

# LANGFRISTAUSSICHTEN DER ENERGIEVERSORGUNG UND DIE POTENTIELLE ROLLE VON ERDGAS

*Arnulf Grübler*

International Institute for Applied Systems Analysis  
Laxenburg, Austria

## 1. EINLEITUNG

Nach rund 15 Jahren Energiestudien bleibt eine Reihe wichtiger Fragen weiterhin offen. Für den Konsumenten und unsere Volkswirtschaften stellt sich die Frage, ob die Energiepreise auch in Zukunft auf niedrigem Niveau bleiben werden. Tun sie dies, sollten wir vielleicht das "Energieproblem" im Sinne der 70er Jahre größenordnungsmäßig relativieren, da bei gegenwärtigen Preisen die Kosten der Energieträger (Anlagekosten nicht eingerechnet) nicht mehr als 2 bis 3 % des Brutto-sozialproduktes von Industrieländern ausmachen. Wir stellen fest, daß eines der stärksten Paradigmen der Energiestudien der 70er und der ersten Hälfte der 80er Jahre, nämlich die Aussicht unaufhörlich steigender realer Öl- und Energiepreise, angesichts der Wirklichkeit nicht bestehen konnte.

Ein weiterer Eckpfeiler des Weltbildes der 70er Jahre, insbesondere seit der Veröffentlichung des Club-of-Rome Berichtes "Die Grenzen des Wachstums", war die Furcht vor einer unmittelbar bevorstehenden physischen Knappheit der Ressourcen, vor allem von Erdöl. Wiederum können wir feststellen, daß die dynamische Realität den Großteil der "statischen" Energiemodelle weit überholt hat, und daß der Malthus'sche Mythos der Ressourcenknappheit offensichtlich in einem falschen Zusammenhang gesehen wurde. Ressourcen\* stellen nämlich

---

\* *Ressourcen* umfassen auch jene Vorkommen, die geologisch nur grob abgeschätzt und deren technische und wirtschaftliche Gewinnung zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch fraglich ist. Im Gegensatz dazu umfassen nachgewiesene *Reserven* nur jene Mengen, die genau durch Explorationsbohrungen bestimmt (so genau, daß eine Erdölfirma in der Regel jederzeit Kredite auf diese Vorräte aufnehmen kann), und zu jetzigen Preisen und mit heutiger Technologie nachweislich gewonnen werden können. Es wäre jenseits vernünftiger wirtschaftlicher Überlegungen, würden Ölfirmen Vorräte jenseits ihres Planungs- und Produktionshorizontes

keine zu einem Zeitpunkt bestimmte endliche, physische Größe dar, sondern müssen immer in einem dynamischen Zusammenhang mit der Entwicklung unseres Wissens, Fortschritten im technologischen Bereich, sowie mit sich verändernden wirtschaftlichen und sozialen Rahmenbedingungen betrachtet werden.

Gleichzeitig ergibt sich eine neue Frage für die Energiepolitik, ob nämlich angesichts der zunehmenden Globalisierung der Umweltprobleme die Biosphäre und das globale Klima die "letzte" Schranke weiteren Energiewachstums sein werden.

Daß die tatsächliche Entwicklung in vielen Bereichen anders und auch schneller verlaufen ist als in vielen Studien prognostiziert, hat in erster Linie zwei Gründe. Als diese möchte ich die *Elastizität der Technologie* und die *Elastizität der Nachfrage* nennen. Die Anpassungs- und Verbesserungspotentiale, etwa in Richtung verbesserter Energieeffizienz durch technischen Fortschritt und Wandel, sowie die Möglichkeiten einer Entkoppelung der Energienachfrage vom Wirtschaftswachstum, die wir seit den zwei Ölkrisen beobachten können, wurden vielfach unterschätzt, und in entsprechenden Modellrechnungen zu statisch angenommen. Dies war in erster Linie Resultat einer zu kurzfristigen Perspektive, die die Entwicklungstendenzen der 50er und 60er Jahre als quasi energiewirtschaftliche "Naturgesetze" in die Zukunft fortschreiben wollte und zu dementsprechend pessimistischen Zukunftsaussagen kam.

## 2. LANGFRISTIGE ENERGIEPERSPEKTIVEN

An diesem Punkt angelangt ist es hilfreich, eine längerfristige Perspektive zu wählen, um die volatilen, kurzfristigen Anpassungstendenzen besser von langfristigen stabilen Trends in der Strukturveränderung und Charakteristik des Energiesystems zu unterscheiden. Betrachten wir die Entwicklung des Weltprimärenergieverbrauchs und der Weltbevölkerung seit Mitte des 19. Jahrhunderts (Abbildung 1) so stellen wir fest, daß das Wachstum (im Schnitt rund 2,3 Prozent jährlich) der Energienachfrage viel stärker als das Bevölkerungswachstum (rund 1 Prozent jährliche Wachstumsrate) war. Wie war es möglich, eine stark anwachsende Weltbevölkerung mit immer mehr Energie und

---

durch kostspielige Explorations- und Delimitationsbohrungen zu bestimmen suchen. Die Reichweite der Erdölreserven beträgt demnach rund 30 Jahre, was nur einen Hinweis auf den wirtschaftlichen Planungshorizont von Erdölfirmen, aber keinen Beweis für Ressourcenknappheit darstellt.

einem damit einhergehenden, in der Menschheitsgeschichte bislang unvorstellbaren, materiellen Wohlstand zu versorgen?

Eine Energiestudie um 1850 hätte wohl eine weitere Intensivierung der Nutzung der Energieträger Holz und Kohle vorhergesagt. Tatsächlich wurde indessen die Entwicklung der Energienachfrage und der Versorgung hauptsächlich durch einen forcierten Strukturwandel gekennzeichnet. Neue Anwendungsbereiche, Nutzungstechnologien und neue Energieträger, die den sich verändernden wirtschaftlichen und gesellschaftlichen Anforderungen besser entsprachen, zeigten sich für einen Großteil der zusätzlichen Energienachfrage verantwortlich. Das bedeutet, daß die Energiegeschichte seit der industriellen Revolution nicht so sehr durch das Prinzip "mehr vom Gleichen", als vielmehr durch einen ständigen (technologischen) Wandel und unterschiedliche Wachstumsraten einzelner Primärenergieträger (Abbildung 2) gekennzeichnet war.

## 2.1. Weltprimärenergiesubstitution

Die unterschiedlichen Wachstumsraten einzelner Energieträger führten zu einer Reihe von Strukturveränderungen im Energiesystem, wobei jeweils ältere durch neuere Energieträger ersetzt wurden. Dies zeigt am deutlichsten die Entwicklung der Marktanteile einzelner Primärenergieformen: So wurde Holz als dominierender Primärenergieträger (rund 70 Prozent Marktanteil im Jahre 1860) zunehmend durch Kohle ersetzt, deren Marktanteil um 1910 seinen Höhepunkt erreichte, und seither durch Einführung neuerer Energiequellen (Erdöl und Erdgas) zurückgeht.

Es muß betont werden, daß diese Substitution alter durch neue Energieträger nicht deswegen erfolgte, weil die verfügbaren Vorräte beschränkt, oder neue Energieträger bei ihrer Einführung billiger waren; Erdöl ersetzte die Kohle, obwohl praktisch unbegrenzte Mengen von Kohlevorräten weiterhin zur Verfügung standen und obwohl Erdölprodukte erst zu einem späteren Zeitpunkt (nach Entwicklung der Erdöltechnologien und -infrastrukturen und damit einhergehender Kostenreduktionen) preislich mit Kohle konkurrieren konnten. Der Grund für den Vormarsch von Erdöl lag vielmehr darin, daß Erdöl eine größere Energiedichte aufwies, und daß die mit dem Erdöl verbundenen *Technologien* auf allen Ebenen der Produktion (Bohrförderung anstatt Abbau in Bergwerken), der Lagerung und des Transports

(Rohrleitungen) und der Verwendung der Endprodukte (flüssige Treibstoffe für Verbrennungsmotoren anstatt kohlegefeuerter Dampfmaschinen) den Kohletechnologien überlegen waren. Die Veränderungen des Energiesystems müssen daher in erster Linie als *technologische Substitutionsprozesse* verstanden werden, wobei jeweils neue Technologien, die sich in Produktion und Verwendung als überlegen erweisen, die existierenden ersetzen.

