



Mineralölkonzerne und Klimazerstörung

Wie man Investitionen in
erneuerbare Energien umlenken kann
und damit das Klima schützt

GREENPEACE

**Wissenschaftszentrum
Nordrhein-Westfalen**

Institut Arbeit
und Technik



Kulturwissenschaftliches
Institut

**Wuppertal Institut für
Klima, Umwelt, Energie
GmbH**

Mineralölkonzerne und Klimazerstörung

**Wie man Investitionen in
erneuerbare Energien umlenken kann
und damit das Klima schützt**

- Studie im Auftrag von Greenpeace Deutschland -

**Hans-Jochen Luhmann, Edda Müller,
Joachim Nitsch, Hans-Joachim Ziesing**

unter Mitarbeit von
Bernd Brouns und Michael Roemer

Projektkoordinator:
Dr. Hans-Jochen Luhmann
Jochen.Luhmann@wupperinst.org

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH
Abteilung Klimapolitik
Döppersberg 19
42103 Wuppertal
Tel. 0202 2492 129

Wuppertal, Mai 2002

Inhaltsverzeichnis

1. Zusammenfassung	3
2. Klimawandel und Mineralölindustrie	9
2.1 Internationaler Klimaschutz.....	9
2.2 Das Prinzip Verantwortung in der Klimapolitik	10
2.3 Geteilte Verantwortung und gemeinsames Handeln.....	11
2.4 Besondere Verantwortung von Mineralölkonzernen.....	13
3. Die Struktur des Mineralölmarktes und die Rolle der großen Global Players	15
3.1 Aktivitäten der vier Unternehmen im Mineralölgeschäft.....	17
3.2 Klimaschutzpositionen der vier Mineralölunternehmen und ihr Engagement im Bereich regenerativer Energien.....	18
3.2.1 BP / Amoco	18
3.2.2 Royal Dutch / Shell.....	19
3.2.3 TotalFinaElf.....	21
3.2.4 ExxonMobil.....	22
4. Rechtzeitig umsteuern	24
4.1 Das Zeitalter fossiler Energien neigt sich dem Ende zu.....	24
4.2 Selbstverpflichtung der Mineralölkonzerne	25
4.3 Kompensationsbudget für die Mineralölkonzerne	26
5. Kompensation durch verstärkten Einsatz regenerativer Energiequellen	28
5.1 Eckdaten zur Ermittlung der Kompensationsmöglichkeiten.....	28
5.2 Varianten des Zubaus regenerativer Energien.....	32
6. Finanzierung	40
6.1 Die Finanzierungsdimension.....	40
6.2 Einige Randbedingungen.....	41
6.3 Mögliche Finanzierungsformen.....	43
6.4 Fazit.....	46
Literatur	48

1. Zusammenfassung

In der vorliegenden Studie werden die weltweit operierenden Mineralölkonzerne aufgefordert, sich in vergleichbarer Weise ihrer Verantwortung für den globalen Klimaschutz zu stellen, wie es die Industrienationen getan haben. Die Industrienationen sind mit dem Klimaprotokoll von Kyoto im Dezember 1997 die Verpflichtung eingegangen, bis zum Ende der Verpflichtungsperiode, dem Jahr 2012, die von ihren Staatsgebieten ausgehenden Treibhausgas-Emissionen im Durchschnitt um mindestens fünf Prozent zu senken. Analog hierzu sollten die Mineralölkonzerne, ebenfalls bis zum Jahre 2012, einen Beitrag zur Reduktion der Emissionen leisten, welche aus der Verbrennung von Mineralölprodukten aus dem Absatz des jeweiligen Unternehmens stammen. Ihr Beitrag soll am Absatz des Jahres 1990 bemessen werden und soll fünf Prozent der damaligen CO₂-Emissionen betragen. Die Mineralölkonzerne werden also auf ihre Produktverantwortung hin angesprochen. Sie sollten ihren Teil der Verantwortung für die Bewältigung der Ursachen des Klimaproblems als „Global Player“ in gleicher Weise wie die Industrienationen übernehmen. Stellvertretend für alle global tätigen Mineralölunternehmen werden die vier größten Unternehmen angesprochen: ExxonMobil, BP, Shell und TotalFinaElf.

Klimaverantwortung der Global Player

Von den CO₂-Emissionen der OECD-Länder im Jahre 1990 stammten 52% aus dem Verbrauch von Mineralölprodukten. Diese Zahl macht die besondere Klimaverantwortung von Unternehmen deutlich, die im Bereich der Förderung, der Verarbeitung und des Vertriebs von Mineralölen und Mineralölprodukten tätig sind. Der finanzielle Umsatz der zehn größten Mineralölkonzerne belief sich im Jahr 2001 auf 992 Mrd. US \$. Der Anteil von ExxonMobil, BP, Shell und TotalFinaElf an diesem Umsatz betrug 67%.

Mineralölkonzerne gehören zu den „Global Players“: Aufgrund ihrer wirtschaftlichen Stärke und ihrer transnationalen Aktivitäten wird jede nationalstaatliche Klimapolitik nur dann hinreichend erfolgreich sein können, wenn die multinationalen Mineralölkonzerne eine aktive Rolle bei der Bewältigung des Klimaproblems übernehmen.

In der Vergangenheit, dem sog. „goldenen Öl-Zeitalter“ (Campbell), haben die Mineralölkonzerne und ihre Aktionäre erhebliche Gewinne erwirtschaftet. Mit der Verbrennung der Mineralölprodukte wurde aber zugleich eine Hypothek angehäuft, die nun getilgt werden muss. Deshalb haben jetzt auch die Konzerne ihren Beitrag zur Minderung des Treibhauseffektes zu leisten. Wenn nicht rechtzeitig umgesteuert wird, muss die Hypothek auf künftige Generationen mit unzumutbaren „Zinseszinsen“ überwältigt werden. Hieraus ergibt sich die moralische Verantwortung der Mineralölkonzerne – für die Vergangenheit ihrer Branche und für den Klimaschutz.

Es geht aber auch um die ökonomische Seite der Verantwortung. Das Ende des goldenen Öl-Zeitalters ist absehbar. Begrenzender Faktor ist dabei in erster Linie die Aufnahmefähigkeit

der Biosphäre für die Verbrennungsprodukte fossiler Brennstoffe. Daneben spielen aber auch Wirtschaftlichkeitsüberlegungen eine Rolle. Nach neuesten Reserveschätzungen reichen die Ölquellen, die bei dem derzeitigen Preisniveau wirtschaftlich erschließbar sind, noch etwa 40 bis 45 Jahre. Auch wenn diese Grenze hinausgeschoben werden könnte, dürfte früher oder später auch aus ökonomischer Rationalität das Maximum der weltweiten Erdölförderung erreicht sein.

Mineralölkonzerne, die unternehmerisch, das heißt langfristig vorausschauend, handeln und die zugleich ihrer Verantwortung für die langfristige Entwicklung der Weltwirtschaft gerecht werden, sollten sich rechtzeitig auf dieses absehbare Ende des „fossilen Öl-Zeitalters“ und damit – wie es die BP formuliert – auf ein Zeitalter “beyond petroleum” einstellen. Die Übernahme von Klimaverantwortung ist daher nicht nur eine volks- und weltwirtschaftliche Notwendigkeit, sondern sie ist zugleich eine Strategie betrieblichen Überlebens. Lehren lassen sich in dieser Hinsicht aus der Ozonproblematik ziehen. Diejenigen Unternehmen, die sich rechtzeitig dem Problem der Zerstörung der Ozonschicht stellten, gingen gestärkt aus dieser Krise hervor. Sie hatten rechtzeitig die Entwicklung von Ersatztechnologien vorangetrieben. Andere Unternehmen dagegen, die auf die Umweltherausforderung nicht oder nur sehr zögerlich reagierten und in ihrem Wunschdenken zu lange befangen blieben, mussten ihren Aktionären erhebliche Wertverluste zumuten.¹

Die Strategie betrieblichen Überlebens erforderte beim Ozonproblem einen Wandel der Produktpalette. Die gleiche Herausforderung stellt sich beim Klimaproblem. Die wirtschaftliche Zukunft der Mineralunternehmen wird weiterhin der Energiemarkt sein. Zukunftsfähig werden dort aber andere Produkte sein. An die Stelle der Ausbeutung fossiler Energievorräte tritt die technologische Erschließung regenerierbarer Energiequellen (REG) aus Wind, Sonne und Biomasse sowie die Etablierung dafür geeigneter Marketing- und Absatzstrategien.

BP und Shell haben die Zeichen der Zeit erkannt. Sie sind bereits seit einigen Jahren aktiv dabei, ihr „Solar-Geschäft“, d.h. die kommerzielle Nutzung erneuerbarer Energien, voranzutreiben. Der weltweit größte unter den großen Öl-Multis, der amerikanische Konzern ExxonMobil, dagegen ist noch nicht soweit. Exxon investiert dem Anschein nach mehr in traditionelle Strategien als in die Entwicklung eines Unternehmenskonzepts für eine Zukunft jenseits des Öl-Zeitalters. Es dürfte nur eine Frage der Zeit sein, bis auch Exxons Aktionäre erkennen, dass eine solche Unternehmensstrategie nicht erfolgreich, sondern nur kostspielig sein kann.

Vor diesem Hintergrund schlagen wir vor, dass die genannten Mineralölunternehmen sich einzeln und gemeinsam zu ihrer besonderen Verantwortung im Klimaschutz bekennen.

Selbstverpflichtung: 5% Minderung durch erneuerbare Energien bis 2012

Das 5%-Minderungsziel entspricht klimarelevanten Emissionen in Höhe von 120 Mt CO₂-äquiv./a. Um dieses Ziel zu erreichen, schlagen wir eine Kompensation durch ein Portefeuille regenerativer Energiequellen vor. Dazu steht heute eine ganze Reihe technisch ausgereifter,

¹ Vgl. Grundmann (1999) bzw. kurz Luhmann (1999).

aber ökonomisch sehr unterschiedlich zu bewertender Technologien zur Auswahl. Es gilt eine Kompensationsstrategie zu wählen, die ein Gleichgewicht hält zwischen dem Einsatz preiswerter REG-Technologien und einer ausreichenden Berücksichtigung heute noch teurerer, aber langfristig weit aussichtsreicherer REG-Technologien. Zu den heute bereits preiswerten erneuerbaren Energien gehören Windkraftanlagen, die Zufeuerung von Biomasse in bestehenden Kraftwerken und solarthermische Kraftwerke. Zu den heute noch teureren Technologien zählen die Photovoltaik und die – im Vergleich dazu jedoch weit wirtschaftlicheren- Solarkollektoren. Sie sollten in einer Kompensationsstrategie mindestens so weit eingebunden sein, dass die Potentiale zur Kostendegression, die mit größeren Märkten und modernen Fertigungsverfahren verbunden sind, auch verwirklicht werden können.

Aus der Kyoto-Analogie folgt, dass die vorgeschlagene jährliche CO₂-Kompensation bis zum Jahr 2012 in voller Höhe verwirklicht sein soll. Dies erfordert ein Ausbauprogramm für erneuerbare Energien, dessen Realisierung in zehn gleichen Jahresschritten erfolgen soll. Je nach Technologiemix sind dafür im Zeitraum von 10 Jahren rund 62 bis etwa 159 Mrd. Euro an Investitionen aufzubringen.² Pro Jahr sind es also zwischen 6 und 16 Mrd. Euro. In einer ausgewogenen Variante des Technologiemies ließe sich mit einem Investitionsvolumen von gut 70 Mrd. Euro z. B. der Zubau von 16.700 MWel Leistung an Windkraftwerken und 9800 MWel an Solarkraftwerken (darunter 1800 MW Photovoltaik), der Bau von 4000 MWel biomasse/-gasbasierter Kraftwerke und die Installation von 20Mio. m² Kollektoren finanzieren. Nach zehn Jahren können mit diesem Programm jährlich 124 TWh Strom und 34 TWh Nutzwärme emissionsfrei bereitgestellt werden.

Naheliegenderweise wird nach den jährlichen „Mehrkosten“ dieser Strategie gegenüber den Kosten einer konventionellen, CO₂ emittierenden Energieversorgung gefragt. Die Antwort hängt wesentlich davon ab, was man unter „Kosten“ versteht, sowie von der Art der Kostenrechnung und den ökonomischen Parametern, die in sie eingehen: „Kapitalzins“ und „zukünftige Energiepreise“ oder genauer „zukünftige Steigerung der Kosten der Nutzung fossiler Energie“. Hier ist die Antwort auf diese Frage zunächst in der einfachsten Form der Kostenrechnung, der Annuität, gegeben. Dabei werden die Investitionen in Form von Abschreibung und Zinsen in gleichen Beträgen als „Kosten“ auf die Nutzungsdauer der Anlage umgelegt – d.h. es werden allein betriebliche Kosten betrachtet. Was die Öffentliche Hand gegebenenfalls als Ausgleich zu tragen hat, bleibt unberücksichtigt. Die Nutzungsdauer wird, wie üblich, eher knapp angesetzt, weil dem Vorsichtsprinzip der Rechnungslegung gefolgt wird. Außerdem wird „vor Steuern“ gerechnet.

Bei Anwendung dieses vertrauten Verfahrens belaufen sich die „Mehrkosten“ pro Jahr in einer Variante mit 6% Zins und real konstanten Preisen auf rund 2,9 Mrd. Euro bzw. auf 2,6 Mrd. US \$ im Jahr 2012. Sie können aber auch mit lediglich 0,9 Mrd. US \$/a angesetzt werden, wenn für eine solche strategische Entscheidung mit einem Kapitalzins von lediglich 4% gerechnet wird und wenn realistischer- bzw. konsistenterweise von einer Steigerung der Kosten der Nutzung fossiler Energie ausgegangen wird – hier ausgedrückt in Form einer mittleren jährlichen Steigerung des Preises fossiler Energien in Höhe von 2%/a. Dieses annuitätische Verfahren führt allerdings dazu, dass die vom Unternehmen zu tragenden verbleibenden finanziellen Lasten überschätzt werden.

² reine Summe, undiskontiert.

Würde man sich von dieser Form der Kostenrechnung, welche zu stark pauschaliert, einen zu kurzfristigen Zeithorizont hat und zudem die steuerlichen Effekte ausblendet, lösen, so würde sich die Antwort auf die Frage nach den Kosten deutlich anders darstellen. Das konnte hier, in dieser Kurzstudie, nicht explizit modelliert werden. Doch es gilt in jedem Fall: Die Investitionen in das hier vorgeschlagene Portefeuille von REG-Technologien sind, wie jede Investition, „Vorleistungen“. Sie werden heute geleistet, um später den Ertrag daraus ernten zu können. Sie sind außerdem Vorleistungen, deren volle Rentierlichkeit nicht schon innerhalb der nächsten zehn Jahre zu erwarten ist. Sie sind vielmehr Vorleistungen im Hinblick auf die damit erreichbaren strategischen Vorteile eines frühen Markteintritts und des günstigeren Zugriffs auf weitere „Zukunftstechnologien“ zur Nutzung regenerativer Energien (z.B. Wasserstofftechnologie), die nicht im Portefeuille enthalten sind. Sie „rechnen“ sich also auch erst in dieser Perspektive. Dann aber rechnen sie sich nicht nur, sie gehören vielmehr zu den Bedingungen, dass sich für die Unternehmen überhaupt noch etwas rechnen kann. Im übrigen gilt, dass „Anlaufverluste“ nicht vom Unternehmen allein getragen werden. Es gehört nämlich zum Wesen des Ertragsteuerrechts, dass der Fiskus sich an der Finanzierung zwischenzeitlich auflaufender Fehlbeträge in Höhe des Ertragsteuersatzes beteiligt – und der liegt bei knapp 50 %.

Zusammenfassend gilt: Die mit der hier vorgestellten Kompensation verbundene Marktausweitung bis zum Jahre 2012 ist eine zentrale Voraussetzung für einen doppelten Effekt:

- (1) dass die Mineralölunternehmen eine konkrete positive Zukunftsperspektive besitzen; und
- (2) dass regenerative Energien die ihnen in zahlreichen globalen Langfristszenarien zugewiesene Bedeutung bis zur Mitte dieses Jahrhunderts auch wirklich gewinnen.

Finanzierung

Das erforderliche Investitionsvolumen der vier Mineralölkonzerne beträgt zusammen insgesamt gut 70 Mrd. Euro bzw. 63 Mrd. US \$, pro Jahr also etwa 7 Mrd. Euro oder 6,3 Mrd. US \$. Es handelt sich um kurzfristig nicht vollständig rentable Investitionen. Die jährlichen Mehrkosten (vor Steuer) nach Abschluss des Ausbauprogramms, also in der Spitze, werden auf einen Wert zwischen rund 0,9 Mrd. US \$ und bis zu 2,6 Mrd. US \$ veranschlagt. Die Frage ist, ob daraus unüberwindbare Finanzierungsprobleme resultieren. Die Antwort wird dadurch gegeben, dass vier verschiedene Finanzierungsformen, die in der Praxis einander nicht ausschließen, sondern in einer geeigneten Mischung zum Einsatz kommen, diskutiert werden. Die generelle Antwort ist: Die Probleme bei der Finanzierung des hier vorgeschlagenen Kompensationsprogramms halten sich in Grenzen, sie dürfen nicht überschätzt werden. Sie erscheinen dem ungeübten Auge höher als sie in Wirklichkeit sind.

Zur Finanzierung aus Eigenkapital: Gemessen am Investitionsvolumen der vier Konzerne im Jahre 2001 machen die vorgeschlagenen jährlichen Investitionen in die erneuerbaren Energien zwar etwa 15 % aus. Setzt man aber die erwarteten jährlichen Mehrkosten ins Verhältnis zu den gegenwärtig ausgewiesenen Gewinnen der vier Konzerne, so bewegen sich die Relationen bereits in einer Bandbreite von lediglich etwa 1,4 bis knapp 4%. Das heißt, selbst bei einer Finanzierung aus Eigenkapital würde die Eigenkapitalrendite um lediglich Bruchteile im Bereich der zweiten Stelle hinter dem Komma sinken – wenn denn nicht im

Bereich der Stillen Reserven bereits Vorsorge zur Finanzierung strategischer Investitionen getroffen worden ist.

Grundsätzlich kommt natürlich auch eine Finanzierung aus Fremdkapital in Betracht. Rechnet man für diesen Fall mit einem Fremdkapitalzins von etwa 10 % bei einer Laufzeit von 10 Jahren, so würden sich ohne Berücksichtigung zurückfließender Erlöse aus dem Investitionsvorhaben bei einem zu finanzierenden Investitionsvolumen von insgesamt 63 Mrd. US \$ jährliche Rückzahlungsverpflichtungen (Tilgung und Verzinsung) in Höhe von rund 10 Mrd. US \$ ergeben. Setzt man unter sonst unveränderten Annahmen nur den nicht-rentablen Teil der Investitionen als über Fremdmittel zu finanzieren an (der rentable Teil finanziert sich über die entsprechenden Markterlöse), so würden sich Tilgung und Verzinsung pro Jahr auf rund 3,63 Mrd. US \$ belaufen, also auf knapp 9 % des Gewinns der Unternehmen nach Steuern. Die Eigenkapitalrendite würde nur wenig stärker als im Fall der Finanzierung aus dem Eigenkapital gemindert.

Denkbar ist selbstverständlich auch eine Finanzierung über Aufschläge auf die Preise von Produkten, die die Konzerne absetzen. Dies wäre mit einer Preiserhöhung um etwa 0,1 bis gut 0,2 Eurocent je Liter verbunden. Gemessen an den Endverbraucherpreisen fällt dies zweifellos nicht stark ins Gewicht. Nicht sicher ist allerdings, ob die Struktur der Mineralölproduktenmärkte es zulässt, selbst solche geringfügig erscheinende Preissteigerungen in einem Alleingang dieser vier Unternehmen durchzusetzen – ganz abgesehen von der kartellrechtlichen Problematik dieser Vorstellung. Die Tendenz zunehmender Unternehmenszusammenschlüsse lässt diese Vorstellung für die Zukunft allerdings realistischer erscheinen, als sie es heute ist. Und das Fehlen einer globalen Wettbewerbsordnung lässt ein solches abgestimmtes Verhalten, wenn es denn ausdrücklich und nachvollziehbar dem Schutz des globalen Klimas und damit der Abwehr ökologischer Katastrophen dient, in Zukunft weniger problematisch erscheinen als wenn es unter Aufsicht einer funktionierenden Missbrauchsaufsicht über das Verhalten der Unternehmen auf oligopolisierten Märkten stattfände.

Denkbar wäre schließlich auch, Vertriebspartner (nach dem Vorbild der konzernabhängigen Tankstellen) zur Mitfinanzierung heranzuziehen. Zumindest einige der Technologien zur REG-Nutzung erfordern eine so sehr dezentralisierte Aufstellung samt Betrieb, dass der Schlüssel zum Erfolg in der kundennahen Vertriebs- und Servicestruktur zu vermuten ist. Franchising-Konzepte bieten sich in diesen Fällen an. Die eigentliche Investition seitens der Konzerne besteht dann lediglich in der absatztechnischen Aufbereitung für die formal unabhängig agierenden Vertriebspartner, die die notwendigen Hardware-Investitionen in ihrem Bereich auf eigene Rechnung finanzieren.

