht durch die „prüfende" bzw. „sachverständige Stelle" vergeben werden, sondern durch die zuständige Behörde. Im folgenden Kapitel wird versucht, einen Überblick über dieses Thema zu geben.

10.2 Verifizierung nach EU-Richtlinie

Grundlage des Emissionshandels in der Europäischen Union ist die Richtlinie 2003/87/EG vom 13. Oktober 2003 „über ein System für den Handel mit Treibhausgaszertifikaten in der Gemeinschaft und zur Änderung der Richtlinie 96/61/EG". Da es sich um eine „Richtlinie" der EU handelt, bedarf sie der gesonderten Umsetzung in nationales Recht und wirkt nicht direkt. Dennoch gibt sie auch bezüglich der Verifizierung einen relative konkreten Rahmen für die nationale Gesetzgebung:

Artikel 14 der Richtlinie legt fest, dass jeder Betreiber einer Anlage nach Ende des jeweiligen Kalenderjahres über die Emissionen an die zuständige Behörde zu berichten hat. Artikel 15 regelt die Prüfung dieser Berichte. Anhang V legt Krite-

rien für dies Prüfung fest. Diese Kriterien sind nahezu wörtlich in den Anhang 4 der 34. BImSchV übernommen worden und werden später vorgestellt.

10.3 Verifizierung nach TEHG

10.3.1 Rechtliche Grundlagen

Grundlage für Überprüfungen im Emissionshandel in der Bundesrepublik Deutschland ist derzeit (Januar 2004) das als Entwurf vorliegende und am 17.12.2003 im Bundeskabinett beschlossene „Gesetz über den Handel mit Berechtigungen zur Emission von Treibhausgasen (Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz – TEHG)“ und die ebenfalls am 17.12.2003 im Bundeskabinett beschlossene „Verordnung zur Umsetzung der Emissionshandelsrichtlinie für Anlagen nach dem Bundesimmissionsschutzgesetz“[1]. Diese Verordnung besteht im wesentlichen aus zwei Teilen: Artikel ist der Entwurf einer neuen Verordnung zur Durchführung des Bundesimmissionsschutzgesetzes, der „Verordnung über die Emission von Treibhausgasen – 34. BImSchV“. Artikel 2 regelt Änderungen der bereits bestehenden 9. Verordnung zur Durchführung des Bundesimmisionsschutzgesetzes (Verordnung über Genehmigungsverfahren). Beide Gesetzeswerke dienen der notwendigen Umsetzung der EU-Richtlinie 2003/87/EG in nationales Recht.

Das TEHG regelt in Bezug auf die Berichterstattung zu den durch eine Anlage verursachten Emissionen in § 5 „Der Bericht muss vor der Ermittlung an die zuständige Behörde von einer sachverständigen Stelle geprüft werden“. In § 10 regelt es in Bezug auf das Zuteilungsverfahren „Die Angaben im Zuteilungsantrag müssen von einer von der zuständigen Behörde bekannt gegebenen sachverständigen Stelle verifiziert worden sein“. Hier werden nun allerdings, im Gegensatz zu § 5, auch in Frage kommende sachverständigen Stellen genannt: Ohne weitere inhaltliche Prüfung sollen demnach (EMAS[2])-Umweltgutachter gemäß Umweltauditgesetz im Rahmen ihrer jeweiligen (branchenspezifischen) Zulassung und Sachverständige nach § 36 Gewerbeordnung, d.h. öffentlich bestellte und vereidigte Sachverständige, als sachverständige Stelle bekannt gemacht werden[3].

Daneben können auch weitere Stellen bekannt gemacht werden; die Anforderungen an diese Stellen sollen durch eine Verwaltungsvorschrift festgelegt werden. Die Einhaltung dieser Vorgaben durch die sachverständige Stelle sind dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit gegenüber nachzuweisen. Weitere inhaltliche Anforderungen an die Verifizierung von Zuteilungsanträgen bzw. der darin enthaltenen Angaben werden weder im TEHG noch in der 34. BImSchV festgelegt. Derzeit kann aus fachlicher Sicht nur vermutet werden, dass Vorgehensweise und Inhalte der Prüfung der jährlichen Emis-

[1] Die Verabschiedung im Bundestag ist für den 04.03.04 geplant; die Zustimmung des Bundesrates ist nicht erforderlich

[2] Eco-Management and Audit Scheme

[3] „Begründung“ zum TEHG, Stand 17.12.2003

sionserklärungen (s.u.) auch auf die Prüfung der Zuteilungsanträge anzuwenden ist.

Weitergehende Festlegungen zur Frage der Verifizierung und Zertifizierung des in § 5 TEHG genannten „Berichts“ finden sich im o.g. Entwurf der 34. BImSchV. Dort regelt § 6 die „Erklärung über die Emission von Treibhausgasen“ und definiert mit Verweisen auf die zu der Verordnung gehörigen Anhänge konkrete Anforderungen an die „Erklärung“ selber, die sachverständigen Stellen und die Vorgehensweisen bei der Verifizierung. Eine Inkonsistenz besteht zum § 5 TEHG, da dort vom „Bericht“ des Anlagenbetreibers die Rede ist, im § 6 34. BImSchV dagegen von der „Erklärung“ oder auch der „Emissionserklärung“. Es scheint jedoch mit allen drei Begrifflichkeiten inhaltlich dieselbe Unterlage gemeint zu sein, nämlich eine Berichterstattung oder Erklärung des Anlagenbetreibers gegenüber der zuständigen Behörde über die Menge der Treibhausgase, die im vorangegangenen Kalenderjahr von seiner Anlage emittiert wurden. Im folgenden wird einheitlich der Begriff „Emissionserklärung“ verwendet. Auf die inhaltlichen Anforderungen der 34. BImSchV soll nun im Detail eingegangen werden:

Berechtigt zur Prüfung von Emissionserklärungen sind die gleichen Stellen wie die in § 10 TEHG genannten:

- (EMAS)-Umweltgutachter oder Umweltgutachterorganisationen mit einer Zulassung nach Umweltauditgesetz gemäß ihrer (branchenspezifischen) Zulassung,
- Sachverständige nach § 36 Gewerbeordnung,
- Sonstige Stellen, die durch die zuständige Behörde bekannt gegeben werden.

Anhang 5 der 34. BImSchV nennt Kriterien, die eine solche sachverständige Stelle zu erfüllen hat: Die sachverständige Stelle muss unabhängig vom Anlagenbetreiber sein, dessen Erklärung geprüft wird, sie muss ihre Aufgabe professionell und objektiv ausführen und sie muss vertraut sein mit

a) den Anforderungen des TEHG, der 34. BImSchV sowie den Normen und Richtlinien die von der Europäischen Kommission zur Konkretisierung der Anforderungen der 34. BImSchV verabschiedet werden,
b) den Rechts- und Verwaltungsvorschriften, die für die zu prüfenden Tätigkeiten von Belang sind und
c) dem Zustandekommen aller Informationen über die einzelnen Emissionsquellen in der Anlage, insbesondere im Hinblick auf Sammlung, messtechnische Erhebung, Berechnung und Übermittlung von Daten.

Die Festlegungen insbesondere des Punktes c), aber auch weitere Anforderungen, auf die weiter unten eingegangen werden soll, geben eine sehr technikorientierte Sicht in Bezug auf Verifizierung und Verifizierer wieder. Der in der Vergangenheit geführten Diskussion, die Verifizierungen auch z. B. durch Wirtschaftsprüfer vornehmen lassen zu wollen, scheint hier durch den Gesetzgeber eine klare Absage erteilt zu werden. Eher scheinen diese Anforderungen an die Zulassung zusätzlicher sachverständiger Stellen über Umweltgutachter und öffentlich bestellte Sachverständige hinaus z.B. auf Messstellen nach den §§ 26 und 28 BImSchG zuzutreffen.

Zur Emissionserklärung selber legt § 6 der 34. BImSchV zunächst fest, dass der Betreiber diese gegenüber der zuständigen Behörde bis zum 1.März des Folgejahres für das vorhergehende Kalenderjahr abzugeben hat. Inhaltliche Anforderungen an die Erklärung enthält Anhang 3 der Verordnung. Neben allgemeinen Angaben wie Adresse, Ansprechpartner, Art der Anlage sind anzugeben:

- Für Tätigkeiten, für die die Emissionen berechnet werden: Tätigkeitsdaten, Emissionsfaktoren, Oxidationsfaktoren, Gesamtemissionen und Unsicherheitsfaktoren.
- Für Tätigkeiten, für die die Emissionen gemessen werden: Gesamtemissionen, Angaben zur Zuverlässigkeit der Messverfahren und Unsicherheitsfaktoren.
- Weiterhin ist für Emissionen aus der Verbrennung der Oxidationsfaktor anzugeben.

Die **Vorgehensweise bei der Prüfung der Emissionserklärungen** durch die sachverständige Stelle ist im wesentlichen in Anhang 4 der Verordnung festgelegt. Dieser ist gegliedert in drei Abschnitte, die wegen ihrer besonderen Bedeutung im folgenden wörtlich übernommen werden:

Allgemeine Grundsätze

1. Die Emissionen aus allen in Anhang 1 aufgeführten Anlagen unterliegen einer Prüfung.

2. Im Rahmen des Prüfungsverfahrens wird auf die Emissionserklärung nach § 6 Abs. 1 und auf die Emissionsermittlung im Vorjahr eingegangen. Geprüft wird ferner die Zuverlässigkeit, Glaubhaftigkeit und Genauigkeit der Überwachungssysteme sowie die übermittelten Daten und Angaben zu den Emissionen, insbesondere

a) die übermittelten Tätigkeitsdaten und damit verbundene Messungen und Berechnungen,
b) Wahl und Anwendung der Emissionsfaktoren
c) die Berechnungen für die Bestimmung der Gesamtemissionen und
d) bei Messungen die Angemessenheit der Wahl und Anwendung der Messverfahren.

3. Die Validierung der Angaben zu den Emissionen setzt zuverlässige und glaubhafte Daten und Informationen voraus, die eine Bestimmung der Emissionen mit einem hohen Zuverlässigkeitsgrad gestatten. Ein hoher Zuverlässigkeitsgrad verlangt vom Betreiber den Nachweis, dass

a) die übermittelten Daten zuverlässig sind,
b) die Erhebung der Daten in Übereinstimmung mit geltenden wissenschaftlichen Standards erfolgt ist und
d) die einschlägigen Angaben über die Anlage vollständig und schlüssig sind.

4. Die sachverständige Stelle erhält Zugang zu allen Standorten und zu allen Informationen, die mit dem Gegenstand der Prüfung im Zusammenhang stehen.

5. Die sachverständige Stelle berücksichtigt, ob die Anlage im Rahmen des Gemeinschaftssystems für das Umweltmanagement und die Betriebsprüfung (EMAS) registriert ist.

Methodik

Strategische Analyse

6. Die Prüfung basiert auf einer strategischen Analyse aller Tätigkeiten, die in der Anlage durchgeführt werden. Dazu benötigt die sachverständige Stelle einen Überblick über alle Tätigkeiten und ihre Bedeutung für die Emissionen.

Prozessanalyse

7. Die Prüfung der übermittelten Informationen erfolgt bei Bedarf am Standort der Anlage. Die sachverständige Stelle führt Stichproben durch, um die Zuverlässigkeit der übermittelten Daten und Informationen zu ermitteln.

Risikoanalyse

8. Die sachverständige Stelle unterzieht alle Quellen von Emissionen in der Anlage einer Bewertung in Bezug auf die Zuverlässigkeit der Daten über jede Quelle, die zu den Gesamtemissionen der Anlage beiträgt.

9. Anhand dieser Analyse ermittelt die sachverständige Stelle ausdrücklich die Quellen mit hohem Fehlerrisiko und anderen Aspekten des Überwachungs- und Berichterstattungsverfahrens, die zu Fehlern bei der Bestimmung der Gesamtemissionen führen können. Hier sind insbesondere die Wahl der Emissionsfaktoren und die Berechnungen zur Bestimmung der Emissionen einzelner Emissionsquellen zu nennen. Besondere Aufmerksamkeit ist Quellen mit einem hohen Fehlerrisiko und den genannten anderen Aspekten des Überwachungsverfahrens zu widmen.

10. Die sachverständige Stelle berücksichtigt etwaige effektive Verfahren zur Beherrschung der Risiken, die der Betreiber anwendet, um Unsicherheiten so gering wie möglich zu halten.

Bericht

11. Die sachverständige Stelle erstellt einen Bericht über die Validierung, in dem angegeben wird, ob die Emissionserklärung nach § 6 Abs. 1 zufrieden

stellend ist. In diesem Bericht sind alle für die durchgeführt Arbeiten relevanten Aspekte aufzuführen. Die Emissionserklärung ist als zufrieden stellend zu bewerten, wenn die sachverständige Stelle zu der Ansicht gelangt, dass zu den Gesamtemissionen keine wesentlich falschen Angaben gemacht wurden.

10.3.2 Schlussfolgerungen für die Vorgehensweise bei der Prüfung von Emissionserklärungen und Zuteilungsanträgen

Aufbauend auf den o.g. rechtlichen Anforderungen bietet es sich an, die Vorgehensweise bei der Überprüfung von Emissionserklärungen in Anlehnung an bewährte Verfahren im Bereich der Zertifizierung von Umwelt- und Qualitätsmanagementsystemen nach ISO 19011 „Leitfaden für Audits von Qualitätsmanagement- und/oder Umweltmanagementsystemen“ zu konzipieren. Um Doppelarbeit in den betroffenen Unternehmen zu vermeiden und den beträchtlichen Zeitdruck, unter dem Unternehmen und sachverständige Stelle angesichts des engen Terminfensters zur Abgabe der geprüften jährlichen Emissionserklärung jeweils bis 1. März des Folgejahres stehen werden, etwas zu verringern, bietet es sich weiter an, zwischen der Überprüfung von Basisdaten im Unternehmen und der Überprüfung der konkreten Daten der jährlichen Emissionserklärung inhaltlich zu unterscheiden. Ablauf und Inhalte einer Überprüfung könnten danach in der Praxis wie folgt erfolgen (Konzept der RWTÜV Systems GmbH), wobei diese Vorgehensweise selbstverständlich vorbehaltlich anderslautender Festlegungen der derzeit in der Erarbeitung befindlichen „Verifizierungsrichtlinie“ der Bundesregierung zu betrachten ist:

1. Überprüfung der Basisdaten

1.0 Vorabinformation

In dieser Phase sollte das zu prüfende Unternehmen von der sachverständigen Stelle schriftlich sowie ggf. auch im persönlichen Gespräch über Inhalte und Ablauf der Verfahrens der Überprüfung der Emissionserklärung informiert werden. Das Unternehmen sollte der sachverständigen Stelle zu diesem Zeitpunkt auch ihrerseits Informationen über seine Unternehmensstruktur sowie Art, Größe und Genehmigungsstatus der betriebenen und zu prüfenden Anlagen zur Verfügung stellen.

1.1 Pre-Verifizierung / Audit Stufe 1

Das Audit Stufe 1 dient der strategischen Analyse und der Risikoanalyse im Sinne der 34. BImSchV. Das Audit erfolgt in der Regel vor Ort; bei einfach strukturierten Problemstellungen ggf. auch als Unterlagenprüfung. An zu prüfenden Unterlagen sollten seitens des Unternehmens zu diesem Zeitpunkt vorgelegt und der sachverständigen Stelle in Kopie übergeben werden können:

- Genehmigungsbescheide und Anzeigen nach BImSchG
- Anlagenfließbild mit Bilanzgrenzen und Mengenströmen
- Lageplan
- Emissionserklärungen nach § 27 BImSchG
- Messberichte nach §§ 26 u. 28 BImSchG
- Daten der Erst-Allokation (RISA-Gen)
- Daten des ersten Zuteilungsantrages und des Zuteilungsbescheids

Die Anlagen werden weiterhin durch die Mitarbeiter der sachverständigen Stelle begangen und die oben genannten Unterlagen dabei auf Plausibilität und Aktualität überprüft. Erfolgte die Angabe der Treibhausgas-Emissionen auf der Basis von Berechnungen, sollte bezüglich der jeweiligen emissionsrelevanten Mengenströme angegeben und überprüft werden können:

- Art und Ort der Mengenmessung
- Art und Messunsicherheit des Messgerätes
- Wartungs- und Kalibriernachweise des Messgerätes
- Vorgehensweise zur Berücksichtigung von Lagerbestandsveränderungen

Werden die bundeseinheitlichen Emissions- und Oxidationsfaktoren verwendet, ist anhand entsprechender Dokumente (Rechnungen, Lieferscheine, Analyseprotokolle, Produktspezifikationen) zu belegen, dass tatsächlich die zu den jeweiligen Emissions- und Oxidationsfaktoren gehörigen Stoffe beschafft und verwendet wurden (z.B. Art und Herkunft der verwendeten Kohle). Werden anlagenspezifische Emissions- und/oder Oxidationsfaktoren verwendet, ist darüber hinaus durch entsprechende Nachweise die Zuverlässigkeit dieser ermittelten Faktoren zu belegen und die ihnen anhaftende Messunsicherheit darzulegen. Dies kann erfolgen unter Berücksichtigung von:

- Vorgehensweise (z.B. automatischer Probenehmer), Frequenz und Ort der Probenahme von Material zur Bestimmung der Emissions- oder Oxidationsfaktoren
- Eingesetzte Analytikverfahren (Akkreditierte Verfahren, DIN-Verfahren, sonstige anerkannte und genormte Verfahren)
- Zulassungen des Analytiklabors
- Eingesetzte Analytikgerätschaften (Eichung, Kalibrierung und Verfahren der Überwachung)

Im Rahmen der Risikoanalyse ist darüber hinaus nachzuweisen, welche Verfahren der Betreiber anwendet, um die Unsicherheiten der erhobenen Daten und die damit verbundenen Risiken für die Zuverlässigkeit der Daten zu den Treibhaus-

gas-Emissionen zu minimieren. Dazu können z.B. gehören: die Durchführung interner und externer Audits, die Teilnahme an Ringversuchen, die Untersuchung von Gegenproben durch andere (akkreditierte) Labore etc.

Soweit Unterlagen während des Audits nicht vorgelegt werden konnten, nicht vollständig waren oder fehlerhaft waren, werden diese zum Abschluss des Audits Stufe 1 durch die sachverständige Stelle benannt und durch das Unternehmen nachgereicht.

1.2 Dokumentationsprüfung und Berichterstellung

Die in Kopie erhaltenen bzw. stichprobenhaft geprüften Unterlagen sowie evtl. nachgereichte Unterlagen werden im Nachgang zum Audit vor Ort einer weiteren Plausibilitätsprüfung z.B. auch anhand von Literaturdaten, Erfahrungswerten und Daten zu Referenzanlagen unterzogen. Die Ergebnisse des Audits Stufe 1 und dieser Überprüfung werden in einem Bericht zusammengefasst. Der Bericht sollte dabei enthalten:

- die erhobenen Basisdaten der Anlagen
- die Ergebnisse der Risikoanalyse
- Angaben zu Zuverlässigkeit und Messunsicherheit der erhobenen Daten
- Vorschläge für die Verbesserung der Datenqualität

2. Überprüfung der jährlichen Emissionserklärung

2.0 Vorbereitung des Verifizierungsaudits

Zur Vorbereitung des Verifizierungsaudits reicht das Unternehmen die zu prüfende jährliche Emissionserklärung ein und gibt weiterhin an, ob und welche Änderungen es seit dem Audit Stufe 1 vorgenommen hat. Die Unterlagen werden durch die sachverständige Stelle unter Zugrundelegung der Ergebnisse des Audit Stufe 1 geprüft und bewertet. In Abstimmung mit dem Unternehmen wird ein Auditplan mit Zeiten und Prüfprogramm für das eigentliche Verifizierungsaudit erstellt.

2.1 Verifizierungsaudit / Audit Stufe 2

Das Verifizierungsaudit erfolgt als Prozessanalyse gemäß den Anforderungen des Anhangs 4 in der Regel vor Ort. Durch stichprobenartige Überprüfungen wird festgestellt, ob die Daten der Emissionserklärung zuverlässig sind. Art und Umfang der Stichprobe werden in erster Linie von der Art der Anlage abhängen und evtl. seit dem letzten Audit vor Ort vorgenommenen Änderungen und sollten darüber hinaus die Ergebnisse der Risikoanalyse und die dort ermittelten Quellen mit hohem Fehlerrisiko berücksichtigen.

2.2 Erstellen des Prüfberichts

Der Prüfbericht wird im Anschluss an das Verifizierungsaudit erstellt. Er stellt die wesentlichen Aspekte der vorgenommen Überprüfung dar und bewertet, ob die Emissionserklärung insgesamt zufrieden stellend ist.

Bei der oben beschriebenen Konzeption ist die Erhebung der Basisdaten (Punkte 1.0, 1.1, 1.2) einmalig vorgesehen. Eine Wiederholung sollte nur bei wesentlichen Änderungen erfolgen. Die Überprüfung der jährlichen Emissionserklärung (Punkte 2.0, 2.1, 2.2) muss jährlich aufgrund der jeweils aktuellen Daten erfolgen. In bestimmten Fällen (kleine, unkomplizierte Anlagen, keine relevanten Änderungen) könnte diese Überprüfung in den Folgejahren in Abstimmung mit der zuständigen Behörde nur anhand der Aktenlage ohne Audit vor Ort erfolgen.

Folgende zeitliche Abfolge für die weitere Vorgehensweise müssen von den Regelungen des TEHG betroffene Unternehmen beachten:

- Nach jetzigem Stand werden Ende März 2004 das TEHG, die 34. BImSchV und der Nationale Allokationsplan Gesetzeskraft erlangen. Damit wird der grobe Rahmen für die Verifizierung gesteckt und u.a. die heute noch offene Frage der Einbeziehung von „Early Actions“ geklärt.
- Anschließend steht zunächst die Erstellung und Verifizierung der Zuteilungsanträge an, die bis 20 Wochen vor der ersten Zuteilungsperiode, d.h. spätestens am 14.08.04 bei der zuständigen Behörde mit der Verifizierung durch die „sachverständige Stelle“ vorzulegen sind.
- Bis 30.09.04 hat die zuständige Behörde die Zuteilungsentscheidung dem Unternehmen zuzustellen.
- Am 01.01.2005 beginnt die erste Zuteilungs- und Handelsperiode
- Bis zum 01.03.2006 hat der Betreiber seine von einer „sachverständigen Stelle“ geprüften „Emissionserklärung“ für das Jahr 2005 der zuständigen Behörde vorzulegen. Für die Erstellung und Überprüfung der Emissionserklärung bleibt nur das relativ enge Zeitfenster Januar und Februar 2006

10.3.3 Offene Fragen

Die EU-Richtlinie und das TEHG sehen den Erlass weitergehender Rechtsvorschriften zur Regelung noch nicht geklärter Details der Berichterstattung und Verifizierung vor. Im Einzelnen sind dies:

- gemäß Artikel 14 der EU-Richtlinie: „Leitlinien für die Überwachung und Berichterstattung betreffend Emissionen“
- gemäß Artikel 19 der EU-Richtlinie: „Verordnung über ein Emissionshandelsregister“
- gemäß § 8 TEHG: „Rechtsverordnung über die Datenerhebung zum nationalen Zuteilungsplan“
- gemäß § 10 TEHG: „Rechtsverordnung zu den Zuteilungsanträgen und zu den Kriterien für die Verifizierung der Zuteilungsanträge“
- gemäß § 10 TEHG: „Verwaltungsvorschrift zur Zulassung sonstiger Personen oder Organisationen als Sachverständige Stellen“

- gemäß § 13 TEHG: „Rechtsverordnung zur Anerkennung von Berechtigungen aus Drittländern“
- gemäß § 20 TEHG: „Übertragung der Aufgaben der zuständigen Behörde auf eine juristische Person des Privatrechts“

Laut „Begründung“ zur 34. BImSchV sind zur Sicherstellung der Überwachung der Qualifikation der Umweltgutachter und Umweltgutachterorganisationen weiterhin Änderungen der UAG-Fachkunderichtlinie und der UAG-Aufsichtsrichtlinie geplant.

10.4 Verifizierung nach Kioto-Protokoll für CDM-Projekte

Ein eigenständiges, hochkomplexes und leider nicht mit den Regelungen der EU kompatibles System der Verifizierung für CDM-Projekte (Clean Development Mechanism) ist unter Federführung des UNFCCC (United Nations Framework Convention on Climate Change) eingeführt worden und wird weiterentwickelt. Da es sich hierbei auch um Verifizierungstätigkeiten im Bereich des Emissionshandels handelt, soll auch auf dieses Thema kurz eingegangen werden:

CDM-Projekte ermöglichen es Industriestaaten, mit Emissionsminderungsprojekten in Non-Annex-I-Ländern (Entwicklungsländern) Emissionsgutschriften zu erwirtschaften, d.h. stark verkürzt, Emissionsminderungen in einem Entwicklungsland werden dem investierenden Industriestaat zugerechnet. Auch hier sind Überprüfungen durch neutrale, sachverständige Stellen vorgesehen. Diese werden als DOE – Designated Operational Entity - bezeichnet und bedürfen der Akkreditierung bei UNFCCC.

Die Aufgaben der DOE im Rahmen von CDM-Projekten werden unterteilt in die „Validierung“ und die „Verifizierung und Zertifizierung“ von Projekten. Außer bei „kleinen“ Projekten müssen diese Aufgaben von zwei verschiedenen DOE übernommen werden.

Bei der **Validierung** wird ein Projekt durch eine DOE anhand des Project Design Documents (PDD) auf Erfüllung der CDM-Kriterien überprüft. Das PDD wird durch die DOE 30 Tage lang öffentlich zugänglich macht; während dieser Zeit werden Einwände von interessierten Kreisen entgegengenommen. Nach Ablauf der Frist wird das Projekt unter Berücksichtigung der eingegangenen Einwände abschließend überprüft. Im Falle der Ablehnung informiert die DOE über die Gründe der Ablehnung, im Falle des positiven Prüfergebnisses wird ein Registrierungsgesuch an das Executive Board gestellt und ein Validierungsbericht erstellt und veröffentlicht.

Während der Laufzeit des Projekts werden gemäß Monitoring-Plan regelmäßige Monitoring-Berichte erstellt und im Rahmen der laufenden **Verifizierung** durch die DOE überprüft. Auf der Grundlage dieser Projekt-Verifizierung erfolgt die **Zertifizierung**. In dem von der DOE erstellten Zertifizierungsbericht wird bestätigt, dass das Projekt während der Laufzeit zu bestimmten verifizierten Emissionsreduktionen geführt hat. Der Zertifizierungsbericht wird veröffentlicht.

11 Unternehmensstrategien

Ralf Schwarz

11.1 Einleitung

So groß die Unsicherheiten vor der Einführung des Emissionshandels auch sein mögen – eines scheint sicher. Es zeichnet sich ein gigantischer Markt ab, den es zu erschließen gilt. Erste Schätzungen gehen von einem weltweiten Volumen von mehr als 20 Mrd. US$ aus. Die Herausforderung, der sich ein Unternehmen stellen muss ist, ob es von diesem Markt profitieren kann. Wenn dies nicht möglich ist, muss überlegt werden, wie der Aufwand daraus möglichst gering gehalten und finanziell verträglich gestaltet wird.

Ende 2003 ging die deutliche Mehrzahl der Unternehmen davon aus, dass der Emissionshandel ihre Produkte erheblich verteuern wird und sie befürchteten deshalb einen Wettbewerbsnachteil gegenüber Konkurrenten aus Ländern, die keinen Auflagen aus einem CO_2-Handelssystem unterliegen.

Obwohl diese Einschätzung erfolgte, war von den gleichen Unternehmen zu hören, dass sie noch keine Strategie zum Umgang mit dem Emissionshandelssystem entwickelt hatten. So konnte die Mehrzahl der Unternehmen nicht sagen, ob sie Käufer oder Verkäufer von Zertifikaten sein würden. Entsprechend verschwindend gering war der Anteil derjenigen, die bereits notwendige interne Abläufe optimiert und organisatorische Maßnahmen implementiert hatten. Die Gründe für die bisher sehr zögerliche Beschäftigung mit einer Strategiefindung, geschweige denn einer Umsetzung, liegen auf der Hand. Die rechtlichen Rahmenbedingungen in Form des Treibhausgasemissionshandelsgesetztes und des Nationalen Allokationsplans sind lange Zeit zu unkonkret gewesen, so dass sich niemand für ein durchdachtes Vorgehen entschließen konnte und wollte.

Unternehmen werden nun aber nicht mehr länger umhin kommen, sich Gedanken zu einer Strategie zu machen, um auf die neue Situation vorbereitet zu sein und um adäquat auf die Folgen des Zertifikatewesens für ihre Unternehmung reagieren zu können.

Jedes Unternehmen wird unterschiedlich stark durch die Teilnahme am Handelssystem betroffen sein. Vorausgesetzt, dass die rein formalen Kriterien zur Teilnahme am Zertifikatehandel zutreffen, definiert sich die Position eines Unternehmens auf dem Markt vor allem daraus, ob es prozessbedingte oder energiebedingte Emissionen ausstößt. Entsprechend dieser unterschiedlichen Betroffenheit

und ihrer Stellung im Markt werden sich die Strategien der Unternehmen unterscheiden müssen.

Im Folgenden wird daher zunächst die Position der Unternehmen im zukünftigen Emissionsmarkt definiert. Anschließend werden die möglichen Auswirkungen des Emissionshandels beleuchtet und die Bedeutung für die beiden relevanten Unternehmensgruppen (prozessbedingte Emissionen – energiebedingte Emissionen) untersucht. Daraus werden abschließend Strategien für die Unternehmen abgeleitet.

11.2 Bestimmung der Position eines Unternehmens im Emissionsmarkt

11.2.1 Unternehmen mit energiebedingten Emissionen

Hierunter sind alle Unternehmen zu verstehen, die gemäß dem NAP in die Kategorien der Energieerzeugung/-umwandlung fallen (Kraftwerke und Heizkraftwerke/Fernheizwerke und übrige Umwandlungsbereiche).

Die hierzu gehörenden Unternehmen decken alleine, je nach Schätzung der Zahlen für 2002, rund 92–95% der CO_2-Emissionen ab, die für die Teilnahme am Emissionshandel relevant sind.

Die dominierende Gruppe in dieser Kategorie bilden die Versorgungsunternehmen der öffentlichen Energieversorgung, gefolgt von den industriellen Kraftwerksbetreibern und Industriebetrieben mit energiebedingten Emissionen.

11.2.2 Unternehmen mit prozessbedingten Emissionen

In diese Gruppe werden die Industriebetriebe klassifiziert, die aufgrund ihres Produktionsprozesses CO_2 emittieren. Im NAP werden sie unter „Industrieprozesse“ zusammengefasst.

Entsprechend den voraussichtlichen Zahlen für das Jahr 2002 entfallen auf diese Gruppe nur rund 5–8% der im Handelssystem erfassten CO_2-Mengen; ihre Bedeutung für den gesamten Handelsmechanismus ist also bedeutend geringer.

Hierunter sind die Industriebetriebe zu verstehen, die im NAP unter die Rubriken Eisenmetallerzeugung und -verarbeitung, Mineralverarbeitende Industrie und sonstige Industriezweige (Anlagen zur Gewinnung von Zellstoff, Papier, Karton oder Pappe) eingeordnet wurden.

Es wird deutlich, dass die vom Zertifikatehandel betroffenen Emissionen fast ausschließlich energiebedingt sind. Ihre Dominanz wird auch das Wesen des Zertifikatehandels und die Auswirkungen auf alle Unternehmen bestimmen.