Dies legt auch die Anwendung technologischer Substitutionsmodelle zur Beschreibung der Strukturveränderungen der Primärenergiebilanz nahe, wie es von Marchetti und Nakicenovic (1979) am IIASA erstmals durchgeführt wurde. In diesem Modell erfolgt die Beschreibung der Strukturveränderungen mit Hilfe eines Systems gekoppelter logistischer Marktanteilsleichungen, deren Parameter aus der historischen Datenbasis ermittelt werden. In der Regel werden die Ergebnisse in einer linear-transformierten Form, nämlich als Quotient der bereits erreichten Marktanteile  $F$  eines Primärenergieträgers, gebrochen durch die noch zu erreichenden Marktanteile  $1-F$  (d.h. die Marktanteile aller übrigen Energieträger zusammengenommen), im logarithmischen Maßstab dargestellt (Abbildung 3). In dieser  $\log(F/(1-F))$  Transformation erscheinen die logistischen Substitutionskurven als Geraden, die sich besser zur optischen Analyse der Einführungs- und Sättigungsphase (die als nichtlogistische Übergangsparabel in Abbildung 3 aufscheint) des technologischen Lebenszyklus eignet.

Wie aus Abbildung 3 ersichtlich, können wir die Entwicklung der Struktur des Weltprimärenergiesystems als Abfolge der Einführung, Sättigung und Verdrängung verschiedener Primärenergieträger beschreiben. Die Entwicklung der Marktanteile einzelner Primärenergieträger zeigt eine regelmäßige Abfolge von Substitutionen alter durch neue Energietechnologien auf, wobei die Entwicklung der letzten 130 Jahre gut nachvollzogen werden kann und wir sie deshalb für einen Blick in die Zukunft fortschreiben wollen.\*

\* Dazu bedarf es noch einer Reihe weiterer Annahmen. Die erste betrifft die Wachstumsrate der Kernenergie, da die vorhandenen Daten nicht ausreichen, die Marktdurchdringungsraten aus der Vergangenheit zu bestimmen. Die historischen Zeitkonstanten der Einführung und Verdrängung von Primärenergieträgern betragen für Holz, Kohle, Erdöl und Erdgas jeweils rund 100 Jahre, in denen die Marktanteile von 1 auf 50% Marktanteil wachsen, bzw. schrumpfen. In Analogie wird eine gleiche Wachstumsrate auch für die zukünftige Entwicklung der Kernenergie angenommen. Wie aus Abbildung 3 ersichtlich, ist die Kernenergie jedoch mit einer viel schnelleren Wachstumsrate eingeführt worden. Diese schnelle Markteinführung ist in erster Linie dadurch ermöglicht worden, daß die Kernenergie eine bereits bestehende Transport- und Verteilungsinfrastruktur (das Stromnetz) nutzen konnte, und diese nicht - anders als bei Kohle, Öl und Erdgas - langsam aufbauen mußte. Das "zu schnelle" Wachstum der Kernenergie (in Hinblick auf die historischen Zeitkonstanten der Veränderung des Energiesystems) könnte auch den gegenwärtigen Rückschlag und die Stagnation in der Entwicklung der Kernkraft weltweit erklären, indem die Kernenergie sich in einer Über-

Das wohl auffälligste (und vielleicht überraschendste) Merkmal einer solchen Projektion der historischen Entwicklung der Primärenergiesubstitution ist das Hervortreten von Erdgas als dominierendem Energieträger im 21. Jahrhundert. Gemäß dem Substitutionsmodell in Abbildung 3 würde nach der Jahrtausendwende über die Hälfte des Gesamtenergieverbrauchs der Welt durch Erdgas gedeckt werden.

Obwohl dieses Resultat vielleicht überrascht, sprechen doch eine Reihe von Gründen für diese "Brückenfunktion" von Erdgas ins 21. Jahrhundert. Diese Gründe betreffen vor allem die große Verfügbarkeit und das beträchtliche Steigerungspotential der Erdgasvorräte, sowie deren weitere und weniger konzentrierte Verbreitung, die beträchtlichen Möglichkeiten der eigenständigen technologischen Weiterentwicklung und Verbesserung der Technologien (und Kosten) für Gewinnung, Transport und Endnutzung von Erdgas, die hohe Flexibilität und Effizienz in der Endnutzung, und schließlich soziale Akzeptanz, sowie eindeutige Umweltvorteile.

Aus all diesen Gründen erscheint eine verstärkte Nutzung von Erdgas nicht nur konsistent mit der historischen evolutionären Strukturveränderung des Energiesystems, sondern auch wünschenswert angesichts der sich verändernden Rahmenbedingungen der Energiepolitik, die Kriterien des rationellen Energieeinsatzes bei hoher Sozialverträglichkeit und Umweltfreundlichkeit zunehmend vor reine Kosten/Preisüberlegungen (etwa in der Befürwortung von Kohleimporten) oder Energieautarkieüberlegungen (etwa als Basis für einen forcierten Ausbau der Kernenergie) stellt. Im Folgenden soll kurz die Entwicklung auf den Gebieten Ressourcen, Energieeffizienz und Umwelt mit besonderer Berücksichtigung von Erdgas diskutiert werden, um aufzuzeigen, daß eine Erdgaszukunft wie sie Abbildung 3 postuliert, nicht nur durchführbar ist, sondern auch vorteilhaft wäre.

---

gangsphase zu einem langsameren Wachstumspfad befindet, was uns bis zur Jahrtausendwende *kein* signifikantes Wachstum der Kernenergie erwarten läßt. Die zweite Annahme betrifft die Einführung neuer Energieträger, die in der Vergangenheit rund alle 50 Jahre erfolgte. Diese Annahme leitet sich im wesentlichen aus der Analyse der langfristigen wirtschaftlichen Wechsellagen (Kondratieff Wellen) und der damit verbundenen Innovationszyklen (siehe Marchetti, 1980) her. In Analogie zur Vergangenheit wird als Szenario eine neue Energiequelle nach der Jahrtausendwende eingeführt, die *Solfus* genannt wird, um anzudeuten, daß es sich um Solarenergie oder um Kernfusion handeln könnte.

### 3. RESERVEN UND RESSOURCEN

Betrachten wir die Entwicklung der nachgewiesenen, zu gegenwärtigen Preisen und mit heutiger Technologie gewinnbaren Reserven von Erdgas und Erdöl seit 1970 (Abbildung 4), können wir eine deutliche Ausweitung der nachgewiesenen Erdgasreserven auf fast den dreifachen Wert von 1970 feststellen. Diese Dynamik in der Ausweitung der zur unmittelbaren Nutzung anstehenden Gasvorräte ist umso mehr bemerkenswert, vergleicht man sie mit der Stagnation der Erdölreserven seit 1970 (bei rund 90 Milliarden Tonnen Erdölequivalent). Der starke Anstieg der Erdölvorräte zwischen 1986 und 1987 in Abbildung 4 ist nicht auf neue Funde, sondern auf eine Neuberwertung von - aus politischen Gründen niedriggehaltenen - Vorratsangaben im Nahen Osten zurückzuführen.

Betrugen die Erdgasreserven 1970 noch rund die Hälfte der Erdölreserven, so haben sie gegenwärtig eine ähnliche Größenordnung erreicht, obwohl der Anteil von Erdgas am Weltenergieverbrauch mit 20 Prozent nur rund die Hälfte des Erdölanteils (rund 38 Prozent) beträgt. Der starke Anstieg der Erdgasreserven seit 1970 ist ein Phänomen, das wir, außer in den USA, in allen Weltregionen beobachten können (Tabelle 1).

Mit ein Grund für weitverbreitete Fehleinschätzungen betreffend der Verfügbarkeit von Erdgasvorräten und die für manchen überraschend starke Ausweitung der Erdgasreserven im Gegensatz zu jenen von Erdöl ist, daß grundlegende (und unterschiedliche) Eigenschaften von Erdgas vielfach außer Acht gelassen werden. Diese grundlegenden Unterschiede betreffen sowohl die Geologie der Lagerstätten als auch die physikalischen Eigenschaften von Erdgas. Auf Grund der historisch engen Verbindung der Gasproduktion mit der Prospektion und Produktion von Erdöl wurden diese Unterschiede bislang zu wenig beachtet.

Methanvorkommen\* werden praktisch in allen Sedimenten der Welt beobachtet und deren wirtschaftliche Gewinnung ist nicht an die speziellen (und seltenen) Lagerstättenbedingungen (Antiklinalen oder stratigraphische "Fallen", sowie das Vorkommen in einem speziellen Teufenbereich, dem sogenannten "Ölfenster"), die für eine wirtschaftliche Produktion von Erdöl erforderlich sind, gebunden. Zweitens sind

\* Methan (CH<sub>4</sub>) ist der Hauptbestandteil (in der Regel rund 90 Prozent) von Erdgas. Weitere Bestandteile sind Ethan und Propan, geringere Mengen von Butanen, Hexanen und Wasserstoff, sowie Kohlendioxid und Stickstoff.