Vor dem Hintergrund der Tatsache, dass die Verbrennung der fossilen Energieträger aus Gründen des Klimaschutzes in Zukunft deutlich reduziert werden muss, sind nachhaltige Strukturänderungen in der weltweiten Energieversorgung in jedem Fall zwingend. Die erneuerbaren Energiequellen werden bei diesem Prozess eine entscheidende Rolle spielen müssen. Klimaschutzbedingte Knappheiten der fossilen Energieträger werden sich früher oder später in den Preisen ihrer Nutzung niederschlagen. Kostenreduktionen bei Systemen zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen auf der einen Seite, Preissteigerungen der konkurrierenden konventionellen Systeme auf der anderen Seite werden mittelfristig die

erneuerbaren Energiequellen auf eine auch aus einzelwirtschaftlicher Sicht wirtschaftliche Basis stellen. Durch einen zeitigen Einstieg können die Ölkonzerne sich selbst den Boden für künftige profitable Aktivitäten sichern – wer hier den Anschluss verpasst, könnte unternehmerisch scheitern. Heutige Vorleistungen in Form von Aktivitäten im REG-Bereich dürften daher die wirtschaftliche Position der Mineralölunternehmen eher stärken als schwächen. Derartige strategische Entscheidungen sind gefragt. Die Wahrnehmung der moralischen Verantwortung steht dazu nicht im Gegensatz. Wir raten den Unternehmen, den hier mit der Selbstverpflichtung vorgezeichneten Weg gemeinsam zu beschreiten und die aus dem gemeinsamen Handeln resultierenden Vorteile zu realisieren.

Überblick

Die Untersuchung ist wie folgt aufgebaut. Im zweiten Kapitel wird die Zielrichtung der vorgeschlagenen Selbstverpflichtung erläutert. Im dritten Kapitel werden die Struktur des Mineralölmarktes, die Rolle der großen Global Player sowie ihr Engagement im Bereich erneuerbarer Energien dargelegt. Kapitel 4 entwickelt die Motive der Selbstverpflichtung und kalkuliert ihre Größenordnung im Detail. Mit welchen Technologien ein Portefeuille aus erneuerbaren Energien eine Kompensationsstrategie gestaltet werden kann, wird in Kapitel 5 dargestellt. Fragen der Finanzierung dieser Aktivitäten (Investitionen) und damit zusammenhängende unternehmensstrategische Fragen werden abschließend in Kapitel 6 behandelt.

2. Klimawandel und Mineralölindustrie

2.1 Internationaler Klimaschutz

Vor mittlerweile zehn Jahren, im Juni 1992, wurde auf dem Weltgipfel für Umwelt und Entwicklung in Rio de Janeiro das Problem des anthropogenen Klimawandels durch die Unterzeichnung der Klimarahmenkonvention auf globaler Ebene zum Gegenstand multilateraler Politik. Die Konvention setzt einen Rahmen für zukünftige internationale Verhandlungen zum Klimaschutz, schuf und verankerte Institutionen und Grundsätze. Einer dieser Grundsätze, das Prinzip der „gemeinsamen, aber unterschiedlichen Verantwortung“, weist den Industriestaaten eine Vorreiterrolle im internationalen Klimaschutz zu, um dadurch der historischen Verantwortung der Länder des Nordens am Ausmaß der Klimaproblematik Rechnung zu tragen. Drei Jahre später, auf der ersten Konferenz der Vertragsstaaten der Konvention 1995 in Berlin (CoP 1), verabschiedete die internationale Staatengemeinde das Berliner Mandat. Es sah vor, quantitative Emissionsbegrenzungs- und Reduktionsziele für den Kreis der Industrieländer auszuarbeiten. Der im Rahmen des Berliner Mandats durchgeführten Verhandlungsprozess mündete schließlich 1997 in der Verabschiedung des Kyoto-Protokolls.³

Im Kyoto-Protokoll werden erstmals rechtlich verbindliche Verpflichtungen der Industriestaaten formuliert, die Emissionen von sechs Treibhausgasen zu reduzieren.⁴ Das Emissionsniveau der Industrieländer insgesamt von 1990 soll bis zum Zeitraum 2008 bis 2012 um mindestens fünf Prozent gesenkt werden. Diese Reduktionspflicht wurde länderspezifisch verteilt, so dass die einzelnen Industriestaaten je nach Verhandlungsgeschick, Einsparpotenzial und -willen in ihrer Höhe erheblich variierende Emissionsbegrenzungsziele übernommen haben. So sind für viele osteuropäische Staaten und die EU als Ganze Emissionsreduktionen von acht Prozent vorgesehen. Australien (+8%), Island (+10%) und Norwegen (+1%) dagegen wurde ein Anstieg ihrer Emissionen zugestanden. Die Spannweite der Emissionsbegrenzungen für EU-Mitgliedstaaten im Rahmen der EU-internen Aufteilung des Gesamtreduktionsziels ist sogar noch weitaus größer (Luxemburg –28%, Portugal +27%). Diese auf den ersten Blick bescheidenen Zielsetzungen stellen für einige Staaten jedoch mittlerweile nur schwer zu bewältigende Herausforderungen dar, da ihre Emissionen während der 1990er Jahre ein stetes Wachstum aufwiesen – sie sich von dem übernommenen Ziel also weiter entfernt haben.

Mit dem Kyoto-Protokoll wurden drei Klimaschutzinstrumente geschaffen, die es den Industriestaaten erleichtern sollen, ihre Verpflichtungen einzuhalten: Emissionshandel, Joint Implementation und der Clean Development Mechanism. Um die Ausgestaltung dieser sog.

³ UNFCCC (1998); vgl. Grubb et al. (1999) und Oberthür/Ott (1999).

⁴ Neben Kohlendioxid (CO₂), Methan (CH₄), Distickstoffoxid (N₂O) und Schwefelhexafluorid (SF₆) sind in diesem „Korb“ noch zwei Gruppen halogener Kohlenwasserstoffe (H-FKW, FKW) enthalten.

“Kyoto-Mechanismen”, die im Protokoll selbst nicht im Detail festgeschrieben worden waren, wurde in den Jahren nach der Unterzeichnung gerungen. Darüber hinaus stellte die Frage, in welchem Umfang Senkenaktivitäten anrechenbar sein sollten, einen weiteren Streitpunkt dar. Dies führte dazu, dass erst auf den beiden Klimagipfeln des Jahres 2001 in Bonn (CoP 6bis) und Marrakesch (CoP 7) abschließende Entscheidungen getroffen wurden, die ein detailliertes Regelwerk für die Umsetzung der in Kyoto getroffenen Vereinbarungen zum Inhalt haben.⁵ Einem Inkrafttreten des Protokolls steht nun nichts mehr im Wege. Mit der Hinterlegung von 54 Ratifikationsurkunden beim UNFCCC-Sekretariat (Stand: 6.Mai 2002) ist die erste Hürde bereits genommen, und auch das zweite Erfordernis, die Ratifikation durch ausreichend viele Industriestaaten, scheint nach der Ratifikation durch die EU und den eingeleiteten Ratifikationsprozessen in Russland, Japan und zahlreichen osteuropäischen Staaten noch im Laufe des Jahres 2002 erfüllt werden zu können.

Die Nationalstaaten haben also in den letzten zehn Jahren damit begonnen, sich ihrer globalen Verantwortung zu stellen. Inwieweit die heute noch zögernden Staaten, insbesondere die USA, zur Ratifikation bewegt werden können, hängt nicht zuletzt vom Verhalten der „Global Players“ der Mineralölindustrie ab. Diese Konzerne tragen eine spezifische Verantwortung, die über die kleineren Unternehmen, die die Weltmarktgegebenheiten lediglich hinnehmen können, hinausgeht und die mit der globalen Verantwortung der Nationalstaaten vergleichbar ist. Auch sie müssen sich daher ihrer Verantwortung stellen.

2.2 Das Prinzip Verantwortung in der Klimapolitik

Moralisch verantwortliches Handeln und praktische ökonomische Verantwortung sind in der Klimapolitik zwei Seiten einer Medaille. Der moralische Imperativ ergibt sich aus der Globalität und aus den Ursachen des Klimaproblems. Seit Beginn der Industrialisierung wurden insbesondere bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe enorme Mengen an Treibhausgasen freigesetzt, wobei der Großteil dieser Emissionen in den Industrieländern seinen Ursprung hatte. Dies führte zu einem drastischen Anstieg der Treibhausgaskonzentrationen in der Atmosphäre und bildete somit eine Hauptursache des beobachtbaren und für die nähere Zukunft prognostizierten globalen Klimawandels. Ein Großteil der in diesem Jahrhundert gemessenen Erhöhung der globalen Durchschnittstemperatur um 0,6°C ist auf diesen Eingriff in die natürliche Zusammensetzung der Atmosphäre zurückzuführen, und für die Zukunft wird ein weit höherer Anstieg (1,4 bis 5,8 °C) prognostiziert.⁶ Die regionalen Aus- und Rückwirkungen dieses dramatischen Wandels lassen sich aufgrund der Komplexität des Klimasystems nicht mit letzter Sicherheit vorhersagen, doch die bereits gesammelten Erkenntnisse⁷ verdeutlichen die Notwendigkeit vorsorgenden Handelns, um potentielle Schäden ernsthaften Ausmaßes zu vermeiden. Diesem Umstand trug die internationale Staatengemeinschaft 1992 Rechnung, indem sie in der Klimarahmenkonvention das Vorsorgeprinzip verankerte. In Artikel 3.3 der Konvention wurde festgelegt, dass bei Gefahr “ernsthafter oder nicht wiedergutzumachender Schäden (...)

⁵ UNFCCC (2002); vgl. Ott (2002) und Sach/Reese (2002).

⁶ Vgl. IPCC (2001).

⁷ Vgl. IPCC (2001a).

das Fehlen einer völligen wissenschaftlichen Gewissheit nicht als Grund für das Aufschieben“ von Klimaschutzmaßnahmen dienen dürfe.

Das Prinzip „Verantwortung“ hat als Triebfeder eine Bundesgenossin – die ökonomische Vernunft. Sie kommt ins Spiel, wenn man nicht den ökologisch-naturwissenschaftlich zu beschreibenden Wirkungsmechanismus in den Blick nimmt, sondern die soziale Handlungsebene, welche diesen Wirkungsmechanismus beeinflussen kann. Da der weitaus größte Teil der durch die Klimarahmenkonvention regulierten Treibhausgasemissionen der Industrieländer energiebedingt ist, muss daher im Sinne einer rechtzeitigen Zukunftsvorsorge die lokale und regionale Energieversorgung so umgebaut und die dafür erforderliche Technologien so rechtzeitig entwickelt werden, dass sie zukunftsverträglich gestaltbar wird. Wenn die Energieeffizienz gesteigert und nicht-fossile, erneuerbare Energien bereitgestellt werden, so entspricht dies somit dem Gebot ökonomischer Vernunft. Auch um katastrophale Verwerfungen der Volkswirtschaften und militärische Konflikte um knapper werdende fossile Energieressourcen zukünftig zu vermeiden, müssen rechtzeitig, und das heißt: heute, die Weichen in Richtung auf das energieeffiziente Solarenergiezeitalter gestellt werden.

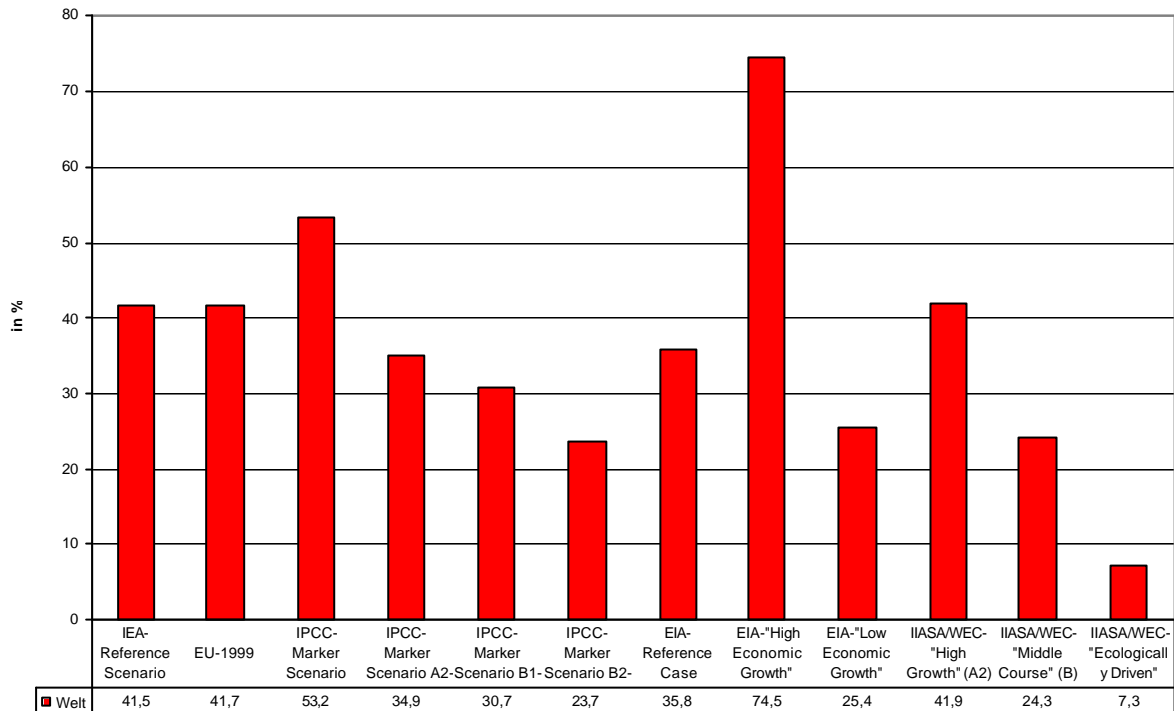
2.3 Geteilte Verantwortung und gemeinsames Handeln

Die Reduktionsverpflichtungen von Kyoto verlangen von den Regierungen der Nationalstaaten erhebliche Anstrengungen, insbesondere weil seit 1990 in vielen Industriestaaten die Emissionen gestiegen sind. Die in der Klimarahmenkonvention geforderte Stabilisierung der Treibhausgasemissionen auf dem Niveau von 1990 stellt bereits eine wirkliche Herausforderung für einige Staaten dar – bis zum Jahr 1999 haben nur die osteuropäischen Transformationsstaaten und fünf weitere Länder (Finnland, Frankreich, Luxemburg, Großbritannien und Deutschland) dieses Ziel erreicht. In der Mehrheit der westlichen Industriestaaten – z.B. in Australien (+15,4%), Kanada (+15,1%), Japan (+5,7%) und den USA (+11,7%) – stiegen die Emissionen während dieses Zeitraums erheblich.⁸

Allen derzeit vorliegenden Projektionen ist gemeinsam, dass ein weiterer Anstieg der globalen CO₂-Emissionen bis 2010 erwartet wird (vgl. Abb. 1). Betrachtet man die Situation der Industriestaaten allein, so wird in sämtlichen Szenarien für alle drei OECD-Großregionen übereinstimmend ein erhebliches Emissionswachstum prognostiziert, das allerdings regionen- und szenarienspezifisch variiert (Nordamerika: +32,0% bis +43,7%, Westeuropa: +7,1% bis +17,7%, pazifischer Raum: +21,8% bis +38,9%).⁹

⁸ UNFCCC (2001).

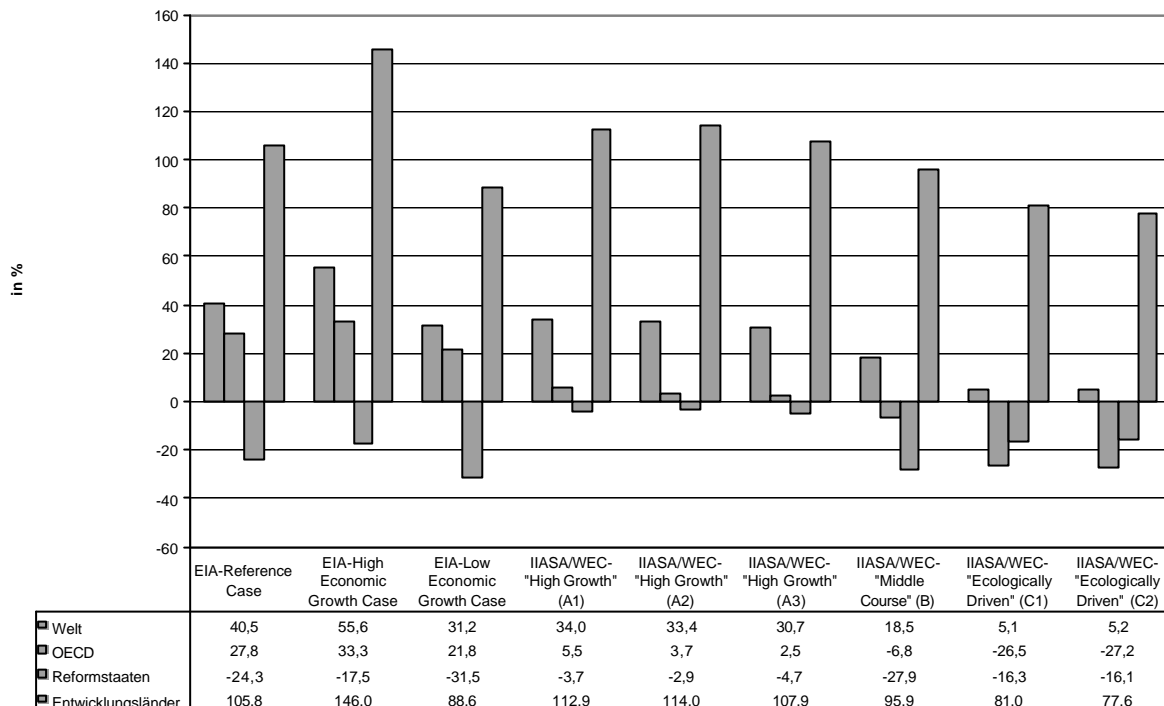
⁹ IEA 2001, EIA (2002). Eine Ausnahme bilden die C-Szenarien des Weltenergieerates (IIASA/WEC 1998), die als einzige eine aktive Klimaschutzpolitik in ihren Annahmen berücksichtigen und damit im Gegensatz zu allen anderen Szenarien nicht von einer “business as usual“-Entwicklung ausgehen.

Abb. 1: Projiziertes Wachstum der globalen CO₂-Emissionen bis 2010 gegenüber 1990

Quelle: EIA (2002), EU (1999), IEA (2001), IIASA/WEC (1998), IPCC (2000).

Um die in Kyoto vereinbarten Verpflichtungen zu erfüllen, werden die Industrieländer in den kommenden zehn Jahren insbesondere Maßnahmen im Bereich der Energieeffizienz ergreifen müssen. Denn eine effizientere Nutzung der Energiereserven ist kurz- und mittelfristig das wichtigste Standbein nachhaltiger Klimaschutzpolitik. Dies hat unmittelbare Folgen für den Mineralölmarkt, wie sich aus Szenarien des Weltenergiebedarfes (IIASA/WEC) ablesen lässt (vgl. Abb. 2). In ihnen wird ein Rückgang des Mineralölverbrauchs bis zum Jahre 2010 (gegenüber 1990) in den OECD-Staaten prognostiziert. Mineralölunternehmen müssen also in diesen Regionen mit bedeutenden Absatzeinbußen rechnen. Weltweit kann dieser Rückgang zwar durch den Anstieg des Mineralölverbrauchs in den Entwicklungsländern kompensiert werden, doch müssen sich die Konzerne, deren Hauptabsatzmärkte bisher in den OECD-Ländern zu finden sind, erst noch auf diesen Märkten etablieren – der Kampf um die Erdölmärkte wird sich also weiter intensivieren.

Abb. 2: Projektionen der Veränderung des Mineralölverbrauchs bis 2010 gegenüber 1990



Quelle: EIA (2002), IIASA/WEC (1998).

Doch eine rein auf Effizienzsteigerung setzende Klimaschutzstrategie wird mittel- und langfristig dem Problem steigender CO₂-Emissionen nicht beikommen können. Als komplementäres, strategisches Element werden die Staaten daher den Ausbau erneuerbarer Energieträger vorantreiben müssen. Eine aktive Klimapolitik wird die Rahmenbedingungen auf der Seite des Energieangebots zugunsten des Aufbaus erneuerbarer Energien verändern müssen – auch dadurch werden die Aussichten der Mineralölkonzerne in ihrem Kerngeschäft beeinträchtigt.