11.3 Unmittelbare Wirkung des Handelssystems für ein Unternehmen

Die Erstvergabe der Zertifikate an alle teilnehmenden Unternehmen für die erste Handelsperiode erfolgt kostenfrei („die große Schenkung“).

Trotz dieser kostenlosen Zuwendung wird ein Unternehmen den Zugang von Zertifikaten zum 28. Februar eines jeden Jahres mit einem Wert verbuchen wollen und auch müssen. Zertifikate werden zum Produktionsfaktor. Betriebswirtschaftlich korrekt ist das Bewerten der Zertifikatspreise zur Höhe ihrer Opportunitätskosten[1]. Bereits vor Beginn der ersten Handelsphase können dazu die Notierungen unabhängiger Broker herangezogen werden. Für spätere Marktphasen ist mit der Börsenfähigkeit der Zertifikate zu rechnen. Die deutsche Strombörse EEX hat bereits angekündigt, eine solche Möglichkeit zu prüfen.

Zertifikate erreichen damit den Stellenwert einer Commodity. Der Herstellungsprozess eines Produktes, unabhängig davon ob es sich dabei um Strom oder Stahl handelt, kann nur erfolgen, wenn ausreichend Zertifikate vorhanden sind. Deckt die Menge der Zertifikate den geplanten Produktionsprozess nicht ab, müssen die Restmengen auf dem freien Markt gekauft werden. Mit den dadurch entstehenden, zusätzlichen Kosten wird anteilig das entstehende Produkt belastet. Da die Handelbarkeit der Zertifikate im zukünftigen Emissionssystem gewährleistet sein soll, wird sich die Beschaffung von CO_2-Zertifikaten nicht von der Beschaffung anderer Commodities unterscheiden.

Die Alternative eines Zertifikatüberschusses ist für ein Unternehmen ungleich attraktiver. Werden weniger Zertifikate für den Produktionsprozess benötigt als geplant, können diese veräußert werden. Es fallen Gewinne an, denen keine (Beschaffungs-) Kosten gegenüberstehen, da die Zertifikate kostenfrei vergeben wurden.

Da ein Produktionsprozess kontinuierlich gegen seine variablen Kosten optimiert wird, ist der am Markt erhältliche Zertifikatspreis dafür ausschlaggebend, ob eine Produktion erfolgt oder ob Zertifikate verkauft werden. Die Bewertung der Commodity „Zertifikat“ mit einem Marktpreis ist daher unabdingbar, um Run/No-Run- oder auch Investitionsentscheidungen treffen zu können – unabhängig davon, ob Zertifikate als Geschenk erhalten wurden oder nicht.

Je nach der Stellung im Emissionsmarkt besitzt ein Unternehmen eine unterschiedlich hohe Flexibilität, wie es mit den Anforderungen aus dem Umgang mit der neuen Commodity umgehen kann. Diese Flexibilität hängt im Wesentlichen davon ab, ob es sich um energiebedingte oder um prozessbedingte Emissionen handelt.

[1] Bei der optimalen Preisfindung eines Produktes berücksichtigt die Betriebswirtschaft auch die Kosten oder Erträge der nächstbesten, entgangenen Alternative. Bezogen auf den Zertifikatehandel bedeutet dies eine Erhöhung des Produkt- oder Strompreises durch den Verbrauch von Zertifikaten entsprechend des Wertes, der alternativ auf dem freien Markt durch den Verkauf eines Zertifikats erzielt werden könnte.

Die Unternehmen dieser beiden Klassifizierungen werden zeitlich versetzt Maßnahmen als Reaktion auf die Auswirkungen des Zertifikatehandels entwickeln.

11.4 Analyse der Situation nach der Einführung des Emissionshandels

Bei der Preisbildung eines Produktes kommt ein neuer Produktionsfaktor hinzu: das CO_2-Zertifikat. Die Kosten hierfür ergeben sich entweder durch die Beschaffung am Großhandelsmarkt (Börse) oder – dadurch dass der weitaus überwiegende Teil der Zertifikate kostenfrei vergeben wird – über den Ansatz der Opportunitätskosten.

Die Kosten von geschenkten Zertifikaten können auf diese Weise bewertet werden und finden Eingang in die Bildung des Produktpreises. Unabhängig davon, ob echte Kosten oder Opportunitätskosten zum Ansatz gebracht werden, werden sich die Produktionskosten des Produktes erhöhen.

Die direkt davon betroffenen Produkte sind:

- Strom
- Produkte der Eisenmetallerzeugung und -verarbeitung, der mineralverarbeitenden Industrie und der sonstigen Industriezweige (prozessbedingte Emissionen)

In zweiter Stufe sind diejenigen Fertigungsprozesse davon betroffen, bei denen die erstgenannten als Zwischenprodukte in die Herstellung eingehen.

Da vor allem Strom als Sekundärenergie bei praktisch allen Herstellungsprozessen eine Grundvoraussetzung ist, ist vor allem die stromintensive Industrie von der Preissteigerung betroffen. Darüber hinaus kann bereits mittelfristig mit einem allgemeinen Preisanstieg bei allen Produkten gerechnet werden. Das heißt auch, dass sich alle Unternehmen – unabhängig davon, ob sie Teil des Emissionshandelssystems sind oder nicht – mit den Folgen aus dem Zertifikatewesen werden beschäftigen müssen und gefordert sind, Strategien zu entwickeln, der Preissteigerung ihrer eigenen Produkte zu begegnen.

11.4.1 Unternehmen mit energiebedingten Emissionen

Unternehmen der Energiewirtschaft. Ein Erzeugungsunternehmen wird seine erhöhten Produktionskosten an den Stromkunden weiterreichen.

Die Erfolgsaussichten dafür stehen gut. Der Markt der Stromerzeugung in der Versorgungswirtschaft ist durch eine oligopolistische Struktur geprägt. Das Oligopol wird durch seine Marktmacht das Prinzip des Opportunitätskostenansatzes für die Bildung des Strompreises durchsetzen können. Höheren Einnahmen in Form eines höheren Strompreises stehen keine reellen höheren Stromerzeugungskosten gegenüber, da die Zertifikate für die erste Handelsphase völlig kostenfrei und für die zweite Handelsphase voraussichtlich überwiegend kostenfrei erhalten werden. Die Unternehmen der Energiewirtschaft sind durch diese „Große Schenkung“ in der Lage, Wind Fall Profits zu generieren.

Von der Dominanz der Strompreisbildung durch das Oligopol und die Strombörse EEX als Preisindikator profitieren alle Unternehmen mit Stromeigenerzeugung (z.B. Stadtwerke). Diese Unternehmen werden in der Lage sein, ihre erhöhten Erzeugungskosten nahezu vollkommen auf den Kunden abzuwälzen. Konkurrenz in der Stromerzeugung ist auf den europäischen Markt beschränkt.

Industrielle Stromerzeuger. Industrieunternehmen mit Stromeigenerzeugung sehen sich mit dem Problem konfrontiert, dass sie je nach Branche die erhöhten Erzeugungskosten nicht in gleichem Maße bei der Preisbildung ihres Produktes berücksichtigen können wie die Unternehmen der Energiewirtschaft, da dies unmittelbare Auswirkungen auf die Konkurrenzfähigkeit des Produktes und seinen Marktanteil hätte.

Industrien mit Eigenerzeugung sind also deutlich stärker gefordert, die Anforderungen aus dem Emissionshandel so zu optimieren, dass ihre Kostenbelastung daraus minimal ist. Während sich das Energieversorgungsunternehmen in einer relativ komfortablen Situation befindet, wird sich der industrielle Eigenerzeuger weit stärker Gedanken machen müssen, wie er steigende Strompreise in seiner Preispolitik berücksichtigt.

11.4.2 Unternehmen mit prozessbedingten Emissionen

Wie bereits oben skizziert, sieht sich ein Unternehmen zum einen mit erhöhten Kosten des Produktionsfaktors Strom und zum anderen mit dem teureren Einkauf von Zwischenprodukten für die eigene Fertigung konfrontiert.

Der Zwang zur Emissionsminderung wurde aus der Selbstverpflichtung der deutschen Industrie in den NAP übernommen. Dem gegenüber steht eine Zertifikatszuteilung, die mit einem Erfüllungsfaktor von eins bewertet wird. Es werden also Zertifikate vergeben, die der Menge nach dem Durchschnitt der ausgestoßenen Emissionen in den Jahren 2000-2002 entsprechen.

Nachteilig daran ist, dass der Bemessungszeitraum 2000-2002 in eine Phase relativ schwacher Konjunktur fällt. Es ist also eher davon auszugehen, dass ein produzierendes Unternehmen Emissionszertifikate nur auf Basis einer verhaltenen Produktion erhält und nicht entsprechend einer durchschnittlich guten Produktion. Gänzlich unberücksichtigt bei der Zertifikatsvergabe bleiben Phasen eines wirtschaftlichen Aufschwungs oder allgemeine Produktionssteigerungen aufgrund besserer Auslastung.

Es liegt auf der Hand, dass für diese Unternehmen ein deutlicher Wettbewerbsnachteil gegenüber solchen Industriestandorten unterstellt werden kann, die nicht am CO_2-Handel teilnehmen. Da das Handelssystem zunächst nur innerhalb der EU relevant ist, sind vor allem Unternehmen, die den Weltmarkt beliefern, von diesem Wettbewerbsnachteil betroffen. Hier wird der Unterschied zu den Unternehmen der Energieerzeugung deutlich. Während diese maximal auf einem europäischen Markt in Konkurrenz zueinander treten, müssen sich Produkte von Industrieunternehmen mit prozessbedingten Emissionen auf einem weltweiten Markt behaupten.

Ein Unternehmen mit prozessbedingten Emissionen ist also trotz eines Erfüllungsfaktors von eins gezwungen, eine Strategie zur Verbesserung seiner Position im Emissionshandelssystem zu entwickeln.

11.5 Strategien für Unternehmen

11.5.1 Strategische Integration des CO_2-Handels in die Unternehmensorganisation

Da die betriebliche Integration der Abläufe zur Abwicklung des Zertifikatesystems von der Stellung im Handelssystem (energiebedingte – prozessbedingte Emissionen) unabhängig ist, wird im Folgenden nicht zwischen den verschiedenen Unternehmen unterschieden.

Alle vom Handelssystem betroffenen Unternehmen sind gefordert, ihre betriebsinternen Abläufe anhand der vor ihnen liegenden Anforderungen zu überprüfen und zu optimieren.

Kompetenzgruppe CO_2-Management. Für die erste Zeit während der Einführungs- bzw. Erprobungsphase des Emissionshandels (2005-2007) sollte eine übergeordnete Kompetenzgruppe „CO_2-Management“ im Unternehmen gebildet werden, um die zahlreichen im Unternehmen notwendigen Schritte zu koordinieren. Diese Kompetenzgruppe sollte sich aus Mitarbeitern zusammensetzten, die unmittelbar vom Zertifikatswesen betroffen sind. Liegen genügend Erfahrungen in der Abwicklung des Prozesses vor, kann die Funktion auf einen Mitarbeiter z.B. aus dem Bereich „Beschaffung“ oder „Handel“ konzentriert werden.

Dieser Gruppe obliegt es, die strategische Ausrichtung des Unternehmens an die Anforderungen aus dem Zertifikatewesen zu koordinieren, die dafür notwendigen, effizienten Organisationsstrukturen zu etablieren und die Kommunikation mit den anderen Bereichen des Unternehmens sicherzustellen.

Die wesentlichen Aufgaben dieser Kompetenzgruppe liegen in

- dem Entwickeln und kontinuierlichen Hinterfragen der „Carbon Risk Strategy“,
- dem Bilden einer Meinung zur Entwicklung des Zertifikatesystems und zur Höhe des Zertifikatspreises,
- dem Erstellen einer Emissionsprognose für das Unternehmen,
- dem Aufbau eines kontinuierlichen CO_2-Monitoring Systems, um der Forderung einer kontinuierlichen Berichterstattung nach außen und innen gerecht zu werden,
- der Koordination aller Tätigkeiten der vom Emissionshandel betroffenen Teile des Unternehmens und in ihrer Überführung in ein THG-Managementsystem,
- der Funktion eines Ansprechpartners zu allen Fragen zum Thema.

Die nachfolgend genannten Bereiche stellen nur einen Auszug der im Wesentlichen betroffenen Teile eines Unternehmens dar. Zwischen diesen Bereichen ist ein kontinuierlicher Informationsaustausch zu gewährleisten, um die strategischen Ziele des Unternehmens zu erreichen.

Produktion. Anhand der Auslastung und der geplanten Produktion müssen in diesem Bereich die dafür notwendigen Zertifikate bei „Beschaffung/Handel“ bestellt werden. Ähnlich einer Nominierung im Kraftwerksbereich hat dies lang-,

mittel- und kurzfristig zu erfolgen, so dass dem Beschaffungs-/Handelsbereich die Gelegenheit gegeben werden kann, seine Beschaffungsstrategie, bzw. die Vermarktung überzähliger Zertifikatsbestände, danach auszurichten.

In diesem Bereich muss das Potenzial möglicher emissionsmindernder Maßnahmen identifiziert und mit Kosten bewertet werten. Anschließend erfolgt die Information an die Kompetenzgruppe CO_2-Management.

Beschaffung/Handel. Da in diesem Bereich die für die Produktion notwendigen Ausgangsprodukte eingekauft werden, ist es sinnvoll, auch die Beschaffung der neuen Commodity „Zertifikat" in diesem Bereich anzusiedeln. Die Mitarbeiter besitzen bereits Erfahrung im Einkauf börsenindizierter Güter. Gegebenenfalls sind eigene Handelsabteilungen für Strom vorhanden, denen die Anforderungen an Börsengeschäfte für den Eigenbedarf und ihre Abwicklung vertraut sind.

Hier sollte auch das Buchungskonto der Zertifikate geführt werden.

Vertrieb/Marketing. Der Vertrieb wird gefordert sein, die gestiegenen Produktionskosten in seiner Strategie zu berücksichtigen und mit den anderen Bereichen abzustimmen.

Datenmanagement, Dokumentation, Berichtserstellung. Aus dem gesamten Prozess des Handels und der Abrechnung ergeben sich umfangreiche Anforderungen an ein funktionierendes Datenmanagement. Die internen Prozesse müssen abgebildet werden. Zusätzlich geplante Produktmengen müssen automatisch Zertifikatsanforderungen bei der Beschaffung auslösen. Jährlich bis zum 31. März ist der Deutschen Emissionshandelsstelle (DEHSt) ein verifizierter Emissionsbericht vorzulegen. Mit einem effektiven Informationsfluss der Daten zwischen den betroffenen Bereichen und einer standardisierten Erfassung kann ein solcher Bericht mit geringem Aufwand an Zeit und Personal erstellt werden.

Noch vor dem Beginn des Emissionshandels im Januar 2005 sollten die bis dahin eingerichteten betriebsinternen Strukturen und die denkbaren Abläufe des eigentlichen Handels möglichst praxisnah überprüft werden. In nahezu idealer Weise bietet sich hierfür die Teilnahme an Handelssimulationen noch vor Beginn des eigentlichen Emissionshandels an. Ziel dabei ist es, ein Gefühl für den Handelsmechanismus und die dafür notwendigen eigenen Entscheidungsprozesse zu gewinnen. Im Erfahrungsaustausch der Unternehmen untereinander kann sich ein Teilnehmer optimal auf den daran anschließenden echten Handel vorbereiten.

11.5.2 Strategien zur Optimierung von Erzeugung oder Produktion

Unternehmen mit energiebedingten Emissionen. Ziel dieser Unternehmen muss es sein, Emissionen zu vermeiden. In Abhängigkeit von den Zertifikatspreisen auf dem freien Markt werden dazu zunächst die Maßnahmen ergriffen, die mit den geringsten Kosten erreicht werden können.

Keine oder nur geringe Kosten verursacht eine Verschiebung der Stromerzeugung innerhalb des eigenen Erzeugungsportfolios. In der ersten Phase einer kombinierten Strategie können Anlagen gleichen Brennstoffs mit unterschiedlichen Auslastungen und unterschiedlichen Wirkungsgraden gegeneinander optimiert werden.

Gleichzeitig muss brennstoffübergreifend geprüft werden, ob emissionsärmere Erzeugungskapazitäten stärker ausgelastet werden können als solche, die mit hohen Emissionen verbunden sind. Erzeugungsanlagen mit einer Dual Fuel Option können ggf. häufiger mit dem spezifisch emissionsärmeren Brennstoff gefahren werden.

In Abhängigkeit von der Höhe des Zertifikatspreises kann es kostengünstiger sein, den notwendigen Strom zuzukaufen und statt dessen die Zertifikate aufzubewahren oder am Markt zu verkaufen.

Effizienzsteigernde Maßnahmen bei der Stromproduktion zur Reduzierung der CO_2-Emissionen setzen Zertifikate frei und sind dann sinnvoll, wenn diese Maßnahmen preiswerter zu erreichen sind als der Zukauf von Zertifikaten auf dem Markt. Dazu müssen die eigenen CO_2-Grenzvermeidungskosten bekannt sein. Diese werden sich aber nur in Abhängigkeit von der Höhe des Zertifkatepreises amortisieren. Eine Investitionsentscheidung zur Umsetzung solcher Maßnahmen (Phase 2) hängt folglich von der Marktmeinung des Unternehmens zur Entwicklung der Zertifikatspreise ab.

Die weitreichendste Entscheidung zur Einsparung von Zertifikaten ist mit einem Ersatz- oder Neubau von Kraftwerkskapazität verbunden. Die reine Stilllegung einer Anlage ist zunächst unattraktiv, da die zugeteilten Zertifikate verfallen.

Bei einem Ersatzbau (Phase 3) können die Zertifikate der Altanlage für einen Zeitraum von bis zu vier Jahren auf die Neuanlage übertragen werden (Übertragungsregel). Darüber hinaus ist die Ersatzanlage für weitere 14 Jahre von der Verpflichtung zur Emissionsminderung befreit. Auf diese Weise soll ein Anreiz geschaffen werden, in eine emissionsärmere Erzeugung zu investieren, denn bei unterstellter höherer Effizienz der Ersatzanlage stellt die für vier Jahre höhere Zertifikatemenge einen Überschuss dar, der beliebig verwendet werden kann, z.B. zur Optimierung des eigenen Zertifikateportfolios oder zum Verkauf am Markt.

Diese Regelung bei dem Ersatz von Altanlagen kann eine sinnvolle Möglichkeit sein, die eigenen Emissionsverpflichtungen zu erfüllen oder sogar über das Soll hinaus zu erfüllen und wird prinzipiell zu einem verstärkten Gaseinsatz bei der Stromerzeugung führen. Unberücksichtigt bei diesen Szenarien ist allerdings regelmäßig ein aufgrund der vermehrten Nachfrage steigender Gaspreis, der einem ausschließlichen Bau von Gaskraftwerken entgegenstehen dürfte.

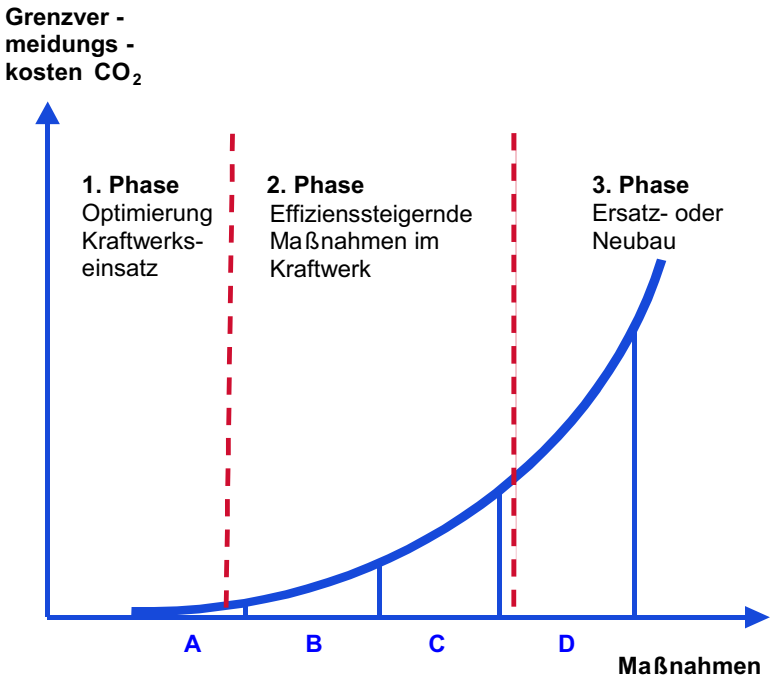


Bild 11.1: Kombination verschiedener strategischer Maßnahmen zur CO_2-Vermeidung bei der Energieerzeugung in Abhängigkeit der eigenen Grenzvermeidungskosten.

Die vorstehende Abbildung gibt einen schematischen Überblick über die Kombination verschiedener Maßnahmen zur Reduzierung der Emissionen in Abhängigkeit vom Zertifikatspreis. In der Praxis sollte dieses Maßnahmenbündel nicht ausschließlich nacheinander verfolgt werden, sondern wegen der unterschiedlichen Auswirkungen einer jeden Maßnahme zeitgleich.

Steht eine echte Neuanlage vor der Investitionsentscheidung, so ist ein technischer Benchmark Maßstab dafür, wie viele Zertifikate vergeben werden. Der Nationale Allokationsplan legt - anders als in seinem ersten Entwurf, welcher sich auf den Wirkungsgrad moderner Gas- und Dampfkraftwerke von 57,5 % bezog - ein Kohlendioxidäquivalent in Höhe von 750 g/kWh als Benchmark fest. Dieser Benchmark soll den gewichteten Durchschnitt der Emissionswerte für die Stromerzeugung in modernen Braunkohle-, Steinkohle- und Erdgaskraftwerken darstellen. Kraftwerke mit einem geringeren spezifischen Emissionswert als 750 g Kohlendioxidäquivalent/kWh erhalten nur eine Zuteilung entsprechend ihres tatsächlichen Bedarfs.

Der ursprünglich mit dem GuD-Benchmark einhergehende Vorteil der Stromerzeugung in Gaskraftwerken wurde mit dem neuen Benchmark verringert, favorisiert diese aber nach wie vor und wird eine Verschiebung des Brennstoffmixes zu seinen Gunsten bewirken.

Der Sekundäreffekt einer Gaspreisverteuerung aufgrund einer erhöhten Nachfrage nach Gas zur Verstromung darf jedoch nicht bei der Entscheidung für einen Brennstoff und eine Kraftwerksinvestition vernachlässigt werden.

Vorteilhaft ist der generelle Anreiz, der für echte Kraftwerksneubauten im NAP formuliert ist. Neuinvestitionen sind ab Inbetriebnahme für einen Zeitraum von 14 Jahren – also auch über 2012 hinaus – von der Verpflichtung zur Emissionsminderung befreit, haben also einen Erfüllungsfaktor von eins, wenn sie den vorgegebenen Benchmark erreichen.

Industriebetriebe und Versorger mit Erzeugungsanlagen, die eine installierte Leistung besitzen, die nur geringfügig oberhalb des vom Emissionshandelsgesetz festgelegten Grenzwertes von 20 MW_{th} liegt, haben prinzipiell die Möglichkeit, durch Neu- oder Ersatzbau von Kraftwerksblöcken kleiner 20 MW_{th} aus dem Handelssystem herauszufallen. Dies ist sicherlich nur in wenigen Fällen möglich, wenn sich alle weiteren Randbedingungen positiv darstellen lassen.

Dagegen spricht, dass nicht auszuschließen ist, dass langfristig auch Anlagen mit kleinerer Leistung vom Emissionshandelssystem erfasst werden.

Unternehmen mit prozessbedingten Emissionen. Zwar werden die prozessbedingten Emissionen dieser Unternehmen mit einem Erfüllungsfaktor von eins multipliziert, da aber Produktionsschwankungen nicht vollständig prognostiziert werden können, muss es Ziel auch dieser Unternehmen sein, Emissionen zu vermeiden, wenn es wirtschaftlich darstellbar ist. Wie bei den Unternehmen mit energiebedingten Emissionen, müssen zunächst die CO_2-Grenzvermeidungskosten bekannt sein, um eine Reihenfolge der kostengünstigsten Maßnahmen zu bestimmen.

Von den betroffenen Industrien ist bekannt, dass sie bereits in den letzten Jahren erhebliche Anstrengungen unternommen haben, ihre Fertigungsprozesse hinsichtlich eines minimalen Emissionsausstoßes zu optimieren. Hinzu kommt, dass das Entstehen von CO_2 vor allem bei chemischen Reaktionen wie in der Stahl- oder Zementindustrie unmittelbar von der Menge der Ausgangsstoffe abhängt und daher CO_2-Minderungsversuche schnell an ihre natürlichen Grenzen stoßen. Das hier noch zur Verfügung stehende Minderungspotenzial sollte umgehend identifiziert und mit Kosten bewertet werden.

Der Ersatz von CO_2-haltigen Einsatzstoffen durch CO_2-ärmere Stoffe muss geprüft werden, wird aber je nach zugrundeliegendem Produktionsverfahren nicht oder nur bedingt gelingen.

Im Rahmen der Produktion sind Unternehmen dieser Kategorie im Gegensatz zu denen der Unternehmen mit energiebedingten Emissionen gefordert, zusätzliche aus dem Emissionshandel resultierende Kostenkomponenten zu kompensieren.

Zum einen wird für den Produktionsprozess Strom verwendet, der sich bereits mittelfristig - wie oben beschrieben - verteuern wird und zum anderen sind dies erhöhte Einkaufskosten für die verwendeten Zwischenprodukte, da sich auch diese aufgrund des Strompreisanstiegs verteuern werden.

Auch der Einsatz von Erdgas in einigen chemischen Prozessen kann aufgrund des als Sekundäreffekt definierten steigenden Gaspreises zu höheren Produktionskosten führen.

Sind Minderungsmaßnahmen weitgehend ausgeschöpft, entscheidet der am Markt zu zahlende Marktpreis für Zertifikate über die Fahrweise der Produktion. Können die Produkte anschließend noch mit Marge oder zumindest kostendeckend verkauft werden, wenn zusätzliche Zertifikate zu einem „Grenz"-Marktpreis gekauft werden müssen, so steht einem Bezug der Emissionsrechte über den Markt nichts im Weg. Übersteigt der Zertifikatspreis hingegen diesen Schwellwert, muss entschieden werden, ob mit Verlust produziert oder die Produktion auf ein Niveau gedrosselt werden soll, das mit den vorhandenen Zertifikaten abgedeckt werden kann.

Eine weitere Möglichkeit zur Minderung der CO_2-Emissionen kann das Auslagern CO_2-reicher Teilprozesse sein. Dies ist sicherlich nicht für alle Produktionsverfahren möglich, bietet aber zumindest in Teilbereichen Alternativen.

Diese Lösung betrifft Zwischenprodukte, die selber hergestellt werden und mit hohen Emissionen verbunden sind. Sie können von Dritten zugekauft werden, sofern der Preis des Zwischenproduktes nicht selbst von den Folgen des Zertifikatehandels so stark gestiegen ist, dass der Einkauf unwirtschaftlich wäre. Dies sollte allerdings nicht der Fall sein, wenn die Zwischenprodukte aus Ländern bezogen werden, die nicht am Emissionshandelssystem teilnehmen.

11.5.3 Strategische Ansätze für die Beschaffung von Zertifikaten

Ganz wesentliches Element, um eine sinnvolle Beschaffungsstrategie entwickeln zu können, ist die Bildung einer Meinung des Unternehmens zur Entwicklung der Zertifikatspreise über die verschiedenen Handelsperioden. In dieser Hinsicht unterscheidet sich die Beschaffung von Zertifikaten durch nichts von der Beschaffung anderer Commodities wie Öl, Kohle, Metallen oder auch dem Strombezug.

Anhand dieser Marktmeinung müssen Strategien entwickelt und kontinuierlich angepasst werden. Verantwortlich dafür kann zunächst die zentrale Kompetenzgruppe CO_2-Management sein. Die Beschaffung selbst kann durch den Bereich Beschaffung/Handel erfolgen.

Da Zertifikate wie eine Commodity behandelt werden können, werden sich auch die Beschaffungsstrategien nicht davon unterscheiden, ob es sich bei dem Unternehmen um eines mit energiebedingten oder mit prozessbedingten Emissionen handelt. Es wird daher im Folgenden keine weitere Unterscheidung zwischen den Unternehmen vorgenommen.

Die Instrumente, die für eine optimierte Beschaffung zu Verfügung stehen, sind bereits an anderer Stelle dieses Buches beschrieben worden und sollen hier nur kurz wieder aufgegriffen werden. Entscheidend ist, dass alle Instrumente auf die Situation des Unternehmens abgestimmt und in einem sinnvollen Mix angewendet werden. Die Beschaffung der notwendigen Zertifikate muss dabei kontinuierlich mit dem eigenen Produktionsprozess, den bereits durchgeführten und den geplanten CO_2-mindernden Maßnahmen abgeglichen werden.

Die verschiedenen Instrumente zur Beschaffung besitzen zum Teil unterschiedliche Beschaffungshorizonte. Während Börsen- oder Brokerprodukte den gesamten Handelszeitraum abdecken können und damit die größte Flexibilität

bieten, ist Banking nur mittelfristig attraktiv (da keine Übertragbarkeit auf zweite Handelsperiode), Joint Implementation und Clean Development können je nach Zeitdauer für die Umsetzung mittelfristig wie langfristig in eine Beschaffungsstrategie einfließen.

Als strategische Instrumente für eine optimierte Beschaffung bieten sich an:

Joint Implementation, Clean Development Mechanism (mittel- bis langfristiges Instrument). Durch die Beteiligung an projektbezogenen Reduktionsmaßnahmen in den Beitrittsländern der EU oder in Entwicklungsländern (JI, CDM) können zusätzliche Zertifikate erworben werden, die dem Unternehmen gutgeschrieben werden und sein Zertifikatebudget erhöhen.

Bei CDM ist vorteilhaft, dass das Durchführen derartiger Projekte und die Anrechenbarkeit der Zertifikate voraussichtlich schon ab 2005 möglich sein wird. Als einzige Zertifikateart bietet sich mit ihnen auch die Möglichkeit des Bankings von der ersten auf die zweite Handelsperiode. Zusätzliche Zertifikate durch JI-Projekte können erst ab der zweiten Handelsphase gutgeschrieben werden.

Die Zertifikatsmengen, die durch diese Maßnahmen zusätzlich erworben werden können, sind limitiert. Nach aktuellem Diskussionsstand kann jede einzelne Anlage ihr Emissionsbudget durch JI und CDM um einen bestimmten Prozentsatz erhöhen. Das Zertifikatsbudget eines Nationalstaats ist derzeit nicht mehr ausschlaggebend. Darüber hinaus ist es möglich, zusätzliche Zertifikate durch Minderungsmaßnahmen im eigenen Land an solchen Anlagen zu erhalten, die aufgrund ihrer Anlagengröße nicht vom Emissionshandel betroffen sind.

Es muss davon ausgegangen werden, dass JI und CDM stark nachgefragt werden, da sie häufig mit einer Expansionsstrategie in die Beitrittsländer der EU einhergehen. Insofern werden sich beide Ziele – Expansion und Optimierung des eigenen Zertifikatebudgets – in geeigneter Weise kombinieren lassen. Entsprechende Maßnahmen sollten rechtzeitig entwickelt und umgesetzt werden.