Methanvorkommen nicht wie Erdöl aus Temperatur- und Druckgründen nur bis zu einer gewissen Teufe vorhanden. Methan ist vielmehr bis zu Tiefen von rund 30 km (wo Temperaturen von ca. 1000 Grad und ein Druck bis 10.000 Bar herrschen) thermisch stabil. Es ist weiters bekannt, daß die Häufigkeitsverteilung der Vorräte von Erdgas und Erdöl über die Teufe unterschiedlich ist. Das heißt, daß in größeren Teufen, wo normalerweise kaum mehr Erdölfunde zu erwarten sind, die Häufigkeit von Gasvorkommen steigt. Da in der Vergangenheit die Explorationstätigkeit aber hauptsächlich auf die Suche nach Erdöl konzentriert war, wurden diese tieferen Sedimentschichten nur in den seltensten Fällen untersucht. Drittens ist Erdgas im Gegensatz zu Erdöl komprimierbar. Dies ist vor allem deswegen von Bedeutung, weil dadurch Gas aus Schichten produziert werden kann, die für Erdöl keine Permeabilität aufweisen. Schließlich ist ein Faß Rohöl, das in einer Tiefe von 10.000 Metern gefördert wird, an der Oberfläche immer noch ein Faß Erdöl, wohingegen ein Faß (komprimiertes) Erdgas aus dieser Teufe an der Oberfläche bis zu 500 Faß Methan entspricht.

Aufgrund all dieser Faktoren überrascht es nicht, daß die Erdgasvorräte viel weiter geographisch verbreitet sind als Erdölvorräte. Rund 100 Länder verfügen über kommerziell nutzbare Erdgasvorkommen. Erdgas wurde in zahlreichen Gebieten, in denen die Suche nach Erdöl erfolglos blieb, in wirtschaftlich gewinnbaren Mengen entdeckt (z.B. in Neuseeland und Malaysia; sogar im Kathmandutal im Himalayagebiet oder unter der Lagune von Venedig wurden große Gasfunde getätigt).

Auf Grund dieser geologischen Verbreitung von Erdgas ist es erklärbar, daß die Erdgasvorräte auf das Dreifache des Wertes von 1970 angewachsen sind. Einer Verdreifachung der Reserven steht nicht einmal eine Verdoppelung der Nachfrage über den gleichen Zeitraum gegenüber. Die Reichweite der Reserven erhöhte sich dementsprechend von 35 Jahren auf über 58 Jahre, und dies obwohl wir kaum von einer gezielten Exploration nach Erdgas sprechen können, da die Funde hauptsächlich (oft überraschendes) Nebenprodukt einer intensivierten Explorationstätigkeit nach Erdöl waren. Aus dieser Perspektive heraus können wir Erdgas als die "Stiefschwester" des Erdöls bezeichnen, deren volles Potential erst mit einer zunehmenden technologischen und institutionellen Entkoppelung von der Erdölindustrie zum Tragen kommen wird.

Wie aus Tabelle 1 ersichtlich, sind die nachgewiesenen Erdgasvorräte in Entwicklungsländern außerhalb der OPEC am stärksten angewachsen, obwohl die Explorationstätigkeit in diesen Ländern sich hauptsächlich auf das Auffinden von Erdölvorkommen konzentrierte, und dazu noch - etwa im Vergleich der Anzahl der Explorationsbohrungen in Nordamerika - von geringem Umfang war (Abbildung 5). Dennoch würden die bereits identifizierten Erdgasvorräte von ölimportierenden Entwicklungsländern ausreichen, einen signifikanten Beitrag zum Energieverbrauch dieser Länder zu leisten (Tabelle 2). Auf Grund fehlender entsprechender Infrastrukturen wird Erdgas jedoch in vielen Fällen nicht kommerziell genutzt. Dies wirft eine Reihe von Fragen betreffend der bislang ausgeübten Praxis der Wirtschafts- und Entwicklungshilfe für diese Länder auf. Ölabhängigen Entwicklungsländern stehen keine ausreichenden Mittel zur Verfügung, eine Infrastruktur zur Nutzung bereits identifizierter, einheimischer Erdgasvorräte zu errichten, andererseits müssen sie jedoch jährlich beträchtliche Summen für Erdölimporte aufwenden. Ähnlich paradox verhält es sich auch bei der Diskussion um die großen Mengen an Erdgas, die jedes Jahr ungenutzt abgefackelt werden.

Betrachten wir ferner die nur geringe Explorationsdichte (Anzahl der Bohrungen pro km<sup>2</sup> Sedimentschichten) außerhalb Nordamerikas (Abbildung 5), so wird klar, daß das Potential weiterer Funde konventioneller Vorkommen gegenwärtig noch nicht wirklich abgeschätzt werden kann. Angaben über noch aufzufindende und bereits identifizierte konventionelle Erdgasvorkommen, die zu gegenwärtigen Preisen und mit heutiger Technologie gewinnbar sind, schwanken zwischen dem drei- bis achtfachen der bekannten Reserven, entsprechend einer Reichweite bei heutiger Produktion zwischen 150 und 420 Jahren (Tabelle 3).

Wie problematisch jedoch eine zu kurzfristige Perspektive betreffend der wirtschaftlichen und technischen Gewinnbarkeit von Ressourcen sein kann, zeigt sich am Beispiel des Norwegischen Troll Feldes. Bis 1986 wurden die Gasvorkommen des Troll Feldes als unwirtschaftlich und technisch nicht gewinnbar angesehen. Ausgerechnet während des drastischen Verfalls der Energiepreise kam man zur gegenteiligen Ansicht und faßte den Entschluß, das Troll Feld zu entwickeln. Wesentlichen Anteil daran hatte die Verfügbarkeit einer neuen Bohrplattformtechnologie, die es ermöglicht, Gas auch unter den unwirtschaftlichen Bedingungen der nördlichen Nordsee zu produzieren. Absehbare weitere Fortschritte in Explorations- und Gewinnungs-

technologien werden die verfügbaren Reserven weiter erhöhen. Eine statische Betrachtungsweise, etwa in der Art, daß die in Tabelle 3 angeführten konventionellen Gasvorräte eine absolute, endliche Größe der in Zukunft zur Verfügung stehenden Ressourcen darstellen, kann deshalb nur zu einer fehlgeleiteten Energiepolitik führen.

Bisher haben wir in der Diskussion aber nur einen Bruchteil der Ressourcenbasis von Erdgas erwähnt, nämlich sogenanntes konventionelles Erdgas (d.h. Lagerstätten in bekannten geologischen Formationen, aus denen bereits heute Erdgas gewonnen wird). Erdgas kommt darüberhinaus in großen Mengen in sogenannten "nicht-konventionellen" Lagerstätten vor, in Sand und Schieferschichten, in Kohleflözen, in tiefen unter Druck stehenden Grundwasserhorizonten, um nur einige zu nennen. Schätzungen über nicht-konventionelle Erdgasvorräte existieren hauptsächlich für die USA. Hannemann hat 1988 die nichtkonventionellen Erdgasvorkommen der USA auf über  $230 \cdot 10^{12}$  Kubikmeter geschätzt (Abbildung 6). Dies entspricht der 40-fachen Menge der konventionellen Vorräte und dem mehr als 500-fachen des jährlichen Erdgasverbrauchs der USA. Global werden nicht-konventionelle Erdgasvorräte, die geologisch mit einiger Sicherheit bestimmt worden sind, mit 300 bis 400 Tera ( $10^{12}$ )  $m^3$  angegeben (Tabelle 3), wozu noch mindestens 2.000 Tera  $m^3$  vermutete Vorkommen hinzugezählt werden müssen. Diese Ressourcenangaben werden in Abwesenheit detaillierter geologischer Untersuchungen und Wirtschaftlichkeitsberechnungen zum gegenwärtigen Wissensstand als "spekulative" Vorräte klassifiziert.

Gegenwärtig gibt es keine Anzeichen, daß diese ungeheuren Mengen mit heutiger Technologie gewonnen werden können; nur 1 bis 2 Prozent dieser Ressourcen werden zum jetzigen Zeitpunkt als technisch und wirtschaftlich gewinnbar geschätzt (Tabelle 3); wir werden jedoch später noch die großen Möglichkeiten der technischen Weiterentwicklung der Erdgastechnologien streifen, sodaß wir entsprechende Verbesserungen der Gewinnungstechnologien nicht *a priori* ausschließen sollten. Wer hätte es vor zwanzig Jahren für möglich gehalten, daß Erdgas unter den Bedingungen des nördlichen Teils der Nordsee (z.B. des Troll Feldes) produziert werden kann, oder daß Bohrungen im Mittelmeer bei Wassertiefen von 1.500 Metern erfolgreich niedergebracht werden können?