Die Mineralölkonzerne werden sich also zukünftig auf die Implikationen einer nachhaltigen Klimapolitik in zweifacher Weise einzustellen haben:

1. Sie müssen sich, zumindest in den Industrieländern, auf einen schrumpfenden Absatzmarkt für Mineralölprodukte vorbereiten.
2. Strategien der Diversifizierung durch Erschließung des Sektors der REG-Technologien, wie sie von Shell und BP bereits initiiert wurden, werden durch veränderte politische Rahmensetzungen ökonomisch chancenreicher.

2.4 Besondere Verantwortung von Mineralölkonzernen

Kerngeschäft der Mineralölindustrie ist die Förderung, die Weiterverarbeitung und der Vertrieb von fossilen Kohlenwasserstoffen. Diese werden in erster Linie als Treibstoff für Verkehrsmittel, als Rohstoff für die Chemische Industrie und als Brennstoff für thermische

Prozesse (z.B. für Raumheizungen) verwandt. Die mit den meisten Verwendungszwecken einhergehende Verbrennung der Energieträger, insbesondere von Mineralölen, resultiert in der Freisetzung von CO₂ und bildet eine der Hauptquellen von Treibhausgasen. Unternehmen, die in den Bereichen Förderung, Verarbeitung und Vertrieb von Rohöl und Mineralölprodukten tätig sind, werden somit mittelbar zu einem der Hauptverursacher des anthropogenen Treibhauseffekts und tragen daher eine besondere Verantwortung für den Schutz vor Gefahren durch Veränderungen des Klimas.

In dieser Studie wird daher vorgeschlagen, dass Mineralölkonzerne in Form einer Selbstverpflichtung, die sich an den im Kyoto-Protokoll für die Industriestaaten vorgesehenen Reduktionszielen orientiert, aktiv ihre Verantwortung im Klimaschutz wahrnehmen (vgl. *Kapitel 4.2*). Eine solche Selbstverpflichtung der Mineralölunternehmen sollte weniger als lästige Pflicht als vielmehr als Chance begriffen werden: In der zweiten Hälfte des “goldenen Öl-Zeitalters”¹⁰ (1950 bis 2050) angelangt, haben die Mineralölkonzerne schon aus unternehmerischen Erwägungen heraus Anlass, über die Zukunft der Energieversorgung jenseits von fossilen Brennstoffen nachzudenken – und damit über die eigene wirtschaftliche Zukunft. Das “Öl-Zeitalter” wird und muss in naher Zukunft abgelöst werden vom Solar-Zeitalter. Damit die Einführung von erneuerbaren Energien aus Wind, Solar und Biomasse beschleunigt wird, sollten die Mineralölunternehmen hier unterstützend mitwirken, nicht zuletzt um auch in Zukunft ihre Rolle als Energielieferanten weiterhin spielen zu können.

An den im nächsten Kapitel portraitierten Repräsentanten der Mineralölwirtschaft – BP, ExxonMobil, Royal Dutch/Shell Gruppe und TotalFinaElf – lassen sich beispielhaft sowohl verschiedene Positionen zum Klimaschutz als auch unterschiedliche Unternehmensstrategien im Hinblick auf die zukünftige Entwicklung des Energiemarktes darstellen.¹¹ BP tritt seit längerem für einen verstärkten Klimaschutz ein. Auch Shell ist seit geraumer Zeit diesem Lager zuzurechnen, nachdem es sich im Frühjahr 1998, mit breiter Publizität, zu seiner gesellschaftlichen Verantwortung für den Klimaschutz bekannt hat. Beide Unternehmen sind bereits eine Selbstverpflichtung zur Reduktion der Emissionen eingegangen, die von ihren Anlagen ausgehen. Diese Emissionen aus eigenen Anlagen machen jedoch nur einen Bruchteil derjenigen klimarelevanten Emissionen aus, die bei der Verbrennung der von den Unternehmen vertriebenen Mineralölprodukte freigesetzt werden.

¹⁰ Campbell (1991).

¹¹ Vgl. van den Hove et al. (2002).

3. Die Struktur des Mineralölmarktes und die Rolle der großen Global Players

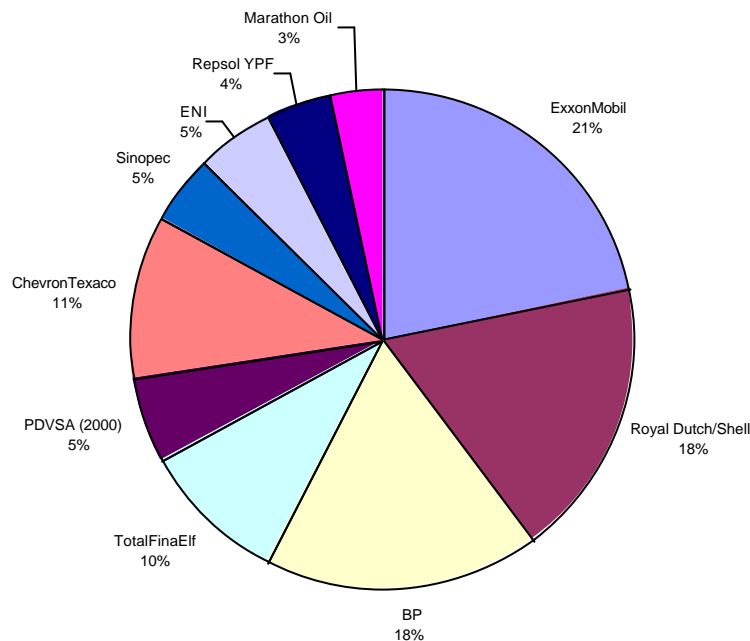
Noch vor einigen Jahren war der größte Exporteur von Erdöl und Erdgas die staatseigene Ölgesellschaft der UdSSR, die Gazprom. Auf dem westlichen Energiemarkt dominierten die aus der Rockefellergründerzeit hervorgegangenen klassischen Ölkonzerne – Exxon (Esso), Mobil Oil, Texaco, Gulf Oil, Standard California (Socal/Chevron) – sowie deren europäische Konkurrenten Royal Dutch/Shell und BP. Gemeinsam wurden diese Ölkonzerne, die bis zum Beginn der Ölkrise 1973 fast die Hälfte des Ölmarktes bestimmten, als „Seven Sisters“ bezeichnet.¹²

Mit den drei Ölpreiskrisen zu Anfang und am Ende der 1970er Jahre und nach dem Zusammenbruch der Sowjetunion hat sich dieses Gefüge grundlegend verschoben. Einerseits stieg der Preis des Rohöls aufgrund der von den OPEC-Staaten herbeigeführten Verknappung der Ölförderung so stark, dass es sich lohnte, auch in die schwer – und deshalb teuer – erschließbaren Ölfelder der Nordsee vorzustoßen. Andererseits wurde durch die Diversifizierung der Bezugsquellen unter Einschluss der Staaten der ehemaligen Sowjetunion die Abhängigkeit von OPEC-Öl in Zentraleuropa reduziert. Die europäischen Ölkonzerne gewannen an Gewicht.

Seit Mitte der 1990er Jahre fanden vermehrt Fusionen im Bereich der Mineralölindustrie statt. Insbesondere die umsatzstarken „Großen“ der Branche bauten ihre Führerschaft weiter aus. Durch die Fusion von Exxon und Mobil entstand der weltweit größte Mineralölkonzern. BP stieß durch die Fusion mit Amoco, Atlantic Richfield und Burmah Castrol in die Umsatzdimension von Shell vor, und die neugeschaffenen Konzerne TotalFinaElf sowie TexacoChevron formierten die zweite Reihe direkt hinter den „Großen Drei“ (vgl. Abb. 3).

¹² Vgl. Sampson (1975).

Abb. 3: Umsatz der zehn größten Mineralölkonzerne 2001 (in %)



Anmerkung: Daten für Repsol YPF und PDVSA für das Jahr 2000.

Quelle: BP (2002), ChevronTexaco (2002), ENI (2002), ExxonMobil (2002), Marathon Oil Corporation (2002), PDVSA (2001), Repsol YPF (2001), Royal Dutch Petroleum Company (2002), TotalFinaElf (2002).

Die umsatzstärksten Mineralölkonzerne lassen sich in drei Gruppen einteilen. Zunächst die „Großen 3“ (BP, ExxonMobil, Shell), die Umsätze zwischen 170 und 210 Milliarden US \$ aufweisen. Diese drei Konzerne bestreiten 57% des Umsatzes der zehn größten Mineralölkonzerne. Auf der zweiten Stufe befinden sich mit TotalFinaElf und ChevronTexaco zwei Unternehmen, deren Umsatz ca. 100 Mrd. US \$ beträgt und damit ca. doppelt so hoch ausfällt wie der der restlichen aufgeführten Konzerne. Der Anteil der „Großen 3“ ist derart groß, dass es sinnvoll erscheint, die folgenden Ausführungen auf diese Marktführer zu konzentrieren. Darüber hinaus wird mit TotalFinaElf ein Unternehmen aus der „zweiten Reihe“ zusätzlich berücksichtigt.

Charakteristisch für jeden dieser vier berücksichtigten großen Mineralölkonzerne ist, dass er sein Geschäft über viele Länder verteilt betreibt, wobei die Geschäftspolitik von einer Muttergesellschaft gesteuert wird. Ihre Geschäftsbereiche sind stark diversifiziert, d.h. sie sind im Öl- und Gasbereich sowohl im Upstream- (Exploration und Produktion) als auch im Downstream-Geschäft (Verarbeitung und Vertrieb) tätig und engagieren sich darüber hinaus in weiteren Geschäftsfeldern außerhalb des Energiesektors. Relativ neue Geschäftszweige von BP und Shell sind darüber hinaus der Bereich REG-Technologien (vgl. Kapitel 3.2).

3.1 Aktivitäten der vier Unternehmen im Mineralölgeschäft

Die umfangreichen Aktivitäten von BP, ExxonMobil, Shell und TotalFinaElf in ihrem zentralen Unternehmensfeld der "fossilen Kohlenwasserstoffe" können anhand weniger, aber umso eindrucksvollerer Daten nachvollzogen werden (vgl. Tab. 1). Beschränkt man sich auf den Rohöl- und Erdgasbereich, so stellt sich im Upstream-Geschäft die Situation wie folgt dar. ExxonMobil ist der größte Rohöl- und Erdgas-Förderer und weist auch in beiden Rohstoffen die umfangreichsten Reserven auf. Der Anteil der vier Konzerne zusammen an der weltweiten Erdölförderung liegt bei ca. 11%, an der Förderung von Erdgas sind sie weltweit zu fast 14% beteiligt.

Richtet man den Blick dagegen auf die globalen Öl- und Gas-Reserven, stellt man fest, dass lediglich 3,4% im Besitz der betrachteten vier Unternehmen sind. Dies ist eine Folge der Nationalisierung der Ölvorräte, insbesondere im arabischen Raum, zu Beginn der 1970er Jahre. Schon bei einer Beibehaltung des gegenwärtigen Niveaus der Förderung müssten sich die Konzerne in naher Zukunft – in elf bis 17 Jahren – um eine Expansion ihrer Förderreserven sowohl bei Erdöl als auch bei Gas bemühen, um ihre Marktanteile nicht zu verlieren, und die Raffinerien nicht zunehmend von "externen" Zulieferern abhängig werden zu lassen.

Tab. 1: Eckdaten zu den vier Mineralölkonzernen BP, ExxonMobil, Shell und TotalFinaElf im Jahre 2001

	BP	ExxonMobil	Shell	TotalFinaElf	gesamt	% von Welt	% von OECD
Upstream-Geschäft							
Rohöl-Produktion, 1000 b/d	1.931	2.542	2.220	1.454	8.147	10,9	37,8
Erdgas-Produktion, Mio f ³ /d	8.632	10.279	9.009	4.061	31.981	13,7	30,9
Öl-Reserven, Mio b	8.376	1.1491	9.469	6.961	36.297	3,5	42,8
Erdgas-Reserven, Mrd. f ³	46.175	55.946	55.829	21.929	179.879	3,4	37,9
Öl+Gas Reserven, Mtoe	2.340	3.017	2.739	1.517	9.613	3,4	40,3
Downstream-Geschäft							
Raffinerie-Durchsatz, 1000 b/d	2.943	5.571	2.957	2.465	13.936	20,0	34,9
Raffinerie-Kapazität, 1000 b/d	~3.200	6.300	3.205	2.580	~15.285	~18,6	~35,2
Verkauf Ölprodukte, 1000 b/d ^a	6.206	7.971	5.720	3.724	23.621	32,0	51,0
Gesamtumsatz, Mrd US \$	175	213	177	94	660		

Quellen: BP (2002), BP (2001), ExxonMobil (2002), Royal Dutch/Shell Group (2002), TotalFinaElf (2002).

Im Downstream-Geschäft weisen die vier Konzerne dagegen weit größere Anteile am globalen Durchsatz auf. Im Raffineriebereich, d.h. bei der Verarbeitung von Rohöl zu Mineralölprodukten, tragen die betrachteten Konzerne zusammen etwa 20% zum weltweiten Durchsatz bei. Beim Verkauf/Absatz von Ölprodukten liegt dieser Anteil mit über 25% sogar noch deutlich höher. Auch im Downstream-Geschäft liegt ExxonMobil vorn, gefolgt von BP, Shell und TotalFinaElf.

Die betrachteten Mineralölkonzerne betreiben seit langem eine Strategie der Energieträgerdiversifikation. So sind sie in den 1970er Jahren systematisch in die Kohle eingestiegen. BP und Shell tätigen darüber hinaus seit einiger Zeit Investitionen in REG-Technologien, um sich in diesem zukunftssträchtigen Sektor zu etablieren und einen Beitrag zum globalen Klimaschutz zu leisten. Im folgenden Abschnitt werden die Unternehmenspositionen im Bereich Klimaschutz und die Aktivitäten eines jeden Unternehmens im Bereich REG-Technologien skizziert.

3.2 Klimaschutzpositionen der vier Mineralölunternehmen und ihr Engagement im Bereich regenerativer Energien

3.2.1 BP / Amoco

Bis Mitte der 1990er Jahre unterschied sich die Unternehmenspolitik von BP in Bezug auf Klimaschutz kaum von der anderer Unternehmen der Mineralölindustrie. Doch schon der Rückzug aus der Global Climate Coalition im Jahre 1996 deutete einen Wandel an, der dann durch die Rede des neuen Vorstandsvorsitzenden John Browne an der Stanford Universität im Mai 1997 – ein halbes Jahr vor der Klimakonferenz von Kyoto – programmatisch vertreten wurde. In seiner Rede erkannte Browne die Ergebnisse des Zweiten Assessment Reports des IPCC prinzipiell an und hob aufgrund der noch bestehenden Ungewissheiten in der Klimaforschung das Vorsorgeprinzip als Bestandteil der Verantwortung seines Unternehmens hervor. BP war damit der erste global agierende Mineralölkonzern, der das Problem des Klimawandels anerkannte und entsprechende Maßnahmen in die eigene Unternehmensführung integrierte.

Als Folge dieser neu formulierten Unternehmensstrategie erlegte sich BP im Jahr 1998 ein Reduktionsziel für die aus eigenen Anlagen stammenden Treibhausgasemissionen auf, das eine 10%ige Rückführung der Emissionen des Jahres 1990 bis zum Jahr 2010 vorsieht. Diese Zielsetzung wurde bereits im Jahr 2001 erfüllt – acht Jahre vor der eigentlichen Deadline –, ohne dem Unternehmen zusätzliche Kosten verursacht zu haben.¹³ Wesentlich beigetragen zur Erreichung dieses Ziels hat der unternehmensinterne Emissionshandel. Bereits in einer Pilotphase 1999 getestet, ermöglicht er seit dem Jahr 2000 den Handel von Emissionsrechten zwischen den einzelnen Unternehmenseinheiten und dadurch eine kosteneffiziente

¹³ BP (2002a).

Realisierung des Reduktionsziels.¹⁴ BP war und ist weltweit ein Vorreiter in der unternehmensinternen Anwendung dieses Instruments.

Bis zum Jahr 2010 ist das gegenwärtige Emissionsniveau nun zu stabilisieren, obwohl allein bis 2005 ein jährliches Wachstum der Öl- und Gasproduktion von fünf Prozent erwartet wird, was unbeeinflusst mit einem Emissionszuwachs von ca. 50 Mt CO₂ verbunden wäre. Dieses Ziel für den Rest des Jahrzehnts soll sowohl durch weitere Energieeffizienzsteigerung in eigenen Anlagen (10-15% bis 2010) als auch durch den Erwerb von Emissionszertifikaten im Rahmen der beiden projektbasierten "Kyoto-Mechanismen", Joint Implementation und Clean Development Mechanism, erreicht werden.

Darüber hinaus will BP in Zukunft den Fokus auf die von ihren Produkten verursachten Emissionen lenken. Durch eine Umstrukturierung der Produktpalette hin zu weniger emissionsintensiven Brennstoffen, einem verstärkten Engagement im REG-Bereich sowie dem Vorantreiben des Einsatzes von energieeffizienten und CO₂-bindenden Technologien sollen auch diese im Einflussbereich von BP liegenden Emissionen gemindert werden.

Im Bereich der regenerativen Energien sind die Aktivitäten von BP fast ausschließlich auf Wind- und Solarenergie fokussiert. In den Photovoltaikmarkt ist BP bereits Anfang der 1980er Jahre eingestiegen. Mittlerweile betreibt BP Solar als eine der weltweit größten Solarfirmen neun Produktionsstätten. Im Jahr 2001 wurden dort Solarzellen mit einer Leistung von 54 MW_{el} produziert – eine fast 30%ige Steigerung gegenüber dem Vorjahr. Es werden gegenwärtig weitere Produktionsstätte in Spanien und in Deutschland aufgebaut, wobei allein die geplante Produktionskapazität der spanischen Anlage bei Fertigstellung im Jahre 2003 etwa 60 MW_{el} betragen soll. Darüber hinaus wurde im Jahr 2001 auf den Philippinen mit dem weltweit größten Projekt zur solarenergetischen Versorgung ländlicher Räume begonnen, das von BP mit Unterstützung der spanischen Regierung durchgeführt wird. Dabei werden über 400 Dörfer mit ca. 700.000 Einwohnern, die bisher keinen Elektrizitätsanschluss besitzen, mittels Aufbau einer solaren Energieinfrastruktur mit Elektrizität versorgt.

Bei der Implementierung von Windenergieprojekten steht BP noch am Anfang. Der Aufbau einer Windfarm in den Niederlanden mit einer Kapazität von 22,5 MW_{el} ist das erste substantielle Projekt zur Nutzung der Windtechnologie, welches BP betreibt.

3.2.2 Royal Dutch / Shell

Shell unterstützt nach eigenen Aussagen das Kyoto-Protokoll und hat im Anschluss an dessen Unterzeichnung 1998, einige Wochen nach der entsprechenden Ankündigung seitens BP, einen Aktionsplan für Klimaschutzmaßnahmen bei seinen eigenen Aktivitäten vorgestellt. Dieser sieht vor, die Emissionen seiner globalen Aktivitäten bis Ende 2002 um 10% gegenüber dem Basisjahr 1990 zu verringern. Im Jahre 2000 hat auch Shell ein konzerninternes Emissionshandelssystem eingeführt. Weiter wird geplant, im Rahmen des Clean Development Mechanism Projekte durchzuführen.

¹⁴ Vgl. Lewis (2001).

Shell investiert bereits seit den 1970er Jahren in die wirtschaftliche REG-Nutzung, die als wichtiges Element der Produktdiversifizierung angesehen wird und mittlerweile offiziell zum fünften Standbein des Konzerns ausgebaut werden soll. Im Oktober 1997 gründete Shell die Tochterfirma „Shell Renewables“, zu deren Aktivitäten die Herstellung und der Vertrieb von Solarsystemen, die Versorgung von ländlichen Gebieten in Entwicklungsländern mit Elektrizität mittels sog. „Solar Home Systems“, die nachhaltige Forstwirtschaft, die Entwicklung von Windenergieprojekten sowie die geothermische Energiegewinnung gehören. Schwerpunkte liegen insbesondere bei dem Aufbau von Solar- und Windenergie als den am schnellsten wachsenden REG-Technologien bzw. -Anlagen. Im Laufe der nächsten fünf Jahre soll eine halbe bis eine Milliarde US \$ in den REG-Bereich investiert werden, also 550 bis 1.100 Millionen Euro.¹⁵

Im April 2001 wurde ein Joint Venture von Siemens Solar und den Solar-Unternehmen von Shell Deutschland gegründet – die Siemens und Shell Solar GmbH. Ende April 2002 gab Shell Renewables den erfolgreichen Erwerb aller von Siemens und E.ON gehaltenen Anteile an diesem Joint Venture bekannt.¹⁶ Das in Shell Solar umbenannte Unternehmen verfügt über Forschungs- und Entwicklungseinrichtungen sowie über Produktionsstätten mit einer jährlichen Herstellungskapazität von Solarpanels für eine Leistung von 60 MW_{el} und ist mit etwa 1.100 Mitarbeitern das viertgrößte Photovoltaik-Unternehmen der Welt. Shell Solar plant u.a. ein Programm zur Elektrifizierung ländlicher Gebiete im Westen Chinas, das mit der Installierung von „Solar Home Systems“ in 78.000 Haushalten eines der größten weltweit ist.