Börsen- oder Brokerprodukte (kurz- bis langfristiges Instrument). Die Aufnahme des „Handels" von Zertifikaten sollte ein Unternehmen nicht schrecken. In der Regel ist das reine Eigengeschäft gemeint, das keine Genehmigungspflicht der BAFin nach sich zieht.

Eine optimierte Beschaffung wird durch eine steigende Liquidität der Zertifikate erleichtert. Mit zunehmender Marktkompetenz der Teilnehmer werden neben dem rein physischen Produkt „Zertifikat" auch Termingeschäfte zur Absicherung möglich sein, die über eine Börse oder über Broker angeboten werden.

Optionen auf den Kauf (Call) oder Verkauf (Put) von Zertifikaten bieten eine attraktive Möglichkeit, sich für einen in der Zukunft liegenden Zeitpunkt abzusichern. Eine Call Option beispielsweise, die bis zu einem vorher festgelegten Zeitpunkt ausgeübt werden kann (nicht muss), erlaubt den Kauf einer festgelegten Menge an Zertifikaten zu einem festgelegten Preis. Ein Unternehmen kann auf diese Weise bereits heute die Kosten bewerten, die ihm beim Kauf von Emissonsberechtigungen in der näheren oder auch ferneren Zukunft entstehen werden.

Nachdem die eigene Risikoposition definiert wurde, kann auf diese Weise durch eine sinnvolle Kombination der zur Verfügung stehenden Produktarten eine optimierte Beschaffung erreicht werden.

Banking (mittelfristiges Instrument). Das Aufbewahren („Ansparen“) überschüssiger Zertifikate in einem Jahr und das Übertragen auf Folgejahre bietet die Möglichkeit, den Einsatz der Zertifikate zu flexibilisieren und so ggf. den Zukauf notwendiger Zertifikate zu verschieben. Auf dieses Weise steht ein zusätzliches Instrument zur Verfügung, den optimalen Zeitpunkt für den Kauf der Zertifikate an der Börse in Abhängigkeit vom Börsenpreis festzulegen. Eine unterjährige Kaufentscheidung ist nicht unbedingt erforderlich.

Geht ein Unternehmen von steigenden Zertifikatspreisen aus, kann darüber hinaus entschieden werden, alle oder einen Teil der notwendigen Zertifikate heute zuzukaufen und die eigenen Zertifikate anzusparen. Ist der Preis der Zertifikate in den Folgejahren angestiegen, können die gesammelten Emissionsberechtigungen mit Mehrgewinn verkauft werden.

Beim Banking gilt es zu beachten, dass die Möglichkeit des Übertragens von dem ersten (2005-07) in den zweiten Handelszeitraum (2008-12) nur für Zertifikate möglich ist, die über CDM-Projekte erhalten wurden.

Trotzdem ist mit diesem Instrument in idealer Weise die Möglichkeit gegeben, auf Änderungen der eigenen Emissionsmengen zu reagieren und die Beschaffung daran auszurichten. Selbst für den Dreijahreszeitraum in der ersten Handelsperiode kann dadurch die Beschaffung deutlich flexibilisiert werden.

Verwenden von Kombiprodukten. Für eine Optimierung der eigenen Beschaffungsstrategie sollte auch der Kauf oder das Kreieren von Produkten berücksichtigt werden, die in erster Näherung als „Kombinationsprodukte“ beschrieben werden können.

Soll beispielsweise der Brennstoff für das eigene Kraftwerk eingekauft werden (z.B. Kohle), so kann mit dem Lieferanten gleichzeitig eine Übereinkunft erzielt werden, dass er die für den Verbrennungsprozess notwendigen CO_2-Zertifikate vollständig oder zumindest teilweise mitliefert. Das zusätzliche Liefern der Zertifikate findet Berücksichtigung im Gesamtpreis für den Brennstoff und kann sich insgesamt als günstiger darstellen, als der Verbrauch eigener Zertifikate oder der Kauf über Dritte.

Umgekehrt kann das Entwickeln von Kombiprodukten die Attraktivität der eigenen Verkäufe deutlich erhöhen, was zu einem Wettbewerbsvorteil gegenüber unflexibleren Anbietern führen kann. In jedem Fall müssen entsprechende Produkte beim Finden einer für das Unternehmen passenden Beschaffungsstrategie berücksichtigt werden.

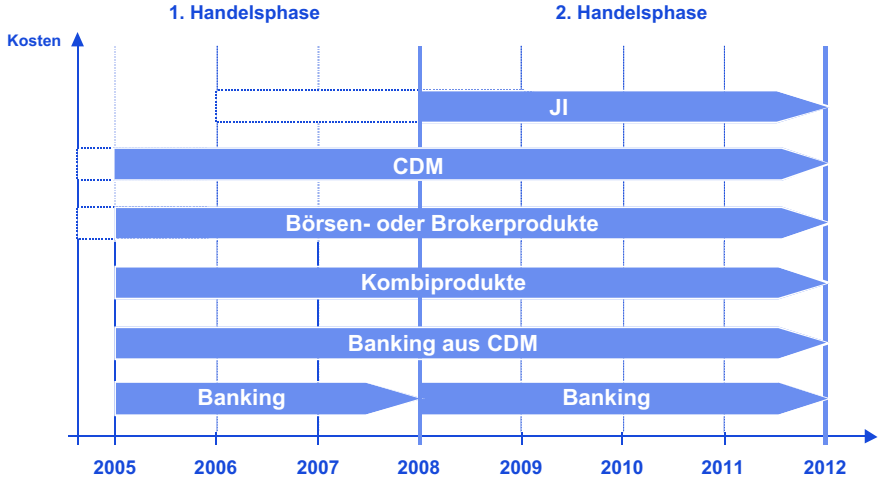


Bild 11.2: Mögliche Instrumente der Zertifikatsbeschaffung und ihre zeitliche Einsetzbarkeit.

Aus den Ausführungen wird deutlich, dass einem Unternehmen eine Vielzahl von Möglichkeiten zur Verfügung steht, die Beschaffung seiner Zertifikate auf dem Markt auszurichten und für seine spezielle Situation zu optimieren. Bei der Entwicklung einer entsprechenden Strategie müssen daher die verschiedenen Optionen sorgfältig gegeneinander abgewogen und auf das Unternehmen zugeschnitten werden.

Die obige Abbildung gibt einen Überblick über die zeitliche Einsetzbarkeit der verschiedenen Beschaffungsinstrumente über den Zeitraum der beiden Handelsphasen bis 2012.

11.6 Fazit

Für ein Unternehmen ist es schwierig, seine Strategie inklusive langfristiger Investitionsentscheidungen auf einem Konstrukt aufzubauen, das einige Unsicherheiten aufweist und die Erfolgsaussichten einer uneingeschränkten Umsetzung deutlich schmälert.

- Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass zum Start des eigentlichen weltweiten CO_2-Handels ab 2008 nur ein Bruchteil der weltweiten CO_2-Emissionen abgedeckt, nicht jeder Teilnehmer der Weltwirtschaft folglich gleichermaßen aus dem System in Anspruch genommen wird. Investitionen zur Emissionsminderung innerhalb der ersten, EU- weiten Handelsphase zwischen 2005 und 2007 wären in dem Fall nur bedingt wirkungsvoll.
- Absicherungsinstrumente (z.B. Termingeschäfte), die eine getätigte Investition zumindest teilweise absichern könnten, sind wegen ihrer fehlenden Liquidität derzeit und voraussichtlich auch nach Handelsstart nicht flexibel verfüg-

bar. Das Risiko einer Investition kann daher nicht ausreichend gehedgt werden, die Investition unterbleibt.

- Mit der Einführung des Zertifikatesystems wird in Deutschland ein Strukturwandel eingeleitet. Ist dieser Wandel gewollt, müssen die entstehenden Veränderungen auch akzeptiert werden. Zweifelt ein Unternehmen an der langfristigen Akzeptanz in der Gesellschaft, wird es langfristige Investitionen zurückstellen.
- Phasenweise lassen sich Deja-vu Erlebnisse mit den Ereignissen um die UMTS- Lizenzen nicht verleugnen. Vor diesem Hintergrund muss gefragt werden, ob nicht auch der Zertifikatehandel eine ähnliche Entwicklung nehmen wird.

Es ist deutlich geworden, dass die am Handelssystem teilnehmenden Unternehmen unterschiedlich stark betroffen sein werden. Dank der „Großen Schenkung“ werden die Unternehmen der Energiewirtschaft die Nutznießer des Emissionshandels sein.

Unabhängig davon stehen allen Unternehmen die gleichen Instrumente zur Verfügung, mit denen strategisch auf das Zertifikatewesen reagiert werden kann, wie sie ihren Bedarf an Zertifikaten gering halten und diesen schließlich kostenverträglich beschaffen können.

Für ein Unternehmen ist es unabdingbar, sich eine Meinung zum Zertifikatesystem zu bilden, eine Strategie für eine unternehmensadäquate Vorgehensweise zu entwickeln und die weiteren Unternehmensentscheidungen daran zu spiegeln. Neben der Definition einiger allgemeingültiger Vorgehensweisen muss eine Strategie immer auf die Bedürfnisse und die spezielle Situation eines Unternehmens zurechtgeschnitten werden.

Entscheidend ist, dass die Vielfalt der zur Verfügung stehenden Mittel in einem sinnvollen Mix eingesetzt wird und der Situation eines Unternehmens und seiner Position im Emissionsmarkt gerecht wird.

This page intentionally left blank

12 Risikomanagement im Emissionshandel

Gorden Spangardt
Jürgen Meyer

12.1 Make-Or-Buy?

Ein vom Emissionshandel betroffenes Unternehmen verfügt über 2 prinzipiell verschiedene Handlungsoptionen: Emissionen mindern (*make*) oder Emissionszertifikate am Emissionsmarkt zukaufen (*buy*). Emissionen können entweder durch technische Maßnahmen an den eigenen Anlagen oder durch Investition in ein ausländisches Emissionsminderungsprojekt per Joint Implementation oder Clean Development Mechanism gemindert werden. Werden hierbei Emissionen über den eigenen Minderungsbedarf hinaus gemindert, können die überschüssigen Emissionsminderungen auf dem Emissionszertifikatemarkt vermarktet werden.

Theoretisch werden Emissionsminderungen somit immer genau an denjenigen Anlagen vorgenommen, bei denen dies aktuell am kostengünstigsten zu erreichen ist. Somit werden die Klimaschutzziele ökonomisch optimal umgesetzt. In der Praxis müssen derartige Entscheidungen allerdings unter dem Einfluss einer Reihe von Risikofaktoren getroffen werden, die die Entscheidungsfindung u.U. erheblich beeinflussen können. Zudem sind z.T. erhebliche Vorlaufzeiten bei der Umsetzung von Emissionsminderungsprojekten zu beachten. Die wesentlichen Risikofaktoren im Emissionshandel werden im folgenden Kapitel diskutiert.

12.2 Risiken

12.2.1 Preisrisiko

Die Entwicklung des Preises für Emissionszertifikate ist nicht exakt prognostizierbar. Ein Unternehmen, das die Strategie verfolgt, fehlende Emissionszertifikate jährlich am Emissionsmarkt zuzukaufen, ist den Preisunsicherheiten folglich im vollen Maße ausgesetzt. Die durch den Emissionshandel entstehenden Kosten sind dementsprechend nicht kalkulierbar, das Unternehmen somit einem hohen Risiko ausgesetzt. Ein Unternehmen, das durch Emissionsminderungsmaßnahmen einen Überschuss an Emissionszertifikaten erwartet und diesen jährlich am Emissionsmarkt zu verkaufen plant, kann analog diese Einnahmen nicht vorhersehen und ist dem Preisrisiko im selben Maße ausgesetzt.

12.2.2 Volumenrisiko

Die Strategieentwicklung im Emissionsmarkt basiert in hohem Maße auf der Prognose der zukünftigen betrieblichen Emissionen. Wird keine Änderung an den Anlagen durchgeführt, hängt die Emissionsprognose im wesentlichen von der Produktionsprognose des Unternehmens ab. Anhand der Emissionsprognose und der im nationalen Allokationsplan festgeschriebenen Zuteilung kostenloser Zertifikate für die Anlagen des Unternehmens lässt sich ermitteln, ob eine Über- oder Unterdeckung an Emissionszertifikaten zu erwarten ist.

Da die Emissionsprognose unweigerlich nicht exakt den Verlauf der tatsächlichen Emissionen wiederspiegeln wird, wird dies zu Differenzen zwischen den erwarteten und den tatsächlichen Deckungslücken im Zertifikatebestand führen. In diesem Zusammenhang spricht man von einem Volumenrisiko. Eine Strategie zur Deckung der prognostizierten Deckungslücke wird also nicht zwangsläufig zu einer ausgeglichenen Zertifikate-/Emissionsbilanz führen. Evtl. Unterschüsse müssen dann am Emissionsmarkt zugekauft werden, evtl. Überschüsse können verkauft oder „gebankt“ werden.

12.2.3 Projektrisiken

Emissionsminderungsprojekte an eigenen Anlagen oder JI/CDM-Projekte bergen eine Reihe von Risiken. Es können aufgrund äußerer Einflüsse oder technischer Probleme z.T. erhebliche Schwankungen bei den eingesparten Emissionen auftreten, was zu einer weiteren Vergrößerung des Volumenrisikos führt. Dies gilt insbesondere für stark wetterabhängige erneuerbare Energienprojekte (Windenergie, Wasserkraft). Darüber hinaus besteht die Gefahr, dass ein Emissionsminderungsprojekt auch im langjährigen Mittel nicht die Emissionsminderung herbeiführt, die in der Planungs- und Entscheidungsphase des Projekts angenommen wurde.

Ein weiteres Projektrisiko liegt darin begründet, dass die spezifischen CO_2-Vermeidungskosten in der Planungsphase nicht exakt kalkuliert werden können. Insbesondere gilt dies für Emissionsminderungsprojekte, die auf eine Effizienzsteigerung abzielen und somit neben dem Emissionshandel einen weiteren Return durch die damit verbundene Brennstoffeinsparung erzielen. Die nicht durch die Brennstoffeinsparung gedeckten und somit dem Emissionshandel zuordenbaren Kosten unterliegen somit einem weiteren Unsicherheitsfaktor: Der Volatilität der Brennstoffpreise.

Die Entscheidung, ein Emissionsminderungsprojekt durchzuführen, wird zunächst durch Vergleich der zu erwartenden Emissionsminderung und der zu erwartenden Vermeidungskosten mit den Marktpreisen für Emissionszertifikate herbeigeführt. Hierbei ist das Unternehmen, wie bereits in Kapitel 12.2.1 beschrieben, einem Preisrisiko ausgesetzt, da die langfristige Preisentwicklung für Emissionszertifikate nicht vorhersehbar ist und somit ein wirtschaftlich erscheinendes Projekt durch einen Zertifikatspreiseinbruch unwirtschaftlich werden kann. Durch z.T. sehr lange Projektvorlauf- und Bauzeiten wird die Projektentscheidung zusätzlich erschwert.

Die detaillierte Analyse sämtlicher Projektrisiken ist von entscheidender Bedeutung bei der Entscheidungsfindung im Emissionsmarkt. Die Betrachtung aller Projektrisiken kann u.U. dazu führen, dass ein Unternehmen, das Emissionen mindern möchte, sich für ein teureres Projekt entscheidet, welches allerdings geringere Projektrisiken und somit eine größere Zielgenauigkeit aufweist.

12.2.4 Politische Risiken

Der Emissionshandel ist ein politisch eingeführtes marktwirtschaftliches Instrument zur Verringerung des Ausstoßes klimaschädlicher Treibhausgase. Die „Ware Emissionsminderung" begründet ihren Wert also auf dem Bestand des politischen Konstruktes „Emissionshandel" und besitzt – ausgenommen eines gewissen Imagewertes – keinen inhärenten Wert. Eine plötzliche Abkehr vom Emissionshandel kann somit bei Investitionen, die nur auf Basis des Emissionshandels wirtschaftlich werden, zu „Stranded Investments" führen.

Weitere politische Risiken resultieren aus dem nur mittelfristig bekannten nationalen Allokationsplan. Bei langfristig ausgerichteten Projekten, wie z.B. einer Kraftwerksmodernisierung, bleibt die Zertifikatsausstattung der Anlage „am langen Ende" ungewiss.

12.2.5 Währungs- und Länderrisiken

Das Zielgebiet für JI-Projekte ist auf Grund der hohen Emissionsminderungspotenziale und den zu erwartenden geringen Vermeidungskosten vornehmlich Osteuropa und Russland. CDM-Projekte werden in Afrika, Südamerika und Ostasien durchgeführt. Bei derartigen Projekten sind folglich neben den bereits oben dargestellten Risiken Währungs- und Länderrisiken in die Betrachtung einzubeziehen. Die allgemeinen Länderrisiken wie politische Stabilität, Rechtssicherheit und Stabilität der ursprünglichen Rahmenbedingungen lassen sich durch länderspezifische Aufschläge auf die zu erwartende Mindestrenditeanforderungen vergleichbarer Inlandsprojekte abbilden. Neben dem Rating internationaler Rating-Agenturen geben hier Staatsanleihen der Gastländer im Vergleich zum Heimatland in gleicher Hartwährung einen ersten Anhaltspunkt. Hierbei sollten aber nicht nur die aktuellen Renditedifferenzen langjähriger Anleihen betrachtet werden, sondern auch die Entwicklung der historischen Renditedifferenzen, die mitunter, insbesondere bei südamerikanischen Ländern, erheblichen Volatilitäten unterliegen.

Ein weiteres nicht zu unterschätzendes Risiko stellt das Währungsrisiko dar. Die generierten Zertifikate an sich unterliegen keinem Währungsrisiko, da es sich hierbei dem Grunde nach um eine Ware handelt, die international gegen Hartwährungen gehandelt wird und im Zweifelsfall bei Forward-Verkäufen auch eventuelle Währungsrisiken durch Währungsderivate am Terminmarkt gehedgt werden können. Jedoch dürfte es nur sehr wenige Projekte geben, die ausschließlich durch die Generierung von Zertifikaten wirtschaftlich sind. Bei Projekten, die auch noch von anderen Erträgen, wie zum Beispiel der Stromproduktion, abhängig sind, kommt das Währungsrisiko besonders zum Tragen. Dies gilt insbesondere bei

CDM Projekten, da hier die meisten Gastländer nicht über frei konvertible Währungen verfügen und die Währungsparitäten oft aus politischen Gründen festgesetzt werden. Eine Absicherung durch Währungsderivate an Terminmärkten ist in solchen Währungen nicht möglich. So könnte es passieren, dass z.B. die Erlöse aus dem Stromverkauf in einer drastisch abgewerteten Landeswährung erfolgen.

Sehr wichtig bei Investitionen in Ländern mit erhöhten Währungs- und Länderrisiken ist ferner die genaue Analyse des Fiskalsystems. In einigen Ländern wie zum Beispiel Russland und Kasachstan ist bei bestimmten Projekten im Energiebereich eine Hartwährungsbuchführung in US $ erlaubt, was zumindest einen gewissen Schutz bei der Wiedergewinnung der Abschreibungen gewährt. Andere Länder, wie zum Beispiel Venezuela, haben ein sogenanntes „ Inflationary Accounting System“, bei dem die Restbuchwerte um die jährliche Inflation erhöht werden. Da aber der Wechselkurs politisch festgelegt wird und in keinem zwingenden Zusammenhang mit der Inflation steht, kann es hier bei entsprechenden Wechselkursanpassungen und Projektfinanzierungen mittels Hartwährungen zur Besteuerung von bilanziellen Scheingewinnen kommen.

In den meisten Ländern ist jedoch die Buchführung in Landeswährung vorgeschrieben. Hier muss sich der Investor vergewissern, ob und in welcher Form ein Repatriieren von Gewinnen möglich ist oder ob diese (für weitere Projekte) im Land verbleiben müssen.

12.3 Absicherungsinstrumente

12.3.1 Banking

In Deutschland ist das Banking von Emissionszertifikaten von einem Jahr in ein anderes Jahr derselben Verpflichtungsperiode sowie mit Ausnahme des Übergangs der ersten Verpflichtungsperiode 2005-2007 auf die zweite Verpflichtungsperiode 2008-2012 auch das Banking über Verpflichtungsperiodengrenzen hinweg möglich. Im Vergleich mit anderen Waren stellen Emissionszertifikate zumindest nach 2008 eine „unverderbliche“ Ware dar, die zu vernachlässigbaren Kosten im beliebigem Umfang „lagerbar“ ist. Das bedeutet letztlich, dass zukünftig benötigte Emissionszertifikate bereits frühzeitig eingespart oder bei günstiger Marktlage beschafft werden und bis zum Zeitpunkt des Verbrauchs gehalten werden können. Zukünftige offene Short-Position können somit frühzeitig geschlossen und die Risikoexposition verringert werden. Das Banking stellt folglich ein wesentliches Absicherungsinstrument für Unternehmen dar, das langfristige Short-Positionen in der Emissionsbilanz absichern möchte.

12.3.2 Periodenbegrenztes Borrowing

Der Zeitplan für den Emissionshandel sieht es vor, dass bevor die Vorjahresemissionen durch Löschung von Zertifikaten bezahlt werden müssen, bereits die Emissionszertifikate für das laufende Jahr ausgeschüttet werden. Diese „neuen“

Zertifikate können ebenfalls zur „Bezahlung“ der Vorjahresemissionen verwendet werden. Letztlich beleiht sich hierdurch ein Unternehmen selbst. Da dieses Vorgehen nur innerhalb einer Verpflichtungsperiode möglich ist, wird dieses Instrument auch als „periodenbegrenztes Borrowing“ bezeichnet. Es können keine Zertifikate aus einer Verpflichtungsperiode genutzt werden, um Emissionen aus der Vorgängerperiode zu „bezahlen“.

Das periodenbegrenzte Borrowing bietet somit die Möglichkeit kurzfristige Schwankungen auf der Emissionsseite auszugleichen und stellt somit folglich ein weiteres wichtiges Risikomanagement-Instrument dar.

12.3.3 Forwards

Ein Forward auf Emissionszertifikate stellt eine Vereinbarung über die Lieferung einer fixen Menge Emissionszertifikate zu einem fixen Zeitpunkt in der Zukunft zu einem heute vereinbarten fixen Preis dar. Die Bezahlung von Forwards erfolgt in der Regel zum Liefertermin. Ein Käufer eines Forwards kann somit einen zukünftigen Bedarf an Emissionszertifikaten preislich absichern, ein Forward-Verkäufer sichert mit diesem Geschäft den Verkaufspreis zukünftiger Zertifikatsüberschüsse ab.

Bei der Bepreisung eines Forwardkontraktes muss wiederum beachtet werden, dass die zugrundeliegende „Ware“ Emissionszertifikate zumindest nach 2008 in beliebiger Höhe und kostenlos speicherbar ist. Setzt man Arbitragefreiheit voraus, so lässt sich eine obere Grenze des Wertes eines Forwards unter Betrachtung des aktuellen Zertifikatspreises, des aktuellen Zinssatzes und der (hier zu Null zu setzenden) Speicherkosten nach Gleichung 12.1 berechnen (vgl. z.B. Clewlow and Strickland, 2000):

Gleichung 12.1
$$F_{OG}(t,T) = S(t)e^{(r+w)(T-t)} \overset{w=0}{=} S(t)e^{r(T-t)}$$

mit $F_{OG}(t,T)$: Obere Grenze des Forwardpreises eines Forwards mit Liefertermin T zum Zeitpunkt t, S(t): Spotpreis für Zertifikate zum Zeitpunkt t, r: Zinssatz, w: Speicherkosten.

Sollte der Forwardpreis höher sein, könnte ein Arbitrageur gleichzeitig einen Forward verkaufen und die entsprechende Menge Zertifikate am Spotmarkt einkaufen und bis zum Liefertermin halten. Die Finanzierungskosten für den Kauf der Zertifikate wären dann geringer als die Einnahmen durch den Verkauf des Forwards. Die Differenz ist somit ein risikofreier Gewinn. In einem vollständig transparenten und liquiden Markt sollten derartige Preiskonstellationen nicht auftreten, da sie solange von Arbitrageuren ausgenutzt werden würden, bis das Angebots- und Nachfragegefüge derart verändert ist, das keine Arbitragemöglichkeit mehr besteht.

Sollte der Forwardpreis niedriger als F_{OG} sein, bestehen zwar analoge Arbitragemöglichkeiten durch gleichzeitigen Zertifikatsverkauf und Forwardkauf, dennoch sieht man - z.B. in Energiemärkten - häufig Forwardpreise, die niedriger als die nach Gleichung 12.1 bestimmten Preise sind. Dieser Effekt kann durch Ein-

führung des sogenannten Convenience Yields erklärt werden. Der Convenience Yield bewirkt einen Abschlag auf den Forward-Preis, der dadurch begründet ist, dass Unternehmen lieber direkt Zertifikate halten und zur jederzeitigen Verfügung haben möchten, als einen entsprechenden Forward zu kontrahieren. Unter Einbeziehung des Convenience Yields berechnet sich der Forwardpreis dann zu

Gleichung 12.2 $$F(t,T) = S(t)e^{(r-\delta)(T-t)}$$

mit δ: Convenience Yield.

12.3.4 Optionen

Optionen lassen sich prinzipiell in 2 Kategorien unterteilen: Call- und Put-Optionen. Eine Call-Option gibt dem Käufer das Recht aber nicht die Pflicht eine bestimmte Menge an Emissionszertifikaten zu einem bestimmten Zeitpunkt in der Zukunft zu einen bestimmten, bereits heute festgelegten, Preis (dem sogenannten Strike-Price) zu kaufen. Somit hat eine Call-Option den Charakter einer Versicherung gegen hohe Preise. Für die Gewährung der Option muss der Käufer dem Verkäufer der Option (auch Stillhalter genannt) vorab eine Optionsprämie zahlen. Put-Optionen stellen den genau umgekehrten Fall dar. Sie berechtigen den Käufer optional eine bestimmte Menge an Emissionszertifikaten zu einem bestimmten Zeitpunkt in der Zukunft zu einem bestimmten, bereits heute festgelegten Preis zu verkaufen. Put-Optionen stellen somit eine Versicherung gegen niedrige Preise dar. Auch für Put-Optionen muss eine Optionsprämie entrichtet werden.

Optionen müssen nicht zwangsläufig zu einer physischen Lieferung der Ware führen. Es kann auch ein rein finanzieller Ausgleich erfolgen. Mathematisch lässt sich diese Auszahlung aus Sicht des Optionskäufers nach Gleichung 12.3 darstellen.

Gleichung 12.3
$$\begin{cases} \max(0, S-K) & \text{für Call-Optionen und} \\ \max(0, K-S) & \text{für Put-Optionen} \end{cases}$$

mit S: Spotpreis für Emissionszertifikate, K: Strike-Price.

Es existieren verschiedene Ansätze, Optionen zu bepreisen. Ein Weg besteht darin, Optionen wie eine Versicherung zu betrachten. Eine faire Prämie ist nach diesem Ansatz der abgezinste Erwartungswert der Auszahlung der Option. Auf relativ einfache Weise kann eine Option nach diesem Ansatz mittels der sogenannten Monte-Carlo-Simulation berechnet werden. Hierzu werden auf Basis stochastischer Preismodelle Szenarien für die zukünftige Entwicklung der Zertifikatspreise generiert und die Auszahlung der Option in den verschiedenen Szenarien bestimmt. Nach Abzinsung der Auszahlungen kann der Preis der Option dann durch Erwartungswertbildung über alle Szenarien bestimmt werden.

12.3.5 Emissionsminderungsmaßnahmen

Neben den verschiedenen oben dargestellten auf den reinen Emissions*handel* bezogenen Absicherungsinstrumenten sind auch technische Emissionsminderungsmaßnahmen an eigenen Anlagen oder über den JI/CDM-Mechanismus als wichtige Absicherungsinstrumente anzusehen. Technische Emissionsminderungsmaßnahmen können letztlich als Option betrachtet werden.

Zunächst ist zu bestimmen, zu welchen Kosten mit einem Emissionsminderungsprojekt Emissionen eingespart werden können. Selbst wenn diese Kosten zu aktuellen Marktkonditionen für Emissionszertifikate eine sofortige Investition in das Projekt nicht sinnvoll erscheinen lassen, stellt allein die Möglichkeit, dieses Projekt zu einem späteren Zeitpunkt durchführen zu können, einen Wert dar, der mit einer Optionsprämie gleichzusetzen ist. Ein solches potenzielles Projekt ist z.B. für ein Unternehmen, das über die Allokation weniger Zertifikate erhält als es an Emissionen aufweist, eine Absicherung gegen steigende Zertifikatspreise. Bei niedrigen Zertifikatspreisen kauft das Unternehmen zunächst fehlende Zertifikate am Emissionsmarkt zu. Erst bei einem hohem Preisniveau entscheidet es sich zur Durchführung des Emissionsminderungsprojekts, das dann allerdings i.d.R. irreversibel ist. Diese Irreversibilität verkompliziert die Auffindung des optimalen Durchführungszeitpunktes, da die Preise nach der Durchführung des Projektes wieder fallen können und das Projekt in der Folge gegenüber dem Marktpreis nicht mehr wirtschaftlich ist. Ein mathematischer Ansatz zur Unterstützung dieser Entscheidungsfindung findet sich bei Spangardt et al., 2003. Zusätzlich wird die Entscheidungsfindung erschwert, wenn das Projekt lange Vorlaufzeiten (Planungs- und Bauphase) aufweist.

Der Wert der „Option Emissionsminderungsmaßnahme“ hängt somit in entscheidender Weise von

- der Volatilität der Zertifikatspreise,
- den spezifischen Emissions-Vermeidungskosten des Projektes und
- der Projektvorlaufzeit

ab.

12.4 Abbildung der Unsicherheiten

Für ein effektives Risikomanagement im Emissionsmarkt müssen zunächst die Unsicherheiten der zugrundeliegenden Einflussparameter quantifiziert werden. Speziell im Fall vieler verschiedener unsicherer Einflussparameter eignet sich die sogenannte Monte-Carlo-Simulation zur effektiven Abbildung der zugrundeliegenden Risiken. Die Monte-Carlo-Simulation basiert auf stochastischen Modellen der jeweiligen unsicheren Einflussparameter. Auf Basis dieser Modelle können dann Szenarien für die zukünftige Entwicklung dieser Einflussparameter generiert werden, die als Grundlage für die Ermittlung der Risikoexposition dienen. Exemplarisch wird im Folgenden eine Vorgehensweise zur Modellierung des Preisrisikos dargestellt.

Es existiert eine große Anzahl von verschiedenen stochastischen Modellen zur Simulation von stochastischem Preisverhalten. In diesem Zusammenhang sei exemplarisch auf die Diskussion verschiedener Preismodelle für Energiemärkte in Clewlow und Strickland, 2000 oder Pilipovic, 1998 verwiesen. Im Folgenden soll ein sogenanntes Mean-Reversion Modell diskutiert und die Erzeugung von Preisszenarien dargestellt werden. Mathematisch lässt sich ein zeitdiskretisiertes Mean-Reversion Modell nach Gleichung 12.4 darstellen.

Gleichung 12.4

$$x_t = x_{t-1} + \alpha(\bar{x} - x_{t-1}) + \sigma\varepsilon_t$$

$$x_t = \ln S_t$$

Mit S_t: Zertifikatspreis im Zeitschritt t, α: Mean-Reversion-Rate, $\bar{x}$: Langzeitmittelwert des logarithmierten Marktpreises, σ: Volatilität, ε_t: Standardnormalverteilte Zufallsvariable $\varepsilon_t \sim N(0,1)$.