In jüngster Zeit haben sogenannte "methane clathrates", Erdgasvorkommen die im kristallinen Gitter von gefrorenem Wasser in Permafrostböden eingeschlossen sind, vor allem die Aufmerksamkeit der Klimatologen erweckt. Es wird befürchtet, daß große Mengen von Methan bei einer deutlichen Klimaerwärmung von diesen Lagerstätten unkontrolliert in die Atmosphäre entweichen könnten, und so zu einer globalen Klimabeeinflussung beitragen. Dabei ist die Tatsache, daß diese Vorkommen (ebenso wie Methan-Hydrate unter dem Meeresboden) in Zukunft sehr wohl von energiewirtschaftlichem Interesse sein könnten, weitgehend unbeachtet geblieben. Der Chefwissenschaftler des angesehenen MITRE Forschungszentrums hat jüngst beeindruckende Zahlen zu diesen unkonventionellen Gasvorkommen veröffentlicht (MacDonald, 1989). Die Menge der in Permafrostböden enthaltenen Erdgasmengen werden mit mindestens 21.000 Tera m<sup>3</sup>, d.h. dem 200-fachen der konventionellen Erdgasreserven angegeben. Zwar sind die gegenwärtig abgeschätzten Gewinnungskosten rund doppelt so hoch wie bei konventionellen Lagerstätten und das Vorkommen in sehr nördlichen Breitengraden würde hohe Transportkosten bedeuten, doch wer wollte zum gegenwärtigen Zeitpunkt eine kommerzielle Nutzung dieser Erdgasvorkommen weit nach der Jahrtausendwende ausschließen, falls der Bedarf (auf Grund der Energienachfrage oder auf Grund von Überlegungen zur Vermeidung weiterer Klimabeeinflussung) bestehen sollte?

Diese weite Verbreitung und Größe der Ressourcen an Erdgas hat auch die für lange Zeit als abgeschlossen betrachtete Diskussion über den Ursprung der Kohlenwasserstoffe neu entfacht und überraschende (wenn auch nicht unumstrittene) Möglichkeiten des nicht-biologischen Ursprungs von Methan aufzeigt. Dies würde praktisch unbeschränkte Vorräte bedeuten. Die "abiogene" Ursprungstheorie von Erdgas (die bereits im 19. Jahrhundert Mendeleev und von Humboldt vertraten) wird sehr detailliert und überzeugend vom Astrophysiker Gold (1985) vertreten. Prof. Gold vereint in seiner Theorie unser gegenwärtiges Verständnis des Entstehungsprozesses der Erde mit der beobachteten weiten Verbreitung von Kohlenwasserstoffen in unserem Sonnensystem, wie die Bilder der Voyager 2 Sonde vom blauen Planeten Neptun im August dieses Jahres eindrucksvoll bestätigt haben. Die blaue Farbe des Neptun entsteht durch den hohen Methangehalt seiner Atmosphäre, das den gelben und orangen Teil des Lichtspektrums des einfallenden Sonnenlichtes absorbiert und nur den blauen Anteil reflektiert. In der Neptunatmosphäre zirkulieren große Wolkensysteme,

die aus gefrorenem Methaneis bestehen.

Gemäß der Gold-Theorie, war Methan die primäre Quelle des auf der Erde befindlichen Kohlenstoffes und ist weiterhin in großen Mengen in tiefen Schichten der Erdkruste, wo es auf Grund hoher Druckverhältnisse trotz hoher Temperaturen als  $\text{CH}_4$  stabil bleibt, vorhanden. Anhand dieser Theorie wäre die Entstehung fossiler Brennstoffe durch das Ausströmen von Methan aus dem Erdinneren zu erklären. Dieses Methan stellt ein praktisch unerschöpfliches Reservoir dar, das in entsprechender Tiefe und unterhalb undurchlässiger Schichten gestaut und von dort gewinnbar wäre. Anhand dieser Theorie hat das "Tiefgas" im Zuge seiner Migration an die Erdoberfläche vor allem entlang der Bruchzonen von Kontinentalplatten (etwa dem Persischen Golf) auch Lagerstätten organischer Stoffe mit Kohlenstoff und Wasserstoff angereichert und so zur Bildung der fossilen Kohlenwasserstoffe Erdöl und Kohle beigetragen.

So faszinierend diese Theorie ist, und so überzeugend ihre Argumente sein mögen, ihre endgültige Verifikation steht noch aus. Tiefbohrprogramme etwa in der UdSSR oder in der BRD haben erhöhte Methankonzentrationen in tiefen Gesteinschichten außerhalb von Sedimentschichten aufgezeigt, deren Isotopenverhältnis für einen abiogenen Ursprung spricht. Die Bohrung im Siljan Krater in Schweden (wo nach herkömmlicher Theorie keine Hoffnung auf ein Auffinden von Kohlenwasserstoffen besteht) hat ebenso (abiogenes) Methan nachgewiesen, allerdings vorläufig noch nicht in kommerziell nutzbaren Mengen.

Unabhängig von dieser Diskussion können wir zusammenfassen, daß bereits die bekannten konventionellen und nicht-konventionellen Erdgasvorräte äußerst bedeutend, und in ihrer Reichweite in Jahrhunderten und nicht in Jahrzehnten zu bemessen sind. Die enge Bindung zwischen Erdöl- und Erdgasexploration in der Vergangenheit, die die Besonderheiten der Geologie und der Lagerstätten von Erdgas weitgehend unberücksichtigt ließ, hat dazu beigetragen daß das geologische Potential von Erdgasvorräten gegenwärtig noch nicht endgültig abgeschätzt werden kann. Mit einer mehr als ausreichenden Verfügbarkeit an Vorräten, deren signifikante Ausweitung durch gezielte Exploration und durch absehbare Weiterentwicklungen auf den Gebieten der Explorations- und Gewinnungstechnologien in Zukunft zu erwarten sein wird, bestehen somit keine Hindernisse, die Nutzung von Erdgas forciert voranzutreiben.

#### 4. TECHNISCHE ENTWICKLUNG UND EFFIZIENZ

Die Liste der Erdgastechnologien, in denen eine evolutionäre Verbesserung zu Kostenreduktionen und neuen Nutzungsmöglichkeiten führen kann, ist sehr lang und umfaßt alle Bereiche der Exploration, Bohrung und Förderung, Transport, Verteilung und Nutzung beim Endverbraucher (Industrie, Haushalt und Stromsektor). Die Möglichkeiten technologischer Verbesserungen und Effizienzsteigerungen wurden bislang in Energieprognosen nicht berücksichtigt, die Prognosen schreiben vielmehr in der Regel den technischen *status quo* über Zeiträume von 20 bis 30 Jahren in die Zukunft fort und kommen so zu dementsprechend konservativen Aussagen. Die Vergangenheit lehrt jedoch, daß technischer Fortschritt eine wesentliche Triebfeder der Entwicklung des Energiesystems ist.

Die heutigen technischen Möglichkeiten der Erdgasproduktion aus tiefen Horizonten oder unter schwierigsten Bedingungen, die möglichen Effizienzsteigerungen bei Endnutzung sowie neue Anwendungsgebiete der Nutzung von Erdgas (etwa die direkte Reduktion von Eisenerz oder die Produktion hauchdünner Diamantbeschichtungen) zeigen deutlich, daß die Möglichkeiten technischer Weiterentwicklungen von Erdgastechnologien nicht länger unberücksichtigt bleiben können. Entsprechende Untersuchungen am IIASA (Rogner, 1988) haben gezeigt, daß selbst bei nur sehr konservativer Fortschreibung der vergangenen Trends der technischen Weiterentwicklung und Effizienzsteigerungen der Erdgastechnologien das Wachstumspotential von Erdgas viel größer (vor allem im Vergleich zu anderen Energieträgern) ist, als vielfach angenommen. So könnte der Anteil von Erdgas im Energieverbrauch Westeuropas, der 1980 rund 14 Prozent betrug, leicht verdoppelt werden, und sich bei entsprechenden technologischen Durchbrüchen (etwa einem neuen hocheffizienten Verfahren zur Herstellung von flüssigen Treibstoffen aus Erdgas) noch weiter erhöhen.

Stellvertretend für die große Anzahl von Erdgastechnologien, die noch ein großes Verbesserungspotential besitzen, wollen wir die Entwicklung von Tiefbohrtechnologien und hocheffizienter Gasturbinen herausgreifen. Wie umfangreiche Untersuchungen am IIASA aufgezeigt haben, erfordert eine Beurteilung der Entwicklungs- und Verbesserungsmöglichkeiten von Technologien vor allem eine langfristige und quantitative Perspektive. Hier müssen nicht nur die Verbesserungspotentiale herkömmlicher Technologien entlang der

klassischen Lernkurve Berücksichtigung finden, sondern vor allem die Möglichkeiten von Technologiesprüngen, die die Grenzen der technischen Leistungsfähigkeit überwinden, in die Analyse Eingang finden.