Im Bereich der Windenergie steigerte Shell Renewables seine installierte Kapazität durch die Eröffnung von zwei Windfarmen in den USA im Jahr 2001 von acht auf 138 MW_{el}.¹⁷ Geographische Schwerpunkte zukünftiger Projekte werden Europa und Nordamerika sein, da in diesen Regionen die größten Ausbaupotenziale für die Windkraft gesehen werden.¹⁸ Bis zum Jahre 2005 soll insbesondere in den sich entwickelnden Offshore-Windenergiemarkt investiert werden, um dort eine führende Position einzunehmen.

Im Bereich Biomasse war Shell der Vorreiter unter den Ölkonzernen, als es mit seinem Engagement in den frühen 1980er Jahren begann. Shell investierte hauptsächlich in südlichen Ländern und zielte mit diesen Investitionen angesichts der prognostizierten Holzknappheit in den Industrieländern auf den industriellen Holz-, Zellstoff- und Papiermarkt.¹⁹ Seit den 1990er Jahren kamen Investitionen für Biomasseproduktion zur Stromerzeugung hinzu. Auf Plantagen wurden schnellwachsende Nutzhölzer angebaut, um Nachhaltigkeit und Umweltverträglichkeit bei der Produktion und der anschließenden energetischen und stofflichen Verwertung von Biomasse zu erproben. Nach einer Evaluation ihrer Maßnahmen ist Shell im Jahre 2001 jedoch aus der Biomasseproduktion zur Stromerzeugung ausgestiegen.²⁰

¹⁵ Shell (2002a).

¹⁶ Shell (2002b).

¹⁷ Shell (2002a), 25.

¹⁸ de Segundo (2001).

¹⁹ Estrada et al. (1997).

²⁰ de Segundo (2001).

Die äußerst ehrgeizige Position von Shell hinsichtlich der REG-Entwicklungsoptionen lässt sich pointiert aus den Worten von Karen de Segundo, der Vorsitzenden/CEO von Shell Renewables, ansehen: “Shell believes there is a viable and exciting future in renewables: from an economic, social and environmental perspective”²¹.

3.2.3 TotalFinaElf

TotalFinaElf und die Vorgängerunternehmen, aus denen der Konzern durch Zusammenschluss gebildet wurde, nehmen bzw. nahmen keine besonders exponierte Rolle in Klimaschutz und –politik ein. Sie haben weder den anthropogenen Klimawandel infrage gestellt noch waren sie Mitglieder der Globale Climate Coalition noch haben sie gar aktiv Klimaschutzmaßnahmen ergriffen und dies für ein kommendes Geschäftsfeld gehalten. Die Unternehmensstrategie kann daher treffend mit der von VAN DEN HOVE ET AL. (2002) verwandten Formulierung “wait and see”²² umschrieben werden. Nach einer aktuellen Studie ist TotalFinaElf unter den weltweit fünf größten Mineralölkonzernen am anfälligsten für die fälligen klimaschutzpolitischen Regulierungen,²³ Es ist deshalb zu befürchten, dass die in der Vergangenheit praktizierte Strategie des Abwartens sich mittelfristig noch negativ auf das Unternehmen auswirken wird.

Allein Elf Aquitaine hatte sich vor der Klimakonferenz von Kyoto im Jahre 1997 ein (vorläufiges) Reduktionsziel von 15% gesetzt, das sich an der damaligen EU-Position orientierte. Nach der Einigung auf das Kyoto-Protokoll und den dadurch geschaffenen neuen Rahmenbedingungen wurde diese Zielsetzung allerdings neu überdacht, ohne dass ein revidiertes Ziel festgelegt worden wäre. TotalFinaElf hat sich bisher kein Reduktionsziel gesetzt, stattdessen gilt: “all Group operational units have been encouraged to set internal greenhouse gas reduction targets”²⁴.

Als Klimaschutzmaßnahmen werden u.a. Programme zur Steigerung der Energieeffizienz in eigenen Anlagen und der verstärkte Einsatz der Kraft-Wärme-Kopplung angegeben. Darüber hinaus sollen zukünftig alle größeren Projekte auf die mit ihnen verbundenen Treibhausgasemissionen untersucht werden. Neben anderen Mineralölfirmen wie BP und ChevronTexaco ist TotalFinaElf in der “Carbon Sequestration Initiative” des Massachusetts Institute of Technology (MIT) engagiert. Ihr Ziel ist es, Wege der aktiven CO₂-Bindung zu erforschen.

Im REG-Bereich ist TotalFinaElf in der komfortablen Lage, auf die Photovoltaik-Erfahrungen von Total Energie zurückgreifen zu können. Total Energie ist bereits seit 1983 in der Konzeption, Entwicklung, Vermarktung, Installation und Nutzung photovoltaischer Systeme tätig und ist nach eigenen Angaben der weltweit führende Bauträger photovoltaischer Systeme. Seit 1998 produziert Total Energie Solarpaneele in einem Werk in Südafrika, dessen Kapazität sich im Jahr 2000 auf 5 MW_{el} belief. Ende 2001 wurde ein Joint Venture von TotalFinaElf mit Electrable und IMEC, einem Forschungsinstitut für Mikroelektronik, gegründet. In dessen Rahmen ist der Bau einer Produktionsanlage für Solarzellen und –

²¹ de Segundo (2001).

²² van den Hove (2002), 9.

²³ Mansley (2002), 27.

²⁴ TotalFinaElf (2001), 26.

module in Belgien geplant. Die im Jahr 2003 anlaufende Produktion wird sich auf über 3,8 Millionen Einheiten belaufen und eine jährliche Kapazität von je 6 bis 9 Megawatt besitzen, wird also einen Anteil von über 10% an der europäischen Gesamtproduktionskapazität haben.

Auf dem Gebiet der Nutzung der Windenergie besteht die Absicht, die bisher noch relativ geringen Konzernaktivitäten auszubauen. Gegenwärtig werden Standorte an der französischen Nordküste und im Mittelmeerraum aber auch auf Grundstücken von Produktionsstätten ermittelt. In der Raffinerie Flandern im nordfranzösischen Dünkirchen hat TotalFinaElf bereits ein Windkraftprojekt gestartet: 13 Millionen EUR wurden in den Bau eines Windparks investiert, der ab Frühjahr 2002 bis zu zwölf Megawatt Strom liefern soll. TotalFinaElf und die Tochtergesellschaft Fina Eolia entwickeln darüber hinaus einen Offshore-Windpark in der Nordsee rund zehn Kilometer vor der belgischen Küste bei Zeebrugge, im Rahmen dessen 40 Windturbinen errichtet werden. Der Windpark, dessen Inbetriebnahme für 2004 geplant ist, soll eine Gesamtleistung von 100 Megawatt haben.

Des Weiteren ist das Unternehmen in die Entwicklung und Herstellung von Bio-Treibstoffen involviert. TotalFinaElf produziert allein in Frankreich jährlich 225.000 Tonnen Fettsäuremethylester (ETBE), insbesondere Rapsmethylester, und will sein Engagement in diesem Bereich ausweiten.²⁵

3.2.4 ExxonMobil

Exxon war im Laufe des letzten Jahrzehnts einer der Hauptakteure aus der Industrie im Kampf gegen wirksame internationale Vereinbarungen zum Klimaschutz. Bis zuletzt war das Unternehmen Mitglied der Global Climate Coalition, einer überaus einflussreichen Lobbygruppe der Wirtschaft. Die widerstrebende Haltung der USA im Klimaschutz der letzten Jahre entspricht ihren Interessen. Der Rückzug der USA vom Kyoto-Prozess wird von ExxonMobil begrüßt.²⁶

Ursprünglich stand das Unternehmen in Totalopposition zu jedem Klimaschutz. In den letzten Jahren ist ExxonMobil allmählich von dieser Haltung abgewichen und erkennt den Klimawandel als potentiell langfristiges Risiko an. Seine klimaschutzkritische Unternehmensposition besteht dessen ungeachtet weiterhin. Diese kommt auf drei Ebenen zum Ausdruck:²⁷

1. Analog zur Haltung von DuPont zur Bedrohung der Ozonschicht durch FCKW in der Zeit von 1975 bis 1986 wird der anthropogene Klimawandel inzwischen als mögliches Problem der Zukunft in den offiziellen Äußerungen ernst genommen ("we take the potential for human induced climate change seriously"²⁸). Allerdings wird dies stets von dem Hinweis begleitet, dass es noch zahlreiche Ungewissheiten und Wissenslücken in der Klimaforschung gebe. Dies geschieht häufig unter Bezugnahme auf Studien, die den herrschenden klimawissenschaftlichen Konsens, der sich in den Berichten des IPCC manifestiert, in Frage stellen. Es wird zudem versucht, den IPCC als rein politisches Gremium darzustellen und dadurch implizit dessen Ergebnisse in Misskredit zu bringen.

²⁵ TotalFinaElf (2001a), 41.

²⁶ Vgl. ExxonMobil (2001), 12.

²⁷ ExxonMobil (2001, 2001a); vgl. Mansley (2002), van den Hove (2002).

²⁸ ExxonMobil (2001), 1.

Weitere Fortschritte in der Klimaforschung werden als unerlässliche Notwendigkeit und Voraussetzung für eine Vereinbarung von Klimaschutzmaßnahmen gesehen. Der bisherige Stand der Erkenntnisse erlaube es dagegen nicht, “to impose unworkable short-term agreements like the Kyoto Protocol”²⁹.

2. ExxonMobil betont die seiner Meinung nach enormen ökonomischen Kosten vorgeschlagener Klimaschutzmaßnahmen, erklärt ihre Effektivität angesichts der bestehenden klimawissenschaftlichen Ungewissheiten für fragwürdig und unverhältnismäßig. Eine Umsetzung der im Kyoto-Protokoll enthaltenen Verpflichtungen werde mit einer nachhaltigen Schädigung der Volkswirtschaft und großen Steuererhöhungen einhergehen. Im Gegensatz zur Kritik an der Klimawissenschaft werden Studien über die wirtschaftlichen Folgen von Klimaschutzmaßnahmen nicht mit dem Makel der Ungewissheit versehen. Anderweitige ökonomische Studien (“bottom up”) werden gar nicht erst berücksichtigt. Hingegen werden die Vorteile freiwilliger Maßnahmen und einer durch die Marktkräfte herbeigeführten Technologieentwicklung betont.
3. ExxonMobil nimmt aktiv Einfluss auf eine möglichst unverbindliche Ausrichtung der Klimapolitik. Nicht immer sind die Kanäle der Einflussnahme so gut nachzuweisen wie im folgenden Beispiel: Im Frühjahr 2001 empfahl ExxonMobil in einem dem Natural Resources Defense Council vorliegenden Brief der Bush Administration, diese möge auf eine Abwahl des bisherigen IPCC-Vorsitzenden, des US-Amerikaners Dr. Robert Watson, hinwirken.³⁰ Im April 2002 wurde Watson bei der regulär anstehenden Wahl des IPCC-Vorsitzenden nicht wiedergewählt – ihm fehlte insbesondere die Unterstützung durch die US-Administration.

ExxonMobils Lobbyarbeit ist stark auf die US-amerikanische Politik fokussiert. Das Urteil eines langjährigen Beobachters lautet entsprechend. “Overall it is difficult to escape the conclusion that ExxonMobil has actively sought to influence climate policy, has used some fairly questionable arguments, and has probably had some success in influencing the Bush Administration.”³¹

Konsistent mit seiner klimaschutzkritischen Unternehmenspolitik ist, dass ExxonMobil kaum Aktivitäten im REG-Bereich vorzuweisen hat. Diese werden allenfalls als langfristige Option zur Einsparung von Treibhausgasen angesehen. Ihnen sei aber solange keine unternehmensstrategische Bedeutung zuzumessen, solange sie nur für Anwendungen in Nischenbereichen wettbewerbsfähig sind. “In view of their technological limits and excess costs (...) a business decision was taken many years ago to concentrate on our core energy and petrochemical businesses.”³² Als Maßnahmen zur Emissionsverminderung werden u.a. die effizientere Energienutzung in Raffinerien und Chemieanlagen während der letzten 25 Jahre, die erweiterte Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung, eine Kooperation mit Toyota und General Motors im Bereich der Brennstoffzellenforschung und ein Aufforstungsprogramm angegeben.

²⁹ ExxonMobil CEO Lee R. Raymond in ExxonMobil (2001a).

³⁰ NRDC (2002).

³¹ Mansley (2002), 16.

³² ExxonMobil (2001), 8.

4. Rechtzeitig umsteuern

4.1 Das Zeitalter fossiler Energien neigt sich dem Ende zu

Erdöl ist, wie man immer wusste, ein endlicher Rohstoff. Seit dem Beginn des Erdölzeitalters wurde daher dessen Nutzung von der Sorge begleitet, dass die Reserven zur Neige gehen werden. So befürchtete man in den 1970er Jahren, als die Grenzen des Wachstums “entdeckt” wurden, dass die Rohölreserven im ersten Drittel des neuen Jahrtausends erschöpft sein werden. Mittlerweile hat sich das Blatt gewendet. Es ist klargeworden, dass vor der Grenze der Erschöpfbarkeit die Grenze der Verträglichkeit von Verbrennungsprodukten für die Erdatmosphäre steht. Letztere wird eher erreicht als erstere – und darum ist nur sie relevant.

Diese bringt eine veränderte Situation für die Mineralölunternehmen, die in upstream-Aktivitäten, in der Exploration neuer Vorkommen engagiert sind. Die Entscheidung für aufwendige und risikoreiche Explorationsarbeiten, mit denen zu den bekannten Rohölreserven noch neue hinzugefügt werden sollen, ist nicht mehr allein an der im Selbstlauf sich entwickelnden Nachfrage (*‘business as usual’*) zu bestimmen, sondern ist zudem bzw. zuerst von den zu erwartenden politischen, wirtschaftlichen und technologischen Rahmenbedingungen abhängig zu machen. Die Klimapolitik im weitesten Sinne wird den Wert der Ölvorkommen bestimmen – eines fernen Tages werden sie wertlos sein. Klug gehandelt haben wird, wer der natürlichen Trägheit rechtzeitig widerstanden haben wird, Reserven im Überfluss zu erschließen. Die übliche Tendenz aber ist, wie auf allen Märkten produzierter Güter zu beobachten, dass alle Marktteilnehmer auf Basis gleicher trendgestützter Nachfrageextrapolationen Kapazitäten aufbauen, die sich später kollektiv als Überkapazitäten herausstellen und in einem krisenhaften Konzentrationsprozess wieder abgebaut werden müssen.

Demgegenüber wird hier auf die Chance eines rechtzeitigen Umsteuerns hinsichtlich des Aufbaus von Förder- und Verarbeitungskapazitäten hingewiesen. Das geht nur koordiniert. Positiver finanzieller Nebeneffekt ist, dass in den Finanzplanungsrechnungen der Unternehmen perspektivisch Investitionsbudgets frei werden, die im Bereich Exploration und Förderung nicht mehr benötigt werden und für neue Aufgaben vorgesehen werden können.

Die Internationale Energieagentur (IEA) geht davon aus, dass Angebot und Nachfrage im REG-Bereich steigen werden. Im letzten Jahrzehnt stieg beispielsweise die Stromerzeugung aus Windkraft in Deutschland von 113 Mio. kWh (1990) auf 11,5 Mrd. kWh (2001).³³ Das größte Hindernis bei der Ausweitung des Marktanteils von REG-Technologien ist der erzielbare Erlös. Die Kosten konventionell erzeugten Stroms aus fossilen Energieträgern und aus Kernbrennstoffen sind in vielen Anwendungsbereichen noch geringer. Aber die Erlös-

³³ Diekmann (2002), 154.

Kostenschere schrumpft stetig, seit REG-Technologien politisch gefördert werden und einen marktnahen technischen Fortschritt induzieren. Es ist davon auszugehen, dass sich das Erlös-Kosten-Verhältnis noch weiter und erheblich verbessern wird und sich schließlich auf immer mehr Teilmärkten umkehren wird. Zu dieser Entwicklung tragen auch die großen Ölkonzerne, wenn sie sich ernsthaft in der Entwicklung dieser Technologien engagieren.

4.2 Selbstverpflichtung der Mineralölkonzerne

Inhalt einer Selbstverpflichtung der Mineralölkonzerne sollen Aktivitäten im REG-Bereich sein. Diese Aktivitäten sollen einen solchen Umfang erreichen, dass im Jahre 2012 durch sie vermiedene CO₂-Emissionen 5% der CO₂-Emissionen entsprechen, die im Jahre 1990 der Produktverantwortung der Mineralölkonzerne zuzurechnen sind. Wie die Industriestaaten sich zur Minderung der von ihrem Territorium ausgehenden Treibhausgase um 5 % verpflichtet haben, so verpflichten sich auch die global agierenden Konzerne zu einer Kompensation um 5 % in ihrem Einfluss- und Verantwortungsbereich.

Die Formel die zur Bestimmung der Höhe des Kompensationsbudgets verwandt wurde, lautet: “5 % der CO₂-Emissionen, die im Jahre 1990 der Produktverantwortung der Mineralölkonzerne zuzurechnen sind”. Die Produktverantwortung eines Konzerns wird im folgenden dadurch operationalisiert, dass auf seinen Raffineriedurchsatz abgestellt wird.

Die Selbstverpflichtungsformel ist somit konkretisiert. Diese Konkretisierung wirft drei Fragen auf, die im folgenden beantwortet werden:

1. Der Raffineriedurchsatz greift einen der zentralen und emissionsträchtigen Prozesse aus der Kette der Verarbeitungsschritte heraus. Die Konzerne stehen aber bereits, wie alle anderen Industrieunternehmen auch, in der Verantwortung für die Prozessemissionen aus den von ihnen betriebenen Raffinerien. Diese Verantwortung bleibt hier unbenommen. Sie ist allerdings gegenüber der Verantwortung für die Produkte relativ gering, denn der Eigenverbrauch der Raffinerien in Deutschland beispielsweise liegt in der Größenordnung von ca. sechs Prozent.³⁴
2. Bei der Entscheidung für eine Operationalisierung der Produktverantwortung stand ein zweiter Anknüpfungspunkt zur Wahl: Der vorgelagerte Prozessschritt der Ölförderung. Für die getroffene Entscheidung waren zwei Gründe ausschlaggebend. (a) Die größere Nähe des Prozessschrittes ‘Raffinerie’ zum nachfragenden Endverbraucher – das entspricht der Idee der Verantwortung für das schließlich abgesetzte Produkt eher. (b) Die Ölquellen sind im Vergleich zu den Raffinerien stärker diversifiziert, zumindest wenn man den Absatz in OECD-Ländern zum Maßstab macht.
3. Die Bemessung der Kompensation richtet sich nach einem Maßstab aus der Vergangenheit, aus dem Jahre 1990. Mineralölkonzerne sind aber wachsende Unternehmen. Wollte man die ‘Selbstverpflichtung’ der Industrienationen von Kyoto strukturell völlig äquivalent auf die Mineralölkonzerne übertragen, so müssten diese zwei

³⁴ MWV (2001), 28.

Emissionskomponenten kompensieren: (1) den Zuwachs seit 1990, der definitiv über 100% liegt; sowie (2) die fünf Prozentpunkte, die vom Ausgangsniveau des Jahres 1990 (= 100 %) auf 95 % zurückführen. Die hier gewählte Kompensationsformel deckt also nur einen Teil, und zwar den kleineren, jener Emissionen ab, von denen wir erwarten, dass sie – bei ungebremster Entwicklung – im Jahre 2012 wirklich eingetreten sein werden. Der größere Teil, die Kompensation der Emissionen aus dem Zuwachs zwischen 1990 und 2012, unterliegt also weiterhin allein der Verantwortung der Nationalstaaten.

4.3 Kompensationsbudget für die Mineralölkonzerne

Basis für die Bestimmung des Reduktionspotentials soll der Raffinerie-Durchsatz eines jeden Konzerns im Jahre 1990 sein. Da die Konzerne in ihrer heutigen Struktur erst durch vielfältige Zusammenschlüsse und Übernahmen im Verlauf der 1990er Jahre entstanden sind, ist ihr Durchsatz im Jahre 1990 nur als Durchsatz eines gleichsam virtuellen Konzerns zu bestimmen, als Summe der Teile, die den heutigen Konzern im wesentlichen ausmachen. Die Raffinerien der betrachteten Konzerne befanden sich bislang überwiegend in OECD-Ländern. Der Zuwachs des Geschäfts der Konzerne in den kommenden Jahren wird sich dagegen auf Nicht-OECD Regionen konzentrieren. Auch wenn diese regionale Disparität besteht, so erscheint die Maxime, die Reduktionsforderung auf den bisherigen, weit überwiegend in OECD-Ländern stattfindenden Raffinerie-Durchsatz zu richten doch als realistisch.