Der zweite Summand in der Mean-Reversion Formel bewirkt, dass der Preis nach einem zufälligen Ausreißer zu einem Langzeitmittelwert zurückgezogen wird. Die Stärke dieser sogenannten Mean-Reversion wird durch die Größe der Mean-Reversion-Rate α gegeben. Das Langzeitmittel $\bar{x}$ ist in diesem Beispiel zeitlich konstant modelliert. Bei Bedarf kann auch $\bar{x}$ zeitabhängig modelliert werden, um langfristige Trends oder Saisonalitäten zu erfassen. Der dritte Summand bewirkt eine zufällige Änderung des Marktpreises, dessen Höhe durch die Volatilität σ gegeben ist.

Die Parameter α, $\bar{x}$ und σ müssen mittels Zeitreihenanalyse anhand von historischen Marktdaten geschätzt werden. Die Vorgehensweise hierzu wird z.B. in Clewlow und Strickland, 2000 dargestellt. Hier finden sich auch weitere komplexere Modelle zur Modellierung von stochastischen Preisprozessen.

Mit diesem stochastischen Preismodell können - unter Hinzuziehung von standardnormalverteilten Zufallsvariablen - Szenarien für die zukünftige Entwicklung der Marktpreise generiert werden. In Tabelle 12.1 und Bild 12.1 ist die Generierung eines Szenarios nach Gleichung 12.4 mit einer jährlichen Zeitdiskretisierung dargestellt. Es wurden folgende Modellparameter angenommen: α= 0,3; σ= 0,3. Der Langzeitmittelwert wird zeitlich anwachsend von 12 € in 2005 mit einer jährlichen Steigerungsrate von 3% angenommen (Gleichung 12.5). Als Startwert der Simulation wurde ein Marktpreis von 12 € angenommen.

Gleichung 12.5 $\bar{x}_t = \ln(12) + 0{,}03 \cdot (t-1)$, t = 1,...,16

Die zukünftigen eigenen Emissionen (⇒ 12.2.2 Volumenrisiko) und die zukünftige Emissionsminderung eines Emissionsminderungsprojektes (⇒ 12.2.3 Projektrisiko) können analog mit geeigneten Monte-Carlo-Zeitreihenmodellen erfasst werden.

Tabelle 12.1: Monte-Carlo-Simulation mit einem Mean-Reversion-Modell

Jahr	x_t	S_t	ε_t
2005	2,48	12,00	
2006	2,40	10,98	-0,3270
2007	2,01	7,44	-1,4442
2008	2,39	10,87	0,6940
2009	3,11	22,49	2,2057
2010	2,81	16,65	-0,5238
2011	3,08	21,75	1,0383
2012	3,02	20,50	0,1879
2013	3,34	28,17	1,3540
2014	3,24	25,55	0,2582
2015	3,17	23,86	0,2270
2016	3,13	22,77	0,2020
2017	2,85	17,26	-0,6438
2018	3,04	20,89	0,6106
2019	2,71	15,02	-0,9654
2020	2,59	13,31	-0,6276

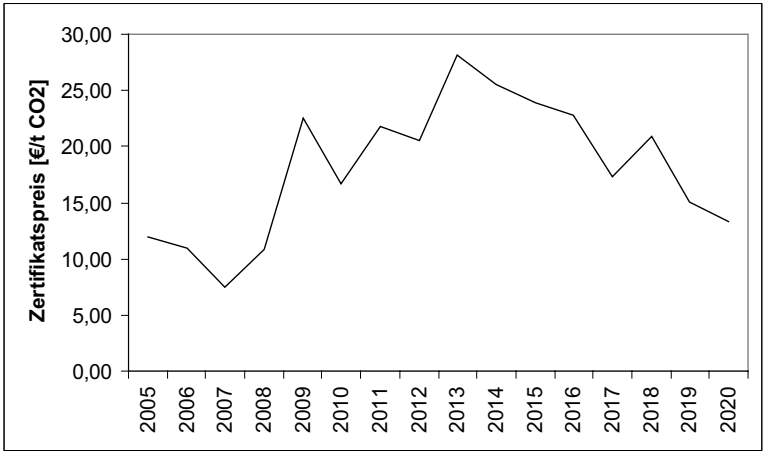


Bild 12.1: Preisverlauf aus Monte-Carlo-Simulation

Die Unsicherheit der Kostenkalkulation eines Emissionsminderungsprojektes kann durch eine Analyse bereits durchgeführter ähnlicher Projekte abgeschätzt werden. In Tabelle 12.2 ist eine solche Analyse exemplarisch dargestellt. In diesem fiktiven Beispiel wurde angenommen, dass die Abweichung der Projektkos-

ten von der Kostenschätzung für 75 ähnliche Projekte analysiert und in 5 verschiedene Kategorien eingeordnet wurde.

Tabelle 12.2: Abschätzung der Unsicherheit der Projektkosten

Differenz zur Kostenschätzung	Anzahl Projekte	Eintrittswahrscheinlichkeit
-50% bis -30%	5	6,7%
-30% bis -10%	14	18,7%
-10% bis +10%	33	44,0%
+10% bis+30%	20	26,7%
+30% bis +50%	3	4,0%

Politische Risiken können nur sehr schwer abgeschätzt und bewertet werden. Sollen diese Risiken dennoch in eine Risikobetrachtung einfließen, können verschiedene Szenarien z.B. für die Allokationspläne in zukünftigen Handelsperioden erstellt und mit Wahrscheinlichkeiten gewichtet werden.

Sollen bei der Ermittlung der Risikoexposition mehrere unsichere Einflussparameter (z.B. Preis- und Emissionsentwicklung) gleichzeitig betrachtet werden, müssen neben der Ermittlung von geeigneten Modellen für die stochastischen Parameter die Korrelationen der Parameter untereinander bestimmt werden. Bei einer hohen Korrelation der unsicheren Parameter ist es notwendig, bei der Szenariogenerierung diese Korrelation zu berücksichtigen[1].

12.5 Risikomanagement

Beim Risikomanagement im Emissionshandel muss zunächst eine Unterscheidung getroffen werden, ob das Risikomanagement für einen spekulativen Händler am Emissionsmarkt oder für ein Unternehmen, das langfristig das Risiko der Deckung von offenen Positionen in der Zertifikate/Emissionsbilanz managen möchte, durchgeführt werden soll.

Für den rein spekulativen Handel am Emissionsmarkt lassen sich Risikomanagementmethoden aus anderen spekulativen Märkten - z.B. dem Aktienmarkt - übernehmen. Ziel ist es hier, zu bestimmen, wie groß der maximale Wertverlust durch Schwankungen der Preise der gehaltenen Positionen unter Annahme eines gewissen Vertrauensquantils in einem kurzfristigen Zeitraum (1 Tag – wenige Tage) ist. Dieser unter dem Namen „Value-at-Risk“ bekannte Ansatz ist auf einen spekulativen Handel ausgerichtet. Es wird davon ausgegangen, dass alle Positionen des Portfolios kurzfristig auflösbar sind und somit ein weiterer Wertverlust des Portfolios bei fallenden Kursen verhindert werden kann.

[1] In Clewlow und Strickland, 2003 Kap. 8 findet sich hierzu ein sehr anschauliches Beispiel anhand der Modellierung der Korrelationen von Forwards mit unterschiedlichem Lieferdatum.

Für den nicht-spekulativen Handel eines Unternehmens, das Emissionshandel zur Bedarfsdeckung betreibt, empfehlen sich hingegen langfristig orientierte Ansätze. Ausschlaggebend für die Handelsentscheidung eines solchen Marktteilnehmers ist nicht die Erwartung kurzfristiger Gewinne durch günstige Kursveränderungen der gehaltenen Positionen sondern vielmehr die Deckung und Absicherung offener Positionen im Zertifikatebestand. Ein derartiger Ansatz basiert im Gegensatz zu den kurzfristigen Ansätzen auf der Annahme, dass Absicherungsinstrumente wie Forwards oder Optionen nicht zu Spekulationszwecken sondern zu Absicherungszwecken gekauft werden und somit bis zu Ihrer Erfüllung im Portfolio verbleiben.

Im Folgenden soll ein auf einer Monte-Carlo-Simulation basierender Ansatz zum langfristigen Risikomanagement dargestellt werden. Der Übersichtlichkeit halber wird im Weiteren nur das wichtigste Risiko betrachtet und in die Monte-Carlo-Simulation einbezogen: Der unsichere Zertifikatspreis. Grundlage der folgenden Betrachtung ist das Mean-Reversion-Preismodell, wie es bereits in Kapitel 12.4 dargestellt wurde. Ebenfalls aus Übersichtlichkeitsgründen werden bei den folgenden Betrachtungen nur 10 Szenarien für den zukünftigen Preisverlauf betrachtet. Dies ermöglicht es, die Vorgehensweise beim Monte-Carlo-basierten Risikomanagement explizit anhand eines Beispiels darzustellen. Tabelle 12.3 stellt die zu Grunde gelegten Preisszenarien dar.

Tabelle 12.3: 10 Preisszenarien für Emissionsberechtigungen

Jahr	Sz1	Sz2	Sz3	Sz4	Sz5	Sz6	Sz7	Sz8	Sz9	Sz10
2005	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00	12,00
2006	11,34	10,73	11,48	12,23	15,71	7,53	8,46	11,40	16,46	13,98
2007	10,29	7,57	10,48	11,10	13,59	8,13	9,71	18,09	13,39	18,29
2008	5,74	9,96	12,97	17,78	10,19	12,72	6,93	16,51	18,42	14,20
2009	7,66	7,51	14,40	19,89	5,22	24,16	7,23	15,22	17,20	11,41
2010	6,20	7,72	9,43	16,11	7,98	23,72	7,25	21,57	18,87	11,06
2011	8,65	9,16	12,42	13,14	7,02	11,43	6,41	21,50	50,65	11,63
2012	6,41	29,57	19,00	9,11	8,15	14,07	4,99	19,80	25,92	12,92

Anhand dieser Szenarien können dann verschiedene Handelsstrategien simuliert und deren Performance im Hinblick auf die entstehenden Kosten und das Risiko analysiert werden. Hierzu wird beispielhaft ein Unternehmens betrachtet, das in den Jahren 2005 bis 2012 jeweils ein Zertifikatsdefizit von 50.000 t CO_2eq aufweist. Alle im nachfolgenden dargestellten Kosten sind abgezinst auf das Jahr 2005 mit einem Zinssatz von 3%.

Variante A) Zukauf der fehlenden Zertifikate in jedem Jahr

Als Basisvariante soll zunächst eine sehr einfache Strategie analysiert werden: Der Zukauf der fehlenden 50.000 Zertifikate in jedem Jahr. Tabelle 12.4 stellt die hierdurch entstehenden Kosten in den 10 verschiedenen Szenarien dar.

Man erkennt, dass die Kosten in den 10 verschiedenen Szenarien sehr weit gestreut sind. Im besten Szenario *Sz7* entstehen beispielsweise Kosten über die 8 Jahre von rund 2,9 Mio. €, im schlechtesten Szenario Kosten von rund 7,6 Mio. €. Der Mittelwert der Kosten über alle Szenarien beträgt rund 4,7 Mio. €.

Tabelle 12.4: Kosten Variante A in Tausend €

Jahr	Sz1	Sz2	Sz3	Sz4	Sz5	Sz6	Sz7	Sz8	Sz9	Sz10
2005	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
2006	550	521	557	594	763	366	411	553	799	678
2007	485	357	494	523	640	383	458	853	631	862
2008	263	456	594	813	466	582	317	756	843	650
2009	340	334	640	883	232	1073	321	676	764	507
2010	267	333	407	695	344	1023	313	931	814	477
2011	362	383	520	550	294	479	268	900	2121	487
2012	261	1202	772	370	331	572	203	805	1054	525
Σ	3128	4185	4584	5030	3671	5078	2890	6074	7626	4787

Variante B) Durchführung eines Emissionsminderungsprojektes

In dieser Variante wird angenommen, dass direkt im Jahr 2005 ein Emissionsminderungsprojekt durchgeführt wird, das jährlich 50.000 t CO_2 bei Vermeidungskosten von 14 €/t CO_2eq einspart und somit die Deckungslücke im Zertifikatebestand schließt. Da in dieser Variante keine Zertifikate vom Markt zugekauft werden müssen, entfällt das Preisrisiko. Die Kosten über den Gesamtzeitraum belaufen sich somit unter Berücksichtigung der Abzinsungen auf rund 5,1 Mio. €.

Variante C) Kauf einer Call-Option

In dieser Variante wird angenommen, dass eine Option über den Kauf von jeweils 50.000 Zertifikaten in Jahren 2005-2012 gekauft wird. Der Strike Price wird mit 12 €/t CO_2eq in 2005 und danach jährlich mit einer Steigungsrate von 3% anwachsend angenommen. Die Prämie dieser Option wird im Folgenden mit einem fairen Preis, gemessen an den 10 Szenarien, angenommen. Die Optionsprämie entspricht daher der mittleren abgezinsten Auszahlung dieser Option in den 10 Szenarien. Dieser Wert ergibt sich zu 14,08 €/(t CO_2eq/a). In Tabelle 12.5 sind die in dieser Variante entstehenden Kosten dargestellt.

Anhand dieser Darstellung wird gut ersichtlich, welchen Einfluss Optionen auf die Risikostruktur nehmen. Da für die Optionsprämie ein fairer Preis angenommen wurde, ergeben sich mit rund 4,7 Mio. € dieselben mittleren Kosten wie in Variante A. Die Streuung der Kosten ist in diesem Fall asymmetrisch. Auf Grund des Auszahlungsprofils der Option weichen die Kosten nach oben nur geringfügig vom Mittelwert ab, nach unten allerdings stark. Man erkennt an diesem Beispiel sehr gut, dass Kauf-Optionen das Risiko besonders hoher Kosten absichern und dennoch die Möglichkeit offen lassen, von fallenden Preisen zu profitieren. Die Kosten in schlechten Szenarien können zwar durchaus die Kosten in der vollstän-

dig gesicherten Variante B übersteigen. Variante B schließt hingegen die Chance aus, von fallenden Zertifikatspreisen zu profitieren.

Tabelle 12.5: Kosten Variante C in Tausend €

Jahr	Sz1	Sz2	Sz3	Sz4	Sz5	Sz6	Sz7	Sz8	Sz9	Sz10
Prämie	704	704	704	704	704	704	704	704	704	704
2005	600	600	600	600	600	600	600	600	600	600
2006	550	521	557	594	600	366	411	553	600	600
2007	485	357	494	523	600	383	458	600	600	600
2008	263	456	594	600	466	582	317	600	600	600
2009	340	334	600	600	232	600	321	600	600	507
2010	267	333	407	600	344	600	313	600	600	477
2011	362	383	520	550	294	479	268	600	600	487
2012	261	600	600	370	331	572	203	600	600	525
Σ	3832	4288	5076	5142	4172	4886	3595	5458	5504	5101

Fazit

In den dargestellten Variantenrechnungen wird die Risiko/Kosten-Struktur verschiedener Strategien untersucht und anschaulich dargestellt. Dies ermöglicht es, eine der individuellen Risikoaversion angepasste Strategie aufzufinden.

An dieser Stelle sei erwähnt, dass zum Vergleich der Strategien das mit der Strategie verbundene Risiko mit einem Risikomaß bewertet werden sollte. Geeignete Risikomaße sind hier der z.B. Value-at-Risk oder Conditional Value-at-Risk. Während der Value-at-Risk in einer solchen Szenario-Darstellung den unteren Kosten-Schwellwert darstellt, über dem genau x Prozent (i.d.R. 5 oder 10%) der Szenarien liegen, berechnet sich der Conditional-Value-at-Risk als Mittelwert der Kosten der x-Prozent schlechtesten Szenarien.

Das vorstehende Beispiel zeigt, wie das Verfahren der Monte-Carlo-Simulation zum Risikomanagement im Emissionshandel eingesetzt werden kann. Dieses Beispiel ist stark vereinfacht, es empfiehlt sich zum einen weitaus mehr Szenarien zur Betrachtung heranzuziehen, zum anderen können neben den Zertifikatspreisen weitere Unsicherheiten in die Betrachtung einbezogen werden.

12.6 Unterjähriges Portfoliomanagement

In den vorangegangenen Abschnitten wurde die Thematik des langfristigen Risikomanagements im Emissionsmarkt mit einem Betrachtungshorizont von mehreren Jahren diskutiert. Speziell für den Kraftwerksbereich stellt sich zudem die Aufgabe, die CO_2-Emissionen bei der Stromproduktion in die Einsatzplanung der

Kraftwerksparks einfließen zu lassen[2] (vgl. Sikorski, 2003). Die Aufgabenstellung soll im Folgenden kurz dargestellt und diskutiert werden.

Waren wichtigsten Faktoren bei der Einsatzplanung vor dem Emissionshandel die Fixkosten des Kraftwerkes, die Brennstoffkosten, die Umwandlungskosten und aktuell am Markt erzielbaren Preise für elektrische Energie, so muss im Zuge des Emissionshandels auch die mit der Stromproduktion einhergehende CO_2-Emission in die Einsatzplanung einbezogen werden. Es ist stets anhand der Marktsituation am Brennstoff-, Strom- und Emissionsmarkt die Entscheidung zu treffen, ob es wirtschaftlicher ist, Strom zu produzieren und die damit verbunden Emissionszertifikate zu verbrauchen oder die Stromproduktion zu unterlassen und die hierdurch nicht „verbrauchten" Emissionszertifikate am Emissionsmarkt zu verkaufen bzw. nicht vom Emissionsmarkt beziehen zu müssen. Zusätzlich kann bei Unterlassung der Stromproduktion der nicht verbrauchte Brennstoff im Brennstoffmarkt verkauft werden bzw. muss nicht vom Brennstoffmarkt bezogen werden.

Beim unterjährigen Portfoliomanagement muss eine besondere Eigenschaft, der Emissionszertifikate gegenüber Brennstoffen berücksichtigt werden. Emissionszertifikate werden nicht technisch zur Stromerzeugung benötigt. Die verursachten Emissionen müssen erst zu Beginn des Folgejahres mit einer entsprechenden Menge an Emissionszertifikaten beglichen werden. Somit ist es möglich, Emissionszertifikate – im Gegensatz zu Brennstoffen – erst nach ihrem „Verbrauch" einzukaufen.

12.7 Literatur

Clewlow, L.; Strickland, Ch.: Energy Derivates: Pricing and Risk Management. Lacima Publications, London, 2000.

Pilipovic, D.: Energy Risk. Valuing and Manging Energy Derivatives. McGraw-Hill, New York, 1998.

PriceWaterhouseCoopers/Enerpresse: Climate Change and the Power Industry - European Carbon Factors - Benchmarking of CO_2 Emissions by the largest European Power Producers, 2003 (http://www.pwcglobal.com/gx/eng/about/ind/energy/carbon%20factor%20ukf.pdf).

Sikorski, T.: EU Emissions Trading: What does it mean for an electricity generator? Commodities Now, December 2003, 52-55.

Spangardt, G.; Lucht, M.; Wolf, Ch.; Horn, Ch.: Decision Making in the Emissions-Market under Uncertainty. Tagungsband des GOR-Joint Research Workshops „Business and Emissions Trading", 2003, erscheint.

[2] Die Energiewirtschaft ist mit ca. 60% der EU-weit vom Emissionshandel betroffenen Emissionen die weitaus am stärksten betroffene Branche (PriceWaterhouseCoopers/Enerpresse, 2003).

13 Konvergenz der Klimaschutzmaßnahmen

Manfred Fischedick
Peter Hennicke

Die heutige Form der Energieversorgung ist nicht nachhaltig. Dies betrifft Überschreitungen in bestimmten Teilsektoren (weltweit z.B. die Übernutzung von Biomasse oder Gesundheits- und Materialschäden durch SO_2-Emissionen) wie globale, den Nachhaltigkeitszielen entgegenlaufende Trends. Besonders beim Klimaschutz zeigt sich national wie auch insbesondere weltweit eine wachsende Diskrepanz zwischen der erforderlichen Reduktion Energie bedingter Treibhausgase und der tatsächlichen Entwicklung der Emissionen. Geht man für die Zukunft von einer trendgemäßen „weiter so wie bisher" -Energiepolitik aus (Business as Usual, BAU), ist zu erwarten, dass die Schere zwischen dem Ausstoß an Treibhausgasen und den Reduktionsempfehlungen der Klimawissenschaftler weltweit immer weiter auseinander gehen wird. Es ist daher von Bedeutung, für große Industrieländer wie Deutschland aufzuzeigen, mit welchem Technologiemix, unter welchen Randbedingungen und mit welchen sozioökonomischen Implikationen eine ambitionierte Klimapolitik möglich ist. Für Deutschland stellt sich dabei insbesondere auch die Frage, wie der politisch beschlossene Ausstieg aus der Atomenergie mit einer wirksamen Klimaschutzpolitik verbunden werden kann.

13.1 Klimaschutz und Trendentwicklung

Von der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung" ist Mitte 2002 eine aktuelle Trendentwicklung für das Energiesystem für eine Zeitspanne bis zum Jahr 2050 skizziert worden (Enquête 2002). Als wesentliche Annahme wurde eine Fortführung der bisherigen Energie- und Klimapolitik unterstellt ohne dass weitere durchgreifende Maßnahmen umgesetzt werden. Auch die möglichen Folgen der Einführung des Emissionshandelssystems sind hier noch nicht berücksichtigt. Allerdings ist die Umsetzung der Selbstverpflichtungserklärung der deutschen Industrie einbezogen, die als maßgebliche Basis für die nationale Umsetzung des Emissionshandels gelten kann.

Brennstoffseitig wurden auch für diesen langen Zeitraum keine Engpässe unterstellt. Die Energieträgerpreise für fossile Brennstoffe steigen jedoch in den nächsten Jahren weiter an. Mit einer Erhöhung des Erdölpreises von 2000 bis 2050 um den Faktor 2,7 liegt allerdings der Zuwachs eher an der unteren Bandbreite der heute diskutierten Projektionen und kann als durchaus optimistisch

angesehen werden. So ist es auch nicht verwunderlich, dass die Struktur der Energieversorgung des Jahres 2050 sich unter BAU-Bedingungen nicht entscheidend von der heutigen unterscheidet. Mehr als 90% des Primärenergiebedarfs wird auch in der Mitte dieses Jahrhunderts noch über fossile Energieträger gedeckt (vgl. Bild 13.1).

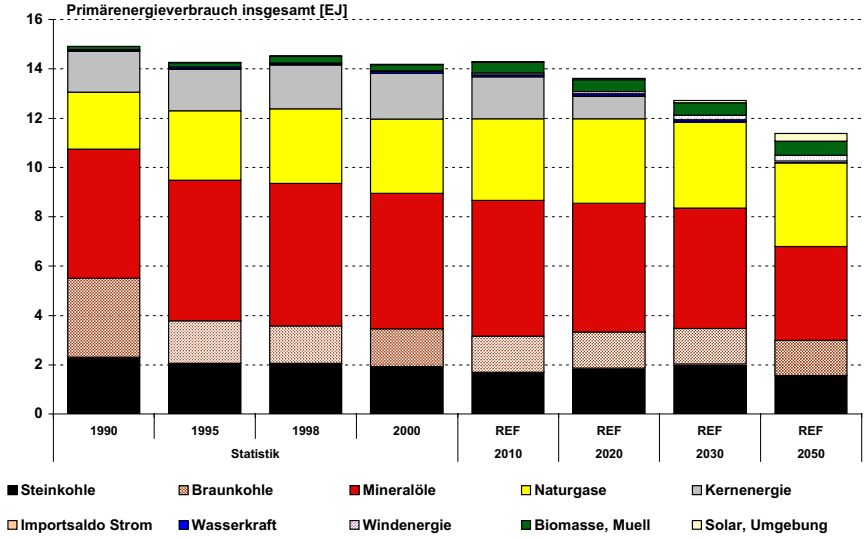


Bild 13.1: Entwicklung des Primärenergieeinsatzes im BAU-Szenario der Enquête-Kommission (Enquête 2003)

Der Primärenergieeinsatz geht den Annahmen zufolge in den nächsten 50 Jahren weiter zurück und liegt im Jahr 2050 um rund 20 % unterhalb dem jetzigen Niveau (1.180 PJ in 2000). Ausschlaggebend hierfür ist neben den endogenen Anreizen zur Effizienzsteigerung vor allem die Annahme einer nach dem Jahr 2030 deutlich rückläufigen Bevölkerung (2050 nur noch 67,8 Mio. statt rund 82 Mio. im Jahr 2000). Während die Bedeutung der Mineralöle erheblich sinkt, steigt der Deckungsanteil von Erdgas an. Auch der Beitrag der erneuerbaren Energien zur Primärenergieversorgung erhöht sich im Zeitverlauf deutlich. Der Enquête-Kommission folgend steigt er unter BAU-Bedingungen von rund 2,5% im Jahr 2000 über 4,4% (5,3%) im Jahr 2010 (2020) auf letztlich über 7% im Jahr 2050 an. Dies entspricht in etwa einer Verdopplung in den ersten beiden Dekaden. Besonders starke Zuwächse verzeichnen dabei die Windenergie und die Biomassenutzung.

Trotz des Ausbaus der erneuerbaren Energien und der Verringerung des Energieverbrauchs insgesamt verbleiben die Energie bedingten Treibhausgasemissionen und vor allem die CO_2-Emissionen in den nächsten Jahren etwa auf dem heutigen Niveau und sinken erst nach dem Jahr 2030 bevölkerungsbedingt signifikant ab (vgl. Bild 13.2). Entscheidenden Einfluss hat hierauf die Umsetzung

des Ausstiegsbeschlusses aus der Kernenergie bis zur Mitte des dritten Jahrzehnts dieses Jahrhunderts, deren Stromerzeugungsbeitrag im BAU-Szenario im Wesentlichen durch Kohlekraftwerke ersetzt wird.

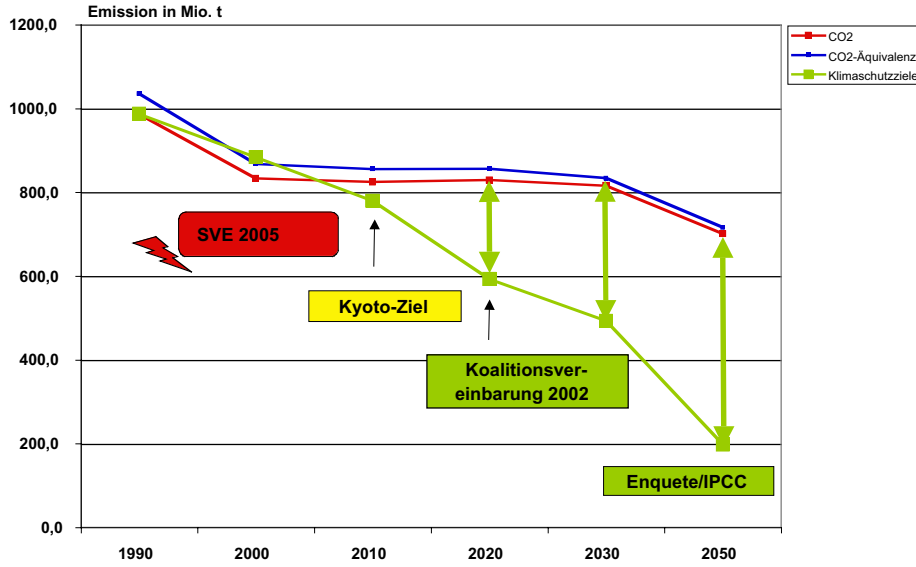


Bild 13.2: Entwicklung der energiebedingten Treibhausgasemissionen in der BAU-Entwicklung der Enquête-Kommission (Enquête 2003)

Damit weichen die resultierenden Treibhausgasemissionen vor allem langfristig deutlich von den aus Nachhaltigkeitsgesichtspunkten anzustrebenden Minderungsraten ab. Während die nationale Zielsetzung aus dem Kioto-Abkommen (Reduktion um 21% im Mittel für den Zeitraum 2008 bis 2012 im Vergleich zum Jahr 1990) noch fast erreicht wird, werden weiter reichende Ziele wie sie beispielsweise in der Koalitionsvereinbarung der beiden Regierungsparteien festgehalten sind (Reduktion um 40% bis zum Jahr 2020) deutlich verfehlt. Dies gilt erst recht für die längerfristigen Klimaschutzanforderungen wie sie verschiedene Enquête-Kommissionen des deutschen Bundestages begründet haben und die auch aus den Empfehlungen des Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) ableitet werden können. Das IPCC hält eine Minderung der Treibhausgasemission auf der Ebene der Industrieländer um 80% bis zur Mitte dieses Jahrhunderts für notwendig, wenn die Folgen der Erwärmung der Erdatmosphäre in „tolerablen“ Grenzen gehalten werden sollen (IPCC 2000). Vergleichbare Empfehlungen werden auch vom Wissenschaftlichen Beirat der Bundesregierung zu globalen Umweltveränderungen (WBGU) und dem Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) vorgestellt.

13.2 Szenarioanalyse – robuste Klimaschutzpfade für Deutschland

Die Enquête-Kommission hat sich nicht nur mit einer Analyse einer BAU-Entwicklung beschäftigt, sondern auch alternative Pfade aufgezeigt, mit denen die angestrebten Klimaschutzziele vermutlich erreicht werden können. In einem konkurrierenden Gutachterverfahren[1] wurden jeweils drei Nachhaltigkeits-/Klimaschutzszenarien berechnet, für die von der Kommission unterschiedliche technologische Richtungsentscheidungen vorgegeben wurden. Darüber hinaus wurden Varianten- und Sensitivitätsrechnungen durchgeführt (alternativer Datensatz, kurzfristigerer Ausstieg aus der Kernenergie). Für die verschiedenen Szenarien sind die folgenden unterschiedlichen Grundannahmen gesetzt worden:

- Das **Szenario Umwandlungseffizienz (UWE)** legt entsprechend den Vorgaben der Kommission einen Schwerpunkt auf die Effizienzsteigerung beim Einsatz fossiler Energieträger bei der Stromproduktion. Bei der Energiewandlung und -nutzung werden gegenüber dem im Referenzszenario zu Grunde gelegten Trend forciert moderne Technologien mit hoher Umwandlungseffizienz eingesetzt. Verschärfte energiepolitische Vorgaben wie z.B. höhere Energiesteuern wie auch zielgruppenspezifische Maßnahmenbündel verstärken die Motivation zur Energieeinsparung gegenüber der Referenzentwicklung. Energieeinsparungen werden im Wesentlichen durch eine vermehrte Ausschöpfung kostengünstiger Einsparpotentiale umgesetzt. Die Ausnutzung fossiler Energieträger wird in klimapolitischer Hinsicht dadurch erleichtert, dass annahmegemäß mittelfristig Möglichkeiten der CO_2-Entsorgung in zentralen Anlagen (z. B. im Kraftwerksbereich) erschlossen werden können.
- Das **Szenario REG-/REN[2]-Offensive (RRO)** ist gekennzeichnet durch einen deutlich verstärkten kombinierten Einsatz effizienter Erzeugungs- und Nutzungstechnologien sowie einen verstärkten Ausbau erneuerbarer Energien. Dies führt vor allem auch im Kraftwerkspark zu erheblichen Struktur- und Systemveränderungen (z.B. Dezentralisierung, virtuelle Kraftwerke, Vielfalt neuer Akteure), aus denen deutliche Verschiebungen in den Aufgabenfeldern der relevanten Akteure resultieren. Das Energiedienstleistungs-

[1] Die Praxis konkurrierender Studien hat in der wissenschaftlichen Politikberatung und bei gesellschaftlich kontroversen Thema im internationalen Vergleich in Deutschland einen hohen Stellenwert. Durch konkurrierende Szenarien von Instituten mit unterschiedlichen Modellen und Szeanriendesigns kann die Robustheit der Ergebnisse gesteigert werden. Dabei kam durch das Institut für Energiewirtschaft und rationelle Energieanwendung der Universität Stuttgart (IER) ein Optimierungsmodell und durch das Wuppertal Institut (WI) ein Simulationsmodell zum Einsatz. Beide Modelle basieren auf einem technologischen bottom up Ansatz, mit dem das Energiesystem prozess- und flussorientiert abgebildet wird, und gehen von den gleichen Rahmendaten aus. Darüber hinaus wurden verschiedene Annahmen zu maßgeblichen technischen Einflussgrößen (z. B. Investitionskosten für Großkraftwerke, Kostenentwicklung im Bereich erneuerbare Energien) harmonisiert.