Betrachten wir etwa die historische Entwicklung der Leistungsfähigkeit von Bohrtechnologien (Abbildung 7), sehen wir, daß technischer Wandel sowohl durch evolutionäre (entlang einer Lernkurve), als auch durch revolutionäre Verbesserungen gekennzeichnet ist. Neben weiteren graduellen Verbesserungen der herkömmlichen Technologie ist deshalb die Einführung von neuen Technologien von größter Bedeutung, da diese, obwohl zum Zeitpunkt ihrer Einführung oft alten Technologien unterlegen, langfristig ein größeres Verbesserungspotential aufweisen. Wie Abbildung 7 zeigt, ermöglichte die Weiterentwicklung der Bohrtechnologien die Bewältigung immer größerer Teufen. Die Hüllkurve der Leistungsfähigkeit einzelner Bohrtechnologien (Abbildung 8) in den USA zeigt einen langfristigen Trend, der darauf hinweist, daß Tiefen unter 10 km in naher Zukunft nicht nur möglich, sondern eher alltäglich sein werden. Im Falle der USA können wir feststellen, daß neue Rekorde an Tiefbohrungen seit 1950 ausschließlich bei der Suche nach Erdgas aufgestellt wurden.

Obwohl die Technologie in diesem Fall aus der Erdölindustrie kommt, und ihre Weiterentwicklung (um den speziellen Anforderungen tiefer Erdgaslagerstätten besser zu entsprechen) erst in den Kinderschuhen steckt, wird deutlich, daß die technologische Entwicklung der Bohrtechnologie die Entwicklung von Erdgasvorräten aus tieferen Horizonten begünstigt. Weitere Entwicklungen in den Bereichen der Mikroelektronik werden die Erfassung umfangreicher geologischer Daten und deren Auswertung vor Ort ermöglichen, und so Kostenreduktionen und Verbesserungen der Erfolgsaussichten von Bohrungen bewirken.

Die Entwicklung von hocheffizienten, schadstoffarmen Technologien zur Umwandlung von Gas in Elektrizität (und Wärme) wie etwa Brennstoffzellen oder Gasturbinen ist noch nicht abgeschlossen. Kombi-Gasturbinen (kombinierte Gas und Dampfturbinen zur Stromerzeugung) erreichen gegenwärtig Wirkungsgrade von 52 Prozent (reine Stromerzeugung), wie das neueröffnete Kraftwerk PEGUS in den Niederlanden (ABB, 1989) zeigt. Verbesserungen des Wirkungsgrades bis knapp 60 Prozent und weitere Kostenreduktionen (Abbildung 9) sind absehbar, umsomehr als wir uns in diesem Fall an den

Fortschritten, die in der Entwicklung von Düsentriebwerken erzielt wurden, orientieren können. Zusätzliche Vorteile zur rationellen Energienutzung ergeben sich bei Kombigasturbinen durch Kraft-Wärme Kopplung (Wirkungsgrade von 85 % und mehr), umso mehr da durch modularen Aufbau, geringe Schadstoffemissionen, Kühlwasserunabhängigkeit, und vor allem durch hohe soziale Akzeptanz Anlagen in Ballungsgebieten (und damit in Nähe der potentiellen Abnehmer von Fernwärme) errichtet werden können. Wie eine Reihe von großen Kombi-Gasturbinen etwa in der Bucht von Tokio, im Stadtgebiet von Wien oder Los Angeles beweisen, können moderne Anlagen auch strengste Umweltauflagen, etwa bei Stickoxidemissionen in der Regel ohne sekundäre Maßnahmen (wie katalytische Entstickung) erfüllen.

In Zeiten der Unsicherheit über Investitionsentscheidungen bietet Erdgas noch einen zusätzlichen Vorteil bezüglich Kosten und Flexibilität: Im Gegensatz zu Kohle oder Kernkraftwerken können hocheffiziente, modulare Gasturbinen beträchtliche Kapitaleinsparungen bringen. Die Investitionskosten betragen, wie eine MIT Studie nachweist, in der Regel nur ein Drittel derer von Kohlekraftwerken, und in einer Mehrzahl von Fällen stellen Gasturbinen die kostengünstigste Möglichkeit der Kapazitätserweiterung in den USA dar (Lee, 1989).

Installationszeiten von 6 Monaten, Lieferung "von der Stange" (und damit einhergehende Kostenreduktion auf Grund von Serienproduktion), Modularität und Flexibilität auf Grund kleinerer Einheiten, sind weitere Argumente, die für Erdgas als umweltfreundliche, dezentrale Energiequelle auch im Stromerzeugungssektor sprechen. Dies ist insbesondere in Zeiten großer Unsicherheit über die Entwicklung der Nachfrage und zukünftiger Umwelt- und Sicherheitsvorschriften von Bedeutung, die die hohe Kapitalbelastung und das damit einhergehende Risiko von Kohle- oder Kernkraftwerken als schwer vertretbar erscheinen lassen. In diesem Zusammenhang erweisen sich eine Reihe von regulativen Beschränkungen, die unter dem Eindruck des Erdölschocks die Anwendung von Erdgas zur Stromerzeugung (etwa per EG Direktive) praktisch untersagen\*, als kontraproduktiv.

\* Zum Zeitpunkt der Verfassung dieses Beitrages wurden in den USA entsprechende Beschränkungen aus volkswirtschaftlichen und umweltpolitischen Überlegungen endgültig aufgehoben. Ähnliche Anzeichen zur Deregulierung sind bei der EG-Bürokratie noch nicht festzustellen. Vom volkswirtschaftlichen und Umweltstandpunkt erscheint es problematisch, Produktion und Verstromung von Kohle massiv zu subventionieren wenn kostengünstige und saubere Alternativen vorhanden sind. Vergessen wir nicht, daß Kohlesubventionen allein in der BRD rund 10 Milliarden Mark jährlich betragen, was den Importkosten des gesamten Erdgasverbrauches der Bundesrepublik entspricht.

Das Beispiel der Kombigasturbine zeigt, daß neue technische Lösungen der Energiepolitik die Möglichkeit eröffnen, Umweltvorteile und Überlegungen des rationellen Energieeinsatzes zu einer synergistischen Lösung zu verbinden. Deren Implementierung wird jedoch oft durch eine Reihe institutioneller Barrieren verhindert. Dies zeigt einmal mehr, daß Technologieentwicklung Optionen nur eröffnen kann, deren *Wahrnehmung* aber vom öffentlichen Bewußtsein, den Partikulärinteressen der betroffenen Institutionen und politischen Entscheidungsprozessen abhängen.

Die Möglichkeiten zur weiteren Steigerung der Energieeffizienz, die besonders durch eine Reihe von Erdgastechnologien (Kombigasturbinen, Impulsbrenner für Heizungsanlagen, neue gasbetriebene Kühlsysteme basierend auf dem Verdunstungskälteprinzip, etc.) ermöglicht werden, geben auch Gelegenheit aus einer langfristigen, historischen Perspektive heraus einige Anmerkungen zur aktuellen Diskussion des sogenannten "Energiesparens" zu machen. Langfristig gesehen zeigt sich, daß Verbesserungen des rationellen Energieeinsatzes und die oft besprochene "Entkoppelung" von Wirtschafts- und Energienachfragewachstum keine "Entdeckung" der Ölkrisen-Ära, und auch nicht zwangsläufig an Perioden hoher Energiepreise gebunden ist.

Für die Gesamtheit der OECD Länder ist der Primärenergieeinsatz pro Einheit (konstanten) Bruttosozialproduktes seit 1973 mit einer Rate von durchschnittlich zwei Prozent pro Jahr zurückgegangen. Nimmt man 1960 als Basisjahr, beträgt die durchschnittliche Verbesserungsrate ein Prozent pro Jahr, da zwischen 1960 und 1972 praktisch keine Verbesserung der Effizienz des Energieeinsatzes unserer Volkswirtschaften festzustellen war. Diese eher atypische Situation hatte zur Folge, daß durch viele Jahre eine Koppelung von Energie- und Wirtschaftswachstum (mit einer Elastizität von 1) als quasi energiewirtschaftliches "Grundgesetz" durch die einschlägige Literatur geisterte. In Symmetrie zu dieser Situation, scheint das Pendel nun in das andere Extrem umzuschlagen. Der Erfolg der Entkoppelung, der nicht zuletzt auf die (leichte) Realisierung einer Reihe von Verbesserungspotentialen einer relativ ineffizienten Energiestruktur der 50er und 60er Jahre zurückzuführen war, verleitet häufig zur Ansicht, daß ähnliche Verbesserungsraten der Energieintensität von 2 % pro Jahr weiterhin leicht zu realisieren oder sogar noch zu übertreffen wären.