Die vier (virtuellen) Konzerne, so ergab die Recherche, produzierten und vertrieben im Jahre 1990 Mineralölprodukte, die bei ihrer Verbrennung 2.122 Mt. CO₂ freisetzen (vgl. Tab. 2). Dies entspricht etwa der Menge an CO₂-Emissionen, die in Deutschland, Frankreich, Italien und Großbritannien – den vier größten CO₂-Emittenten der EU – zusammen im Jahre 1999 bei der Verbrennung fossiler Brennstoffe freigesetzt wurden.³⁵ Eine Reduktion in Höhe von fünf Prozent des Raffinerie-Durchsatzes im Jahre 1990 entspricht ca. 103 Mio. Tonnen CO₂ p.a..

Tab. 2: Kalkulation des Kompensationsbudgets der Mineralölkonzerne auf der Basis ihrer Raffinerie-Durchsätze im Jahre 1990

		BP	Exxon Mobil	Shell	TotalFina-Elf	gesamt
Raffinerie-Durchsatz 1990	1.000 b/d	3.167	5.093	3.218	1.804	13.282
	Mt. CO ₂	505,9	813,6	514,1	288,2	2.122
Kompensation 2012 (= 5% von 1990)	1.000 b/d	158,3	254,7	160,9	90,2	664
	Mt. CO ₂	24,7	39,7	25,1	14,0	103
	Mt. CO ₂ -Äquiv.	28,4	45,7	28,8	16,2	119
	PJ/a	334,5	537,9	339,9	190,5	1.403

Quelle: Berechnungen auf Basis von Lyttelton (1992) und Öko-Institut (1994).

³⁵ UNFCCC (2001), 20-21.

Um die Produktverantwortung der Mineralölkonzerne komplett abzuschätzen, ist zweierlei ergänzend zu berücksichtigen. (1) die Emissionen anderer Treibhausgase, neben CO₂, und (2) die Emissionen aus der Bereitstellung der Mineralölprodukte, die sog. Vorleistungsemissionen. Neben CO₂ geht es um die anderen Treibhausgase (CH₄, N₂O) sowie um Emissionen aus vor und nach der Raffinerie angesiedelten Prozessschritten. Wendet man eine solche ganzheitliche Sichtweise an, so beläuft sich die zu kompensierende Gesamtmenge auf ca. 120 Mt. **CO₂-Äquivalente**.

5. Kompensation durch verstärkten Einsatz regenerativer Energiequellen

5.1 Eckdaten zur Ermittlung der Kompensationsmöglichkeiten

Zur Kompensation der durch die Bereitstellung und den Verbrauch von rund 1400 PJ/a Mineralöl entstehenden klimawirksamen Emissionen in Höhe von 103 Mt. CO₂ bzw. **120 Mt. CO₂ - Äquivalent** je Jahr mittels regenerativer Energien (REG) stehen bereits heute eine ganze Reihe, sehr unterschiedlicher Technologien zur Verfügung. Es wäre deshalb unklug, diese Kompensation nur mit einer einzelnen Technologie erzielen zu wollen. Es gilt vielmehr, eine Mischung von Technologien zu wählen, die einerseits die Kompensationskosten in einem verträglichen Rahmen hält, andererseits dazu beiträgt, die gesamte Bandbreite der REG-Technologien soweit zu mobilisieren, dass auch derzeit noch teurere Technologien (z. B. Photovoltaik) oder noch wenig erprobte Systeme (HDR-Stromerzeugung, Biomassevergasung) nach der ersten Phase der Kompensation auf Grund der erzielten Kostendegressionen und Betriebserfahrungen deutlich verbesserte Marktchancen haben. Außerdem sollte sowohl die Bereitstellung von Strom als auch von Prozesswärme ermöglicht werden. Ebenso ist es erforderlich, dass die Technologien global einsetzbar sind, also die wesentlichen Unterschiede im Energieangebot erfasst sind. Dies ist insbesondere für die Techniken der Nutzung von Strahlungsenergie und von Wind von Bedeutung.

Tabelle 3 gibt einen Überblick über eine Reihe ausgewählter REG-Technologien mit ihren wichtigsten Eckdaten, die diesen Kriterien genügen (Nitsch, 1998; Nitsch, 2001). Der Grad der Differenzierung reicht dabei aus, um im globalen Kontext einen Überblick über die Möglichkeiten und Kosten der Kompensation klimawirksamer Emissionen durch den Einsatz von REG zu erhalten. Mit unterschiedlichen Kombinationen dieser Technologien sind verschiedene Varianten dieser Kompensation darstellbar. Für die Bestimmung der wesentlichen Eckdaten wurde der Technologiestatus „2012“ benutzt, der sich für denjenigen Teil der Technologien, die sich noch im Demonstrationsstadium befinden oder für die infolge wachsender Märkte noch deutliche Kostendegressionen zu erwarten sind, zwischen dem heutigen Status und dem längerfristig erreichbaren „Endstatus“ bewegt.

Die technologiespezifischen CO₂-Entlastungsbeiträge berücksichtigen auch die bei der Errichtung der REG - Anlagen entstehenden klimarelevanten Emissionen. Diese liegen für die Mehrzahl der REG-Technologien im Bereich von 15 bis 50 kg CO₂-Äquiv./MWh_{el,th}, also um eine bis zwei Größenordnungen unter denjenigen fossil versorgter Kraftwerke und Heizanlagen. Ausnahmen sind die Photovoltaik in ihrem derzeitigen Technologiestatus (120 bzw. 225 kg CO₂-Äquiv./MWh_{el} für hohe und mittlere Einstrahlungen) und hybrid (mit Erdgas) gefeuerte solarthermische Kraftwerke mit einem Gasanteil von 25% (175 kg CO₂-

Äquiv/MWh_{el}). Dabei ist zu beachten, dass sich diese Emissionen auf eine Vorleistungsstruktur beziehen, die noch größtenteils auf fossilen Energien aufbaut. Sie reduzieren sich also zukünftig in dem Maße, wie der Anteil fossiler Energieträger in der Energieversorgung sinkt. Die verdrängten fossil gefeuerten Strom- und Wärmeerzeuger wurden aus einem repräsentativen Mix bestehender sowie derzeit und in absehbarer Zukunft errichteter Kraftwerke und Heizkessel zusammengestellt, wobei auch auf die Zusammensetzung des globalen Kraftwerkmarktes Rücksicht genommen wurde. Auch hier werden neben dem Brennstoffeinsatz sämtliche Vorleistungen und alle klimarelevanten Emissionen (CO₂, CH₄, N₂O) berücksichtigt, daher sind die resultierenden Werte in CO₂-Äquivalenten angegeben (aktuelle Angaben dazu findet man u.a. in Marheineke, 1998; Nitsch, 2001; Pehnt, 2001). Für den kurzfristig bevorstehenden Ersatz bis 2012 lauten die Emissionswerte der zu ersetzenden Referenztechnik für die Strombereitstellung 1020 kg CO₂-Äquiv/MWh_{el} und für die Wärmebereitstellung 370 kg CO₂-Äquiv./MWh_{th}.³⁶ Für den mittelfristigen Ersatz sinken auch die Werte der zu substituierenden Technologien allmählich.

Mit diesen Referenzwerten der fossilen Anlagen und den entsprechenden Werten der jeweiligen REG-Anlagen ergeben sich die leistungsbezogenen Emissionsentlastungen der jeweiligen REG-Technologien (2. Zahlenspalte in Tabelle 3) aus ihrer typischen Jahresausnutzung (1. Zahlenspalte) und ihrer Lebensdauer, die zwischen 20 Jahren (Biomasse, Kollektoren, Windanlagen) und 50 Jahren (große Wasserkraft) angenommen wurde. Zur ökonomischen Charakterisierung der Technologien sind die leistungsspezifischen Investitionen, die jährlich je kW anfallenden Gesamtkosten (also einschließlich aller Betriebs-, Wartungs-, Personal-, Brennstoff- und sonstiger Kosten) und die annuitätisch ermittelten Strom- bzw. Wärmegestehungskosten angegeben (Zahlenspalten 3, 4 und 5). Deutliche Kostendegressionen bis 2012 – bezogen auf den heutigen Ausgangszustand – sind für die Photovoltaik (Faktor 0,60), etwas geringere für die Offshore-Windenergie (0,70) angenommen worden. Für Onshore-Windenergie liegen die Werte bei 0,80, für Erdwärme-HDR bei 0,85 und für Biomasse bei 0,90. Im Wärmebereich erreichen Kollektoren noch deutliche Reduktionen (Faktor 0,70), geringer sind die Werte für Erdwärme mit 0,85.

³⁶ Genauere Differenzierung nach eingesetzten fossilen Energieträgern und Wirkungsgraden der Energiewandlung sind jederzeit möglich. Typische Werte reichen von 1190 (1072) kg CO₂-Äquiv/MWh_{el} (Braunkohle, 36% (40%) Wirkungsgrad) über 1075 (950) (Steinkohle, 38% (43%) Wirkungsgrad) und 685 (Heizöl, 45% Wirkungsgrad) bis zu 486 (412) (Erdgas, 50% (57,5%) Wirkungsgrad) für Kraftwerke und von 380 kg CO₂-Äquiv./MWh_{th} (Heizöl, 85% Wirkungsgrad) bis 280 kg CO₂-Äquiv./MWh_{th} (Erdgas-Brennwertkessel, 105% Wirkungsgrad bez. auf Hu).

Tab. 3: Eckdaten der betrachteten REG - Technologien (Kostenangaben sind mit einem Zinssatz von 6% ermittelt); Technologiestatus „2012“; Quelle: Nitsch 1998; Nitsch 2001).

1.) Stromerzeugung	Mittlere Ausnutzung	Spezif. Entlastung 1) (CO ₂ -Äquiv.)	Spezif. Investition 2)	Jahreskosten 3)	Stromkosten	Spez. Red. kosten
	MWh/MW _{el} ,a	t/MW _{el} , a	EUR/kW	EUR/kW _{el} ,a	EUR/kWh el	EUR/tCO ₂ -Ä
Wasserkraft, groß	5500	5544	3579	278	0,051	50
Wasserkraft, klein	5000	5025	5113	397	0,079	79
Windenergie, Binnenland	1700	1690	920	141	0,083	83
Windenergie, Küste	2300	2309	869	133	0,058	58
Windenergie, Off-shore	3500	3628	1150	176	0,050	48
Solarthermisches Kraftwerk						
- rein solar	2500	2517	1534	165	0,066	65
- hybrid (25% Gas)	3333	2906	1278	167	0,050	58
PV, Mitteleuropa						
- poly-Si	900	807	3835	353	0,393	438
-Dünnschicht	850	801	3323	306	0,360	382
PV, Südeuropa						
- poly-Si	1550	1472	3835	353	0,228	240
-Dünnschicht	1450	1414	3323	306	0,211	217
Erdwärme - Hot Dry Rock	6000	6012	3835	488	0,081	81
Biomasse-HKW, Dampf	5000	4960	3323	180	0,036	36
Biom.-BHKW, Vergasung	5000	4960	2556	304	0,061	61
Biogas-BHKW	6000	6132	4602	382	0,064	62
Steinkohle-Kraftwerk mit Biomassezuführung	6000	1698	971	236	0,039	139
2.) Wärmeerzeugung		(t/MW _{th} ,a)			Wärmekosten, EUR /kWh _{th}	
Erwärme, hydrothermal	2500	823	1125	132	0,053	160
Biomasseheizwerk	3000	942	511	98	0,033	104
Kollektoranlagen	(kWh/m ² ,a)	(kg/m ² ,a)	(EUR/m ²)	(EUR/m ² ,a)		
- Mitteleuropa, solar	350	122	409	44	0,126	360
- Mitteleuropa, 50% solar	700	122	409	48	0,069	394
- Südeuropa, solar	600	214	409	44	0,073	205
- Südeuropa, 50% solar	1200	218	409	52	0,043	237
<p>1) Nettoentlastung unter Berücksichtigung der Emissionen für die Herstellung der REG - Anlagen 2) unter Berücksichtigung von Kostendegressionen durch Technikfortschritt und Serienproduktion bis 2010 3) Abschreibungszeiten (a): Wasser 30; Wind 15; SOT-SKW, PV, Biomasse, Kollektoren 20. Betrieb + Wartung (% Invest.p.a.): Wasser 0,5; Wind 5,0; SOT-SKW 2,0; PV 0,5; Erdwärme, Biomasse 4,0; Kollektoren 2,0. Brennstoffkosten (cts/kWh): Gas 1,0; Kohle 0,75 Biomassekosten: (cts/kWh): Industrierestholz 0,75, Waldrestholz 1,75; Plantagenholz 2,75</p>						

c:\Greeneace\CO2-5.1.wk4; 6.5.02

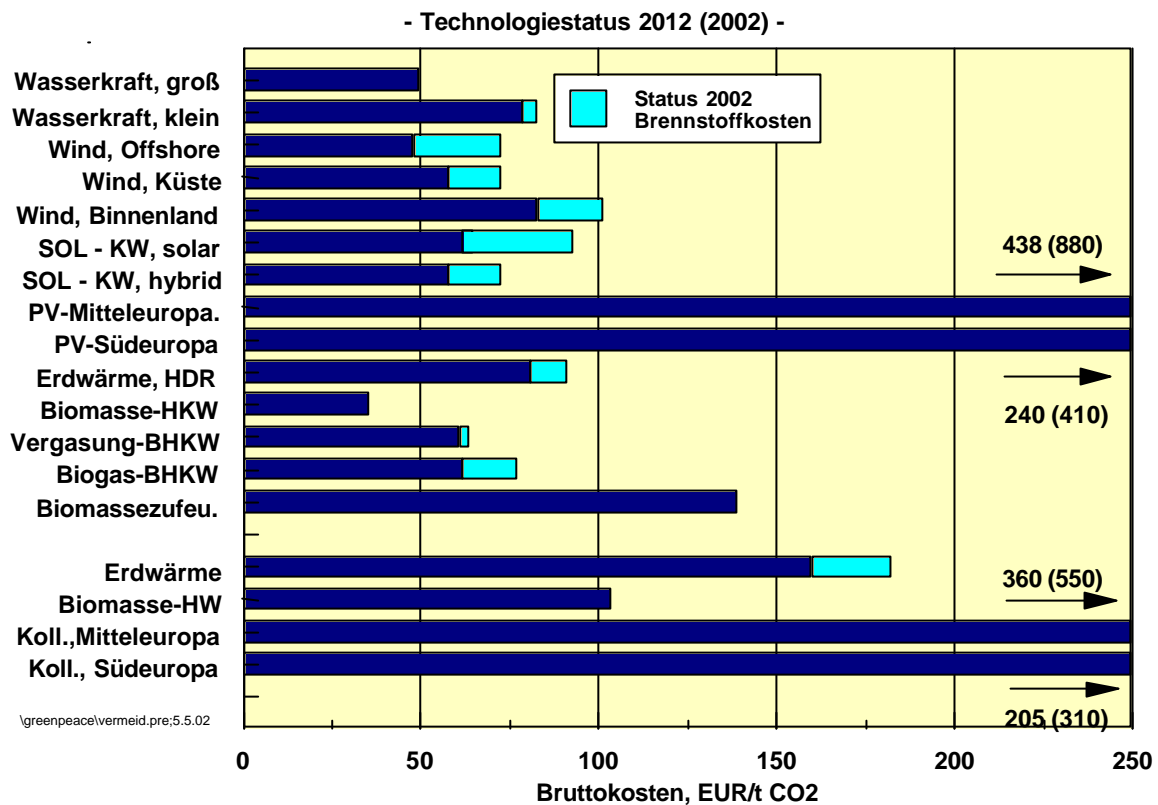
Die kostengünstigste CO₂ - Kompensationstechnologien (bestimmt mit einem Zinssatz von 6%) stellen große Wasserkraftwerke (ab etwa 10 MW_{el}), Biomasse-HKW und Offshore – Windkraftanlagen dar mit CO₂-Reduktionskosten von 40 – 50 EUR/t CO₂ - Äquiv.³⁷ dar (Tab. 3; **Abb. 4**). Biomasse-HKW sind, wie alle KWK-Technologien allerdings darauf angewiesen, eine Gutschrift für die ausgekoppelten

³⁷ Die Zahlenwerte sind die **Bruttovermeidungskosten** auf der Basis der Investitionskosten der REG -Anlagen, **nicht die Nettovermeidungskosten** auf der Basis der Differenzkosten gegenüber konventionellen Anlagen.

Wärme zu erzielen, wenn diese günstigen Kosten erreicht werden sollen, sind also in ihrem Einsatzbereich eingeschränkt. Die bloße Stromerzeugung aus Biomasse – z.B. auf der Basis der derzeit durch das deutsche EEG besonders begünstigten Kraftwerke um 20 MW_{el} – verursacht CO₂-Vermeidungskosten von rund 100 EUR/t CO₂-Äquivalent. Die Offshore-Windkraft muss den für 2012 unterstellten Status noch nachweisen. Heutige Offshore-Anlagen an günstigen Standorten erreichen CO₂-Vermeidungskosten von etwa 75 EUR/t CO₂-Äquivalent. Ebenfalls günstige Technologien sind Onshore-Windkraftanlagen, hybrid betriebene solar - thermische Kraftwerke in Regionen hoher solarer Direkteinstrahlung und die weiteren Biomasseanlagen mit Wärmegutschrift mit CO₂-Vermeidungskosten um 60 EUR/t CO₂-Äquiv. Der reine Solarbetrieb der letzteren (mit thermischem Speicher) verteuert die Technologie um ca. 10%. Es folgen kleinere Wasserkraftwerke (1 MW - Bereich), Windkraft im Binnenland und HDR-Stromerzeugung, falls sich deren derzeit kalkulierten Kostenabschätzungen in Demonstrationsanlagen verifizieren lassen, mit rund 80 EUR/t CO₂-Äquivalent. Biomassegefeuerte Heizwerke mit 100 EUR/ t CO₂-Äquivalent und Steinkohlekraftwerke mit Biomassezufeuerung (Vollkosten) mit 140 EUR/ t CO₂-Äquivalent und Wärmeversorgung aus Geothermie sind die nächst günstigeren Techniken. Schließlich kommen Kollektoranlagen in Gebieten hoher solarer Einstrahlung (Ausbeute 600 kWh_{th}/m²,a) mit CO₂ -Vermeidungskosten von 205 EUR/t CO₂-Äquivalent. Deutlich teurer sind sie in mitteleuropäischen Breiten mit 360 EUR/t CO₂-Äquivalent. Eine noch sehr teure Solartechnologie – auch im Jahr 2012 - ist die Photovoltaik mit CO₂ - Vermeidungskosten von 240 EUR/t CO₂-Äquivalent in Gebieten hoher solarer Einstrahlung (1600 MWh/MW_{el}) und von 440 EUR/t CO₂-Äquivalent in mitteleuropäischen Breiten (900 MWh/MW_{el}). Heute sind sie mit 380 bzw. 830 EUR/t noch um 80% höher. Im Zuge von Großserienfertigungen (Potential, Si) und technologischer Weiterentwicklung (optimierte Dünnschicht) sind auch nach 2012 noch weitere Reduktionen auf Werte bis zu 120 - 150 EUR/t CO₂-Äquivalent in Gebieten hoher Einstrahlung (200 - 270 für mitteleuropäische Einstrahlung) zu erwarten, ausgehend von Kostenreduktionen von bis zu 75% gegenüber typischen heutigen Kosten.

Das Technologie - Portefeuille (Tab. 3) berücksichtigt nur Techniken, die innerhalb des Zeitraums bis 2012 in kommerziellem Maß bereits einsatzbereit sind (z.B. Wasserkraft, Windenergie, Biomasseheizwerke und -heizkraftwerke (mit Dampfturbine), Biogasanlagen sowie Biomasseheizkessel) oder in dem betrachteten Umfang mobilisiert werden können (Photovoltaik, solarthermische Kraftwerke und Kollektoren, Zufeuerung von Biomasse in Kraftwerke, Biomassevergasung mit BHKW). Längerfristig bieten sich weitere Techniken bzw. Systeme an, wie die Bereitstellung von Wasserstoff (etwa aus „solarem“ Strom mittels Elektrolyse) oder die Methanolherstellung in großem Umfang aus Biomasse („Grünes“ Benzin) zusammen mit hocheffizienten Wandlungstechnologien, wie etwa der Brennstoffzelle (stationär in Kraft-Wärme-Kopplung und als Fahrzeugantrieb). Da diese Technologien jedoch bis zum Jahr 2012 keine größere energiewirtschaftliche Bedeutung haben werden, sind sie nicht in das Portefeuille aufgenommen worden. Der Hinweis auf sie zeigt jedoch, dass die technologischen und ökonomischen Spielräume regenerativer Energietechnologien weiter wachsen, wenn eine aktive „Einstiegsphase“ erfolgt und die Einführungsstrategien langfristig angelegt sind.