[2] REN= rationelle Energienutzung; REG = regenerative Energien

prinzip setzt sich als Konzept flächendeckend durch; dies bedeutet, dass nicht nur die effizientere Bereitstellung von Endenergie, sondern vor allem auch deren hocheffiziente und kostengünstige Umwandlung in den eigentlichen Verbrauchernutzen (z.B. in behagliche Raumwärme oder in motorische Kraft) im Mittelpunkt stehen. Eine Energiebesteuerung im europäischen Rahmen findet statt. Die erneuerbaren Energien werden in der Markteinführung unterstützt und tragen nach und nach vermehrt zur Deckung der Energienachfrage bei. Im Jahr 2050 ist ein Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch (Strom, Wärme, Kraftstoffe) von mindestens 50% erreicht. Die Perspektive ist, den erneuerbaren Primärenergieanteil im weiteren Verlauf des Jahrhunderts schrittweise auf 100% auszudehnen. Energiepolitische Maßnahmen führen zu einer gegenüber der Referenz forcierten Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen. Auch in diesem Szenario werden mit Blick auf die Kosteneinsparungen die Einsparpotenziale zeitlich vorrangig ausgeschöpft. Allerdings setzt die Erfüllung der politischen Vorgaben z.B. im Gebäudebereich eine deutliche Intensivierung der energetischen Sanierungsrate im Bestand voraus, die nicht allein durch Wirtschaftlichkeitsaspekte gesteuert werden kann, sondern energiepolitischer Unterstützung bedarf. Sowohl im Szenario UWE als auch im Szenario RRO wird unterstellt, dass der beschlossene Atomenergieausstieg vollzogen und etwa bis zum Jahr 2023/24 abgeschlossen ist.

- Das **Szenario Fossil-Nuklearer Energiemix (FNE)** ist dadurch gekennzeichnet, dass die vorgegebenen CO_2-Reduktionsziele vorrangig durch den Steuerungsmechanismus der Märkte erreicht werden sollen. Entscheidend hierfür ist die Annahme einer dauerhaft besonders kostengünstigen nuklearen Stromerzeugung. Die Energiepolitik braucht unter dieser Voraussetzung lediglich Rahmenbedingungen zu setzen und überlässt die Technologiewahl dem betriebswirtschaftlichen Kalkül der Marktakteure. Ökologische Lenkungssteuern oder Eingriffe zur Begrenzung der Risiken des Nuklearkreislaufs werden nicht eingesetzt. Maßnahmen zur Energieeinsparung in allen Bereichen werden nur in dem Umfang umgesetzt, wie sie unter betriebswirtschaftlichen Aspekten profitabel sind, was insbesondere an die Kapitalrückflusszeiten hohe Anforderungen stellt. Kosteneffiziente Potentiale von Technologien mit höheren Umwandlungswirkungsgraden und Effizienzverbesserungsmöglichkeiten durch Steigerung der Anlagenleistung werden genutzt. Ein Zubau neuer Kernkraftwerke ist ab 2010 zulässig, und die heute bestehenden Anlagen dürfen über das in der Konsensvereinbarung zwischen Bundesregierung und Kraftwerksbetreibern in 2001 vereinbarte Maß hinaus betrieben werden.

Für die nachfolgenden Ergebnisbeschreibungen werden für die unterschiedlichen Szenarien die o. g. Abkürzungen verwendet. Darüber hinaus werden die Szenariorechnungen des Wuppertal Instituts mit der Bezeichnung WI versehen, während die vergleichbaren Ergebnisse der Universität Stuttgart mit IER gekennzeichnet sind. Bild 13.3 zeigt für das Jahr 2050 zunächst die resultierende Entwicklung des Primärenergieeinsatzes in den verschiedenen Klimaschutzszenarien in der Übersicht.

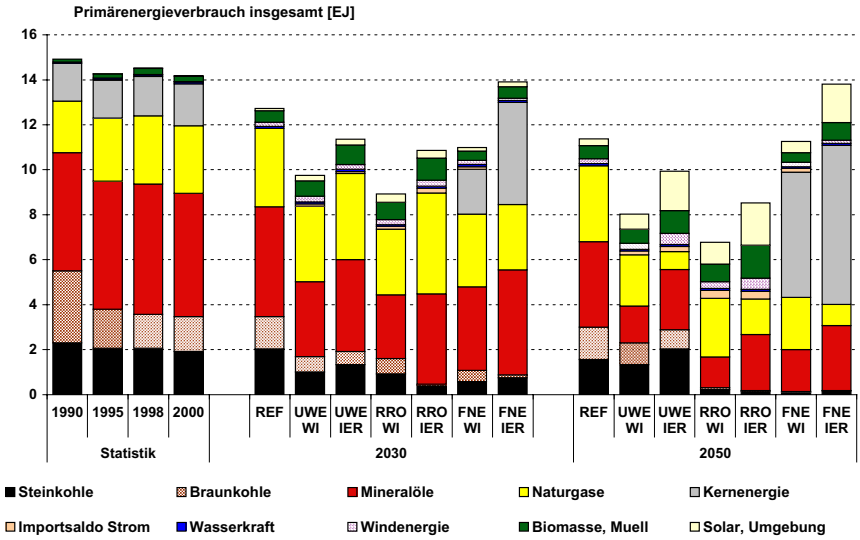


Bild 13.3: Entwicklung des Primärenergieeinsatzes im Szenariovergleich (Enquête 2002)

Danach wird deutlich, dass zur Erreichung des allen Szenarien vorgegebenen Klimaschutzziels von 80% CO_2-Reduktion in 2050 (gg. 1990) in erster Linie eine Steigerung der Energieeffizienz erforderlich ist. Mit Ausnahme des nuklearen Szenarios zeigen alle anderen Zukunftspfade einen deutlichen Rückgang des Primärenergieeinsatzes gegenüber der Referenzentwicklung. Darüber hinaus zeigt sich vor allem im Szenario RRO, dass die Energiewelt insgesamt diversifizierter wird und dass vor allem die Bedeutung der erneuerbaren Energien zu Ungunsten der fossilen Energieträger ansteigt. Der Primärenergieanteil der erneuerbaren Energien erhöht sich von ca. 2,5% in 2000 auf je nach Randbedingungen 6,5 bis18% in 2030 und 12 bis 50% im Jahr 2050.

Vorgabegemäß führen also alle Szenarien zu einer signifikanten Reduktion der CO_2-Emissionen. Sie erlauben damit den scharf kontrastierenden Vergleich unterschiedlicher Technologiepfade, die rechnerisch alle zum gleichen ambitionierten Klimaschutzziel im Jahr 2050 führen. Es ist jedoch sehr zweifelhaft, ob die Pfade UWE und FNE in dieser zugespitzten Form auf die erforderliche gesellschaftliche Akzeptanz stoßen würden, die notwendig ist, derart umfassende Systemveränderungen auch konkret umzusetzen. Am augenfälligsten stellt sich die Problematik bei der Szenariofamilie FNE dar, die in den nächsten Jahrzehnten zur Erreichung der vorgegebenen Ziele den Neubau von mehr als 50 Kernkraftwerken in Deutschland voraussetzt. Damit müssten nicht nur die bestehenden Kernkraftwerksstandorte erhalten, sondern auch eine erhebliche Anzahl neuer erschlossen werden. Auch bezüglich der Umsetzungsfähigkeit der UWE-Szenarien sind aus heutiger Sicht erhebliche Zweifel angebracht, kommt hier doch der bis heute noch nicht im großen Umfang technisch umgesetzten Option der CO_2-Entsorgung eine Schlüsselrolle zu. Aufgrund der jährlich zu entsorgenden Menge von 200 bis 250

Mio. t CO_2 stößt diese Strategie schnell an die Grenzen der nationalen CO_2-Deponierungspotenziale, die heute mit rund 4.000 Mio. t CO_2 abgeschätzt werden können (Enquête 2002). Was aber der dann notwendige Übergang auf eine europäische Entsorgungsstrategie für die Wertschöpfungskette im Land bedeutet, ist heute noch vollkommen unklar. So ist zumindest vorstellbar, dass zahlreiche Kraftwerke aufgrund der besseren Transportierbarkeit von Strom von den Verbrauchs- oder Kohleförderschwerpunkten weg an die CO_2-Senken verlagert werden. Die von einigen erhoffte Stabilisierung der regionalen Kohleförderung und Kraftwerksstandorte würde demnach nicht eintreten. Hierzu kommt, dass viele technische, insbesondere aber auch die ökonomischen und ökologischen Fragen der CO_2-Abscheidung und Deponierung noch nicht hinreichend geklärt sind.

Um die Nachhaltigkeitslücke im Vergleich zu einer BAU-Strategie zu schließen ist damit vor allem ein engagiertes Umsteuern des Energiesystems zu einer klimaverträglichen Versorgungsstruktur notwendig, die auf die forcierte Ausschöpfung der Energieeinsparpotenziale und der Nutzungsmöglichkeiten der Erneuerbaren setzt, wie sie in den Szenarien RRO beschrieben sind. Die dafür relevanten Bereiche gehen weit über den durch den Emissionshandel primär betroffenen Bereich hinaus und umfassen vor allem folgende strategische Elemente.

- Nachfrageeffizienz
    - stromseitig
    - wärmeseitig (Fokus insbesondere Gebäudebereich)
    - verkehrsseitig
- Angebotseffizienz (z.B. Kraft-Wärme-Kopplung)
- Erneuerbare Energien
- Neue Energieträger und Kraftstoffe

Als Schlüsselgröße kann dabei die Energieeinsparung gelten. Alle Nachhaltigkeitsszenarien kommen übereinstimmend zu der Auffassung, dass eine Verbesserung der Energieeffizienz eine entscheidende Voraussetzung für eine klimaverträglichere Energieversorgung darstellt. Seit 1950 ist die Energieeffizienz (die wirtschaftliche Leistung bezogen auf den Primärenergieeinsatz, auch als Energieproduktivität bezeichnet) mit starken Schwankungen durchschnittlich in den alten Bundesländern um 1,65 % pro Jahr gestiegen. In den letzten 10 Jahren (1991 bis 2001) um 1,5 % pro Jahr. Das auf einer forcierten Markterschließung der Ausbaupotenziale der erneuerbaren Energien und der Einsparpotentiale aufbauende Nachhaltigkeitsszenario RRO der Energie-Enquete Kommission zeigt, dass eine engagierte Reduktion der CO_2-Emissionen bei gleichzeitigem Atomausstieg eine Effizienzsteigerung von mehr als 3 % p.a. erfordert. Diese Verdoppelung der Steigerungsrate der Energieproduktivität über mehrere Jahrzehnte ist technisch zweifelsfrei möglich, sie verlangt aber eine mutige Richtungsentscheidung der Energiepolitik zugunsten einer strategischen Energiesparoffensive und den gezielten Abbau von Markthemmnissen für Effizienztechniken durch sektor- und zielgruppenspezifischen Instrumentenbündel.

Bild 13.4 zeigt, dass Einsparungen im Bereich der Stromanwendungen, im Verkehr und bei sonstigen Anwendungen (vor allem im Gebäudebereich) gleichermaßen von Bedeutung sind. Energiepolitisch bedeutsam ist auch die szena-

rienbasierte Abschätzung des Beitrags von REN im Vergleich zu REG zu den nationalen Klimaschutzzielen: Zwei Drittel bis drei Viertel der für den Klimaschutz notwendigen CO_2-Minderung kann und muss in den nächsten Jahrzehnten auf den Märkten für Energieeffizienztechnologien erbracht werden (vgl. Bild 13.4). Hierzu gibt es strategisch keine Alternative und führt zu dem energiepolitischen Imperativ, die Markteinführung von REG sehr viel systematischer als bisher mit einer forcierten Effizienzsteigerung zu verbinden. Nur dadurch kann längerfristig der Ausbau erneuerbarer Energien eine entscheidende Bedeutung auch im Klimaschutz erlangen und umso früher zur tragenden Säule der Energieversorgung werden. Im Jahr 2050 tragen die erneuerbaren Energien einer solchen Strategie folgend mit etwa der Hälfte zum CO_2-Minderungsziel von 80 % bei. Dies gelingt umso effektiver, je besser die volkswirtschaftlichen Zusatzkosten für die Markteinführung der erneuerbaren Energien durch die Kosteneinsparung in Folge umgesetzter Energieeffizienzsteigerung kompensiert werden. Eine einseitige Ausbaustrategie der erneuerbaren Energien führt demgegenüber zu deutlich höheren Kosten, ist ökonomisch suboptimal und setzt mittelfristig die Akzeptanz für Sonne, Wind und Biomasse aufs Spiel.

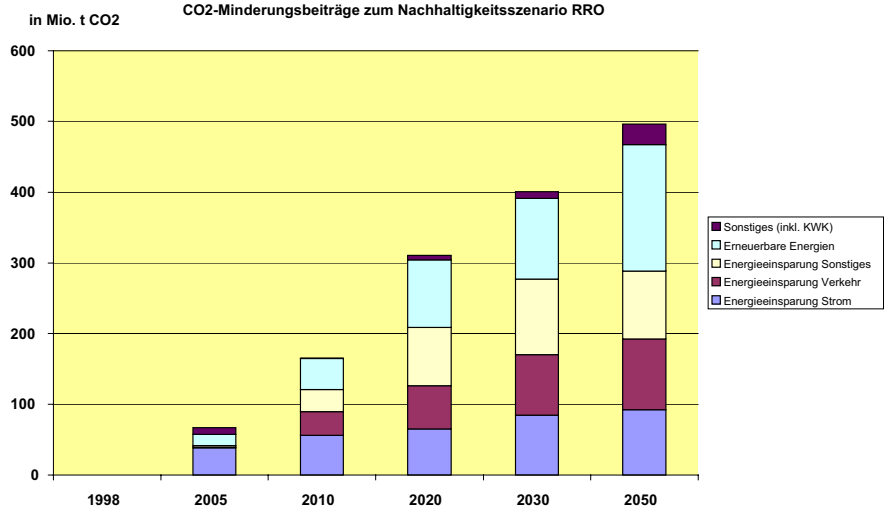


Bild 13.4: CO_2-Minderungsbeiträge im UBA-Nachhaltigkeitsszenario

13.3 Politikmaßnahmen als Anreiz für engagierten Klimaschutz

Die zuvor beschriebene Entwicklung hin zu einem Klimaschutz orientierten Energiesystem wird in keiner der Strategien allein durch marktwirtschaftliche Selbststeuerung erreicht, sondern erfordert vor allem in den Szenarien UWE und RRO ein innovatives Policy Mix und ein Bündel von ambitionierten Umsetzungsmaßnahmen. Der Abschlussbericht der Energie-Enquête-Kommission ent-

hält eine ausführliche Analyse von politischen Strategien, Hemmnissen und Instrumenten zur Umsetzung einer mittelfristigen nachhaltigen Energiepolitik in Deutschland (Enquête 2002). Diese Analyse, die von der Umsetzung der nachfolgend aufgeführten Ziele ausgeht, setzt auf dem Sachstand der früheren Klima-Enquete-Kommissionen auf und berücksichtigt die weit gehend positiven Erfahrungen mit dem Einsatz eines breiten Policy Mix bei der bisherigen Klimaschutzpolitik in Deutschland. Allerdings müsste dieses Policy Mix zukünftig vor allem im Bereich der Energieeffizienz noch erheblich weiter entwickelt werden. Insbesondere das Szenario RRO setzt ein neues Verständnis des Primats der Energiepolitik voraus, d.h. die Steuerungsbereitschaft der Politik müsste gegenüber der Vergangenheit erheblich zunehmen. Die Politik müsste hinsichtlich ihrer Gestaltungs- und Vorsorgeaufgaben z.B. bei neuen Forschungsschwerpunkten, aber auch durch innovative Anreiz- und Finanzierungssysteme (s.u.) einen deutlichen Paradigmenwechsel vollziehen. Nachfolgend findet sich eine Zusammenfassung der wichtigsten Ergebnisse des Energie-Enquete Berichts. Der interessierte Leser sei auf die Lektüre des umfangreichen Abschlussberichtes und hier insbesondere Kapitel 6.3 verwiesen.

Kasten 13-1: Prioritäre Handlungsziele der Energie-Enquete Kommission für die Klimaschutzpolitik (Enquête 2002)

- Minderung der Treibhausgasemissionen um 40% bis zum Jahr 2020 (Basis 1990) und um 80% bis zum Jahr 2050 – jeweils angemessene Beiträge aller Sektoren
- Verbesserung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität um mindestens 3% p.a. in den nächsten 20 Jahren
- Erhöhung der Stromproduktion aus REG um den Faktor 4, der erneuerbarer Primärenergien um den Faktor 3,5 sowie des Stromaufkommens aus KW/KK um den Faktor 3 (jeweils bis zum Jahr 2020)
- Absenkung des durchschnittlichen spezifischen Wärmeverbrauchs neu sanierter Altbauwohnungen bis zum Jahr 2020 auf 50 kWh/qm/a
- Senkung des Flottenverbrauchs neuer Personenkraftwagen bis zum Jahr 2020 auf 3,5 bis 4 Liter je 100 km
- Erhöhung der nicht-nuklearen F&E-Aufwendungen um mind. 30%; Ausrichtung der Forschungsprogramme auf nachhaltige Technologien und deren Begleitforschung
- weltweite Spitzenstellung bei F&E in Bezug auf energiesparende Technologien und erneuerbare Energieerzeugungstechnologien
- Mehr Technologien umweltschonender Energieerzeugung und -einsparung im Bereich der Entwicklungszusammenarbeit

Für die Realisierung der hier genannten Ziele bzw. Teilziele sind nach Analysen der Kommission über die bereits praktizierten Instrumente und Maßnahmen (z.B. global steuernde Instrumente wie die Ökosteuer, freiwillige Vereinbarungen sowie sektorspezifische Instrumente wie das Erneuerbare Energien Gesetz und die

Energieeinsparverordnung) und die Umsetzung der europäischen Emissionshandelsrichtlinie hinaus eine Vielzahl weiterer Aktivitäten und Maßnahmen notwendig. Vor allem den sektorspezifischen Maßnahmen wird großes Gewicht beigemessen, sind sie doch zum Teil deutlich genauer auf die angestrebten Ziele zu justieren als global über den Preis (z.B. Öko-Steuer) oder über die Menge (z.B. CO_2-Emissionshandel) steuernde Instrumente, die eher die allgemeinen Rahmenbedingungen bilden und generelle Richtungsimpulse verstärken. Von besonderer Bedeutung ist dabei die Einführung von hinreichenden Anreizsystemen zur Ausschöpfung der Energieeinsparpotenziale, z. B. durch die Implementierung eines Energieeffizienzfonds.

Im Rahmen eines erfolgreichen Klimaschutzinstrumentariums gibt es kein Königsinstrument, viel mehr kommt es auf die richtige Mischung an. Dies betrifft auch den Emissionshandel, dessen Integration in den Policy Mix zu konkretisieren ist und der möglichst effizient im nationalen Rahmen umzusetzen ist. Wie ein derartiger Maßnahmenmix aussehen kann, ist in nachfolgender Box dargestellt, wobei aufgrund der Bedeutung die auf den Effizienzbereich abzielenden Maßnahmen getrennt dargestellt sind.

Kasten 13-2: Ausgewählte nationale Instrumente der Energie-Enquete-Kommission für die Klimaschutzpolitik

- Klimaverträgliche Fortschreibung der Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte
- Abbau von Subventionen für klimabelastende und risikobehaftete Energieträger (Kohle, Kernenergie)
- Abbau der Wettbewerbsvorteile durch Rückstellungen für Entsorgung und Stilllegung bei Kernkraftwerksbetreibern
- Weiterentwicklung der Ökologischen Steuerreform
- Konsequente nationale Umsetzung der europäischen Emissionshandelsrichtlinie
- Einrichtung eines DUFFleM-Fonds („Deutsche Unterstützung für Flexible Mechanismen“) für die projektbasierten Instrumente des CDM und JI (Beiträge zum Technologietransfer durch Ausschreibung und Akquisition kostengünstiger CO_2-Reduktionszertifikate)
- Unterstützung kommunaler Klimaschutzaktivitäten
- Stetige Weiterentwicklung des Einspeisegesetzes für erneuerbare Energien
- Einführung einer Kennzeichnungspflicht für Strom
- Einführung einer Mengenregelung zur Förderung der KWK
- Ausweitung von Labelling und Standards bei Stromanwendungen

Kasten 13-3: Maßnahmen zur beschleunigten Marktdiffusion von Effizienztechnologien

- Einführung eines Energieeffzienzfonds (z.B. Orientierung an dänischen Stromsparfonds sowie dem britischen Energy Saving Trust)
- Unterstützung des Aufbaus und Weiterentwicklung eines eigenständigen Marktes für Effizienzprodukte und -akteure, durch prämienunterstützte Ausschreibungsverfahren für Einsparleistungen
- Durchführung von Beschaffungsauktionen von kleinen Einzelinvestitionen hocheffizienter Standardprodukte und Komponenten für Dienstleister, Großhändler und Hersteller
- Entwicklung einer neuen Generation von Energieeffizienzprogrammen zur Beschleunigung der Markttransformation
- Unterstützung von Energieunternehmen bei der Durchführung und Evaluierung von Demand Side Management-Programmen
- Vorbereitung und Durchführung von wettbewerblichen Effizienzkampagnen
- Erarbeitung von Effizienzstandards und Labelling-Klassen für unterschiedliche Gerätegruppen
- Aufbau einer Energieeffizienzmarke als Wiedererkennungs-Merkmal
- Bundesweites Impulsprogramm „Rationelle und wirtschaftliche Verwendung von Elektrizität“ (RAWINE) und Koordination des RAWINE-Impulsprogramms in Zusammenarbeit mit den Bundesländern
- Initiierung von Forschungs- und Entwicklungsaktivitäten zur weiteren Verbesserung der Stromeffizienz.

13.4 Zusammenfassende Übersicht

Systemanalytische Untersuchungen im Rahmen von Szenariobetrachtungen sind heute wichtige Hilfsmittel für die politische Entscheidungsfindung. Aus den aktuellen Szenarioanalysen, insbesondere der Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ lassen sich verschiedene Technologie-Cluster und robuste Systemzusammenhänge ableiten, die für die Erreichbarkeit der Nachhaltigkeitsziele von entscheidender Bedeutung sind. Bei der Auflistung der notwendigen Veränderungen kann zwischen kurz-, mittel- und längerfristigen Gesichtspunkten unterschieden werden.

Für die **kurzfristige Zeitebene (bis 2005/2010)** zeigt sich aus den Szenarioanalysen, dass die Erreichung der Nachhaltigkeitsziele folgende Strategieelemente erfordert:

- mindestens eine Verdopplung des Anteils erneuerbarer Energien,
- eine deutliche Ausweitung des Beitrags der Kraft-Wärme-Kopplung,
- eine Verstärkung der Anstrengungen zur Energie- und insbesondere der Stromeinsparung (bis hin zu einer Verdopplung der jährlichen Steigerungsraten der Energieproduktivität) und

- die Weiterentwicklung und Markteinführung der Technologien, die eine Brückenfunktion in eine langfristig nachhaltige Energieversorgung leisten können (z. B. Brennstoffzellen).

Mittelfristig (bis 2020/2030) erscheint es notwendig,

- den zuvor beschriebenen Weg kontinuierlich weiter zu gehen. Dies betrifft vor allem den Bereich der rationellen Energieanwendung und hier insbesondere die Sektoren mit langen Zeitkonstanten wie die Gebäudesanierung und die Effizienzerhöhung der Fahrzeugflotte,
- die aufgegriffenen Strategieelemente konsequent weiterzuentwickeln und auszubauen. Im Vordergrund steht dabei der Aufbau entsprechender Infrastrukturen, wie z.B. Nahwärmeversorgungen und die Etablierung der Märkte für erneuerbare Energien sowie der Aufbau virtueller Kraftwerke,
- den in diesem Zeitraum im Kraftwerkspark anstehenden Erneuerungs- und Ersatzbedarf für eine zielorientierte Umgestaltung zu nutzen, in- dem Effizienzpotenziale ausgeschöpft und Kompatibilität mit dem Ausbau erneuerbarer Energien gewahrt werden. Damit wird vermieden, dass durch die Errichtung wenig zukunftsfähiger Kraftwerke die heutigen Strukturen zementiert und die Handlungsmöglichkeiten langfristig eingeschränkt werden (Langlebigkeit des Kapitalstocks im Kraftwerksbereich). Im entsprechenden Maße gilt dies auch für den Erneuerungsbedarf auf der Ebene der Stromnetze,
- über mögliche Senken in Bezug auf die CO_2-Emissionen endgültige Klarheit (prinzipielle Eignung, Nachhaltigkeit) zu erlangen (z. B. CO_2-Entsorgung) und
- neue Schwerpunkte im Bereich der Mobilität zu setzen (verstärkte Anreize für den Umstieg auf die Bahn, Kombination effizienter Autos mit neuen Treibstoffen).

Langfristig (bis etwa 2050) ist schließlich darauf zu achten,

- die erreichte Ausbaudynamik (bei den erneuerbaren Energien, der rationellen Energieanwendung, Brennstoffsubstitution) zu sichern und stetig fortzuentwickeln und so zu einem inhärenten Teil jeder Energieversorgung zu machen,
- weitere Quellen in den Energiemix einzubeziehen (z. B. Stromimport aus erneuerbaren Energiequellen, je nach Ergebnissen der zuvor erforderlichen Prüfung auch CO_2-neutrale fossile Kraftwerke mit angeschlossener CO_2-Entsorgung),
- neue klimaverträgliche Kraftstoffe auf der Basis erneuerbarer Quellen in das gesamte Energiesystem zu integrieren und
- die verschiedenen zusätzlichen Komponenten durch ein intelligentes Management miteinander zu vernetzen und eine optimale Balance zwischen den verstärkt dezentralen Strukturen und den überregional zu vernetzenden Systemen – bis hin zu einem europäischen Verbund der Nutzung erneuerbarer Energien – zu finden.

Die Enquete Kommission hat für alle Szenarien auch die Gesamtkosten ermittelt und vergleichend gegenübergestellt. Angesichts

- der hierzu notwendigen langfristigen Energiepreisannahmen,
- der vielfältigen Unsicherheiten bei der Entwicklung der Investitionskosten über längere Zeiträume sowie
- der erheblichen Bandbreiten bei der Abschätzung der externen Kosten (besonders kontrovers bei der Kernenergie)

war es vorhersehbar, dass über die Kostenschätzungen in der Energie-Enquete Kommission kontrovers diskutiert wurde. Bemerkenswert ist jedoch, dass die Kommission - trotz erheblicher Differenzen bei anderen Grundsatzfragen[3] - einvernehmlich zu dem Ergebnis kam, dass das ambitionierte CO_2-Minderungsziel von 80% nicht nur technisch auf der Basisbreite verschiedener Optionen, sondern prinzipiell auch in wirtschaftlicher Hinsicht erreichbar ist. Die Mehrheitsposition der Kommission zu den ökonomischen Implikationen einer ambitionierten Klimaschutz- und Kernenergieausstiegsstrategie kann in den folgenden Punkten zusammengefasst werden:

- Der Anteil der Energiesystemkosten im Referenzszenario kann von 12,5 % des BIP (2010) auf 9,2% (2050) reduziert werden.
- Im Nachhaltigkeitsszenario RRO (mit Atomausstieg und 80 % CO_2-Reduktion bis 2050) liegt der Anteil der Energiesystemkosten am BIP in 2050 nur leicht höher (zwischen 9,4 und 10,4 %).
- In allen - technologisch sehr unterschiedlichen - Pfaden ist trotz der ausgewiesenen Bandbreite die Höhe der Zusatzkosten vergleichsweise gering.
- Berücksichtigt man die Vorteile (Wachstums-, Export- und Beschäftigungseffekte), sind diese Zusatzkosten "gesellschaftlich akzeptabel" - vor allem wenn die Vermeidung der externen Kosten in Rechnung gezogen wird.

13.5 Literatur

Enquête-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung" des 14. Deutschen Bundestages (Hg.), Zusammenfassung des Berichtes, Berlin, 2002

Fischedick, J. Nitsch u.a., „Langfristszenarien für eine nachhaltige Energieversorgung in Deutschland". Wuppertal-Institut für Klima, Umwelt, Energie, Wuppertal, DLR Stuttgart, Forschungsvorhaben für das Umweltbundesamt, Berlin Juli 2002

[3] etwa bezüglich der Definition von Nachhaltigkeit, der Einschätzung der Risiken der Kernenergie oder der Vor- und Nachteile des liberalisierten Binnenmarktes

This page intentionally left blank

14 Zero Emission Energiewirtschaft?

Wilhelm Althaus

14.1 Vom Umweltverbrauch zur nachhaltigen Entwicklung

Wasser, Boden, Luft und Biomasse sind Umweltmedien, vorstellbar als abgrenzbare, homogene Räume mir dem – allerdings begrenzten - Vermögen, Stoffe aufzunehmen, zu verteilen, gegebenenfalls um- oder abzubauen oder anzureichern und sie in andere Medien abzugeben. Zusätzliche Umweltfunktionen höherer Ordnung entstehen durch komplexe Wechselwirkungen von belebter und unbelebter Natur (z.B. ein konstantes Klima, ein fruchtbarer Boden).

Seit der industriellen Revolution wurde die Umwelt in den Industrieländern als ein riesiges Reservoir verwendet. Rohstoffe und Energien wurden beschafft und verwendet, Produkte hergestellt und die im Produktionsprozess anfallenden Schadstoffe über den Luft- oder Wasserpfad entsorgt bzw. auf Deponien verbracht. Erst vor etwa 50 Jahren wurde erkannt, dass die rasche Industrialisierung die Kreisläufe fast aller Stoffe drastisch beschleunigt, zu Stoffanreicherungen in Umweltmedien an ungeeigneten Stellen führte und damit eine ganze Reihe ökologischer Probleme hervorruft. Zunächst wurde daher die nachsorgende, additive oder „End-of-Pipe"-Technologie des Umweltschutzes entwickelt. Sie trug dazu bei, einige drängende Umweltprobleme zu mildern. Die Ordnungsbehörden versuchten anthropogene Schadstoffemissionen durch den Erlass von immer schärferen Grenzwerten zu reglementieren. Wissenschaft und Technik erzielten erhebliche Fortschritte bei der Detektion, Bestimmung, Abscheidung und beim Abbau von Schadstoffen.