Eine langfristige Untersuchung (unter Einbeziehung nicht-kommerzieller Energieträger) für eine Reihe von Industrieländern seit Mitte des 19. Jahrhunderts (Abbildung 10) zeigt, daß die vieldiskutierte Entkoppelung keineswegs Erfindung der letzten zwei Jahrzehnte ist, sondern daß eine Verbesserung der Energieeffizienz inhärenter Bestandteil der historischen und technologischen Entwicklung seit Beginn der Industriellen Revolution war, und zwar auch bei niedrigen Energiepreisen.

Abbildung 10 zeigt einen weiteren interessanten Zusammenhang zwischen unterschiedlichen Wegen der Industrialisierung und der langfristigen Entwicklung der Energieintensität. Dieser Zusammenhang wird in der Systemwissenschaft als "Pfadabhängigkeit" bezeichnet, um damit auszudrücken, daß sowohl der Ist-Zustand als auch mögliche zukünftige Entwicklungstrajektorien von den ursprünglichen Ausgangsbedingungen und dem historischen Entwicklungsprozeß abhängen. Geschichte spielt daher eine wichtige Rolle. Ein Entwicklungs- und Industrialisierungsmuster wie in den USA (oder in England vor 1900) führt zu einer völlig anderen Wirtschafts-, Siedlungs- und Energieverbrauchsstruktur als etwa im Falle Deutschlands, in Frankreich oder in Japan. Die Tatsache, daß die Energieintensität pro erzeugtem Bruttoinlandsprodukt in den USA doppelt so hoch wie in Frankreich oder Japan ist, bedeutet nicht, daß eine weitere Effizienzsteigerung in den USA einfacher zu bewirken ist. Aus gleichem Grund ist auch ein normativer Ansatz abzulehnen, wenn etwa suggeriert wird, daß eine ähnliche (niedrige) Energieintensität in Ländern unterschiedlicher Struktur und unterschiedlicher Entwicklungsgeschichte durch einfache Maßnahmen mittelfristig zu erreichen wäre.

Im Falle der USA, zeigen Daten der Entwicklung der Primärenergieintensität seit 1800, daß sich diese seit Beginn der Industriellen Revolution um mehr als einen Faktor 5 verbessert hat (Abbildung 11), was einer durchschnittlichen Effizienzsteigerung von knapp 1 % jährlich entspricht. Dies geschah vor dem Hintergrund einer intensivierten Nachfrage (Vervierfachung des Pro-Kopf Energieverbrauchs), und wurde vor allem durch kontinuierlichen Strukturwandel, und die Einführung neuer Technologien zur Erzeugung und Nutzung von Energie ermöglicht.

Im Gegensatz zum relativ hohen Wirkungsgrad der Umwandlung von Primär- (Kohle, Erdöl, etc.) in Endenergie (Treibstoffe, Strom, Fernwärme, etc.), der gegenwärtig rund 70 Prozent für den

Durchschnitt aller OECD Länder beträgt, sind die Wirkungsgrade der Umwandlung von End- zu Nutzenergie (Raumwärme, Licht) und speziell weiter zu Dienstleistungen (etwa zurückgelegte Passagier-km) weiterhin niedrig. Energetisch gerechnet, werden nur rund 15 %\* der aufgewandten Primärenergie als nachgefragte Dienstleistung genutzt. Exergetisch gerechnet, beträgt der globale Wirkungsgrad nur um 4 %\* (Nakicenovic und Gilli, 1989). Aus dieser Perspektive scheint Potential für weitere Verbesserungen der Energieeffizienz für weitere 200 Jahre vorhanden zu sein.

Diese Verbesserungen sind indessen eher eine Frage der Anwendung neuer Technologien der Energienutzung und zur Bereitstellung der nachgefragten Dienstleistungen, als eine Frage der Veränderungen von Lebensgewohnheiten und des "Energiesparens" in engerem Sinn, und hängen in der Geschwindigkeit ihrer möglichen Realisierung bzw. deren Beschränkung, wesentlich von der Struktur des Kapitalstocks sowie der Rate der wirtschaftlichen Strukturveränderung ab. Die historische Verbesserungsrate von ein Prozent jährlich, bzw. von zwei Prozent, wie sie seit Anfang der 70er Jahre realisiert werden konnte, stecken mit ziemlicher Sicherheit die Grenzen der realisierbaren Effizienzsteigerungen ab. Mit Effizienzsteigerungsraten dieser Größenordnung könnte eine Einheit des Bruttosozialproduktes in 50 Jahren mit nur 40 bis 60 Prozent der jetzt eingesetzten Primärenergie erzeugt werden, was vor allem aus Umweltgründen anzustreben ist. Es muß aber betont werden, daß weitere Effizienzsteigerungen technologische Verbesserungen und wirtschaftlichen Strukturwandel voraussetzen. Entsprechende ökonomische und gesellschaftliche Anreize, sowie die Bereitschaft überkommene, strukturkonservierende gesetzliche Regelungen aufzugeben, sind notwendige Voraussetzungen.

---

\* Diese Berechnungen gelten für den Durchschnitt aller OECD Länder für 1986, und können auf Grund ungenügender Daten speziell über die Kapazitätsauslastung in der Bereitstellung von Dienstleistungen nur als grobe Richtwerte und Größenordnungsangaben angesehen werden. Der niedrige exergetische Wirkungsgrad ergibt sich vor allem aus thermodynamischen Überlegungen. So beträgt die maximale Carnot Effizienz (gerechnet nach dem zweiten Hauptsatz der Thermodynamik) der Raumheizung nur rund 7 Prozent.

## 5. VOM LOKALEN ZUM GLOBALEN UMWELTBEWUSSTSEIN

Die wissenschaftliche und öffentliche Diskussion verlagert sich zunehmend auf die globale Dimension der Umweltproblematik (Klimaveränderungen). Nicht mehr Ressourcenknappheit, sondern mögliche Klimaveränderungen, die aus der Nutzung fossiler Energieträger, Treibhausgasen und weitergehender Abholzung tropischer Regenwälder drohen, werden von vielen als endgültige Schranke für die Weiterverfolgung einer material- und energieintensiven Entwicklungsstrategie angesehen.

Ein neues globales Denken in der Umweltproblematik sollte jedoch weiterhin größtenteils ungelöste Umweltprobleme auf lokaler und regionaler Ebene nicht unvergessen machen. Lokale Luftverschmutzung auf Grund zu hoher  $\text{SO}_2$  Konzentrationen wurden in den meisten Ländern Westeuropas durch Einsatz schwefelarmer Brennstoffe und verstärktem Erdgas- und Fernwärmeeinsatz drastisch reduziert. Gegenwärtig scheinen in Westeuropa auf örtlicher Ebene zu hohe Konzentrationen an Stickoxiden und Ozon das vordringlichste Problem zu sein, das erst am Anfang einer adequate Lösung (etwa durch Einführung von Katalysatorautos) steht.

Erfolgen der Umweltpolitik in Westeuropa steht eine unveränderte bis verschlechterte Situation in Ost- und Südeuropa gegenüber. Während zum Beispiel die Schwefelemissionen Westeuropas seit 1970 um fast 40 Prozent zurückgingen, wurde dies durch erhöhte Emissionen Ost- und Südeuropas mehr als wettgemacht (Tabelle 4). Dies bedeutet, daß es bislang noch nicht gelungen ist, die Schwefeldeposition und die damit einhergehenden sauren Niederschläge in vielen Gebieten Osteuropas und in den durch Ferntransport betroffenen Regionen Westeuropas (Abbildung 12) deutlich zu senken. Weitere Anstrengungen zur Reduktion von Schwefel- und Stickoxidemissionen\* auf örtlicher und regionaler Ebene erscheinen deshalb erforderlich. Erdgas ist praktisch schwefelfrei und hat zudem relativ geringe  $\text{NO}_x$  Emissionen, die außerdem durch einfache Maßnahmen, wie neue Brennerkonfigurationen, drastisch vermindert werden können. Ein verstärkter Einsatz von Erdgas, vor allem zur Substitution

---

\* Im Gegensatz zu den Schwefelemissionen, bei denen der Anteil Westeuropas auf rund 23 Prozent an den Gesamtemissionen Europas (inklusive des Europäischen Teils der UdSSR) gesunken ist, liegt der Anteil Westeuropas bei den Stickoxidemissionen mit 40 Prozent deutlich darüber.

schwefelreicher (schweres Heizöl) und niederwertiger Brennstoffe (z.B. Braunkohle) in dichtbesiedelten Gebieten, stellt deshalb eine kurzfristig realisierbare Umweltoption (Grübler und Amann, 1986) dar. In diesem Zusammenhang haben eine Reihe von Untersuchungen am IIASA (Shaw *et al.*, 1988) nachgewiesen, daß es nicht nur ökonomisch sinnvoll, sondern auch vor allem für die Reduzierung der Gesamtemissionsmenge und nationaler Immissionen effektiver ist, gezielt in Maßnahmen in jenen Ländern zu investieren, die weiterhin sehr hohe Emissionen haben. Das bedeutet, daß es zum Beispiel für die Verringerung der Schwefeldeposition der BRD kostengünstiger wäre, in Emissionsreduktion in Ländern außerhalb des eigenen Staatsgebietes (Polen, DDR und Tschechoslowakei), von denen große Mengen durch Ferntransport importiert werden, zu investieren, als weitergehende (und immer kostspieligere) Maßnahmen zur Reduktion der (bereits relativ niedrigen) nationalen Emissionen zu setzen.