Abb. 4: CO₂ - Vermeidungskosten (brutto) regenerativer Energietechnologien für den Technologiestatus 2012 und 2002; (Zinssatz 6 %/a)



5.2 Varianten des Zubaus regenerativer Energien

Mittels obiger Technologien lassen sich verschiedene Varianten des REG - Zubaus zur Kompensation der 120 Mt. CO₂-Äquiv./a darstellen. Vernünftigerweise werden möglichst mehrere Technologien berücksichtigt. Dabei wird es darum gehen, einerseits die kostengünstigen Technologien als Hauptträger der Kompensation zu berücksichtigen, andererseits jedoch Technologien mit hohem zukünftigen Potential soweit auszubauen, dass die wachsenden Märkte eine kostensenkende und technologiestimulierende Großserienproduktion erlauben. Dies wird vor allem für die Photovoltaik und die solarthermischen Kollektoren (zur Warmwasserbereitung; in südlichen Ländern jedoch insbesondere zur Kühlung und Klimatisierung mittels Adsorptionskältemaschinen) von Bedeutung sein. Folgende Varianten werden betrachtet:

1. **(A 2002):** Ein relativ gleichgewichtiger Mix aller Technologien mit heutigen Investitionskosten.
2. **(A 2012):** Mix wie oben mit erwarteten Investitionskosten des Jahres 2012.
3. **(A 2022):** Mix wie oben mit erwarteten Investitionskosten des Jahres 2022.
4. **(Wind):** Schwerpunkt Wind mit entsprechender Reduktion aller anderen Technologien aus Variante A.
5. **(SOT-KW):** Schwerpunkt solarthermische Kraftwerke mit entsprechender Reduktion aller anderen Technologien aus Variante A.

6. (**Biomasse**): Schwerpunkt Biomasse mit entsprechender Reduktion aller anderen Technologien aus Variante A.
7. (**Wärme**): Schwerpunkt Kollektor- und Erdwärme mit entsprechender Reduktion aller anderen Technologien aus Variante A.
8. (**PV**): Schwerpunkt Photovoltaik mit entsprechender Reduktion aller anderen Technologien aus Variante A.
9. (**WaWiSo**): Kombination von Wasserkraft, Wind und solarthermischen Kraftwerken mit entsprechender Reduktion der anderen Technologien
10. (**Minimal**): Kombination der kostengünstigsten Technologien mit relativ geringen Anteilen teurerer Technologien.
11. (**Ausgewogen**): Schwerpunkt bei den kostengünstigsten Technologien, jedoch mit ausreichend großen Beiträgen der noch teureren Technologien zur Induzierung größerer Märkte (und damit Kostendegression)

Die wesentlichen Eckdaten dieser Zubauvarianten sind in **Tabelle 4** zusammengestellt. Es handelt sich dabei um die bis 2012 zu installierenden Leistungen, die damit verbundenen Investitionen, die aus der kumulierten Investition aller Anlagen resultierenden Jahreskosten im Endausbau, bestehend aus den Kapitalkosten bei einer Verzinsung von 6 %/a und Abschreibung entsprechend technologietypischer Nutzungsdauern, den Wartungs- und Betriebsaufwendungen und ggf. den Brennstoffkosten (Biomasse: Reststoffe oder Energiepflanzen; Erdgas für die Zuführung in solarthermischen Kraftwerken; Kohle für Kraftwerke mit Biomassezuführung) sowie die im Jahr 2012 damit bereitgestellten Strom- und Wärmemengen.

Die zu installierenden Leistungen liegen außer für die Photovoltaikvariante im Bereich 25 - 40 GW_{el} Kraftwerksleistung, 6 – 12 GW_{th} Heizwerk- und Heizkesselleistung und je nach Variante zwischen 4 und 40 Mio. m² Kollektorfläche. Die PV-Variante würde rund 64 GW Anlagenleistung erfordern, die Kollektorvariante benötigt 110 Mio. m² Kollektorfläche. Die bereitgestellten Energiemengen bewegen sich zwischen 147 TWh/a (Variante 10) und 232 TWh/a (Variante 7); sie sind vom jeweiligen Technologiemitmix abhängig, da der energiebezogene CO₂-Entlastungsbeitrag je nach Technologie unterschiedlich ist. Die aufzubringenden Investitionen unterscheiden sich deutlich. Die technologiespezifischen Investitionsanteile können **Abb. 5** entnommen werden.

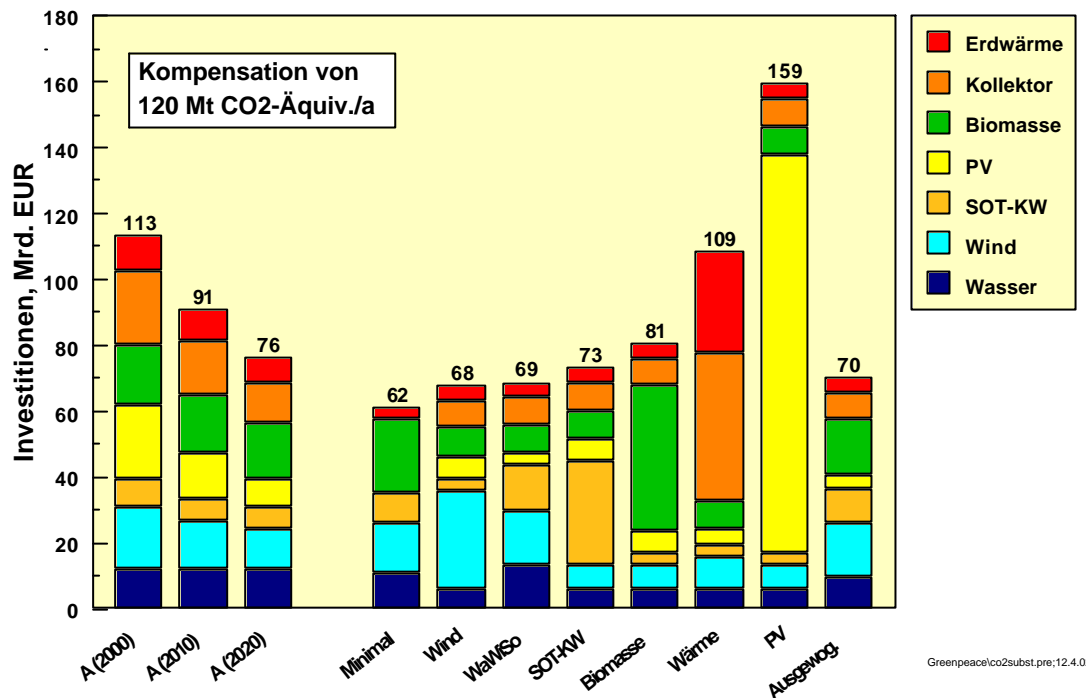
Tab. 4: Eckdaten der Varianten zur Kompensation von 120 Mt. CO₂-Äquiv./a innerhalb eines Jahrzehnts

Variante	Energieart	Installierte Leistung in MW el,th und in Mio. m ² Kollektorfläche	Kumulierte Investitionen Mrd. EUR	Bruttojahreskosten nach Ausbau Mio. EUR/a	Energiemenge TWh/a
A 2002	Strom	33 300	81	8 895	115,3
	Wärme	12 000 + 40 Mio. m ²	32	4 024	71,5
	Gesamt		113	12 919	186,8
A 2012	Strom		65	7 090	
	Wärme		26	3 340	
	Gesamt		91	10 430	
A 2022	Strom		55	5 910	
	Wärme		21	2 900	
	Gesamt		76	8 810	
Wind	Strom	40 100	55	7 010	117,4
	Wärme	6 000 + 20 Mio. m ²	13	1 642	35,8
	Gesamt		68	8 652	153,2
Sol. KW	Strom	37 900	66	7 095	126,2
	Wärme	6 000 + 20 Mio. m ²	13	1 642	35,8
	Gesamt		79	8 737	162,0
Biomasse	Strom	28 130	64	5 645	119,4
	Wärme	14 500 + 20 Mio. m ²	17	2 480	61,3
	Gesamt		81	8 125	180,6
Kollektoren und Erdwärme	Strom	25 250	55	6 440	98,1
	Wärme	11 000 + 110 Mio. m ²	54	6 730	133,8
	Gesamt		109	13 170	231,9
Photovoltaik	Strom	64 300	146	14 040	120,9
	Wärme	6 000 + 20 Mio. m ²	13	1 642	35,8
	Gesamt		159	15 682	156,7
Wasser + Wind + Sol. KW	Strom	35 200	56	6 550	120,7
	Wärme	6 000 + 20 Mio. m ²	13	1 642	35,8
	Gesamt		69	8 192	156,5
Minimal	Strom	33 000	58	6 270	128,2
	Wärme	5 600	4	600	15,8
	Gesamt		62	6 870	144,0
Ausgewogene V.	Strom	34 000	59	6 450	122,8
	Wärme	5 800 + 20 Mio. m²	12	1 610	36,3
	Gesamt		71	8 060	158,1

Die Bedeutung der durch große Märkte erreichbaren Kostendegressionen zeigen die drei ersten Balken, welche dieselbe Technikkombination mit heutigen Kosten und vermutlich um 2012 und 2022 erreichbaren Kosten darstellt. Insbesondere durch die angenommenen Kostensenkungen bei der Photovoltaik (Systemkosten für Si -Technologie von 6 150 EUR/kW auf 3 800 EUR/kW (2012) bzw. 2 300 EUR/kW (2022)), aber in ähnlicher Weise auch bei Kollektoren, sinken die erforderlichen Investitionskosten dieser Technikkombination von ursprünglichen 113 Mrd. EUR (heutige Kosten) um 20% auf 91 Mrd. EUR (Kosten 2012) und um 33 % auf 76 Mrd. EUR (Kosten 2022). Wenn auch mit Unsicherheiten verbunden, wurde für die weiteren Varianten für alle Technologien der Kostenstatus 2012 benutzt, um zum Ausdruck zu bringen, dass der hier unterstellte Ausbau zu Kostendegressionen führen

wird und Darlegungen allein mit den heutigen Kosten den erforderlichen Investitionsaufwand überschätzen.

Abb. 5: Erforderliche Investitionen in Anlagen zur Nutzung regenerativer Energien in verschiedenen Varianten der Kompensation von 120 Mt. CO₂ - Äquivalent.



Die Basisvariante stellt nicht den kostengünstigsten Technologiemiß dar. Dazu sind die Anteile der teuren Technologien Photovoltaik (insgesamt 3,7 GW), Solarkollektoren (insgesamt 40 Mio. m²) und Erdwärme (1 GW_{el} HDR; 5 GW_{th}) zu hoch. Reduziert man diese deutlich und gleicht die entstehenden Lücken mit den jeweils genannten Technologien aus (Varianten 4 bis 9), so lassen sich die Investitionskosten gegenüber der Vergleichsbasis (Variante 2) um rund 11% auf 81 Mrd. EUR verringern, wenn das Schwergewicht der Kompensation mit 60% der CO₂-Reduktion bei der Biomasse liegt (Variante 6). Liegt das Schwergewicht mit 57% bei Solarthermischen Kraftwerken (Variante 5), resultieren daraus um 20% geringere Investitionskosten, nämlich 73 Mrd. EUR. Der Wert kann auf 68 Mrd. EUR, also um 25% sinken, wenn das Schwergewicht auf die Windenergie gelegt wird (Variante 4). Eine ausgewogene Kombination von Wasserkraft, Windkraft und solarthermischen Kraftwerken (Variante 9) führt zu praktisch demselben Wert. Verzichtet man völlig auf Photovoltaik und auf solarthermische Kollektoren, so erreicht man mit 62 Mrd. EUR (- 30% gegenüber der Basisvariante) den geringsten Wert für die erforderliche Investitionssumme.

Die Variante 11 mit einem Investitionsvolumen von 70 Mrd. EUR ist in ihren Einzelheiten in **Tabelle 5** dargestellt. Diese Variante kann als „ausgewogene“ Variante bezeichnet werden, da sie den Schwerpunkt der Kompensation auf die kostengünstigen Technologien Wind, Biomasse, Wasserkraft und solarthermische Kraftwerke legt, aber den „zukunfts-fähigen“

Technologien Photovoltaik, Solarkollektoren und Erwärme noch ausreichend große Märkte ermöglicht. Sie führt im Jahr 2012 zu einer Photovoltaikleistung von 1 800 MW, was rund einem Drittel der bis 2012 vermutlich weltweit kumulierten Leistung bei einem kontinuierlichen Wachstum des Marktes von 15 %/a entspricht. Auch das Marktvolumen für Kollektoren ist beträchtlich gewachsen. Die kumulierte Menge beläuft sich in dieser Variante im Jahr 2012 auf 20 Mio. m². Hauptträger der Kompensation sind die Windenergie (38%) und die Biomasse (23%). Danach folgen solarthermische Kraftwerke (19%) und die Wasserkraft (11%). Der Beitrag der Erdwärme beläuft sich auf 4%, von Kollektoranlagen auf 3% und derjenige der Photovoltaik auf 2%. Durch die Kompensation werden insgesamt 1 300 PJ/a (45 Mio. t SKE/a) fossiler Energieträger verdrängt, davon 1 150 PJ/a in der Stromerzeugung. In der hier gewählten Aufteilung der fossilen Referenztechnologien sind dies im Strombereich 75% Steinkohle, 15% Erdgas und 10% Öl; im Wärmebereich sind es 75% Öl und 25% Erdgas. Es werden also insgesamt 860 PJ/a Steinkohle, 210 PJ/a Erdgas und 230 PJ/a Öl verdrängt und damit deren Emissionen vermieden. Zum Aufbau der REG - Technologien werden bis 2012 insgesamt 70 Mrd. EUR an Investitionen benötigt, also rund **7 Mrd. EUR jährlich**. Würde nur mit heutigen Kosten gerechnet, stiege dieser Wert auf 88 Mrd. EUR bzw. 8,8 Mrd. EUR/a. Der tatsächlich sich über 10 Jahre erstreckende Zubau dieses Technologiemixes erfordert also konkret Investitionskosten, die zwischen diesen beiden Werten liegen.

Die Ermittlung der Zusatzkosten dieses Zubaus im Vergleich zu der verfügbaren konventionellen Versorgung auf fossiler Basis erfolgt auf der Basis mittlerer anlegbarer Strom- und Wärmekosten. Dabei ist auf die Unsicherheit hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung der Energiepreise und der anzusetzenden Zinssätze hinzuweisen. Dies legt eine parametrische Darstellung nahe, aus der die Sensitivität gegenüber diesen Einflussgrößen ablesbar ist. Geht man in der **Basisvariante** von mittleren anlegbaren Kosten für Strom von 0,033 EUR/kWh und für Wärme von 0,036 EUR/kWh aus und unterstellt **real** konstante Kosten bis zum Jahr 2012, so kostet die in Tabelle 5 (Variante 11) charakterisierte Energieversorgung im Jahr 2012 – nach Tötigung aller Investitionen - rund **2,9 Mrd. EUR/a** mehr als eine äquivalente, auf fossiler Energie beruhende Versorgung (letzte Spalte in Tab. 5; berechnet mit einem Zinssatz von 6%); zwei Drittel der gesamten Jahreskosten in Höhe von 8,2 Mrd. EUR/a „trägt“ der Markt. Daraus resultieren mittlere (Netto-)Vermeidungskosten für 1t CO₂-Äquivalent von 24 EUR (Strom allein 22 EUR/t CO₂-Äquivalent, Wärme allein 44 EUR/t CO₂-Äquivalent).

Tab. 5: Aufwendungen zur Kompensation von 120 Mio. t CO₂-Äquivalent je Jahr: Investitionen; Bruttojahreskosten und Differenzkosten gegenüber einer Energieversorgung auf fossiler Basis in der „ausgewogenen“ Zubauvariante

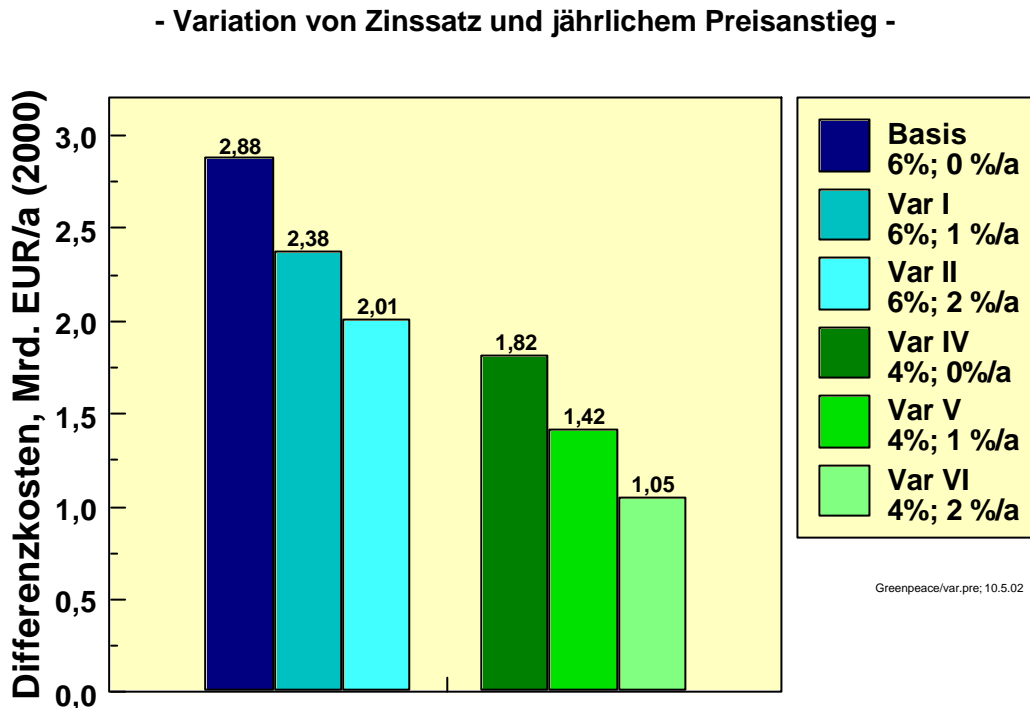
1) Stromerzeugung	Install. Leistung MWel,th	Gesamtanzahl CO ₂ -Äquiv. 1000 t/a	gesamte Energie GWh/a	Gesamt-investition Mio EUR	Bruttojahres-kosten *) Mio EUR/a	Anlegbare Kosten Mio EUR/a	absolute Diff.kosten Mio EUR/a
Wasserkraft, groß, Mod.	2000	11087	11000	7158	556	366	190
Wasserkraft, klein, Mod.	500	2512	2500	2556	199	83	115
Windenergie, Binnenland	2000	3379	3400	1841	282	113	169
Windenergie, Küste	8000	18472	18400	6954	1064	612	452
Windenergie, Offshore	6700	23636	23450	7708	1179	779	400
Solartherm. KW							
- rein solar	0	0	0	0	0	0	0
- hybrid (25% Gas)	8000	23252	26667	10226	1340	886	453
PV, Mitteleuropa							
- poly- Si	400	323	360	1023	94	12	82
- Dünnschicht	200	160	170	435	40	6	34
PV, hohe Einstrahl.							
- poly- Si	800	1177	1240	2045	189	41	147
- Dünnschicht	400	566	580	869	80	19	61
Erdwärme, Hot Dry Rock	500	3006	3000	1917	244	100	144
Biomasse - HKW/Dampf	1500	7440	7500	4985	145	249	-104
- BHKW/Vergasung	1500	7440	7500	3835	408	249	159
Biogas-BHKW	1000	6132	6000	4602	348	199	149
Steinkohle-Kraftwerke mit Biomassezufuhr.	2000	3396	12000	1943	471	399	72
Gesamt (Strom)	35500	111979	123767	58096	6637	4113	2524
2) Wärmeerzeugung							
Erdwärme, hydrothermal	2300	1892	5750	2352	276	206	70
Biomasseheizwerk	3000	2826	9000	1534	295	322	-27
Kollektoranlagen (1000 m ²)							
- Mitteleuropa, 50% sol.	10000	1218	7000	4090	483	251	233
- Südeuropa, 50% sol.	10000	2184	12000	4090	515	429	86
Gesamt (Wärme)		8120	33750	12066	1569	1208	361
Strom + Wärme		120098	157517	70162	8205	5321	2884
*) Abschreibungszeiten (a): Wasser 30; Wind 15; PV, Biomasse, Erdwärme 20; Koll 20, SOT-KW 20. Betrieb, Wartung (% Inv./a): Wasser 0,5 bzw. 1,0; Wind 5; SKW, Kollekt 2,0; PV 0,5; Erdwärme, Biomasse 4,0; Brennstoffkosten (cent/kWh): Gas (solar-hybrid) 1,28; Kohle 0,77; Biomasse: Mittelwert 1,02 Wärmegutschrift KWK: 3,6 cent /kWh; Anlegbarer Strompreis: 3,3 cent/kWh; anlegbarer Wärmepreis: 3,6 cent/kh							

Greenpeace/CO2-52.wk4;10.5.02

Der Unsicherheit der ökonomischen Parameter trägt **Abb. 6** Rechnung. Ein nicht unplausibler Energiepreisanstieg bis zum Jahr 2012 verringert die dann noch aufzubringenden Mehrkosten auf 2,4 Mrd. EUR/a (Var. I mit 1%/a mittlerer Preisanstieg) bzw. auf 2,0 Mrd. EUR/a (Var. II mit 2%/a). Eine Reduktion des Kapitalzinses bei konstanten Energiepreisen auf 4% (Var. III) hat mit 1,8 Mrd. EUR/a eine ähnliche Wirkung wie Var. II, schließlich führt die Kombination beider Veränderungen zu Differenzkosten von nur noch 1,4 Mrd. EUR (Var. IV) bzw. 1,0 Mrd. EUR (Var. V); also nur noch 35% der Differenzkosten der Basisvariante. Die tatsächlich

eintretenden Differenzkosten der Ausbaustrategie sind offensichtlich sehr sensibel gegenüber den Parametern Zinssatz und anlegbarer Preis.