Der Begriff der unerwünschten Emission wurde folgerichtig auch über den stofflichen Aspekt hinaus zunehmend erweitert, so dass heute die Abgabe von Luftverunreinigungen durch Rauch, Ruß, Staub, Gase, Aerosole, Dämpfe oder Geruchsstoffe, die Abgabe von Energien wie Geräusche, Erschütterungen, Licht, Wärme, Strahlen, als auch die Abgabe von Abwasser und bodenschädlichen Stoffen durch sog. Emittenten darunter subsummiert wird (z.B. Bundesimmissionsschutzgesetz BImSchG, Wasserhaushaltsgesetz WHG, Gesetz zum Schutz des Bodens BBodSchG).

Bald wurde klar, dass nachsorgende Umwelttechniken lediglich die Symptome von Umweltbeeinträchtigungen bekämpfen, dass sie Probleme häufig nur verla-

gern und dass sie letztlich wenig geeignet sind, den Verbrauch natürlicher Ressourcen zu verringern. Seit der Rio-Konferenz 1992 ist der Begriff des *„Sustainable Development*“ eingeführt (Brundtland, 1987):

> *„Sustainable development is a process of change in which the exploitation of resources, the direction of investments, the orientation of technological development, and institutional change are all in harmony and enhance both current and future potential to meet human needs and aspirations.“*

Dies erscheint derzeit die einzige Strategie zu sein, die geeignet ist, das langfristige Überleben der Menschheit zu sichern. Nachhaltige Entwicklung ("Sustainable Development") soll ökonomische, ökologische und soziale Bedürfnisse der heutigen Gesellschaft befriedigen, gleichzeitig Zukunftsoptionen offen halten. Diese ethisch motivierte Forderung muss auf die technisch-wirtschaftlichen und politischen Handlungsebenen übersetzt werden.

Tabelle 14.1: Leitprinzipien einer nachhaltigen Entwicklung

Nutzen-, Dienstleistungs- und Serviceorientierung	Die Gestaltung der Bereitstellung von Energie und Produkten soll sich an den damit zu erfüllenden Funktionen bzw. Leistungen ausrichten.
Nutzung erneuerbarer Ressourcen	Energetische und stoffliche Versorgung möglichst aus erneuerbaren/nachwachsende Ressourcen.[1]
Effizienz	Funktionen und Leistungen so energie- und materialeffizient wie möglich darbieten. Auch Kosteneffizienz ist wesentliches Teilziel.
Zurückführung nicht erneuerbarer Ressourcen in den Wirtschaftskreislauf	Verbrauch nicht erneuerbarer Ressourcen durch möglichst häufiges Recycling senken.
Kontinuierliche Systemverbesserung und Systemintegration	Nachhaltige Entwicklungen sind innovative, dynamische, adaptive Prozesse.
Fehlertoleranz und Risikovorsorge	Großräumige oder langfristige Auswirkungen bei Störungen natürlicher und technischer Systeme sind zu vermeiden.
Soziale Sicherung, Sicherung von Lebensqualität	Erhaltung und Schaffung hochwertiger Arbeit sowie einer lebenswerten Umwelt, Erhaltung der Lebensqualität.

Heute hat in der industriellen Produktion im Sinne nachhaltiger Prinzipien ein allmählicher Übergang von der *additiven* Umwelttechnik zu mehr *integrierten*

[1] Hier werden mit dem Begriff „Ressourcen“ Rohstoffe, Energieträger und Umweltmedien zusammengefasst. Auch der Bestand erneuerbarer Ressourcen kann bei zu starker Inanspruchnahme abnahmen. Generell sollten Ressourcen langsamer aus der Umwelt entnommen werden, als sie sich im gleichen Zeitraum durch natürliche Prozesse nachbilden (Nachhaltigkeitsprinzip).

Umweltschutzmaßnahmen begonnen. Dieser Übergang zum **P**roduktions**I**ntegrierten **U**mwelt**S**chutz (**PIUS**) wird aber sicherlich noch einige Jahrzehnte in Anspruch nehmen. Integrierter Umweltschutz findet sich aber auch in der Produktkonzeption selbst (z.B. Langlebigkeit, umweltverträgliche Verwertbarkeit, Verzicht auf toxische Inhaltsstoffe, optimale Produktlebenszyklen). Die Triebkraft für die Entwicklung von integrierten Umwelttechniken sind Ökologie, unternehmerische Ziele und Ressourcenschonung. Integrierter Umweltschutz sorgt für integrierte Wertschöpfung und bedeutet daher, anders als beim additiven Umweltschutz, keinen Widerspruch zwischen Ökonomie und Ökologie.

Wird diese Betrachtung auf ganze Volkswirtschaften angewendet, so ist das Generalziel des integrierten Umweltschutzes, den Ressourcenverbrauch vom Wirtschaftswachstum zu entkoppeln, das heißt, die Nutzung des Naturkapitals trotz Wohlstandsmehrung und wirtschaftlichem Wachstum zu vermindern beziehungsweise nachhaltig zu gestalten (Eyerer, 1996).

Auch in der Energiewirtschaft ist Nachhaltigkeit ein wesentliches Ziel. Nachhaltigkeit wird z.B. nach der Philosophie des Ministeriums für Wirtschaft und Arbeit BMWA durch gleichrangige Berücksichtigung von Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit und Versorgungssicherheit erzielt. Diesem Zieldreieck einer langfristig und vorsorgend ausgerichteten Energiepolitik steht das Handlungsdreieck aus Gesetzgebung, Technologieförderung und Marktkräften komplementär gegenüber.

14.2 Zero Emission?

Der Begriff Zero Emission ist bisher nicht exakt abgegrenzt. Oft bezeichnet der Begriff Methoden oder Vorgehensweisen, die zum Ziel haben, Produktionsprozesse nachhaltiger zu gestalten. Grundsätzliches Merkmal von Zero Emission Verfahren ist sicherlich der Versuch, auch die neben dem eigentlichen Produkt entstehenden Folgeprodukte, Koppelprodukte und Abfälle zu nutzen. In einem Netzwerk von Produktionsprozessen, das mittels eines Bilanzraumes abgegrenzt wird, sollen die den Bilanzraum verlassenden Abfall- und Emissionsströme unterhalb einer festgelegten Grenze liegen, die das Aufnahmevermögen der Umgebung nicht übersteigt. Rohstoffe sollten innerhalb des Bilanzraumes sehr weitgehend zu Produkten verarbeitet werden. Die Produkte müssen dabei einen höheren wirtschaftlichen Nutzen und Umweltnutzen haben als die Summe von Umweltverbrauch durch Energieverbrauch, Emissionen und Abfällen (Erler, 2000).

Kann 100 % Effizienz erreicht werden? Wie weit kann die Verbesserung von Prozessen durch Kreislaufschließung gehen? Gesteigerte Effizienz von Prozessen bedeutet in aller Regel höheren Energieeinsatz. Die vollständige Vermeidung von Emissionen und Abfällen auf diesem Wege würde nach dem zweiten Hauptsatz der Thermodynamik unendlich hohen Energieeinsatz bedeuten. Deshalb ist in der Regel ein Optimum an Emissions- und Abfallvermeidung einzustellen. Viele Konzepte der nachhaltigen Entwicklung gehen daher von der notwendigen – und auch möglichen - drastischen Verringerung aller Energie- und Stoffströme aus.

14.3 Energiewirtschaft heute

Das derzeitige System der Energiewirtschaft ist komplex. Primär ist Energiewirtschaft ein Produktionsnetzwerk zur Erzeugung von Energie"produkten" für Kunden[2] in z.B. geografisch oder nach Energieformen abgegrenzte Bilanzräumen. Dem Netzwerk werden Primärenergien bzw. Energieformen aus vorheriger Umwandlung zugeführt. Die Energiewirtschaft betreibt – zumindest in den schon länger industrialisierten Regionen der Erde - äußerst zuverlässige, ausgedehnte Infrastrukturen für Energieumwandlung, -transport und -bereitstellung als Endenergie. Kunden wandeln Primärenergie, Sekundärenergie oder Endenergie in eigenen Geräten und Anlagen zu Nutzenergie um. Große und auch kleinere Geräte und Anlagen zur Energieumwandlung sind wiederum Produkte der Investitions- und Konsumgüterindustrie. Die Energiewirtschaft erzeugt bei den verschiedenen Energieumwandlungsprozessen entlang der Kette der Energieumwandlung von der Primärenergie bis zur Endenergie – wie jede andere Form von Produktion bisher auch, nicht nur durch Betrieb der Einrichtungen, sondern auch aufgrund derer Herstellung - Emissionen von (Ab-)Energie, Schadstoffen und Abfällen. Es gibt eine große Zahl von Technologien zur Abbildung der unterschiedlichen Skalen von Energieumwandlung, -speicherung und –transport, z.B. von wenigen Milliwatt aus Batterien zur Versorgung von mobilen Geräten über 1000 MW_{el} aus großen Kraftwerksblöcken bis zu einigen 10.000 $MW_{Brennstoff}$ in großen Erdöl- und Erdgashochdruckpipelines.

Die Aufgaben der Verminderung der bei der Produktion und Distribution von Sekundär- und Endenergie (z.B. konfektionierte Brennstoffe, Strom, Nahwärme) anfallenden Emissionen und Abfälle und der möglichst weitgehenden Reduzierung der Energieströme sind grundsätzlich analog zur Produktion anderer Produkte anzusetzen. Langfristig kostengünstige, umweltgerechte und effiziente Bereitstellung und Nutzung von Energie sind zentrale Anliegen der Gesellschaft.

Während einige Energieformen (z.B. alle Brennstoffe) sehr gut bevorratet werden können, ergibt sich bei anderen (z.B. Strom) aufgrund schlechter Speicherfähigkeit die Aufgabe, unter weitgehendem Verzicht auf Speicher die Erzeugung zeitsynchron auf den Bedarf einzustellen bzw. den Verbrauch der möglichen Bereitstellung anzupassen.

Sind die fossilen Primärenergieträger und Kernbrennstoffe zwar kurzfristig sehr sicher verfügbar, langfristig aber äußerst unsicher, so gilt für die regenerativen Primärenergien, dass sie langfristig sicher verfügbar sind, es jedoch häufiger kurzfristige Verfügbarkeitsprobleme gibt. Für Öl, Erdgas und Kohle ist in den nächsten Dekaden ein steigender Verbrauch prognostiziert, so dass die realen Reichweiten kürzer sein werden als die auf den derzeitigen Verbrauch bezogenen Angaben. Gleichzeitig wird die Abhängigkeit vom Import nicht regenerativer Primärenergieträger in Deutschland und in der EU noch für geraume Zeit eher zu- als abnehmen.

[2] ... wohl wissend, dass Energie natürlich nicht produziert sondern nur von einer Form in eine andere Form der Energie umgewandelt werden kann ...

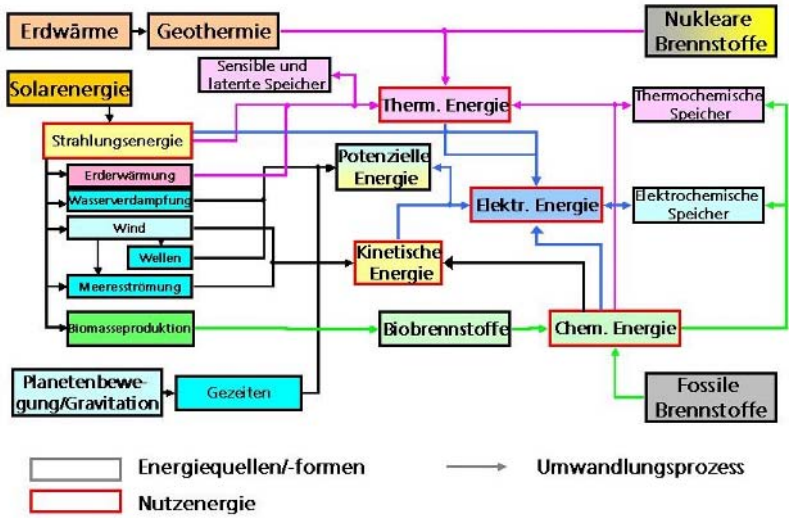


Bild 14.1: Das „Produktionsnetzwerk“ zur Energiebereitstellung

Für alle nichtregenerativen Energieträger gilt, dass die Vorkommen ungleichmäßig in der Welt verteilt sind, insbesondere bei Erdöl und Erdgas. Dies eröffnet Spielraum für machtpolitisches Agieren der Besitzerstaaten und hat in der Vergangenheit bereits mehrfach zu Energiekrisen geführt.

Tabelle 14.2: Statische Reichweite[3] in Jahren aller nicht erneuerbaren Energieträger, differenziert nach Reserven und Ressourcen[4] (BGR, 2002)

Primärenergieträger	Reserve	Ressource
Erdöl		
- konventionell	43	67
- konventionell und nichtkonventionell	62	157
Erdgas		
- konventionell	64	149
- konventionell und nichtkonventionell	64	756
Hartkohle	207	1425
Weichbraunkohle	198	1264
Uran	42	527

[3] statische Reichweite = derzeitige Reserve dividiert durch Jahresförderung

[4] Reserve: zu heutigen Preisen und mit heutiger Technik wirtschaftlich gewinnbare Mengen einer Energierohstoff-Lagerstätte; Ressource: nachgewiesene, aber derzeit technisch oder wirtschaftlich nicht gewinnbare Teile von Lagerstätten sowie geologisch mögliche, zukünftig gewinnbare Lagerstätten.

Tabelle 14.3: Reserven, Ressourcen und jährlicher Verbrauch nicht erneuerbarer Primärenergieträger, Potenziale und jährliche Nutzung erneuerbarer Energieträger, Anteil der Primärenergierträger am Weltenergieverbrauch (Goldenberg, 2000), (BGR, 2002), (Johansson, 2004), (AGEB, 2003), (BMWA, 2004), PE = Primärenergie

Nicht erneuerbare Primärenergieträger	Reserve 2001 weltweit EJ (10^{18} J)	Ressource 2001 weltweit EJ (10^{18} J)	Verbrauch 2001 weltweit (EJ/a)	% PE	Verbrauch 2001 Deutschland (EJ/a)	% PE
Erdöl						
- konventionell	6.360	3.515	147,9	35,00	5,6	38,2
- nichtkonventionell	2.761	23.975	0			
Erdgas						
- konventionell	5.109	6.886	79,8	18,9	3,2	21,6
- nichtkonventionell	63	48.633	0	0		
Hartkohle	17.668	103.898	85,4	20,2	1,9	13,2
Weichbraunkohle	1.963	12.218	9,9	2,3	1,6	11,1
Kernbrennstoffe	1.552	8.230	37,0	8,8	1,8	13,0
Summe	*35.477*	*193.840*	*360*	*85,2*	*14,1*	*97,1*

Erneuerbare Primärenergieträger	Theoretisches Potenzial weltweit EJ/a	Technisches Potenzial weltweit EJ/a	Nutzung weltweit (EJ/a)	% PE	Nutzung Deutschland 2002 (EJ/a)	% PE
Wasserkraft	150	50	10,0	2,4	0,1	0,6
Windenergie	6.000	600	0,2	0,05	0,1	0,4
Biomasse	2.900	> 250	50,0	11,8	0,1	1,8
Solarenergie	3.900.000	> 1.600	0,2	0,05	0	0,1
Geotherm. Energie	140.000.000	5.000	2,0	0,5	0	0
Ozeanische Energie	7.400	0	0	0	0	0
Summe	*>143.000.000*	*> 7.500*	*62,4*	*14,8*	*0,4*	*2,9*

Bei den regenerativen Energien ist ein erheblich vergleichmäßigter Zugriff weltweit gegeben. Regenerative Energien allein können jedoch gerade aufgrund ihres relativ gleichmäßigen Anfalls ohne hohe lokale Energieflüsse in Gebieten mit hoher Bevölkerungsdichte oder starker industrieller Nutzung in rein regionalen Konzepten keine hohen Ansprüchen genügende Energieversorgung sicherstellen. Es ist zu vermuten, dass bei Beibehaltung verdichteter Strukturen, auch nach erfolgtem Ausbau eigener regenerativer Potenziale, langfristig Importe regenerativ erzeugter Sekundärenergie aus wirtschaftlichen Gründen nötig sein werden. Gleichzeitig bleibt zu hoffen, dass u.a. aus dem Export neuer Energietechnologie entsprechende volkswirtschaftliche Gutschriften erzielt werden können.

Die technischen Potenziale der regenerativen Energien in Relation zum derzeitigen Weltenergieverbrauch machen deutlich, dass die Nutzung regenerativer Energien weltweit stark ausgebaut werden kann. Natürlich ist dabei das Problem der weltweiten Sekundärenergieverteilung zu lösen. Gleichzeitig wird aber auch deutlich, dass das seit 200 Jahren ungebrochen starke Wachstum des weltweiten Energieverbrauchs selbst bei vollständiger Inanspruchnahme der regenerativen Optionen allmählich beendet werden muss. Dabei ist neben dem Stoppen der Bevölkerungsexplosion auch eine Entkopplung des Energieverbrauchs von dem erwünschten weiter steigenden Wohlstand und Wirtschaftswachstum obligatorisch.

14.4 Die Rahmenbedingungen

Energiepolitische Rahmenbedingungen und Ziele sind weltweit sehr unterschiedlich. Die Ziele reichen von der erstmalig flächendeckenden Versorgung eines Grundbedürfnisses bis hin zur Sicherstellung einer kontinuierlichen Versorgung industrieller Volkswirtschaften mit großen Energieleistungen und -mengen in hoher Qualität. In den weltweiten Energiesystemen werden in den nächsten Jahrzehnten erheblichen Wandlungsprozesse stattfinden. Die Erdölförderung überschreitet ihr Produktionsmaximum. Verbleibende Erdölreserven sind wieder im Nahen Osten konzentriert. Neue energie- und klimapolitische Ziele beschreiben das Globalziel, bei gleichzeitig ansteigendem Wirtschaftswachstum die CO_2-Emissionen deutlich, etwa um 1 % pro Jahr zu senken. Dies zieht die notwendige Schonung nicht-erneuerbarer Energieressourcen und den Einsatz erneuerbarer Ressourcen nach sich. Das Wachstum in den Industrie- und Schwellenländern ist qualitativ zu verbessern und umweltverträglich zu gestalten. Die Investitionsgütermärkte globalisieren weiter mit entsprechenden Exportchancen im Energiesektor für hocheffiziente Produkte.

In Deutschland besitzen folgende Rahmenbedingungen höchste Relevanz:

- Verpflichtung zur Reduktion von Treibhausgasen (Kyoto-Protokoll) im Rahmen des EU Burden Sharing und zur Teilnahme am europaweiten CO_2-Emissionshandel ab 2005
- internationaler Wettbewerbsdruck durch fortschreitende europäische Liberalisierung der Strom- und Gasmärkte
- Atomausstieg Deutschlands, Subventionierung heimischer Steinkohle und regenerativer Energien
- hoher, akuter Erneuerungsbedarf in Kraftwerken zu Elektrizitätserzeugung

Die Begünstigung kohlenstoffarmer Brennstoffe, regenerativer Energien, dezentralerer Energiebereitstellung und zunehmende Investitionen in kostengünstige Stromerzeugungstechniken mit kurzen Amortisationszeiten sind derzeit die Folge.

14.5 Die Möglichkeiten

Trends, Optionen und Impulse für eine zukunftsfähige Gestaltung der Energieversorgung werden in folgenden Aspekten gesehen:

14.5.1 Nachfrageseitige Effizienzsteigerung

Primärenergie wird innerhalb der Energiewirtschaft in eine verbrauchsgerechte Form umgewandelt, in der die Energie letztlich dem Kunden übergeben wird, die sog. Endenergie (z.B. Strom, Benzin oder konditioniertes Erdgas). Einzelne Primärenergieträger werden auch nichtenergetisch eingesetzt, z.B. Erdgas und Erdöl als Rohstoff für die chemische Industrie. Ganz wesentliches Nachhaltigkeitsziel ist die Reduzierung des Energieverbrauchs. Die statistische Entwicklung der Energieverbrauchsstruktur in Deutschland zeigt auf, dass die Energieumwandlungsprozesse an vielen Stellen sukzessive verbessert werden, jedoch ein Trend der Erhöhung der Nachfrage nach Endenergie im Haushalts- und Verkehrssektor zu erkennen ist. Im industriellen Sektor wurde in den letzten Jahren vor allem der Prozesswärmebedarf signifikant reduziert (Geiger, 2004 und 2003).

Tabelle 14.4: Struktur des Energieverbrauchs in Deutschland in 2001 (BMWA, 2004), (Geiger, 2003), PE = Primärenergie, EE = Endenergie

2001		PJ/a	%	
Primärenergieverbrauch		14.563	100	
Verbrauch und Verluste im Energiesektor, Statistische Differenzen		4.055	27,8	
Nichtenergetischer Verbrauch		1.052	7,2	
Endenergieverbrauch nach Verbrauchssektoren, davon		9.456	PE 64,9	EE 100
	Industrie	2.391	16,4	25,3
	Verkehr	2.686	18,4	28,4
	Haushalte	2.846	19,6	30,1
	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen	1.533	10,5	16,2
Endenergieverbrauch nach Verbrauchsarten, davon		9456	PE 64,9	EE 100
	Raumheizwärme	3.206	22	33,9
	Prozesswärme	2.345	16,1	24,8
	Information und Kommunikation	132	0,9	1,4
	Beleuchtung	199	1,4	2,1
	Mechanische Energie	3574	24,5	37,8

Bei der Verbesserung der nachfrageseitigen Energieeffizienz können grob vier Ansätze unterschieden werden:

- Energieeinsparung durch Verzicht/Einschränkung
- Energieeinsparung durch bessere Organisation und Energiemanagement
- Effizienzverbesserung durch Ersatz oder Modifikation von Technologie und Prozessen im Bestand
- Effizienzverbesserung durch neue Systeme beim Zubau

Speziell der Zeithorizont, bis zu dem kumuliert makroskopische Änderungen am Energiemarkt erzielt werden, unterscheidet sich jeweils maßgeblich. Die ersten beiden Ansätze können sofort wirken, hier ist also die Motivation der Handelnden entscheidend. Die letzten beide hängen vor allem von der typischen Abschreibedauer oder Lebensdauer der Gebrauchs- und Investitionsgüter ab, deren Effizienz verbessert werden soll. Hier ist vor allem die Stellung langfristig verlässlicher Rahmenbedingungen wesentlich. Die in den einzelnen Energieverbrauchssektoren möglichen und ergriffenen Maßnahmen sind besonders häufig Gegenstand der energiepolitischen Debatte, da die Energieverbraucher hier von den Folgen der langfristig zu verändernden Energiesysteme persönlich betroffen sind. Im Endenergiesektor wird letztlich die Diskussion um Mehrkosten bei der Investition zugunsten verringerter Betriebskosten und verringerten Ressourcenverbrauchs geführt. Energiefokussierte Innovationen müssen hinsichtlich ihrer Integrierbarkeit technisch, ökonomisch, ökologisch und sozial bewertet und ggf. angepasst werden, um eine Umsetzungserfolg zu erzielen. Markttransparenz, Bewusstseinsbildung und staatlicher Druck sind dabei wesentliche Umsetzungsfaktoren.

Die Verknüpfung von technischen, ökonomischen, ökologischen und sozialen Zielvorstellungen zu neuen Systemlösungen ist anspruchsvoll, erfordert Innovationen und birgt Zielkonflikte und neue Chancen. Technologie- und Effizienzsprünge mit hohem Marktpotenzial sind möglich. In jedem Fall sind die hier erzielbaren Energieeinsparungen als Ergebnis verbesserter Effizienz gewaltig. Viele Autoren halten eine faktorielle Einsparung mit Faktoren von 0,5 und weniger gegenüber dem jetzigen Zustand für relativ problemlos umsetzbar. Plakative Beispiele hierfür sind das 3-l-Auto und das Nullenergiehaus, deren technologische Machbarkeit erwiesen ist.

Die hohen Unterschiede beim spezifischen Energieverbrauch von älteren Gebäuden mit solchen neuester Bauart machen deutlich, dass hier ein erhebliches Einsparungspotenzial besteht. Für das "Haus der Zukunft" als wesentlicher Träger des Energieverbrauchs im Haushaltssektor sind bei Neubauten und sanierten Altbauten Kriterien einer erhöhten Energieeffizienz im gesamten Lebenszyklus, des verstärkten Einsatzes erneuerbarer Energieträger, des optimierten Materialeinsatzes bei erhöhter Nutzung nachwachsender Rohstoffe und der Erhöhung der Nutzungsflexibilität umzusetzen. Hierbei können eine Vielzahl von Maßnahmen und Technologien kombiniert werden. Hierzu zählen Systeme und Komponenten zur passiven Verringerung des Gebäudeenergiebedarfes, die aktive Verbesserung

durch effiziente Eigenerzeugung und eingebaute Intelligenz. Die Schaffung zukunftsfähiger und wirtschaftlicher Lösungen mit Mehrwert ist eine Herausforderung.

Erschwert wird eine Verbrauchsreduzierung in Deutschland aufgrund der erwarteten zunehmenden Zahl der privaten Haushalte bei leicht abnehmender Bevölkerung. Im Raumheizungsbereich (ca. 79 % des gesamten Verbrauchs im Wohnungsbau, etwas weniger im Nichtwohnungsbau) wird eine Überkompensation des deutlichen Anstiegs der Wohnfläche durch Verbesserungen der energetischen Qualität der Gebäudesubstanz und der Nutzungsgrade von Heizungsanlagen prognostiziert. Der Elektroenergiebedarf soll - insbesondere in Folge der Telekommunikationsgeräte - bis 2020 leicht anstiegen und erst danach leicht zurückgehen (Prognos, 2003).

Im Verkehrssektor sind Maßnahmen in der Infrastruktur und bei den Verkehrsträgern notwendig. Verbesserung und bedarfsgerechte Modifizierung und Erweiterung der Infrastruktur (Gestaltung der Verkehrsnetze Strassen, Bahnen, Schifffahrtswege) sowie aktive und passive Verkehrslenkung (Verkehrsmanagement, u.a. mit einem Teilziel Energieeinsparung bei der effizienten Nutzung vorhandener Verkehrsinfrastruktur) und Verkehrsträgerlenkung spielen eine Rolle. Der direkte Nutzen durch eine Verbesserung der Effizienz der Verkehrsmittel selbst ist evident, die Bereitstellung erneuerbarer Energie (z.B. Biokraftstoffe, Wasserstoff) für den Antrieb der Verkehrsmittel (insbes. für Kraftfahrzeuge) bietet weitere Chancen.

Analysen der Einsparpotenziale gewerblicher und industrieller Prozesse machen deutlich, dass in vielen Fällen noch erhebliche Effizienzpotenziale auszuschöpfen sind, Regelmäßig wird nicht zuletzt durch technischen Fortschritt von Einsparpotenzialen im Bereich zweistelliger Prozentzahlen berichtet. Grundsätzlich bestehen bei Handel, Gewerbe und Industrie folgende Ansatzmöglichkeiten für Effizienzverbesserung:

- energiesparende Maschinen- und Prozesstechnik, neue Verfahren
- intelligente Energiemanagement- und Speichersysteme
- Abfall- und Emissionsreduzierung, Reduzierung der Hilfs- und Betriebsstoffe (z.B. Wasser, Kühl- und Schmierstoffe, Lösemittel)
- innovative Prozesse mit Einsatz von erneuerbaren Ressourcen
- Stoffrecycling, kaskadische Energienutzung (insbes. Wärme)
- Umweltmanagementmethoden zur Ausweisung der Vorteile nachhaltigen Wirtschaftens

Zusätzlich eröffnet insbesondere die intelligente Vernetzung zwischen Kunden und Energiedienstleitungsunternehmen in Zukunft neue, aktive Möglichkeiten zur Anpassung der Energieverbrauchs an die Bereitstellung (gegenüber dem bisher praktizierten eher passiven Demand Side Management), die allerdings nur bei entsprechender Vertrags- und Tarifgestaltung zwischen Erzeugungs- und Verbraucherpools für Energie ausgeschöpft werden können.

14.5.2 Brennstoff-Substitution (Fuel Switch)

Bei der Nutzung fossiler Brennstoffe kommt dem Kohlenstoffgehalt bezogen auf den Energiegehalt des Brennstoffes eine wichtige Rolle zu. Letztlich ist allerdings die spezifische Kohlendioxidemission je erzeugter Endenergie oder je verbrauchter Nutzenergie maßgeblich. Global sind dabei zunächst erneuerbare Brennstoffe bzw. Sekundärenergien (z.B. biogene Brennstoffe, regenerativ erzeugter Wasserstoff) und solche mit niedrigem Kohlenstoffgehalt bzw. niedrigem anrechenbaren Kohlenstoffgehalt (Erdgas bzw. Abfälle oder Ersatzbrennstoffe) zu bevorzugen. Auch Kern"brennstoffe" sind beim Kohlendioxidausstoß zu den besonders emissionsarmen Primärenergieträgern zu zählen.

Welches allerdings letztlich im Einzelfall die zu bevorzugende Primär- oder Sekundärenergie zur Herstellung der gewünschten Nutzenergie ist erfordert – ergänzend zur rein chemischen Analyse der Brennstoffzusammensetzung - eine sehr differenzierte Betrachtung, in welcher Zweck, technische, wirtschaftliche und organisatorische Randbedingungen und verfügbare Möglichkeiten des Energieeinsatzes festzulegen sind. Entscheidend ist die im Betrachtungsbereich liegende Energieumwandlungskette, mithin der Bilanzraum der Energie- und Emissionsbetrachtung.

In sog. Emissionsfaktoren versucht man in Abhängigkeit von der Einsatzenergie, der erzeugten Nutzenergie, des verwendeten Energiewandlers, des Bilanzraumes und des Bilanzzeitraumes die spezifische Menge eines Schadstoffes je Arbeitseinheit Nutz-/Endenergieerzeugung festzulegen.

Bei der Betrachtung von Prozessketten müssen die Emissionsfaktoren verschiedener Prozesse aufaddiert werden. Für die Ermittlung dieses kumulierten Energieaufwandes (KEA) und der kumulierten Emissionen und die Betrachtung umfangreicherer Bilanzräume können komplexe Energiesystem- und Emissionsmodelle verwendet werden (z.B. IKARUS-MARKAL, WMI, TIMES, GEMIS, MOBILEV). Aufgrund der vielen Wechselwirkungen innerhalb der Energiewirtschaft, die nicht ohne Einfluss auf die Emissionsbilanz bleiben, bedient man sich üblicherweise der Szenariotechnik, um zu interpretierbaren Ergebnissen zu kommen. Global und aufkumuliert gewinnen dabei in stark emissionsgeminderten Szenarien häufig wieder Brennstoffe mit verringertem Kohlendioxidausstoß wie Erdgas und biogene Brennstoffe an Marktanteil, was jedoch nicht pauschal auf jede mögliche Anwendung unter allen denkbaren Randbedingungen herunterzubrechen ist.