Auch bezüglich der globalen Klimaproblematik (Treibhauseffekt) lassen sich trotz erheblicher wissenschaftlicher Unsicherheitsbereiche doch mögliche robuste Lösungsansätze aufzeigen. Neben weiterer Steigerung der Energieeffizienz kommt der Substitution von im Kohlenstoff zu Wasserstoff Verhältnis niederwertigen Brennstoffen (v.a. Braun- und Steinkohle) durch Erdgas eine wichtige Rolle zu. Erdgas als "Brückenbrennstoff" in eine nach-fossile (nukleare oder solare) Energiezukunft könnte den weiteren Anstieg der atmosphärischen CO<sub>2</sub> Konzentrationen und damit einhergehender Klimaauswirkungen deutlich mildern.

Die Auswirkungen auf globale CO<sub>2</sub> Emissionen und atmosphärische Konzentrationen von Energieszenarien in denen Erdgas als Hauptenergieträger in eine nachfossile Energiezukunft überleitet, wurde am IIASA unlängst näher untersucht (Ausubel *et al.*, 1988). Diese Szenarien gehen von den historischen, langfristigen strukturellen Veränderungen der Primärenergiestruktur (Abbildung 3) aus, in denen Erdgas als dominanter Energieträger nach der Jahrtausendwende progressiv zu einer nicht-fossilen Energiewirtschaft (zuerst Kernenergie und dann Solarenergie oder Kernfusion (*solfus* in Abbildungen 3 und 13) überleitet. Zwei Szenarien mit gleichbleibenden relativen Marktanteilen verschiedener Energieträger (aus Abbildung 3), jedoch mit unterschiedlicher Gesamtenergienachfrage wurden untersucht. Im ersten (sog. "long wave" Szenario) steigt der Welt Pro-Kopf Energieverbrauch bis zum Jahr 2100 auf das heutige Niveau der USA (rund 12 Tonnen

Steinkohleeinheiten) an. Im zweiten Szenario ("efficiency" Szenario) bewirken verstärkte Anstrengungen der Verbesserung des rationellen Energieeinsatzes und geringere Wirtschaftstumsraten, daß der Weltenergieverbrauch pro Kopf fast unverändert bleibt. In beiden Szenarien steigt indessen die Energienachfrage auf Grund des Bevölkerungswachstums (auf ca. 10 Milliarden Menschen im Jahr 2100).

Das einfache Energiemodell, das den Szenarien zugrundeliegt, kann rund 130 Jahre Geschichte des Weltenergieverbrauchs gut nachvollziehen (Abbildung 13), weshalb seine Auswirkungen für zukünftige CO<sub>2</sub> Emissionen nähere Aufmerksamkeit verdienen. Es zeigt sich, daß in beiden Szenarien eine verstärkte Nutzung von Erdgas bis zur massiven Marktdurchdringung durch nicht-fossile Energieträger (nach 2030) signifikant geringere CO<sub>2</sub> Emissionen produzieren würde als in vergleichbaren Szenarien, die massiv von Kohle und synthetischen flüssigen Treibstoffen abhängen (Abbildung 14). Im Falle eines hohen Energieverbrauchs errechnen konventionelle Szenarien ("case A" in Abbildung 14) CO<sub>2</sub> Konzentrationen bis 1600 ppm (parts per million), wohingegen das "long wave" Szenario bei ähnlich hohem Energieverbrauch unter 600 ppm CO<sub>2</sub> Konzentration bleiben würde. Auch bei niedrigem Energieverbrauch würde ein herkömmliches Szenario ("case C" in Abbildung 14) immer noch eine Verdoppelung der CO<sub>2</sub> Konzentration in der Atmosphäre bewirken, wohingegen ein Gasszenario mit niedrigem Energieverbrauch ("efficiency" Szenario) unter 450 ppm CO<sub>2</sub> Konzentration bleiben würde.

Erdgas würde auch in Verbindung mit Hochtemperaturreaktoren (oder Hochtemperatur-Prozeßwärme aus Solarkraftwerken, Nakicenovic und Messner, 1982) aktive CO<sub>2</sub> Minderungsstrategien ermöglichen. Marchetti (1988) schlägt vor, mittels Hochtemperaturreaktor-Prozeßwärme Erdgas in elementaren Wasserstoff und CO<sub>2</sub> aufzuspalten. Ein Vorgang, der übrigens in sehr vielen Raffinerien schon heute zur Wasserstoffgewinnung eingesetzt wird (Steamreforming). Der so gewonnene Wasserstoff könnte dem Erdgas beigemischt werden und so den spezifischen Brennwert um rund 15 Prozent erhöhen. Das Wasserstoff-Erdgas Gemisch könnte dann zum Konsumenten transportiert, und ohne weitere Veränderungen der Anlagen bei den Endabnehmern direkt verwendet werden. Die eigentliche Eleganz des Vorschlags von Marchetti besteht aber darin, daß er entsprechende Anlagen in Gebieten errichten will, in denen das gewonnene CO<sub>2</sub> zur

tertiären Ölgewinnung eingesetzt wird, wie es vielfach schon in den USA praktiziert wird. Dadurch könnte nicht nur die Ausbeute alter Erdölfelder gesteigert, sondern auch das  $\text{CO}_2$  in geologisch stabilen Schichten "endgelagert" und so der Biosphäre dauerhaft\* entzogen werden.

Eine solche Brückenfunktion von Erdgas in eine solare oder nukleare Wasserstoffwirtschaft, die die entsprechende Infrastruktur (Pipelines, Speicher und Nutzungsinfrastruktur für gasförmige Energieträger) vorbereitet, aber auch aktive  $\text{CO}_2$  Minderungsstrategien eröffnet, ohne in theoretisch machbare, aber extrem kostspielige  $\text{CO}_2$  Abscheideanlagen bei Kraftwerken oder beim Endverbraucher zu gehen, stellt einen weiteren entscheidenden Umweltvorteil von Erdgas dar.

Diese Schlußfolgerung wird auch von der Tatsache nicht berührt, daß Methan, der Hauptbestandteil von Erdgas, selbst ein klimarelevantes Gas ist (Tabelle 5). Erhöhte Methankonzentrationen in der Atmosphäre sind vor allem deswegen von Bedeutung, da der "Glashauseffekt" (die Kapazität, die Abstrahlung von Wärmestrahlen von der Erde zu verhindern) eines Methanmoleküls zwischen einem Faktor 24 und 32 höher ist als der eines  $\text{CO}_2$  Moleküls. Zu den natürlichen Methanquellen (z.B. Termiten, Verdauung wildlebender Wiederkäuer) von geschätzten 47 bis 310 Millionen Tonnen  $\text{CH}_4$  kommen noch zwischen 250 bis 460 Millionen Tonnen anthropogener Quellen hinzu (Viehzucht, Reisfelder, Mülldeponien und Methanemissionen bei Kohleabbau und Produktion und Nutzung von Erdgas). Zum Vergleich: der Welterdgasverbrauch beträgt gegenwärtig rund 1000 Millionen Tonnen. Eine energetische Nutzung dieser Methanquellen (etwa die Gewinnung von Methangas aus Mülldeponien) hätte somit nicht nur energiewirtschaftliche sondern auch Umweltvorteile. Den Quellen stehen Senken (Abbau durch OH-Radikale) von 375 bis 475 Millionen Tonnen jährlich gegenüber, was eine Nettosteigerungsrate der Methankonzentration in der Atmosphäre von rund 1 Prozent jährlich bewirkt (Deutscher Bundestag, 1988), die vor allem auf erhöhte Reisproduktion und Viehzucht zurückgeführt wird. Allerdings sind zum gegenwärtigen Zeitpunkt die Methanquellen nur unzureichend erfaßt und in ihren relativen Größenordnungen ungenügend bekannt, sodaß

\* Die Stabilität der Horizonte in die  $\text{CO}_2$  eingepresst werden soll, wird am besten dadurch illustriert, daß Erdöl über Jahrmillionen in diesem Reservoirgestein verblieben ist.