Abb. 6: Veränderung der Differenzkosten nach dem Ausbau bei Variation von Kapitalzinssatz und Preisanstieg der anlegbaren Kosten der fossilen Energieversorgung.



Über das Jahr 2012 hinaus steigt die Wahrscheinlichkeit eines Preisanstiegs fossiler Energieträger und damit des weiteren Sinkens der bis zur Abschreibung der Anlagen aufzubringenden Differenzkosten immer mehr. (Mehr-) Investitionen in Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien zu einem frühen Zeitpunkt können also möglicherweise durch spätere Erlöse „kompensiert“ werden. Weitere Vorteile können sich durch eine Marktführerschaft in den entsprechenden Technologien ergeben und durch möglicherweise günstigeren Zugriff auf weitere „Zukunftstechnologien“ zur Nutzung regenerativer Energien (z.B. Wasserstofftechnologien). Diese Vorteile sind allerdings gegen die Langfristigkeit des Kapitalrückflusses bei obiger beispielhaft dargestellter Kompensationsstrategie und gegen die Ungewissheit zukünftiger Preisanstiege fossiler Energieträger abzuwägen.

Hinter der dargestellten Kompensationsstrategie verbirgt sich eine beträchtlich beschleunigte Marktausweitung aller wesentlichen REG - Technologien. Geht man von einem Zehnjahreszeitraum aus, so verlangt die Umsetzung dieser Strategie auf der Stromseite einen **jährlichen Zubau von 3 350 MW_{el}** Kraftwerkskapazität auf regenerativer Basis (250 MW_{el} Wasserkraft, 1 670 MW_{el} Wind, 800 MW_{el} Solarthermische Kraftwerke, 180 MW_{el} Photovoltaik, 50 MW_{el} Erdwärme-HDR und 400 MW_{el} Biomasse) sowie die jährliche Umrüstung von 200 MW_{el} Steinkohlekraftwerke auf Biomassezuführung. Im Wärmebereich lauten die jährlichen Zubauwerte 300 MW_{th} Biomassezuführung, 230 MW_{th} Erdwärmeversorgungen und die Installation von 2 Mio. m²/a Kollektorfläche. Dabei ist nicht die absolute Größe das Problem. Schließlich werden weltweit jährlich rund 100 GW

Kraftwerkskapazität errichtet. Lediglich 3 % davon müssten daher dem REG - Markt zugeführt werden. In entsprechender Relation liegen die erforderlichen Investitionsvolumina. Die größere Herausforderung stellt jedoch die erforderliche rasche Ausweitung der Produktionskapazitäten der REG -Technologien, die aufzubauende Logistik für die Errichtung der Anlagen in zahlreichen Ländern und ihr sachgemäßer Betrieb und die Wartung dieser teilweise noch neuartigen Anlagen dar. Zwar werden derzeit weltweit jährlich rund 5 500 MW/a Windkraft installiert (davon allein in Deutschland 2 600 MW), jedoch hat es rund ein Jahrzehnt gedauert, diese Umsätze – bei zumindest in Deutschland sehr günstigen energiepolitischen Randbedingungen – zu erreichen. Für noch nicht in diesem Umfang im Markt befindliche Technologien ist daher der Zeitraum von einem Jahrzehnt knapp bemessen.

Derartige Einstiegsschritte sind andererseits eine notwendige Voraussetzung, wenn die teilweise ehrgeizigen globalen Langfristszenarien, (z.B. Shell 1995; WEC 1998) welche teilweise von REG - Anteilen zwischen 35 und 60% % im Jahr 2052 ausgehen, eine realistische Aussicht auf Verwirklichung haben sollen.

6. Finanzierung

6.1 Die Finanzierungsdimension

In den vorstehenden Abschnitten sind unterschiedliche Investitionsstrategien beschrieben worden, deren Realisierung eine Minderung der CO₂-Emissionen um rund 103 Mio. t pro Jahr bzw. der CO₂-Äquivalente um etwa 120 Mio. t pro Jahr erlauben würden. Das Programm soll über 10 Jahre (bis zum Jahre 2012) umgesetzt sein. Die dabei zu veranschlagenden Finanzierungsdimensionen sind noch einmal in Tabelle 6 zusammenfassend dargestellt. Zur besseren Vergleichbarkeit mit den wirtschaftlichen Daten der Mineralölkonzerne sind die Angaben in Euro zugleich (mit einem aktuellen Wechselkurs vom Mai 2002) in US-Dollar umgerechnet worden.

Tab. 6: Überblick über die Finanzierungsdimensionen der vorgeschlagenen REG-Kompensationsstrategie im Basisfall (vgl. Tabelle 5)

	Einheit	Strom	Wärme	Summe
Investitionsvolumen	Mrd. EUR	58,1	12,1	70,2
Investitionsvolumen pro Jahr (10 a)		5,8	1,2	7,0
Bruttojahreskosten	Mrd. EUR/a	6,64	1,57	8,21
Anlegbare Kosten pro Jahr		4,11	1,21	5,32
Mehrkosten pro Jahr		2,53	0,36	2,89
Wechselkurs (Mai 2002)	EUR/US-\$	0,90	0,90	
Investitionsvolumen	Mrd. US-\$	52,3	10,9	63,1
Investitionsvolumen pro Jahr (10 a)		5,2	1,1	6,3
Bruttojahreskosten	Mrd. US-\$/a	6,0	1,4	7,4
Anlegbare Kosten pro Jahr		3,7	1,1	4,8
Mehrkosten pro Jahr		2,3	0,3	2,6
Nachrichtlich: Untere Variante der Mehrkosten im Jahre 2012 ¹⁾		xxxxx	xxxxx	0,9
¹⁾ Zinssatz von 4 % und Erhöhung der anlegbaren Kosten der fossilen Energieversorgung um 2 % pro Jahr (vgl. Abb. 6)				

Versteht man in großer Vereinfachung die vier hier betrachteten Mineralölkonzerne als idealisierten Gesamtinvestor, so ist von diesem ein Investitionsvolumen von insgesamt gut 63 Mrd. US \$ zu bewegen, pro Jahr also 6,3 Mrd. US \$. Bei Bruttojahreskosten von 7,4 Mrd. US \$ werden nach den Ergebnissen der Berechnungen im Kapitel 5 die anlegbaren ("konkurrenzfähigen") Jahreskosten auf 4,8 Mrd. US \$, somit die darüber hinausgehenden jährlichen Mehrkosten auf 2,6 Mrd. US \$ veranschlagt. Übertragen auf die jährlichen Investitionskosten würde deren wirtschaftlicher Teil rund 4 Mrd. US \$ pro Jahr betragen.

Es sind allerdings - wie in Kapitel 5.2 gezeigt wurde - auch Annahmenkonstellationen denkbar, die zu einer erheblich besseren wirtschaftlichen Bewertung der REG-Systeme führen. So wäre unter günstigen Randbedingungen im Jahre 2012 mit Mehrkosten in einer Größenordnung von rund 0,9 Mrd. US \$ zu rechnen (vgl. Abb. 6).

Die Frage ist, ob daraus unlösbare Finanzierungsprobleme resultieren. Dazu werden vier verschiedene Finanzierungsformen, die in der Praxis einander nicht ausschließen, sondern in einer geeigneten Mischung zum Einsatz kommen, diskutiert.

6.2 Einige Randbedingungen

Im folgenden sollen einige Randbedingungen beleuchtet werden, die im Zusammenhang mit Fragen der Finanzierung der Aktivitäten im Bereich der erneuerbaren Energien stehen, zu denen sich die Mineralölkonzerne im Rahmen der hier vorgeschlagenen Selbstverpflichtung bereit erklären sollen.³⁸

1. Wodurch die Unternehmen letztlich zu einer solchen Selbstverpflichtung veranlasst werden, soll nicht weiter untersucht werden; sie wird hier vereinfachend als verbindlich und wirksam eingegangen unterstellt. Eine solche Annahme ist aber auch begründbar, denn aufgrund der bisherigen Aktivitäten einiger Mineralölfirmer (vgl. oben) spricht einiges dafür, dass den Konzernen schon im eigenen langfristigen unternehmerischen Interesse daran gelegen sein muss, mit den erneuerbaren Energien neue strategische Geschäftsfelder zu eröffnen.³⁹ Im übrigen sollte die Bereitschaft, Klimaschutzpolitische Maßnahmen auch aus Gründen der Produkthaftung sowie aus moralischer Verantwortung heraus ergreifen zu wollen, nicht unterschätzt werden.⁴⁰ Unabhängig von der jeweiligen Motivation zum Handeln stellen sich aber von der Finanzierungsseite für die Unternehmen bei der Umsetzung der Selbstverpflichtung keine prinzipiell neuen Fragen.
2. Annahmegemäß werden die Finanzierungsüberlegungen nicht durch eine Beeinträchtigung im Kerngeschäft tangiert. Durch die in Kapitel 5 beschriebene Strategie zur Reduzierung der CO₂-Emissionen durch den zusätzlichen Einsatz von erneuerbaren Energien soll die im Referenzfall zu erwartende Zunahme des Ölabsatzes nicht gemindert werden. Daher entstehen auch keine Absatz- oder Gewinneinbußen. Sekundärwirkungen der Kompensationsstrategie resultieren allerdings daraus, dass durch die Nutzung der erneuerbaren Energiequellen ein ansonsten anderweitig zu deckendes Energieangebot in einer Größenordnung von jährlich 1 300 PJ verdrängt wird. Daran sind das Mineralöl mit knapp 230 PJ, die Steinkohlen mit etwa 860 PJ und das Erdgas mit 210 PJ beteiligt (vgl. Kapitel 5.2). Als Folge der Nutzung der ins Auge gefassten Systeme erneuerbarer Energiequellen dürften demnach überwiegend andere Energieträger als Mineralölprodukte substituiert werden; die Substitutionsverluste des Mineralöls können auf 5,4 Mio. Öltonnen (toe) pro Jahr veranschlagt werden, woran die vier hier betrachteten Ölkonzerne bei einer Verteilung entsprechend ihrer Marktanteile mit 3,6 Mio. t beteiligt werden. Die

³⁸ Hier sollen nicht die vielfach vorgetragenen Bedenken gegen derartige Selbstverpflichtungen wiederholt werden. In jedem Falle muss aber vorausgesetzt werden können, dass auf diesem Wege Maßnahmen durchgeführt werden, die es ohne eine solche SV nicht gegeben hätte (Prinzip der Zusätzlichkeit).

³⁹ Vgl. dazu auch F. Vahrenholt (1998).

⁴⁰ Vgl. dazu beispielhaft E. J. P. Browne (1990).

davon ausgehende Minderung der Erlöse und erst recht diejenige der Gewinne (als Quelle der Eigenfinanzierung) sind vernachlässigbar gering, so dass sie im folgenden unberücksichtigt bleibt.

3. Bei der Frage nach den Finanzierungsmöglichkeiten der REG-Strategie seitens der Mineralölkonzerne sollen *direkte* staatliche Fördermaßnahmen außer Betracht bleiben, da dies den Blick vom eigentlichen Anliegen dieser Untersuchung ablenken würde. Das schließt nicht aus, dass auch die Ölkonzerne die in den einzelnen Ländern existierenden Fördermaßnahmen für erneuerbare Energiequellen in Anspruch nehmen können. Unabhängig davon sind aber *indirekte steuerliche Effekte* nicht zu vernachlässigen. Legt man die jährlichen Mehrkosten in Höhe von insgesamt 2,6 Mrd. US \$ (Variante: 0,9 Mrd. US \$) als gewinnmindernd zugrunde und berücksichtigt einen durchschnittlichen Steuersatz von rund 40 % (bezogen auf den Gewinn vor Steuern), so reduziert sich der Gewinn nach Steuern lediglich um 1,5 Mrd. US \$/a (0,6 Mrd. US \$/a). Insoweit würde sich der Staat mit 1,1 Mrd. US \$/a (0,3 US \$/a) an den zunächst entstehenden Mehrkosten beteiligen, so dass sich die Finanzierungsdimensionen entsprechend niedriger darstellen.
4. Wesentlich für die Bewertung der Finanzierungsmöglichkeiten der vorgeschlagenen Aktivitäten ist auch die Frage, ob von der Existenz international verbindlicher und einklagbarer Emissionsreduktionsverpflichtungen mit der Möglichkeit eines Emissionshandels ausgegangen werden kann oder nicht. Unter den Annahmen verbindlicher Reduktionsziele und eines Emissionshandels könnten die Konzerne die durch ihre Aktivitäten "eingesparten" CO₂-Emissionen verkaufen, so dass sie die Mehrkosten über die aus dem Emissionshandel resultierenden Erlöse finanzieren könnten. Solange es aber keine rechtlich verbindlichen und einklagbaren Verpflichtungen gibt, ist ein solches (Re-)Finanzierungsinstrument praktisch nicht einsetzbar. Da auf internationaler Ebene entsprechende Vereinbarungen über den Emissionshandel noch ausstehen - obwohl deren Realisierung zunehmend wahrscheinlicher wird, wie etwa eine entsprechende EU-Richtlinie signalisiert-, soll eine solche Möglichkeit im weiteren außer Betracht bleiben.
5. Eine nicht minder wichtige Frage ist auch, auf welche Weise die Konzerne letztlich aktiv werden sollen. Sollen sie die einzelnen REG-Systeme selbst produzieren und sie dann an die potentiellen Investoren/Betreibern zu marktüblichen Konditionen verkaufen? Sollen sie als Investor selbst Windkraft-, Photovoltaik- und Biomasseanlagen u.ä. betreiben und insoweit unmittelbar als Anbieter erneuerbarer Energieträger auf dem Markt auftreten? Sollen Sie über "Regenerativ-Börsen" Investitionen bei Dritten anreizen? Sollen die konzernzugehörigen Tankstellenbetreiber sich, analog zum üblichen Kraftstoffvertrieb, unter der technologischen Führerschaft der Konzerne an den Aktivitäten beteiligen?

Für die weiteren Überlegungen wird unterstellt, dass die Konzerne die Systeme zur Nutzung erneuerbarer Energien wie ein normales Produkt (also wie Öl oder Erdgas) behandeln und sie nach den üblichen Regeln der (Markt-)Kunst verkaufen (wie die Beispiele der Investitionen der Konzerne in Solarfabriken zeigen, deren Produkte - etwa PV-Module oder PV-Anlagen - dann am Markt angeboten werden). Unabhängig davon können die Mineralölkonzerne aber auch selbst als Investoren und Betreiber der Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien auftreten. Für beide Wege spielen aus Sicht der

Konzerne strategische Gesichtspunkte zugunsten einer langfristigen Erschließung neuer Märkte eine wesentliche Rolle. Eine solche Strategie verfolgen offenkundig Shell und BP/Amoco, die durch das frühe Einsteigen in heute oft noch nicht wettbewerbsfähige Systeme zur Nutzung erneuerbarer Energien den Boden für künftige profitable Investitionen bereiten. Insofern dienen die heutigen Finanzierungsanstrengungen der zeitlichen Überbrückung zu einer sich selbst tragenden Marktbehauptung erneuerbarer Energien.

6. Abgesehen von den zuvor skizzierten Fragen ist die Bewertung der Wirtschaftlichkeit der in das Kompensationsbudget einbezogenen erneuerbaren Energiequellen von Bedeutung nicht nur für die generell verfolgten Unternehmensstrategien sondern auch für die Finanzierung. Für sich genommen "wirtschaftliche" Investitionen sind zweifellos leichter zu finanzieren als solche, die auf dem Markt (noch) nicht konkurrenzfähig sind. In diesem Sinne stellen die hier veranschlagten Mehrkosten für die REG-Systeme für die Unternehmen eine große Herausforderung dar. Zumal zu bedenken ist, dass bei der Berechnung dieser Mehrkosten grundsätzlich von den "life cycle costs" der erneuerbaren Energiesysteme ausgegangen worden ist und insoweit das einzelwirtschaftliche Kalkül, das im allgemeinen wesentlich höherer Amortisationsansprüche (und damit deutlich kürzerer Amortisationszeiten) fordert, weitgehend unberücksichtigt geblieben ist. Wenn aber die ausschließlich privatwirtschaftlich agierenden Mineralölkonzerne als die zentralen Akteure angesehen werden, so darf die weitere Argumentation auch die Ebene des einzelwirtschaftlichen Kalküls nicht übersehen.

6.3 Mögliche Finanzierungsformen

Zur Finanzierung der hier vorgeschlagenen Investitionen in Systeme zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen durch die Mineralölkonzerne kommen im wesentlichen vier Möglichkeiten in Betracht: Finanzierung aus dem Eigenkapital, Finanzierung aus Fremdkapital, Finanzierung über Preisaufschläge auf die traditionellen Absatzprodukte sowie Mitfinanzierung seitens der Vertriebspartner der Konzerne.

- (1) Grundsätzlich erscheint eine *Finanzierung aus dem Eigenkapital* der Mineralölkonzerne durchaus denkbar, wenn man sich die Dimensionen der zu finanzierenden Investitionen in REG-Systeme vergegenwärtigt. Bei dem Kompensationsprogramm handelt es sich für die kommenden zehn Jahre um ein jährliches Investitionsvolumen in Höhe von rund 6,3 Mrd. US \$ und um jährliche Mehrkosten von 0,9 bis 2,6 Mrd. US \$. Vergleicht man diese Zahlen mit einigen wesentlichen Kenndaten bei den hier betrachteten vier großen Mineralölkonzernen für 2001 (unterstellt also, dass sich etwa Gewinne und ursprüngliche Investitionen in dem Untersuchungszeitraum bis 2012 real nicht signifikant ändern), so zeigt sich folgendes Bild (Tabelle 7):

Tab. 7: Relationen des REG-Investitionsprogramms der vier ausgewählten Mineralölkonzerne zu deren wirtschaftlichen Kenngrößen für 2001

	Umsatz	Gewinn vor Steuern	Steuern	Gewinn nach Steuern	Investitionen
Mrd. US-\$					
ExxonMobil	213,5	24,1	9,0	15,1	8,2
Shell	177,3	19,9	9,0	10,9	11,8
BP/Amoco	174,2	13,1	5,0	8,1	11,7
TotalFinaElf	94,3	11,4	4,6	6,9	9,5
Total	659,3	68,6	27,7	40,9	41,1
REG-Investitionsprogramm in Mrd. US-\$ (vgl. Tabelle 6)					
Investitionsvolumen pro Jahr	6,3		nicht aussagekräftig	3,8	6,3
Jährliche Mehrkosten ¹⁾	2,6		nicht aussagekräftig	1,5	2,6
" " Variante ^{1) 2)}	0,9		nicht aussagekräftig	0,6	0,9
REG-Investitionsprogramm in % des jeweiligen Wertes der Konzerne					
Investitionsvolumen pro Jahr		9,2	nicht aussagekräftig	9,2	15,3
Jährliche Mehrkosten ¹⁾	nicht aussagekräftig	3,8	nicht aussagekräftig	3,8	6,3
" " Variante ^{1) 2)}	nicht aussagekräftig	1,4	nicht aussagekräftig	1,4	2,3
Anmerkungen zu den Bezeichnungen in den jeweiligen Geschäftsberichten: Umsatz = total revenue (Exxonmobil); group turnover (BPAmoco), sales proceeds (Shell), sales (TotalFinaElf); Gewinn vor Steuern = income before income taxation (Exxonmobil; Shell), profit before taxation (BPAmoco), total operating income (TotalFinaElf); Gewinn nach Steuern = income after taxation ((Exxonmobil), profit after taxation (BPAmoco), net income (Shelle; TotalFinaElf); Investitionen = net cash used in investing activities (Exxonmobil; BPAmoco), capital investments (Shell), gross capital expenditures (TotalFinaElf). Im Übrigen beziehen sich alle Angaben auf den jeweiligen Konzern, beschränken sich also nicht allein auf die energiebezogenen Finanzströme. ¹⁾ Bei Bezug auf die Größe "Gewinn nach Steuern" müssen die um die "Steuerersparnisse" bereinigten jährlichen Investitionen bzw. Mehrkosten zugrunde gelegt werden. Dadurch bleiben die Relationen bezogen auf den Gewinn vor und nach Steuern gleich.- ²⁾ Untere Variante: Zinssatz von 4 % und Erhöhung der anlegbaren Kosten der fossilen Energieversorgung um 2 % pro Jahr. Quellen: Geschäftsberichte der Unternehmen; Nitsch; eigene Berechnungen.					