14.5.3 Angebotsseitige Effizienzsteigerung

Die Effizienz eines Energieumwandlungsprozesses muss multikriteriell in einem Bilanzraum bewertet werden. Dann kann eine technische, thermodynamische, wirtschaftliche und ökologische Analyse erfolgen, um die Qualität der erfolgten Energieumwandlung anhand von absoluten Maßstäben oder durch Vergleich mit ähnlichen technischen Systemen (Referenzen) festzulegen. Es existieren vielfältige Effizienzkriterien für Energieumwandlungsprozesse. Die wichtigsten Gruppen sind:

- thermodynamische Kriterien: z.B. Wirkungsgrad, Nutzungsgrad, Entropieerzeugung, Exergieverlust, Gütegrad
- Erfüllung standort- oder nutzungsbestimmte Anforderungen an Energieträger und Prozess: z.B. verfügbare Einsatzenergien, Kühlwasserbedarf, Wartungsbedarf, technische, Hilfsstoffbedarf
- Betriebsverhalten des Umwandlungsprozesses: z.B. Leistung, Mindestleistung, Teillasteigenschaften, Laständerungsgeschwindigkeit
- Wirtschaftliche Kriterien: z.B. Lebensdauer, Verfügbarkeit, monetäre Größen wie Investitionskosten, Betriebskosten
- Ökologische Kriterien: z.B. Einhaltung gesetzlich fixierter Konzentration- oder Mengenschwellen für definierte Emissionen, Reststoff- und Nebenproduktanfall, Flächenverbrauch

In den letzten zwei Jahrzehnten sind erhebliche Fortschritte bei der effizienten Sekundärenergiebereitstellung mit Umwandlungsprozessen erzielt worden. Entsprechend den Lebensdauern und Lebenszyklen der vorhandenen Umwandlungsanlagen sollten diese Fortschritte in einem breiten Mix im Energiemarkt umgesetzt werden. Besonders bedeutend ist die gelungene hohe Wirkungsgradsteigerung bei der Verstromung fossiler Primärenergieträger, vor allem von Kohle und Erdgas in Großkraftwerken. Neue Kraftwerke erzielen erhebliche Wirkungsgradverbesserungen gegenüber dem durchschnittlichen Bestand der Kraftwerke und können daher zukünftig ihren Brennstoffbedarf und die CO_2-Emission bei gleicher Stromerzeugung um bis zu 20 % verringern. (COORETEC, 2003).

Weiterhin sind sowohl erhebliche Kostendegressionen als auch eine verbesserte Technik bei der Bereitstellung regenerativer Energie zu konstatieren. Hier sollte die moderate Marktdiffusionsstrategie Deutschlands im Hinblick auf langfristige Vorsorge fortgesetzt werden.

Strukturell ist sicherlich weiterhin die Förderung von Kraft-Wärme-Kopplung gerade unter ökologischen Effizienzgesichtspunkten geboten.

14.5.4 Kraft-Wärme-Kopplung

Der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung wird in Deutschland und Europa eine besondere Bedeutung in Nachhaltigkeitsszenarien zugemessen. Der Begriff der Koppelproduktion lässt sich dabei durchaus auf weitere Energieprodukte wie Kälte, Brennstoffe, Chemierohstoffe, Gebrauchsgüter usw. erweitern und wird dann konsequenterweise als Polygeneration bezeichnet.

Die grundsätzliche Idee ist, dass die neben dem erwünschten Produkt (in der Energiewirtschaft primär Strom) anfallenden Abprodukte (primär Wärme) nicht an die Umgebung abgegeben werden, sondern einer sinnvollen Nutzung zugeführt werden. Grundlage der Energieerzeugung ist dabei der Einsatz von Brennstoffen. Aus thermodynamischen Gründen ergibt sich ein Vorteil, wenn Strom und Wärme

aus einem Brennstoff gleichzeitig erzeugt werden und beide genutzt werden. Die Kraft-Wärme-Kopplung bietet damit einen Primärenergievorteil von 14 bis 47 % gegenüber der separaten, ungekoppelten Erzeugung der gleichen Mengen Sekundärenergie Strom und Wärme (AGFW, 2001). Die Koppelerzeugung ermöglicht eine maßgeschneiderte, verbrauchsnahe und primärenergieschonende Energiedarbietung. Das Potenzial der Kraft-Wärme-Kopplung wird traditionell in der Nah- und Fernwärme in siedlungs- oder stadtbezogenen Versorgungskonzepten genutzt. Fernwärme ist in Deutschland heute insbesondere in den Verdichtungsgebieten etabliert, liefert z.B. 9,7 % der Wärmeversorgung der privaten Haushalte (BMWA, 2003). Auch in der industriellen Nutzung von Strom, Prozesswärme und Wärme hat die industrielle Kraft-Wärme-Kopplung traditionell eine große Verbreitung. Hier ist gegenüber der kommunalen Kraft-Wärme-Kopplung die einem Stromäquivalent gegenüberstehende Wärmeerzeugung signifikant erhöht. Einer Verbreitung der leitungsgebundenen Wärmeversorgung in weniger verbrauchsintensive Gebiete stehen neben der Konkurrenz anderer Versorgungssysteme (z.B. Öl, Gas) insbesondere hohe Wärmetransport- und Verteilungskosten entgegen. Dennoch weist der Zubau von Kraft-Wärme-Kopplung in vielen CO_2-Minderungsszenarien attraktive Minderungskosten auf. Die mit der Liberalisierung der Energiemärkte beginnende Erosion der Kraft-Wärme-Kopplung sollte daher umgehend gestoppt werden.

Seit zwei Jahrzehnten beginnen sich auch dezentralere Formen der Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis von Motoren am Markt zu verbreiten. Neue Energiesysteme wie Mikrogasturbinen, Stirlingmotoren, Brennstoffzellen und Kleindampfmotoren nähren die Hoffnung, dass Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen unter Verzicht auf aufwendige Wärmeverteilungssysteme zukünftig auch sehr verbrauchsnah und dezentral eingesetzt werden können. Damit kann weiteres dezentrales Potenzial für die Kraft-Wärme-Kopplung erschlossen werden.

14.5.5 Ausbau des Einsatzes regenerativer Energien

Regenerative Energien müssen differenziert betrachtet werden, da ihr Potenzial sich nur in der Gesamtheit ihrer weiten Anwendungsfelder erschließt. Dies reicht von zentral in die Infrastruktur der Höchstspannungsnetze zu integrierende große Stromerzeuger wie Offshore-Windparks, über KWK-Anlagen mittlerer Größe (z.B. Biomasse-Heizkraftwerke) bis zu dezentralen Wärmeversorgungsanlagen im Gewerbe-, Kommunal- und Haushaltsbereich (geothermische oder holzgefeuerte Heizkessel, solarthermische Heißwasserbereitung).

Erneuerbare Energiequellen der Erde haben ein erstaunlich großes Angebotspotenzial, da in der Ökosphäre bereits vorhandene und insoweit unerschöpfliche Energieströme teilweise einer Nutzung zugeführt werden können. Die nutzbaren Energieströme, das technische Potenzial, werden durch Berücksichtigung vieler Restriktionen ermittelt:

- Grenzen der Nutzungsgrade, verfügbare Leistungsgrößen von Umwandlungseinrichtungen, derzeitiger technologischer Entwicklungsstand

- Strukturelle Nutzungseinschränkungen infolge lokalen Aufkommens (z.B. einige Formen Geothermie), begrenzter Transportfähigkeit (z.B. Biomasse, Wärme, Strom), begrenzter Verfügbarkeit und Versorgungssicherheit (z.B. periodische Verfügbarkeit von Sonne, Wind, Wasser), mangelnder Ausgleichbarkeit von Angebot und Bedarf (z.B. zu hoher Speicherbedarf)
- Umweltrestriktionen infolge Flächenbedarfs (z.B. Windenergie, Solarkollektoren, Energiepflanzen), Aufstauung von Fließgewässern (Wasserkraft) und eingeschränkten Nutzungsmöglichkeiten (z.B. Biomassen aus Land- und Forstwirtschaft).

In noch höherem Maße als bei fossilen und nuklearen Primärenergiequellen sind Potenziale regenerativer Quellen in hohem Maße von Annahmen und Schätzungen abhängig und können je nach Bewertungsmaßstab sehr stark differieren. Ausgehend von verschiedenen Prognoseszenarien kann erwartet werden, dass eine Deckung von 15 bis 50 % des Weltenergieverbrauchs durch Regenerative bis zur Mitte dieses Jahrhunderts möglich ist. Heute werden 14,8 % des Weltenergieverbrauchs durch Regenerative aufgebracht, wobei Wasserkraft und die noch nicht energiewirtschaftlich organisierte traditionelle Biomassenutzung in den Entwicklungs- und Schwellenländern (Brennholzverbrauch) dominieren.

Erreicht wurde in den vergangenen Jahrzehnten eine substanzielle Verringerung der Investitionskosten für regenerative Energieerzeugung, wenngleich die Kosten immer noch ein mehrfaches über denen der herkömmlichen Energieversorgung liegen. Die weitere Entwicklung ist also für eine stärkere Marktdurchdringung alternativlos. Bei der Reduzierung der Investitionskosten kommt den regenerativen Energieanlagen zugute, dass sie eher dezentrale Einrichtungen mit resultierend relativ hohen Stückzahlen sind, was neben dem technischen Fortschritt zusätzlich über den Skaleneffekt des Produktionsvolumens zur Kostenreduzierung führt.

Betrachtet man global die derzeitige ökonomische Situation der regenerativen Energieerzeugung, so scheinen die Windnutzung in Küstenregionen und die solarthermische Wärmeproduktion besonders attraktiv zu sein. Solarenergie und Windkraft allgemein können besonders bei netzfernen Anwendungen sinnvollen sein. Der Biomasse kann in regionalen Konzepten eine besonders bevorzugte Rolle zur Deckung des Energiebedarfs mit einem hohen Anteil regenerativer Quellen zukommen. Ansonsten können alle intermittierend verfügbaren regenerative Quellen stets Teildeckungen des Energieverbrauchs übernehmen, wobei sonstige vorhandene Versorgungsnetzen die Restdeckung ermöglichen.

Eine Sonderrolle nimmt die energetische Nutzung von Anfallgasen (z.B. Erdölbegleitgase, Grubengase, Klärgase, Deponiegase) ein. Die Anfallgase sind anthropogenen Ursprungs und wegen Ihres Methangehaltes hoch wirksame Treibhausgase. In Deutschland wird ihre Nutzung, z.B. zur Verstromung, daher einer regenerativen Energieerzeugung gleichgestellt. Die gebotene energetische Nutzung ist aufgrund ihres lokal relativ konzentrierten Aufkommens meist möglich.

Energiegewinnung aus Abfallstoffen (Waste to Energy) erfordert i.d.R. erhöhte anlagentechnische Aufwendungen, um Umweltauswirkungen zu begrenzen. Ob-

wohl die Wirkungsgrade derartiger Anlagen daher z.T. niedriger als bei der Verwendung herkömmlicher Brennstoffe sind, ist die energetische Nutzung von Abfällen im Sinne nachhaltiger Prinzipien.

Tabelle 14.5: Ökonomischer Status des Ausbaus regenerativer Energien, u.a. (Johansson, 2004)

weltweit	Wachstum 1999-2003	Turnkey-Kosten	Energiekosten heute	Energiekosten potenziell zukünftig	Erzielbare Vollaststundendauer	möglicher lokaler Deckungsanteil
	%	US$/kW$_{inst}$	US Ct/kWh		h/a	%
Biomasse						
Strom	~ 2,5	500-6.000	3-12	4-10	7.000	25-80
Wärme	~ 2	170-1.000	1-6	1-5	3.000	25-80
Ethanol	~ 2		8-25	22-69	außer Be-	außer Be-
Biodiesel	~ 1		15-25	42-69	trachtung	trachtung
Windkraft	~ 30	850-1.700	4-8	3-10	2.500	20-40
Photovoltaik	~ 30	5.000-18.000	25-160	5-25	2.500	6-20
Solarthermie						
Strom	~ 2	2.500-6.000	12-34	4-20	2.500	20-35
Wärme	~ 10	300-1.700	2-25	2-10	1.300	8-20
Wasserkraft						
groß	~ 2	1.000-3.500	2-10	2-10	5.000	35-60
klein	~ 3	700-8.000	2-12	2-10	5.000	20-90
Geothermie						
Strom	~ 3	800-3.000	2-10	1-8	7.000	45-90
Wärme	~ 10	200-2.000	0,5-5	0,5-5	7.000	20-70
Meeresenergie						
Gezeiten	0	1.700-5.000	8-25	4-15		20-40
Wellen	0	2.000-5.000	10-30	5-10		20-35
OTEC	0	8.000-20.000	15-40	7-20		70-80
Zum Vergleich: Kernkraft						
Strom	~ 1,7	1.500-2.000	4,2		8.000	
Kohle	~ - 0,4					
Strom		900-1.500	3-4		8.000	
Erdgas	~ 2,9				8.000	
- Strom		350-1.500	3,4-4,3			
- Wärme		100-250	3,5-10			
Öl	~ 1,1					
Heizöl/ Wärme		100-250	3,5-10			
Wärmepumpe						
elektrisch		500-1.000				
gasmotorisch		750-1.200				
Motoren-BHKW		700 – 1.500			7.000	

14.5.6 Dezentrale Systeme

Einiges spricht für dezentrale, möglichst nachfragenahe Formen der Energiewandlung:

- Steigerung der Möglichkeiten zur gekoppelten Erzeugung mehrerer Energieprodukte und ggf. stofflicher Produkte
- Vermehrte Einbindungsmöglichkeit erneuerbarer Quellen
- Erhöhte Flexibilität der Energieversorgung

Dem Argument erhöhter Infrastrukturkosten und höheren Materialaufwands zur mehr dezentralen Bereitstellung von Nutzenergie können erzielbare Kostendegressionen infolge hoher Stückzahlen gleichartiger Wandler sowie Chancen auf die Erzielung von Kostenvorteilen und Materialeinsparungen durch Reduzierung des Transport- und Verteilungsaufwandes für Sekundärenergie entgegengehalten werden.

Strategisch bedeutend ist die Optimierung des Zusammenspiels der erzeugenden Einheiten und Speicher. Sollen Qualitätsverluste der Versorgung nicht zulässig sein, kommt bei dezentraleren Infrastrukturen der Prognose von Ressourcen und Nachfrage, dem Stoffstrommanagement und Energiemanagement in intelligenten Kommunikationsstrukturen herausragende Bedeutung zu. Plakativ wird das im Stromsektor in der Proklamation "virtueller" Kraftwerke zusammengefasst. Gemeint ist das Ziel, eine vergleichbare Energieverfügbarkeit und Planungssicherheit wie bei der zentralen Stromerzeugung in Großkraftwerken zu erzielen. Auch im Bereich des Ersatzes sonstiger fossiler Brennstoffe für den Haushalts- und Verkehrssektor machen die Diskussionen über die Einspeisung fermentativer oder thermisch erzeugter biogener Gase in vorhandene Erdgasnetze und die konzeptionellen Überlegungen um den Aufbau von Bioraffinerien zur Herstellung von Chemierohstoffen und Kraftstoffen deutlich, dass hier die Chance gesehen wird, mit dezentraleren Strukturen und regenerativer Ressourcenbasis neue funktionstüchtige zukunftsfähige Infrastrukturen für den Ausgleich von Erzeugung und Bedarf von Energie und Stoffen zu schaffen.

14.5.7 Fortschrittliche Kernenergienutzung

Weltweit hat die Kernenergie (genauer Kernspaltung) derzeit einen größeren Stellenwert als in Deutschland. Sie stellt zweifelfrei eine Option der Strom- und ggf. Prozesswärmeerzeugung mit einem nur geringen atmosphärischen Emissionspotenzial im normalen Betrieb dar. In der öffentlichen Diskussion ist die Kernkraft in einigen Ländern umstritten. Gefahren aufgrund von Unfällen in Kernanlagen mit lokaler Freisetzung z.T. langlebigen radioaktiven Materials und Fragen von Transport und Einlagerung radiaktiven Abfalls aus Betrieb und Rückbau von Kernanlagen – nicht nur im Normalbetrieb, sondern auch bei Störungen oder bei Terrorismus - polarisieren die Gesellschaft. Weltweit sind dies allerdings eher Ausnahmeerscheinungen. Die Kernspaltung ist in der Stromerzeugung der Indust-

rieländer relativ weit verbreitet. Ein einseitiger deutscher Ausstieg wird augenscheinlich die weltweite Entwicklung nicht verändern. Andererseits ist Kernenergie nicht notwendigerweise die wirtschaftlichste Option der Stromerzeugung und außerdem ebenfalls eine nicht erneuerbare Primärenergieressource.

Die Brütertechnologie wurde bereits relativ weit entwickelt und demonstriert, allerdings nicht in größerem Umfang umgesetzt, insbesondere aufgrund noch größerer technischer Probleme als bei der Kernspaltung und wegen der noch lange ausreichenden Verfügbarkeit konventionellen Kernbrennstoffes. Auch die Thoriumtechnologie konnte sich bisher nicht durchsetzen. Intensiv gearbeitet wird in der Grundlagenforschung zur Kernfusion. Der große technische und finanzielle Aufwand lässt nur das gemeinsame Vorgehen in großen internationalen Projekten zu. Derzeit wird von einer technischen Realisierbarkeit erst für deutlich nach 2050 ausgegangen (TAB, 2002). Dieses Ziel bleibt offenbar weiter ein „Moving Target". Das weitere Vorangehen bei der Entwicklung ist daher nicht an kurz- und mittelfristigen Einsatzzielen, sondern am Vorsorgeprinzip ausgerichtet. Die Kernfusion wird in der Perspektive einer emissionsfreien Energieerzeugung mehr gerecht als die Kernspaltung, Brüter- und Thoriumtechnologie und wird daher z.T. als großtechnisches Komplement zur Nutzung regenerativer Energieträger diskutiert. Es bestehen anderseits aber auch berechtigte Bedenken, ob sich Fusionskraftwerke als große, zentrale und relativ unflexible Großanlagen energiewirtschaftlich und energietechnisch in zunehmend dezentralere Erzeugungsstrukturen bei insgesamt ggf. verringertem Energiebedarf einfügen lassen. Insofern wird es stark vom erreichten Umsetzungsgrad der anderen Migrationsstrategien abhängen, ob diese Umwandlungstechnik dann noch einen Platz im energiewirtschaftlichen Gefüge finden kann.

14.5.8 CO_2-Capture, CO_2-Sequestrierung - CO_2-Management

Es ist zu erwarten, dass die Begrenzung der anthropogenen Erzeugung von CO_2 aus fossilen Brennstoffen erst in Jahrzehnten gelingt. Aufgrund des erwarteten wachsenden Handlungsdruckes durch Klimaänderung wird daher die Abtrennung und langfristige Einlagerung des bei der Nutzung fossiler Primärenergieträger erzeugten CO_2 als klimastabilisierende Schutzmaßnahme erwogen, vgl. z.B. COORETEC (2003), IEA, Greenhouse Gas R&D Programme.

Derzeitige Entwicklungen richten sich maßgeblich auf die CO_2-Rückhaltung an Großkraftwerken, vornehmlich Kohle- und Gaskraftwerken, zunächst unter Vernachlässigung ebenso bedeutsamer, im Einzelnen kleinvolumiger, diffuser Emissionen (Hausbrand, Verkehr, Gewerbe). Die Entwicklungen sind mittel- bis langfristig angelegt und erfordern die umfangreiche Ausarbeitung von Teilprozessen und eine sorgfältige Prozessintegration. Für alle Prozesse, auch für diejenigen, bei denen bereits Erfahrungen bestehen, gilt, dass die Einsatzfähigkeit unter Bedingungen der Energietechnik noch zu belegen ist (Größenskala, z.T. häufige Teillast und Lastwechsel). Mit allen Prozessen sind hohe CO_2-Abscheideraten (> 90 %) erreichbar. Klar ist schon heute, dass umfangreiche technische Anlagen mit einem nicht zu vernachlässigenden Investitionsbedarf (+ 33-120 %) und Eigenenergieverbrauch (Verlust im elektrischen Wirkungsgrad von 6-14 %) CO_2-Abscheide-

kosten von 15-50 €/t CO_2 verursachen. Die Emissionsvermeidungsziele sind daher nur zu erhöhten Kosten und unter erhöhtem Einsatz fossiler Primärenergie zur Erzeugung der gleichen Menge Sekundärenergie zu erreichen. Die Anwendung derartiger Maßnahmen ist bei Anlegung der Nachhaltigkeitsprinzipien suboptimal. Kohlendioxidabtrennung und Sequestrierung eignen sich daher allenfalls als Übergangsstrategie in andere Energieszenarien. Sie verkürzen die statistische Reichweite der fossilen Energieträger erheblich, erzielen aber in mittelfristigen Zeiträumen eine erhebliche Reduzierung der Kohlendioxidemissionen.

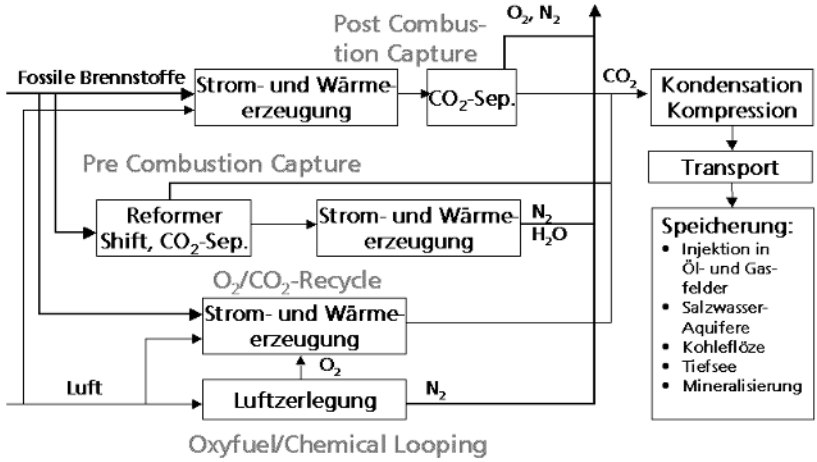


Bild 14.2: CO_2-Capture und Sequestrierung, mittelfristig mögliche Verfahren

Das CO_2 wird nach der Abscheidung zum Zweck des Transports und der Speicherung komprimiert und verflüssigt. Die derzeit gegebenen CO_2-Verwertungsmöglichkeiten könnten je nach Schätzung lediglich 0,1-5 % des anthropogen freigesetzten CO_2 meist nur vorrübergehend binden. Neue Möglichkeiten können sich zukünftig durch den Einsatz von CO_2 als chemischer Grundstoff zur Herstellung von Polymeren ergeben. Ein weiteres sehr langfristiges Potenzial liegt im Einsatz von CO_2 zur Herstellung von Brennstoffen unter Verwendung von Wasserstoff auf Basis erneuerbarer Energien. Damit lassen sich Methanol oder andere energiereiche Brennstoffe als CO_2-haltige Wasserstoffträger erzeugen. Zahlreiche, ungelöste Fragen lassen erwarten, dass noch viele Jahre lang nur ein geringer Anteil des abgeschiedenen CO_2 im Bereich der Chemie bzw. der Herstellung von Brennstoffen verwertet werden kann. Mineralisierung, insbesondere von Magnesiumsilikaten zu Karbonaten und eine biologische Fixierung von CO_2, stellen weitere mögliche Optionen dar, die aber erst noch ausgelotet werden müssen. Viele Entwicklungen gehen daher heute vornehmlich in Richtung CO_2-Speicherung/Sequestrierung.

Tabelle 14.6: Mittelfristig mögliche CO_2-Abtrennungsverfahren (COORETEC, 2003), (Tomski, 2001)

In Teilbereichen erprobte Konzepte	
Post Combustion CO_2-Capture Rauchgasdecarbonatisierung	Z.T. im Prinzip bekannt und in der chemischen Technik erprobt (Gaswäschen, Adsorptionsanlagen), z.T. neu (Hochtemperatur-Membranprozesse, Tieftemperaturabscheidung
CO_2-Abscheidung aus Rauchgasen	Insbesondere für Retrofit von Bestandsanlagen
Pre-Combustion Capture Brenngasdecarbonatisierung (vorgeschaltete Vergasung, gefolgt von CO_2-Abtrennung, erst dann zur Verbrennung)	umfangreiche Erfahrungen aus der Synthesegas- (Steam Reforming) und Wasserstoffherstellung (Shift) mit Absorption von CO_2, z.B. zur Nutzung in GuD-Prozessen oder Brennstoffzellen
	Eröffnet ggfs. auch einen Einstieg in die Wasserstoffwirtschaft
O_2/CO_2-Recycle/Oxyfuel Sauerstoffverbrennung, CO_2-Abscheidung nach Aufkonzentrierung im Rauchgas (Vermeidung großer Mengen vermischten CO_2´s bereits im Energieerzeugungsprozess durch vorgeschaltete Luftzerlegung, Verbrennung mit reinem Sauerstoff und CO_2-Rückführung)	Umfangreiche Erfahrungen der (petro-) chemischen Industrie
	Vergleichsweise günstige Kosten der CO_2–Abtrennung
	Entwicklung einiger modifizierter Komponenten für die Energieumwandlungsprozesse notwendig
	Grundsätzlich CO_2-Rückführung, ggf. Wasserinjektion zur Temperaturkontrolle des Verbrennungsprozesses und nachgeschaltete Wasserkondensation aus Rauchgas notwendig

Tabelle 14.7: CO_2-Sequestrierungsverfahren (COORETEC, 2003), (Tomski, 2001)

Sequestrierungsmöglichkeiten		Schätzungen für die speicherbare Menge in Gt C	
		weltweit	D
Geologische Reservoirs	Speicherung in der Tiefsee	1.400-2x10^7	0
	Injektion in tiefe Salzwasser-Aquifere	87-2.700	22,8-43,5
	Reinjektion in erschöpfte Gasfeldern (EOR)	140-310	2,7
	Reinjektion in erschöpfte Ölfeldern (EGR)	40-190	0,1
	Injektion in wirtschaftlich nicht abbaubare Kohleflöze (Kombination mit Flözgasgewinnung, ECBM) und in alte Kohlebergwerke	100-300	0,4-2,5

Für die Speicherung konzentrieren sich die Untersuchungen auf Einlagerung in geologische Formationen und in die Tiefsee. Mit einer praktischen Umsetzung wird nicht vor 2015 gerechnet. Gegenwärtig werden Potenziale zur Einspeicherung, die großtechnische Durchführbarkeit, Sicherheitsaspekte inkl. langfristiger

Gasausbreitungsvorgänge vom Depot an die Erdoberfläche geprüft. Schätzungen über die geologisch insgesamt einlagerbare Menge an Kohlendioxid liegen bei 20-500 % der bis 2050 weltweit freigesetzten CO_2-Menge. Die Kosten für Transport und Speicherung (in erschöpften Gasfeldern, salzwasserführenden Aquiferen und Kohleflözen) werden in Deutschland mit 10-24 €/t CO_2 geschätzt. Nicht zuletzt sind für einige Formen der Sequestrierung umfangreiche Transporte von separiertem, ggf. modifiziertem CO_2 mittels Pipelines oder Schiffen notwendig. Die Kosten hierfür werden heute mit ca. 1-9 €/ (t CO_2 und 100 km) angegeben.

14.6 Auf dem Wege zu neue Infrastrukturen - Energiesystemfragen und Migrationsstrategien

Energiesysteme müssen in Zukunft um vieles effizienter funktionieren als heute. Die Belastbarkeitsgrenzen der Umweltmedien scheinen zum Teil überschritten, höhere Umweltfunktionen wie das Klima geraten aus dem Gleichgewicht. Der Energiebedarf wird zunächst steigen, in Entwicklungs- und Schwellenländern sogar dramatisch steigen. Nicht erneuerbare Reserven und Ressourcen schwinden. Ein umgehender weltweiter Einstieg in nachhaltigere Energiewirtschaft ist unverzichtbar. Entscheidend ist die Lösung der Frage, was wann wo und wie geändert werden muss. Internationales Zusammenwirken ist obligatorisch und muss vor dem Hintergrund machtpolitischer Interessen der Nationalstaaten und dem Anspruch weltweiter Gerechtigkeit bei Ressourcenzugang und -nutzung gestaltet werden. Der Kreativitäts- und Kapitaleinsatz ist absehbar riesig.

Eine national oder weltweit akzeptierte klare Migrationsstrategie ist nicht in Sicht. Einerseits, weil die Entwicklung energiewirtschaftlicher Randbedingungen und technologischer Möglichkeiten im Fluss ist, andererseits weil das Problembewusstsein weltweit unterschiedlich fokussiert ist. Einzig der globale Wunsch nach verstärkter Nutzung regenerativer Quellen ist relativ einheitlich formuliert. Der national interpretierte Energie- und Technologiemix stellt noch am ehesten eine häufig vorgefundene Migrationsstrategie dar, bei der ein abgewogenes Verhältnis zwischen nicht erneuerbaren und regenerativen Primärenergien sowie zwischen neuer und bekannter Technologie zur Strategie erhoben wird.

Im Wechselspiel zwischen Entwicklung neuer Teillösungen und Systemintegrationsanalyse werden aussichtsreiche Technologieszenarien identifiziert. Die „kleinen Schritte“ zu einem neuen Energiewirtschaftssystem sind auch innerhalb der Nationalstaaten zum Teil zunächst Insellösungen, in denen mit überschaubarem Risiko neue Systemlösungen ohne Anspruch auf Perfektion und hohe Wirtschaftlichkeit erprobt und optimiert werden können. Sie zeigen perspektivisch auf, dass Energieversorgung zukunftsfähig bleibt. Die Energieversorgung der kommenden Jahrzehnte wird durch das Nebeneinander von Effizienzmaßnahmen im Nachfragebereich, von der Nutzung nicht erneuerbarer und regenerativer Primärenergiequellen auf allen Leistungsskalen und Umwandlungsebenen der Energiewirtschaft, von zentralen und dezentralen und gekoppelten Erzeugungssystemen sowie durch eine Zunahme der Risiken (z.B. Verfügbarkeitsrisiken, Preisrisiken, Technologierisiken, Klimarisiken) geprägt sein.

Die rechtlichen und politischen Rahmenbedingungen bei der Etablierung nachhaltiger Energiesysteme stellen eine zentrale Herausforderung dar. Technik- und Politikfolgenabschätzung und eine angepasste und handlungsrelevante Strategieentwicklung sind Voraussetzung für den Erfolg. Notwendig sind innovative Systeme und innovative Dienstleistungen sowie darauf abgestimmte Businessmodelle.

14.7 Zero Emission – eine zu verfolgende Vision

Keine Frage, die Null-Emissions-Energieversorgung ist eine Vision, eine großartige und hoffnungsvolle Vision. Zero Emission ist keine verbreitete Vision im freien Energiemarkt, sondern eine Vision der Gesellschaft als Konsequenz aus gesellschaftlich akzeptierter Gefahren der Umweltschäden einer *Nicht* Zero-Emission Energieversorgung. Die Märkte für Umwelttechnik im allgemeinen ebenso wie für Zero Emission Energieversorgung im besonderen werden sich daher nur aus internationalen und staatlichen Impulsen heraus bilden.

Es gibt weder für stoffliche noch für energetische Produkte allumfassende, allgemeingültige und validierte Lösungskonzepte die ausgehend von definierten Randbedingungen in bereits bestehenden sehr ausgedehnten und ausgebauten Infrastrukturen und Produktionsnetzen zu einem Zero Emissions Zustand führen. Vielmehr müssen verschiedene strategische und technische Ansätze entwickelt, erprobt, Teillösungen hinsichtlich ihrer wirtschaftlich-technischen und sozialen Integrationsfähigkeit in vorhandene Systeme überprüft werden, um sich dem (theoretischen) Idealzustand anzunähern.