- Gemessen am Investitionsvolumen der vier Konzerne machen die jährlichen Investitionsaufwendungen in die erneuerbaren Energien etwa 15 % aus.
 - Setzt man die erwarteten jährlichen Mehrkosten ins Verhältnis zu den gegenwärtig ausgewiesenen Gewinnen, so bewegen sich die Relationen nur noch in einer Bandbreite zwischen knapp 1,4 und 3,8 %. Selbst bei einer vollständigen Finanzierung der jährlichen Mehrkosten würde die Eigenkapitalrendite der Konzerne lediglich um Bruchteile gemindert werden. Dabei bleibt noch völlig offen, in welchem Umfang im Bereich der Stillen Reserven bereits Vorsorge für die Finanzierung derartiger strategischer Investitionen getroffen worden ist.
- (2) Grundsätzlich kommt natürlich auch eine Finanzierung aus Fremdkapital in Betracht. Rechnet man für diesen Fall mit einem Fremdkapitalzins von etwa 10 % bei einer Laufzeit von 10 Jahren, so würden sich ohne Berücksichtigung zurückfließender Erlöse aus dem Investitionsvorhaben bei einem zu finanzierenden Investitionsvolumen von insgesamt

63,1 Mrd. US \$ jährliche Rückzahlungsverpflichtungen (Tilgung und Verzinsung) in Höhe von rund 10 Mrd. US \$ ergeben. Setzt man unter sonst unveränderten Annahmen nur den nicht-rentablen Teil der Investitionen als über Fremdmittel zu finanzieren an (der rentable Teil finanziert sich über die entsprechenden Markterlöse), so würden sich Tilgung und Verzinsung pro Jahr auf rund 3,6 Mrd. US \$ belaufen, also auf knapp 9% des Gewinns der Unternehmen nach Steuern. Die Eigenkapitalrendite würde nur wenig stärker als im Fall der Finanzierung aus dem Eigenkapital gemindert.

- (3) Grundsätzlich besteht natürlich die Möglichkeit, dass die Konzerne die aus der vorgeschlagenen Selbstverpflichtung resultierenden Mehrkosten über Preisauflschläge auf ihre Absatzprodukte finanzieren. Legt man die Mehrkosten mit 0,9 bis 2,6 Mrd. US \$/a und das Verkaufsvolumen der vier Unternehmen mit insgesamt 23,6 Mio. bbl/d (vgl. Tabelle 1) zugrunde, so würde sich bei einer vollständigen Überwälzung eine Preiserhöhung von umgerechnet knapp 0,1 bis 0,2 Eurocent je Liter ergeben. Gemessen an den Endverbraucherpreisen fällt dies zweifellos nicht ins Gewicht. Nicht sicher ist allerdings, ob die Struktur der Mineralölproduktenmärkte es zulässt, selbst solche geringfügig erscheinenden Preissteigerungen in einem Alleingang dieser vier Unternehmen durchzusetzen- ganz abgesehen von der kartellrechtlichen Problematik dieser Vorstellung. Die rasch zunehmenden Unternehmenszusammenschlüsse gerade auch auf dem Mineralölmarkt lassen diese Möglichkeit für die Zukunft aber als realistischer erscheinen, als sie es heute ist. Mit der wachsenden Marktmacht gerade der hier betrachteten Ölkonzerne dürften sich auch die Preissetzungsspielräume vergrößern. Im übrigen könnte ein solch abgestimmtes Verhalten, das ausdrücklich und nachvollziehbar dem auch international vereinbarten Schutz des globalen Klimas dient, künftig als weniger problematisch erscheinen als wenn es unter den Blicken einer funktionierenden Missbrauchsaufsicht über das Verhalten von Unternehmen auf oligopolistischen Märkten stattfinden würde. Außerdem erscheint es als nicht ausgeschlossen, mit dem werblichen Hinweis auf die Aktivitäten im Bereich der erneuerbaren Energiequellen - analog zum "green pricing" bei Stromversorgungsunternehmen- bei den Kunden eine Bereitschaft zu einer für sie überdies kaum fühlbaren Preiserhöhung zu erreichen.
- (4) Als weitere Finanzierungsmöglichkeit wäre schließlich daran zu denken, die Vertriebspartner der Ölkonzerne - nach dem Vorbild der konzernabhängigen Tankstellen- zur (Mit-)Finanzierung heranzuziehen, zumal nicht auszuschließen ist, dass sich deren Wettbewerbsposition im Gefolge ihres und des erkennbaren positiven Engagements der "Mütter" bei den erneuerbaren Energiequellen tendenziell verbessert. Diese Vertriebspartner könnten sich auch deshalb anbieten, weil ein großer Teil der erneuerbaren Energiequellen ohnehin eine sehr dezentrale Nutzung erfordern, so dass ein wichtiger Schlüssel zum Erfolg in der kundennahen Vertriebs- und Servicestruktur zu vermuten ist. In diesen Fällen bieten sich Franchising-Systeme geradezu an. Die eigentliche Investition der Konzerne besteht dann lediglich in der absatztechnischen Aufbereitung für die formal unabhängig agierenden Vertriebspartner, die die notwendigen Hardware-Investitionen in ihrem Bereich auf eigene Rechnung (ggf. ebenfalls mit Hilfe von Preisauflschlägen auf ihre Absatzprodukte) finanzieren.

6.4 Fazit

Die den vier großen multinationalen Mineralölkonzernen vorgeschlagene Selbstverpflichtung soll einen Beitrag zum Klimaschutz leisten. Dazu sollen die Aktivitäten im Bereich der erneuerbaren Energiequellen erheblich ausgeweitet werden, um damit nicht zuletzt auch die Voraussetzungen für eine langfristig selbsttragende Entwicklung bei diesen, im allgemeinen klimaverträglichen Energiequellen zu verbessern. Für eine Übergangszeit ist allerdings anzunehmen, dass die Systeme zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen aus einzelwirtschaftlicher Sicht vielfach noch nicht konkurrenzfähig sind. Insoweit müssen die Konzerne im Rahmen ihrer Selbstverpflichtung gewisse Vorleistungen auch bei der Finanzierung der entsprechenden Investitionsaktivitäten erbringen.

Trotz des vergleichsweise niedrigen Gewichts, das die erforderliche REG-Strategie gemessen an den zitierten wirtschaftlichen Kenngrößen der vier Konzerne einnimmt, ist offen, ob die Vorstände der Unternehmen dem hier entwickelten Vorschlag einer jeweils vollständigen Finanzierung aus Eigenkapital oder aus Fremdkapital folgen werden. Sofern die Finanzierung auch der nicht-rentablen Teile des Kompensationsprogramms auf dem Markt nicht durchgesetzt werden kann, müssen zumindest vorübergehend Gewinnschmälerungen hingenommen werden. In diesem Zusammenhang deutet aber ein Zitat der Exxon darauf hin, dass dazu kaum Bereitschaft besteht. So heißt es in einer Botschaft an die shareholder: "Maximizing shareholder value is the guiding principle for all we do in managing and operating your company."⁴¹ Andererseits könnte (abgesehen von der Wahrnehmung einer moralischen Verantwortung und der Produktverantwortung) die Einsicht in die langfristigen Umstrukturierungszwänge in der Energieversorgung die Mineralölkonzerne veranlassen, aus strategischen Gründen den Weg in Richtung der erneuerbaren Energien selbst mitzubestimmen. Hieraus resultierende "first mover advantages" sollten nicht unterschätzt werden. Sich rechtzeitig auf einem aussichtsreichen Zukunftsmarkt zu etablieren, lässt eine Relativierung der für eine Übergangszeit möglicherweise verlustbehafteten Finanzierung zu. Die Finanzierungsprobleme für das hier vorgeschlagene Kompensationsprogramm sollten indes nicht überschätzt werden.

Wesentlich an der hier vorgeschlagenen Selbstverpflichtung ist im übrigen die Tatsache, dass es den Unternehmen überlassen bleiben sollte, welche Strategie zugunsten der erneuerbaren Energien sie letztlich wählen wollen. Der hier vorgestellte Mix erscheint dabei zwar gerade unter ökonomischen Aspekten attraktiv, doch kann er natürlich nicht als verbindlich angesehen werden. Es muss den Konzernen überlassen bleiben, die aus ihrer Sicht wirtschaftlichste Strategie zu wählen und dafür die ihnen zur Verfügung stehenden Instrumente flexibel einzusetzen. Es soll den Konzernen möglich sein, im Rahmen der von ihnen eingegangenen Selbstverpflichtung die dazu notwendigen Investitionen an dem Ort und zu der Zeit zu tätigen, wie sie es für sinnvoll halten. Allerdings wird dazu ein überprüfbares Monitoring notwendig bleiben.

Wenn und da es richtig ist, dass die Ressourcen der fossilen Energieträger endlich sind und deren Verbrennung deshalb, insbesondere aber auch aus Gründen des Klimaschutzes, in Zukunft deutlich reduziert werden muss, sind nachhaltige Strukturänderungen in der weltweiten Energieversorgung zwingend. Die erneuerbaren Energiequellen werden bei

⁴¹ Vgl.: http://www.exxon.com/exxoncorp/news/publications/97_fo/letter.html

diesem Prozess eine entscheidende Rolle spielen (müssen). Ressourcen- und klimaschutzpolitisch fühlbar gemachte Knappheiten der Nutzung fossiler Energieträger werden sich früher oder später auch in deren Preisen niederschlagen. Kostenreduktionen bei Systemen zur Nutzung erneuerbarer Energiequellen auf der einen Seite, Preissteigerungen der konkurrierenden konventionellen Systeme auf der anderen Seite werden längerfristig die erneuerbaren Energiequellen auf eine auch aus einzelwirtschaftlicher Sicht wirtschaftliche Basis stellen. Durch einen zeitigen Einstieg können die Ölkonzerne sich selbst den Boden für künftige profitable Investitionen bereiten. Langfristig dürften daher die heutigen Finanzierungsvorleistungen die wirtschaftliche Position der Unternehmen eher stärken als schwächen. Derartige strategische Entscheidungen in Verbindung mit der zu fordernden Wahrnehmung der moralischen Verantwortung wie der Produktverantwortung sollten Anreiz genug sein, den hier mit der Selbstverpflichtung vorgezeichneten Weg zu beschreiten und die dafür erforderliche Finanzierung zu übernehmen, zumal sich die in diesem Zusammenhang stehenden Probleme in engen Grenzen halten.

Literatur

- BP (2002): Performance for all our futures. Annual Accounts 2001.
<http://www.bp.com/downloads/940/annualaccounts2001.pdf> (23.04.02)
- BP (2002a): Climate Change.
http://www.bp.com/environ_social/environment/climate_change/index.asp (15.05.2002)
- BP (2001): BP Statistical Review of World Energy 2001.
<http://www.bp.com/downloads/702/BPwebglobal.pdf> (23.04.02)
- Browne, E. J. P. (1990): Der globale Klimawandel: Die Handlungsoptionen der Politik. Rede im Abgeordnetenhaus von Berlin am 30. September 1998.
- Campbell, C.J. (1991): The Golden Century of Oil 1950-2050 – The Depletion of a Resource. Dordrecht et al.: Kluwer Academic Publishers.
- ChevronTexaco (2002): Annual Report 2001. http://www.chevrontexaco.com/investor/annual/2001/chevrontexaco_01ar.pdf (24.04.2002)
- De Segundo, Karen (2001): Renewable energy needs to be sustainable too. Speech on the 6th Annual Greenpeace Business Conference. <http://www2.shell.com/home/Framework?siteId=rw-br> (14.05.2002)
- Diekmann, Jochen (2002): Förderung der Windenergie erfolgreich. *DIW Wochenbericht*, Vol. 69, No. 9/2002, 154-161.
- EIA (2002): International Energy Outlook 2002. DOE/EIA-0484(2002). Washington, DC: Energy Information Administration.
- ENI (2002): Annual Report 2001. Eni's way. http://www.eni.it/english/notizie/rapporti/ar_01/eni_annual_report_2001.pdf (24.04.2002)
- Estrada, J., K. Tangen und H. O. Bergesen (1997): Environmental Challenges Confronting the Oil Industry. Sussex: John Wiley.
- European Commission (1999): Energy in Europe. Economic Foundations for Energy Policy. Special Issue – December 1999. The Shared Analysis Project. Bruxelles: European Commission.
- ExxonMobil (2002): Staying the course... - Yesterday, Today and Tomorrow. 2001 Summary Annual Report. Irving, Texas: ExxonMobil.
- ExxonMobil (2001): Global Climate Change. ExxonMobil Views. April 2001.
www.exxonmobil.com/files/corporate/climatetalkingpoints.pdf (14.05.2002)
- ExxonMobil (2001a): Global Climate Change. The Op-Ed Series.
http://www.exxonmobil.com/news/publications/c_global_climate_change/c_oped.pdf (14.05.2002)
- Grubb, Michael, Christiaan Vrolijk and Duncan Braak (1999): The Kyoto Protocol. A Guide and Assessment. London: Earthscan Publications Ltd.
- IEA (2001): World Energy Outlook 2000. Paris: OECD/International Energy Agency.
- IIASA and WCE (1998): Global Energy Perspectives. Cambridge, New York: Cambridge University Press.
- 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. Cambridge und New York: Cambridge University Press.

- IPCC (2001a): *Climate Change 2001. Impacts, Adaptation, and Vulnerability. Contribution of Working Group II to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge und New York: Cambridge University Press.
- IPCC (2000): *Special Report on Emissions Scenarios. A Special Report of Working Group III of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Cambridge und New York: Cambridge University Press.
- Lewis, Rachel (2001): *BP: Greenhouse Gas Targets and Emissions Trading*. In: Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety: *Emissions Trading and Joint Implementation as a Chance for the Central and East European Countries*.
<http://www.wupperinst.org/Publikationen/TerraTec2001-Dokumentation/index.html> (13.05.2002)
- Luhmann, Hans-Jochen (2000): Rezension von: Javier Estrada et al: *Environmental Challenges Confronting the Oil Industry*. Chichester: John Wiley 1997. *Zeitschrift für Umweltpolitik & Umweltrecht* (ZfU), Jg. 23, Heft 2, S. 296 – 298.
- Lyttelton, Deborah (1992): *Financial Times Oil and Gas International Year Book 1993*. Harlow, Essex: Longman.
- Mansley, Mark (2002): *Risking Shareholder Value? ExxonMobil and Climate Change. An Investigation of Unnecessary and Missed Opportunities*. A Claros Discussion Paper. May 2002.
<http://www.campaignexxonmobil.org/pdf/RiskingValue.pdf> (10.05.2002)
- Marathon Oil Corporation (2002): *2001 Annual report. Focused on sustainable value growth*.
<http://www.marathon.com/content/released/marathon2001Sm-4.pdf> (13.05.2002)
- Marheineke, T., W. Krewitt und R. Friedrich (1998): *Total Greenhouse Gas Emissions from Electricity Generating Systems based on Fossil Fuels with geographic reference to Germany*. Paper for the Advisory Group meeting on the Assessment of Greenhouse Gas Emissions of the Int. Atomic Energy Agency (IAEA); Vienna, June 2-5, 1998.
- Mineralölwirtschaftsverband (2002): *MWV aktuell. Der monatliche Informationsdienst für Wirtschaft und Politik*. Nummer 3/02, 26.März 2002. Hamburg: MWV. <http://www.mwv.de/mwv/aktuell.pdf> (24.04.02)
- Mineralölwirtschaftsverband (2001): *Mineralöl-Zahlen 2000*. Hamburg: MWV.
<http://www.mwv.de/mwv/MZ.pdf> (24.04.02)
- Nitsch, J., C. Rösch, M. Nast, M. Pehnt und F. Trieb (2001): *Schlüsseltechnologie Regenerative Energien. Teilbericht im Rahmen des HGF-Projekts „Global zukunftsfähige Entwicklung – Perspektiven für Deutschland“*. Stuttgart, Karlsruhe, November 2001.
- Nitsch, J. (1998): *Probleme der Langfristkostenschätzung - Beispiel regenerative Energien*. Manuskript, Workshop des Umweltbundesamtes zum Thema: *Rationelle Nutzung von Energie - Klimaschutz der sich rechnet*. Rotenburg/Fulda, 8.-9. Oktober 1998.
- NRDC (2002): *Confidential Papers Show Exxon Hand in White House Move to Oust Top Scientist from International Global Warming Panel* Press Release. Washington: Natural Resources Defense Council. <http://www.nrdc.org/media/pressreleases/020403.asp> (14.05.2002)
- Obertühr, Sebastian und Hermann E. Ott (1999): *The Kyoto Protocol. International Climate Policy for the 21st Century*. Berlin et al.: Springer.
- Öko-Institut (1994): *Gesamt-Emissions-Modell Integrierter Systeme (GEMIS) Version 2.1. Aktualisierter und erweiterter Endbericht*. Wiesbaden: Hessisches Ministerium für Umwelt, Energie und Bundesangelegenheiten.
- Ott, Hermann E. (2002): *Global Climate. Yearbook of International Environmental Law*, Vol.12 (2001), Oxford: Oxford University Press. (to be published)
- PDVSA (2001): *Annual Report 2000. We are the Energy*.
http://www.pdvs.com/informe_2000_en/infor_2000_in.pdf (24.04.2002)

- Pehnt, M., A. Bubenzer, A. Räuber (2001): Life Cycle Analysis of Photovoltaic Systems. In: Bubenzer, A. und J. Luther (Hrsg.) Photovoltaics Guide to Decision Makers. Springer, Berlin, 2002.
- Repsol YPF (2001): Annual Report 2000. http://www.repsol-ypf.com/comunes/archivos/informe20F_2391.pdf (12.05.2002)
- Royal Dutch Petroleum Company (2002): Annual Report and Accounts 2001. http://www.annualreport.shell.com/reports2001/doc/pdf/rde_full.pdf (17.04.2002)
- Royal Dutch/Shell Group of Companies (2002): Financial and Operational Information 1997-2001. http://www.annualreport.shell.com/reports2001/doc/pdf/fao_full.pdf (17.04.2002)
- Sach, Karsten und Moritz Reese (2002): Das Kyoto-Protokoll nach Bonn und Marrakesch. *Zeitschrift für Umweltrecht*, Vol. 12, No. 2, 65-73.
- Sampson, Anthony (1975): The Seven Sisters. The Great Oil Companies and the World They Made. London et al.: Hodder and Stoughton.
- Shell (2002b): Shell schließt die Zukäufe für das Solarenergie-Joint Venture ab. Pressemitteilung vom 22.04.2002. <http://www.shell.com> (14.05.2002)
- Shell (2001): Fakten & Argumente. Aktuelle Themen aus der Mineralöl- und Energiewirtschaft. Ausgabe 2001. Hamburg: Deutsche Shell GmbH.
- Shell (1995): Energie im 21. Jahrhundert. Aktuelle Wirtschaftsanalysen 5/1995. Heft 25, Studie der Shell AG, Hamburg.
- TotalFinaElf (2002): Factbook 2001. http://www.totalfinaelf.com/ho/en/library/finance/pdf/da/2001/annual_report/factbook_2001.pdf (23.04.02)
- TotalFinaElf (2001): The paths to sustainable development. <http://www.totalfinaelf.com/ho/en/library/finance/pdf/da/2001/sustai/global.pdf> (15.05.2002)
- TotalFinaElf (2001a): Environment & Safety Report 2000. <http://www.totalfinaelf.com/ho/en/library/finance/pdf/da/2001/environ/complet.pdf> (15.05.2002)
- Trieb, F. et al. (1998): Markteinführung solarthermischer Kraftwerke - Chance für die Arbeitsmarkt- und Klimapolitik. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Vol. 48, No. 6, 392 - 397.
- UNFCCC (2002): Report of the Conference of the Parties on its seventh session, held at Marrakesch from 29 October to 10 November 2001. FCCC/CP/2001/13 (add.1-4). Bonn: UNFCCC-Secretariat.
- UNFCCC (2001): National communications from parties included in Annex I to the convention. Report on national greenhouse gas inventory data from Annex I Parties for 1990 to 1999. Notze by the secretariat. FCCC/SBI/2001/13. Bonn: UNFCCC-Secretariat.
- UNFCCC (1998): Kyoto Protocol to the United Nations Framework Convention on Climate Change. FCCC/CP/1997/L.7/Add.1. Bonn: UNFCCC-Secretariat.
- van den Hoove, Sybille, Marc Le Menestrel und Henri-Claude de Bettignies (2002): The oil industry and climate change: strategies and ethical dilemmas. *Climate Policy*, Vol. 2, No. 1, 3-18.
- Varenholt, F. (1998): Global Marktpotentiale für erneuerbare Energien. Shell-Publikationen. Reihe: Analyse und Vorträge, 1/1998.