Visionen können niemals sofort realisiert werden, vielfach bleiben sie sogar ein nur teilweise zu erreichendes Ziel. Sie erfordern deshalb langfristige, gerade im Energiesektor auch globale Zusammenarbeit, um in strategischer Arbeit anspruchsvolle Ziele zu erreichen. Die Zero Emission Vision ist gleichzeitig ein Versprechen zur Behebung von Armut, Hunger, Krankheit, Seuchen, Unterdrückung, zur Erhaltung von Umwelt und Arbeit oder zusammenfassend für nachhaltige Entwicklung. Zero Emission ist die Verwirklichung von ressourceneffizienten Produktionskreisläufen und Energieversorgungssystemen in Synergie mit prosperierender Wirtschaft.

Der Mensch nutzt Visionen, um Kräfte zu bündeln. Zero Emission in Produktion und Energieversorgung ist eine obligatorische, unausweichliche und lösbare Zukunftsaufgabe.

14.8 Literatur

AGEB, Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern von 1990 bis 2002, Frankfurt, 2003

AGFW (Hrsg.): Pluralistische Wärmeversorgung, Frankfurt, 2001

BGR, Bundesanstalt für Geo- und Rohstoffwissenschaften: Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002, Dokumentation des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit, 2002

BMWA, Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit: Energiedaten 2003

Brundtland, G. H. et al.: Our Common Future. Bericht der Weltkommission für Umwelt und Entwicklung, Oxford University Press 1987

COORETEC-Arbeitsgruppen: COORETEC - Wege zum emissionsarmen fossil befeuerten Kraftwerk, Bonn,. Jülich, 2003

Erler, B.; Gwehenberger, G.; Schnitzer, H.: ZERIA - Zero Emissions Research in Austria, Schriftenreihe ´des BMVIT: Berichte aus Energie- und Umweltforschung 1/2000, TU Graz

Eyerer, P.: Ganzheitliche Bilanzierung, Springer-Verlag, Berlin, 1996

Geiger, B.; Wittke, F.: Die energiewirtschaftlichen Daten der Bundesrepublik Deutschland (für das Jahr 2002 bzw. 2001); BWK Brennstoff Wärme Kraft 56 (2004) 1-2, S. 41-46 und BWK 55 (2003) 1-2, S. 56-63

Goldenberg, J. (Hrsg.): World Energy Assesment: Energy and the challenge of sustainability; UNDP; New York, 2000

Grunwald, A.; Grünwald, R.; Oertel, D.; Paschen, H.: Kernfusion – Sachstandsbericht; Arbeitsbericht Nr. 75, TAB-Büro für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag, 2002

Johansson, Th. B.; McCormick, K.; Neij, L.; Turkenburg, W.: The potentials of renewables; Thematic background paper; Internationale Konferenz für Erneuerbare Energien, Bonn, 2004

NOVEM: A strategy for zero-ing Emissions: Black Beauty? On the role of fossil fuels in the transition towards sustainability, Oslo, 2002

Prognos AG (Hrsg.): Energiereport III – Die längerfristige Entwicklung der Energiemärkte im Zeichen von Wettbewerb und Umwelt, Schäffer-Poeschel-Verlag, Stuttgart, 2003

Tomski, P.: Technology status report zero emission technologies for fossil fuels; IEA WPPF Zero Emission Technology Initiative, Workshop, Oslo, 2001

WBGU, Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung in Umweltfragen: Über Kioto hinausdenken, Klimaschutzstrategien für das 21. Jahrhundert, Berlin, 2003

Die Autoren

Dr. Wilhelm Althaus

Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT
Osterfelder Str. 3
46044 Oberhausen
wilhelm.althaus@umsicht.fhg.de

Dr. Wilhelm Althaus leitet das Geschäftsfeld "Energietechnik" am Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik. Nach Studium und Promotion im Fachbereich "Chemietechnik" der Universität Dortmund war er seit 1991 zunächst als Gruppen-, dann als Abteilungsleiter maßgeblich an Aufbau des jungen Fraunhofer-Instituts UMSICHT in Oberhausen engagiert. Dr. Althaus ist Mitglied zahlreicher Fachgremien und betreut die Fachthemen Energietechnik und Energiewirtschaft beim Master-Studiengang "Umweltwissenschaften" der Fernuniversität Hagen.

Dr. Regina Betz

Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung
Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe
r.betz@isi.fraunhofer.de

Dr. Regina Betz, geb. 1971, studierte Volkswirtschaftslehre an der Universität Trier und der Loughborough University of Technology in Großbritannien. Seit 1997 arbeitet sie am Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung in Karlsruhe. Sie promovierte 2003 zum Thema Emissionshandel und Transaktionskosten an der Deutschen Hochschule für Verwaltungswissenschaften in Speyer. Forschungsschwerpunkte liegen im Bereich Klimapolitik und ökonomische Instrumente.

Dr. Stefan Bockamp

E.ON Engineering GmbH,
Bergmannsglückstraße 41-43
45837 Gelsenkirchen
stefan.bockamp@eon-energie.com

Dr. Stefan Bockamp, geb. 1972, studierte Maschinenbau an der Ruhr-Universität Bochum und an der Universität Siegen. Ab 1997 war er als wissenschaftlicher Mitarbeiter und Projektleiter am Lehrstuhl für Energie- und Umweltverfahrenstechnik der Universität Siegen beschäftigt und promovierte über das dynami-

sche Betriebsverhalten von Druckwirbelschichtkraftwerken. Seit 2002 arbeitet Stefan Bockamp bei der E.ON Engineering GmbH in Gelsenkirchen im Bereich "Energie- und Systemtechnik" als Projektleiter u.a. auf den Gebieten Kraft-Wärme-Kopplung und technische Umsetzung des CO2-Emissionshandels.

Dr. Harald Bradke

Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung
Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe
h.bradke@isi.fraunhofer.de

Dr. Harald Bradke, geb. 1958, studierte Maschinenbau an der Universität Siegen und promovierte dort am Institut für Energietechnik. Seit 1989 ist er wissenschaftlicher Mitarbeiter am Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung, seit 1996 Leiter der Abteilung Energietechnik und Energiepolitik. Seine Arbeitsschwerpunkte liegen im Bereich der Innovationsforschung energietechnischer Systeme und neuer Politikinstrumente wie z. B. dem Emissionsrechtehandel.

Prof. Dr. Martin Burgi

Ruhr-Universität Bochum
Institut für Berg- und Energierecht
Universitätsstraße 150
44780 Bochum
ibe@ruhr-uni-bochum.de

Prof. Dr. Burgi habilitierte 1998 an der Universität Konstanz mit einer Arbeit zum Thema „Funktionale Privatisierung und Verwaltungshilfe. Staatsaufgabendogmatik – Phänomenologie – Verfassungsrecht“. Es folgten Lehrstuhlvertretungen an der Ruprecht-Karls-Universität Heidelberg und an der Ruhr-Universität Bochum. Seit dem Sommersemester 1999 ist er Universitätsprofessor an der Juristischen Fakultät der Ruhr-Universität Bochum. Von September 2001 bis Januar 2004 war er Geschäftsführender Direktor des Instituts für Berg- und Energierecht, seitdem ist er Mitglied des Direktoriums. Seit 2004 leitet er die Forschungsstelle für Verwaltungsrechtsmodernisierung und Vergaberecht an der Ruhr-Universität Bochum. Seine Forschungsschwerpunkte sind Privatisierungsfragen in allen Bereichen, Verwaltungsorganisation und Verwaltungsmodernisierung, Vergaberecht, Kommunalrecht und kommunales Wirtschaftsrecht, Energie- und Umweltrecht, Wasser- und Baurecht, Grundrechtsschutz von Ehe und Familie, Rechtsstellung der Regionen in Europa und Rechtsschutz vor den europäischen Gerichten.

Dr. Manfred Fischedick

Wuppertal Institut
Döppersberg 19
42103 Wuppertal
manfred.fischedick@wupperinst.org

Dr. Manfred Fischedick, studierte Verfahrenstechnik und promovierte an der Universität Stuttgart im Bereich Energietechnik. Seit 1993 ist er Projektleiter und seit 1996 wissenschaftlicher Koordinator der Energieabteilung des Wuppertal Instituts. Seine Arbeitsschwerpunkte liegen in den Bereichen Energiesystem- u. Energieszenarioanalyse, erneuerbare Energien und innovative Energietechniken sowie Energie-, Klima-, Forschungs- und Technologiepolitik. Er ist Mitglied im HGF-/BDI-Forschungskreis sowie im Immissionsausschuss Brandenburg und hat Lehraufträge an der Universität Witten-Herdecke und der FH Wiesbaden.

Dr. Christian Folke

E.ON Engineering GmbH,
Bergmannsglückstraße 41-43
45837 Gelsenkirchen
christian.folke@eon-energie.com

Christian Folke, geb. 1971, studierte Maschinenbau an der Universität Essen. Nach der Anfertigung seiner Diplomarbeit arbeitete er als wissenschaftlicher Mitarbeiter am Lehrstuhl "Technik der Energieversorgung und Energiewirtschaft" der Universität Essen und promovierte im Jahr 1999 mit dem Thema "Kohlendioxidemissionen in der Europäischen Union". Seit 1999 arbeitet Christian Folke bei der E.ON Engineering GmbH in Gelsenkirchen als Projektleiter im Bereich "Energie- und Systemtechnik". Seit 2002 ist er dort Teamleiter für das Gebiet "Kraft-Wärme-Kopplung".

Prof. Dr. Peter Hennicke

Wuppertal Institut
Döppersberg 19
42103 Wuppertal

Prof. Dr. Peter Hennicke, geb. 1942, studierte Chemie und Volkswirtschaft in Heidelberg und lehrte Wirtschaftswissenschaften in Heidelberg, Osnabrück und Darmstadt. In den achtziger Jahren war er im Öko-Institut beschäftigt und setzte sich stark für die Rekommunalisierung der Energieversorgung ein. Ab 1992 hat er die Energieabteilung des Wuppertal Instituts für Klima, Umwelt, Energie aufgebaut und geleitet. Nachdem Peter Hennicke 1998 Vizepräsident geworden war und das Institut seit November 2000 kommissarisch geleitet hatte, wurde er im April

2003 zum Präsidenten des Wuppertal Instituts ernannt. Zu seinen zahlreichen Beratertätigkeiten gehört seit Mai 2002 die Mitarbeit im Beraterstab der Global Environment Facility (GEF), dem so genannten STAP (Scientific and Technical Advisory Panel). Zuvor war er Mitglied in drei Enquete-Kommissionen des deutschen Bundestages für Klima und Energie.

Andreas Jacobi

E.ON Engineering GmbH,
Bergmannsglückstraße 41-43
45837 Gelsenkirchen
andreas.jacobi@eon-energie.com

Andreas Jacobi, geb. 1965, studierte Maschinenbau an der Fachhochschule Bochum. Nach der Anfertigung seiner Diplomarbeit bei der damaligen VEBA Kraftwerke Ruhr AG (heute E.ON Engineering GmbH) arbeitete er in diesem Unternehmen als Projektleiter im Bereich Versuchswesen und Analytik. Im Jahr 2000 wechselte er innerhalb der E.ON Engineering GmbH, zum Bereich Energie- und Systemtechnik, wo er als Projektleiter u.a für die Planung und Optimierung von Energieversorgungsanlagen tätig ist.

Prof. Dr. Manfred Lange

Institut für Geophysik und Zentrum für Umweltforschung
Westfälische Wilhelms-Universität Münster
Corrensstraße 24
48149 Münster
langema@uni-muenster.de

Prof. Dr. Manfred Lange ist Dipl. Ing. (FH) für Physikalische Technik und Dipl. Geophysiker. 1980 wurde er promoviert und 1989 im Fach Geophysik habilitiert. Während und nach seiner Promotion, verbrachte er drei Jahre am California Institute of Technology in Pasadena, USA und wechselte anschießend ans Alfred-Wegener-Institut für Polar- und Meeresforschung in Bremerhaven. Neben seiner Tätigkeit in der Polarforschung leitete er dort für zwei Jahre das Nationale Global Change Sekretariat des BMFT um 1992 als Direktor des Arktischen Zentrums nach Rovaniemi, Finnland zu wechseln. Seit 1995 ist er Lehrstuhlinhaber im Fach Geophysik und seit 1998 Direktor des Zentrum für Umweltforschung an der Westfälischen Wilhelms-Universität Münster. Sein Tätigkeitsfeld umfasst die Klimafolgenforschung im europäischen Norden, die numerische Modellierung antarktischer Schelfeise und Untersuchungen zum nachhaltigen Wassermanagement im Mittelmeerraum. Er ist Mitglied in nationalen und internationalen Expertengremien und leitet eine Reihe europäischer und deutscher Forschungsprojekte.

Michael Lucht

Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT
Osterfelder Str. 3
46044 Oberhausen
michael.lucht@umsicht.fhg.de

Michael Lucht, geb. 1963, studierte Chemietechnik an der Universität Dortmund. Er entwickelte als wissenschaftlicher Mitarbeiter, später als Projektleiter Softwaresysteme zur Betriebsoptimierung von Kraftwerks- und Energieversorgungssystemen (z.B. BoFiT) am Fraunhofer-Institut UMSICHT. Als Kompetenzfeldleiter "Energiemanagement" lagen seine Arbeitsschwerpunkte in der technisch-ökonomischen Analyse von Energiesystemen. Seit 2004 leitet er stellvertretend das Geschäftsfeld "Energiesysteme". Er berät Unternehmen zur Vorbereitung des Emissionshandels und leitet die Emissionshandels-Simulation "jupiter".

Dr. Jürgen Meyer

Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT
Osterfelder Str. 3
46044 Oberhausen
juergen.meyer@umsicht.fhg.de

Dr. Jürgen Meyer, geb. 1957, studierte von 1977-1982 Bergbau an der RWTH Aachen und an der TU Clausthal-Zellerfeld. 1985 promovierte er in Clausthal-Zellerfeld und war danach in diversen technischen und betriebswirtschaftlichen Positionen bei der Deutschen Texaco AG, der RWE-DEA, der Veba Oel AG und der Veba Oil and Gas GmbH tätig. Im Jahr 2001 wechselte er zum Fraunhofer Institut UMSICHT und ist dort mit der Leitung von Projekten im Bereich Grubengasnutzung und Emissionshandel betraut.

Dr. Axel Michaelowa

Schwerpunkt Internationale Klimapolitik
Hamburgisches Welt-Wirtschafts-Archiv
Neuer Jungfernstieg 21
20347 Hamburg
a-michaelowa@hwwa.de

Dr. Axel Michaelowa ist seit 2003 Geschäftsführer der Perspectives GmbH, die Politik- und Unternehmensberatung zu den Kioto-Mechanismen anbietet. Desweiteren ist er seit Oktober 1999 Leiter des Schwerpunkts "Internationale Klimapolitik" am Hamburgischen Welt-Wirtschafts-Achiv (HWWA). Seit 1995 vertritt er das HWWA bei den internationalen Klimaverhandlungen und hat über 50 Publikationen zur internationalen und nationalen Klimapolitik aufzuweisen.

Mika Marci

Trianel European Energy Trading GmbH
Neuenhofer Weg 3
52074 Aachen
m.marci@trianel.com

Mika Marci, geb. 1968 in Birmingham/USA, studierte Elektrotechnik an der Universität des Saarlandes und der Technischen Universität München. Von 1997-2001 war er im Bereich Kraftwerksautomatisierung bei ABB tätig. Nach seiner Ausbildung zum MBA an der Melbourne Business School/Australien (2001-2002) wechselte er zur Trianel European Energy Trading GmbH, wo er in den Bereichen Stromhandel, Portfoliomanagement und Emissionshandel tätig ist.

Philipp Müller

Ruhr-Universität Bochum
Institut für Berg- und Energierecht
Universitätsstraße 150
44780 Bochum

Philipp Müller, geb. 1978, studierte Rechtswissenschaft an der Ruhr-Universität Bochum und legte 2003 sein Referendarexamen vor dem Justizprüfungsamt beim OLG Hamm ab. Er ist seitdem wissenschaftlicher Mitarbeiter am Institut für Berg- und Energierecht der Ruhr-Universität Bochum.

Hendrik Reimer

IDESYS Ingenieurgesellschaft für dezentrale Energiesysteme mbH
Bahnhofstraße 54
46145 Oberhausen
hendrik.reimer@idesys.de

Hendrik Reimer, geb. 1968, studierte Verfahrenstechnik an der Universität Magdeburg und der Technischen Universität Wien. Nach dem Studium arbeitete er als wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Universität Magdeburg auf dem Gebiet der energetischen Biomassenutzung und ist seit 1999 am Fraunhofer-Institut UMSICHT im Geschäftsfeld Energietechnik beschäftigt. Er ist Geschäftsführer der als Fraunhofer-Spin-Off im Jahre 2003 gegründeten IDESYS GmbH.

Helmut Rode

E.ON Engineering GmbH,
Bergmannsglückstraße 41-43
45837 Gelsenkirchen
helmut.rode@eon-energie.com

Helmut Rode, geb. 1970, studierte Energie- und Verfahrenstechnik an der Technischen Universität Berlin. Nach der Anfertigung seiner Diplomarbeit wechselte er als wissenschaftlicher Mitarbeiter zum Fachgebiet "Technik der Energieversorgung und Energieanlagen" der Universität Essen. Voraussichtlich im Sommer 2004 wird Helmut Rode seine Promotionsprüfung ablegen. Seit 2003 arbeitet Christian Folke bei der E.ON Engineering GmbH in Gelsenkirchen als Projektleiter im Bereich "Energie- und Systemtechnik".

Franzjosef Schafhausen

Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit
Arbeitsgruppe Z II 6
11055 Berlin
Franzjosef.Schafhausen@bmu.bund.de

Ministerialrat Franzjosef Schafhausen, geb. 1948, studierte Betriebs- und Volkswirtschaftslehre an der Universität zu Köln. Er war als Referent im Bundesministerium des Inneren zunächst für den Bereich "Ökologie und Ökonomie" zuständig; seit 1987 im Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) für den Bereich "Umwelt und Energie". Von 1991 bis 1995 war er als Referatsleiter im BMU zuständig für die Bereiche „Umwelt und Energie, produktbezogener Umweltschutz". Heute ist er Leiter der Arbeitsgruppe Z II 6 "Nationales Klimaschutzprogramm, Umwelt und Energie" des BMU, sowie Vorsitzender der interministeriellen Arbeitsgruppe "CO_2-Reduktion" und der Arbeitsgruppe "Emissionshandel zur Bekämpfung des Treibhauseffekts" (AGE). Er ist Autor von mehr als 150 Fachpublikationen bzw. wissenschaftlichen Veröffentlichungen und Mitautor zweier umweltökonomischer Lehrbücher.

Dr. Joachim Schleich

Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung
Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe
j.schleich@isi.fraunhofer.de

Dr. Joachim Schleich, geb. 1965, studierte an der Universität Mannheim (Diplom in Volkswirtschaftslehre), der University of Florida in Gainesville (Master in Economics) und an der Virginia Tech University in Blacksburg (PhD in Applied Economics). Nach einer Anstellung als Visiting Assistant Professor am Virginia Tech ist er seit 1998 am Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung in Karlsruhe als wissenschaftlicher Mitarbeiter mit Schwerpunkten in Energiewirtschaft und Klimapolitik tätig.

Dr. Ralf Schwarz

LBD-Beratungsgesellschaft
Energieforum
Stralauer Platz 34
10243 Berlin
ralf.schwarz@lbd.de

Dr. Ralf Schwarz ist seit 2001 Senior Berater bei der LBD Beratungsgesellschaft in Berlin, bei der er für den Bereich "Energie & Emissionen" u.a. zu den Themen Gasbezug und Trading Hubs, Kraftwerke, Energie- und Emissionshandel und erneuerbare Energien berät.

Weiterhin ist er als Beirat für einen Venture Capital Fonds zur Finanzierung von Technologien im Bereich erneuerbarer Energien und Energie IT-Management tätig und hat zahlreiche Beiträge zu energiewirtschaftlichen Themen verfasst.

Dr. Gorden Spangardt

Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik
Osterfelder Str. 3
46047 Oberhausen
Tel.: 0208/8598-1179
gorden.spangardt@umsicht.fhg.de

Dr. Gorden Spangardt, geb. 1974, studierte Physik an der Westfälischen Wilhelms Universität in Münster. Nach der Anfertigung seiner Diplomarbeit im Wuppertal Institut für Klima, Umwelt und Energie wechselte er als wissenschaftlicher Mitarbeiter und Projektleiter zum Fraunhofer Institut UMSICHT in Oberhausen. Er entwickelt Operations-Research Methoden für den Energie- und

Emissionshandel und leitet die Emissionshandels-Simulation "jupiter". 2003 promovierte er an der Fakultät für Elektrotechnik und Informationstechnik der Universität Dortmund zum Thema "Portfoliooptimierung im Strommarkt".

Dr. Rainer Walz

Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung
Breslauer Straße 48
76139 Karlsruhe
r.walz@isi.fraunhofer.de

Dr. Rainer Walz, geb. 1960, studierte Volkswirtschaftslehre und Politikwissenschaften an der Universität Freiburg und an der Brock-University, Ontario, Kanada. Er promovierte 1992 und habilitierte 2002 an der Universität Freiburg. Dr. Walz war wissenschaftlicher Mitarbeiter an der Universität Wisconsin und der Enquête-Kommission „Vorsorge zum Schutz der Erdatmosphäre“. Seit 1991 ist er am Fraunhofer Institut für Systemtechnik und Innovationsforschung in Karlsruhe in Akquisition, Projektleitung und Forschung tätig, seit 1996 als stellvertretender Leiter der Abteilung Umwelttechnik und Umweltökonomie.

Wolfgang Wielpütz

Umweltgutachter
RWTÜV Systems GmbH
Langemarckstr. 20
45141 Essen
wolfgang.wielpuetz@rwtuev.de

Wolfgang Wielpütz, geb. 1964, studierte Verfahrenstechnik an der RWTH Aachen. Seit 1992 arbeitet er beim RWTÜV e.V. (heute RWTÜV Systems GmbH) zunächst als Gutachter im Institut für Umweltschutz, Chemie und Biotechnologie, ab 1995 als TÜV CERT- Auditleiter für QM- und UM-Systeme und zugelassener Umweltgutachter im Fachbereich Zertifizierung. Seit 1996 ist er als Abteilungsleiter verantwortlich für Validierungen/Zertifizierungen in den Bereichen EMAS, ISO 14001 und SCC, seit 2000 ist er stellvertretender Fachbereichsleiter. Herr Wielpütz ist verantwortlich für die Aktivitäten der RWTÜV Systems GmbH im Bereich des Emissionshandels.

This page intentionally left blank

Sachverzeichnis

Abgabepflicht von Emissionsberechtigungen 96
Activities Implemented Jointly (AIJ) 138
Adaption 6
additive Umwelttechnik 248
Altanlagen, Genehmigung von 92
Anfallgase 260
Anthropogener Treibhauseffekt 2
Assigned Amount Units (AAU) 9, 119
Audit 198
Backwardation 124
Banking von Emissionsberechtigungen 96, 112, 215, 222
Basiszuteilung 106
Benchmarking 108, 21
Berichtspflichten 139
Biomassedefinition 178
Biomasseheizkraftwerk 183
Biomassenutzung 182
Biomassepotenzial 179
Biomasseverordnung 178
Boosting 160
Borrowing 11, 118, 222
Braunkohletrocknung 165
Brennstoffsubstitution 161
Bundesimmissionsschutzverordnungen 88
Burden-Sharing-Agreement 13
Business as Usual? 233
Call 224
Cap-and-Trade 10
Carbon Finance 146
CDM Executive Board 139
Certified Emission Reductions (CER) 10, 119, 139
CERUPT 145
Clean Development Mechanism (CDM) 10, 79, 139, 202, 214
Clearinghouse 125
CO_2-Abscheidung 164
CO_2-Kreislauf 177
CO_2-Minderungsmaßnahmen an Dampferzeugern 158, 161
CO_2-Minderungsmaßnahmen an Dampfturbinen 158, 161
CO_2-Minderungsmaßnahmen an Kondensator 159, 162
CO_2-Minderungsmaßnahmen, weitere 159, 162
CO_2-Vermeidungskosten 165
Conditional-Value-at-Risk 231
Convenience yield 124, 223
Co-Verbrennung 186
Dampfkraftprozess 183
Datenmanagement 209
Deckungslücke 220
Designated National Authority (DNA) 148
Designated Operational Entity (DOE) 202
Deutsche Emissionshandelsstelle (DEHSt) 20, 81, 119
Dezentrale Energieversorgung 262
Early Action 17, 109
EFET-Vertrag 124
Effizienz 248, 249, 254, 258
Effizienzfond 242
Effizienzkriterien 248, 249, 258
Effizienzverbesserung 277, 278
Einsatzplanung 231
Emission Reduction Units (ERU) 10, 119, 139
Emissionsberechtigungen 93
Emissionserklärung 195
Emissionsfaktoren 179, 257
Emissionsgenehmigung 89
Emissionsgutschrift 137
Emissionshandel, Funktionsweise 9, 65
Emissionsminderungsmaßnahme 225

Emissionsprognose 220
Energiebedingte Emissionen 157, 204
Energieeffizienz 238
Energieeinsparung 141, 236, 239, 255
Energiepflanzen 180
Energiesystemmodelle 257
Energieszenarien 236
Energieumwandlungskette 250
Energieverbrauchsstruktur 254
Energiewirtschaft 250
Enquête-Kommission 53
Erfüllungsfaktor 22, 106
Erneuerbare Energie 141, 234, 236
Erneuerbare Primärenergieträger 252, 259, 261
Ersatzanlagen 95
ERUPT 145
EU-Emissionshandelsrichtlinie 14, 87, 69
Flexible Mechanismen 64
Forward 123, 223
Fossile Primärenergieträger 251, 252
Fossil-Nuklearer-Energiemix 236
Futures 125
Gaspreissteigerung 210
Gebäude 255
Gemeinsame Umsetzung 137
Globale Erwärmung 1
Globaler Wandel 31
Grandfathering 21
Grenzvermeidungskosten 156
Grenzvermeidungskostenkurve 156
Gültigkeit von Emissionsberechtigungen 96
Handel von Emissionsberechtigungen 97
Handelssimulationen 209
Handelsstrategien 133
Heizwert 179
Hot-Air 11, 62
IETA Master Agreement 124
Immissionsschutzrechtliche Anlagengenehmigung 89
Integrierte Umweltschutzmaßnahmen 248
Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC) 5, 36
Interministerielle Arbeitsgruppe "CO_2-Reduktion" 55
Investitionsentscheidungen 205
JI Supervisory Committee 139
Joint Implementation (JI) 9, 79, 137, 139, 214
Karbonfonds 121
Kauf von Emissionsberechtigungen 98
Kernbrennstoffe 251, 252
Kernenergie 234, 237, 262
Kernenergieausstieg 111
Kernfusion 263
Kernspaltung 262
Kioto-Gase 8
Kioto-Protokoll 8, 53, 64, 139
Klärschlamm 184
Kleinprojektregeln 141
Klima 29
Klimaänderung, anthropogen 31
Klimaantrieb 31
Klimafolgenforschung 41
Klimamodellierung, Grundgleichungen der 39
Klimaschutzprogramm, deutsches 56
Klimaschutzprogramm, europäisches 67
Klimaschutzprojekt 137
Klimasystem 30
Klimavariabilität 31
Klimawandel 1, 5
Klimawandel, natürlicher 31
Kohlendioxid-Abtrennung 263
Kohlendioxid-Sequestrierung 263
Kohlendioxid-Speicherung 265
Kombiprodukte 215
Kompetenzgruppe CO_2-Management 208
Konfidenz 131
Konversionswege 182
Koppelerzeugung 259

Korrelation 228
Kraft-Wärme-Kopplung 110, 164, 184, 258
Länderrisiko 221
Linking Directive 16
Linking 120
Make-Or-Buy 219
Makroplan 21, 104
Market-Drivers 130
Marrakesch-Abkommen 140
Mean-Reversion 226
Migrationstrategie 266
Mikroplan 103
Mitigation 6
Monitoring Guidelines 17, 71
Mono-Verbrennung 183
Monte-Carlo-Simulation 225
Mühlenluftvorwärmung 160
Nachhaltige Entwicklung 248
NAP-Gesetz (ZuG) 20, 82
Nationale CDM-Genehmigungsbehörde 148
Nationaler Allokationsplan (NAP) 17, 72, 88, 94
Neuanlagen, Genehmigung 91
Neuanlagen, Reserve 95
Neue Marktteilnehmer 108
Nutzungsgrad 258
O_2/CO_2-Recycle 264
Opportunitätskosten 205
Optimierung von Erzeugung oder Produktion 209
Option 125, 224
Over the Counter Market 123
Policy Mix 240
Politikmaßnahmen 240
Politisches Risiko 221
Polygeneration 258
Portfoliomanagement 132
Position im Emissionsmarkt 204
Post Combustion Capture 264
Pre Combustion Capture 264
Preiserwartung 23
Preismodell 226
Preisrisiko 219
Primärenergieträger 251
Produktionsfaktor 205
Produktionsintegrierter Umweltschutz 249
Projektrisiko 220
Prototype Carbon Fund (PCF) 121, 145
Prozessbedingte Emissionen 110, 157, 204
Put 224
Qualitätsmanagement 198
Referenzfall 141
Referenzszenario 155
REG-/REN-Offensive 236
Regenerative Energien 252, 259, 261
Reichweite 251
Relative Vermeidung 153
Reserve 251, 252
Reservefond 109
Ressource 251, 252
Reserve für Neueinsteiger 95
Risikoanalyse 131
Risikofaktor 219
Risikomanagement 228
Risikomaß 231
Run/No-Run-Entscheidungen 205
Sachverständige Stelle 194
Senken-Problematik 12
Skaleneffekt 260
Sondergase 260
Speicherfähigkeit 250
SRES-Szenarien 43
Stilllegung 108
Strategische Integration 208
Strompreiserhöhung 206
Sustainable Development 248
Swaps 125
Szenarien 226, 257, 266
Technisches Potenzial 252, 259
Topping 160
Treibhauseffekt 1, 35
Treibhausgase 1, 35
Treibhausgasemissionen, Entwicklung in Deutschland 18, 58

Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) 20, 69, 80, 88
Trendentwicklung 233
Übertragungsregelung 94, 108
Umwandlungseffizienz 236
Umweltfunktionen 247
Umweltgutachter 194
Umweltmanagement 198
Umweltmedien 247
Unilaterale Projekte 147
UN-Klimarahmenkonvention (UNFCCC) 8, 32, 202
Validierung 140, 196
Value at Risk 131, 228, 231
Verified Emission Reductions 120
Verifikationsstudie (Attribution Study) 37
Verifizierung 140, 193
Verkehrssektor 256
Vermeidungseffektivität 154
Vermeidungskosten 153
Verzicht auf Emissionsberechtigungen 97
Vision 267
Volumenrisiko 220
Vorschaltvergasung 190
Währungsrisiko 221
Wärmeverschubsystem 159, 163
Waste to Energy 260
Wettbewerbsnachteil 203
Wetter 29
Wirbelschichtvergasung 187
Wirkungsgrad 258
Wirtschaftlichkeitsbetrachtung 191
Zero Emission 249, 267
Zertifizierer 144
Zertifizierung 193
Zieldreieck der Energiepolitik 249
Zusätzlichkeit 143
Zuständigkeit für Zuteilung 99
Zuteilungsentscheidung 96
Zuteilungskriterien 102
34. BImSchV-Entwurf 80, 91
9. BImSchV-Entwurf 91