Prioritätenreihungen eventuell zu treffender Vermeidungsmaßnahmen von großen Unsicherheiten gekennzeichnet sind.

Auch wenn der Energiesektor selbst nur für einen Bruchteil (zwischen 5 und 10 Prozent) der Methanemissionen anthropogener und natürlicher Quellen verantwortlich zeigt, erscheint es vordringlich, unnötige Verluste an die Atmosphäre zu minimieren. Hierbei ist zu beachten, daß die komparativen CO<sub>2</sub> Vorteile von Erdgas gegenüber Kohle auch durch Methanverluste nicht signifikant verschoben werden, da die Methanemissionen aus Kohle und Erdgasgewinnung mit je 35 Millionen Tonnen jährlich geschätzt werden. Im Vergleich zu den Klimaauswirkungen von CO<sub>2</sub> ist bei Methanemissionen weiters die viel kürzere Verweilzeit in der Atmosphäre zu beachten. Ein Methanmolekül verbleibt nur rund 10 Jahre in der Atmosphäre, wohingegen bei einem emittierten CO<sub>2</sub> Molekül über 100 Jahre vergehen, bis es endgültig in den Ozeanen reabsorbiert wird (Tabelle 5). Aus diesem Grunde sind die CO<sub>2</sub> Vorteile einer verstärkten Erdgasnutzung auch durch Methanverluste nicht wesentlich\* berührt (Tabelle 6).

Unter Beachtung der Klimawirksamkeit über die gesamte atmosphärische Verweilzeit (Tabelle 5) wird deutlich, wie vordringlich Maßnahmen zur Reduktion der Treibgase (sog. CFC's, d.h. Fluorchlorkohlenwasserstoffe) sind, wie sie etwa im Montreal Protokoll international vereinbart wurden. Werden ähnliche Überlegungen der Klimawirksamkeit über die gesamte Lebensdauer aller emittierten klimarelevanten Gase angestellt, wird deutlich, daß weiterhin CO<sub>2</sub> das Hauptproblem des Energiesektors bleibt, und daß die relative Reihung verschiedener Brennstoffe unter Einbeziehung von Methan-Emissionen sich nicht wesentlich von der Reihung nach den spezifischen CO<sub>2</sub> Emissionen unterscheidet (Tabelle 6).

Die Forderung nach Vermeidung unnötiger Verluste von Erdgas ist nicht nur vom Klimastandpunkt sondern auch vom ökonomischen Kalkül her sinnvoll. Gegenwärtig werden weltweit fast 90 Milliarden Kubikmeter Erdgas abgefackelt oder in die Luft "ventiliert". Dies ist fast die zweifache Menge des Erdgasverbrauchs in der BRD. Allein in der Nordsee wird mehr Erdgas abgefackelt als die Schweiz pro Jahr

\* Die klimarelevante Gesamtkonzentration in CO<sub>2</sub> Einheiten (wobei ein emittiertes Methanmolekül als 32 CO<sub>2</sub> Moleküle gerechnet wird), würden sich in den in Abbildung 14 angegebenen Erdgas-Szenarien (die sich nur auf CO<sub>2</sub> beziehen) nur um rund 10 Prozent erhöhen (Viktor, 1989).

verbraucht (Tabelle 7). Länder wie Nigerien fackeln weiterhin einen Großteil ihres assoziierten (d.h. in Erdöllagerstätten vorkommendes) Erdgases ab, da es an einer geeigneten Infrastruktur fehlt, das Erdgas in die Lagerstätten wieder einzupressen oder es zu Endverbrauchern zu transportieren. Diese Situation ist ein Beispiel für ungenügende technische und wirtschaftliche Entwicklungshilfe. Es stehen keine ausreichenden Mittel zur Verfügung, einheimische Erdgasreserven aufzusuchen und zu entwickeln, bzw. unnötige Verschwendung von Ressourcen durch einfaches Abfackeln zu verhindern.

Aus der Perspektive möglicher globaler Klimaveränderungen erscheint die Weiterverfolgung eines langfristigen historischen Trends der Energienutzung, nämlich die Tendenz zu im Wasserstoff-Kohlenstoff Verhältnis höherwertigen Brennstoffen (Abbildung 15) erstrebenswert. Aus dieser Sicht ist Erdgas eine logische, evolutionäre Brücke in ein Wasserstoffzeitalter, in dem die Gewinnung und Nutzung der in unserer Gesellschaft benötigten Energie endlich ohne schädliche Emissionen erfolgen könnte.

## 6. ZUSAMMENFASSUNG

Die Energieperspektiven haben sich verändert. Nicht mehr Ressourcenknappheit sondern mögliche globale Klimaveränderungen werden als Schranke zukünftigen Energiewachstums angesehen. Erdgas erweist sich sowohl bezüglich Kriterien eines rationellen Energieeinsatzes, als auch hinsichtlich der Umweltfreundlichkeit als vorteilhafte Option und Alternative. Mehr als ausreichende Verfügbarkeit und hohe Effizienz in der Anwendung, die günstigsten Umweltauswirkungen aller fossilen Energieträger und weiterhin hohe soziale Akzeptanz sprechen für eine verstärkte Nutzung. Darüberhinaus ist Erdgas ein evolutionäre Stufe in der historischen Entwicklung des Energiesystems in Richtung im Wasserstoffgehalt höherwertiger Brennstoffe, und kann so langfristig zu einer Wasserstoffwirtschaft überleiten. In seiner Funktion als "Brückenbrennstoff" in ein nach-fossiles Energiezeitalter könnte Erdgas auch Optionen zur aktiven Minderung von CO<sub>2</sub> Emissionen und damit einhergehender möglicher Klimabeeinflussung eröffnen.

Offen bleibt die Frage, inwieweit diese potentielle Rolle von Erdgas und die damit einhergehenden Vorteile realisierbar sind. Es fehlt nicht an geologischen Vorkommen oder effizienten Gewinnungs- und Nutzungstechnologien. Entscheidend ist die Bereitschaft der

Energiepolitik und der öffentlichen Meinung, Erdgas als ernstzunehmende und reelle Alternative zu erkennen und verstärkt zu nutzen.

GWYR. MILLION

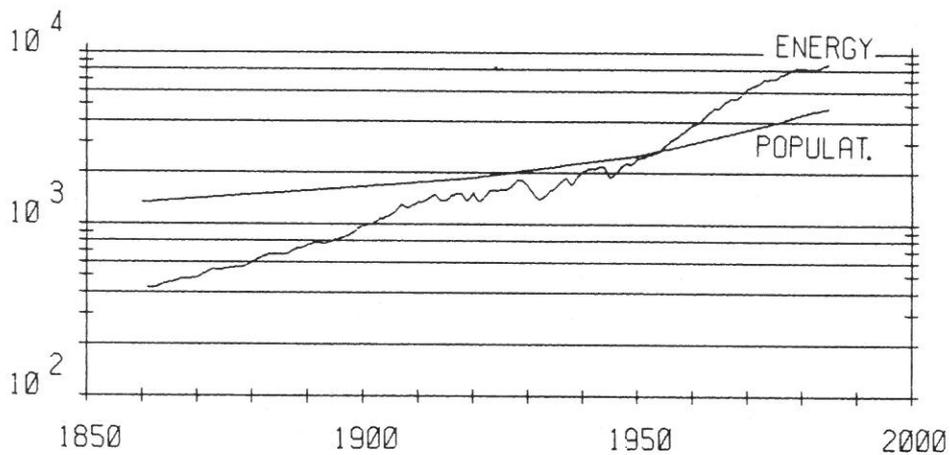


Abbildung 1. Wachstum der Weltbevölkerung, in Millionen, und des Weltenergieverbrauchs, in GW-Jahren (ein GW-Jahr entspricht etwa einer Million Tonnen Steinkohleeinheiten). Quelle: Nakicenovic und Gilli, 1989.

Die Erhöhung des Pro-Kopf Energieverbrauchs weltweit wurde historisch vor allem dadurch ermöglicht, daß neue Energieträger, die besser den sich verändernden wirtschaftlichen und sozialen Rahmenbedingungen entsprachen, verstärkt genutzt wurden.

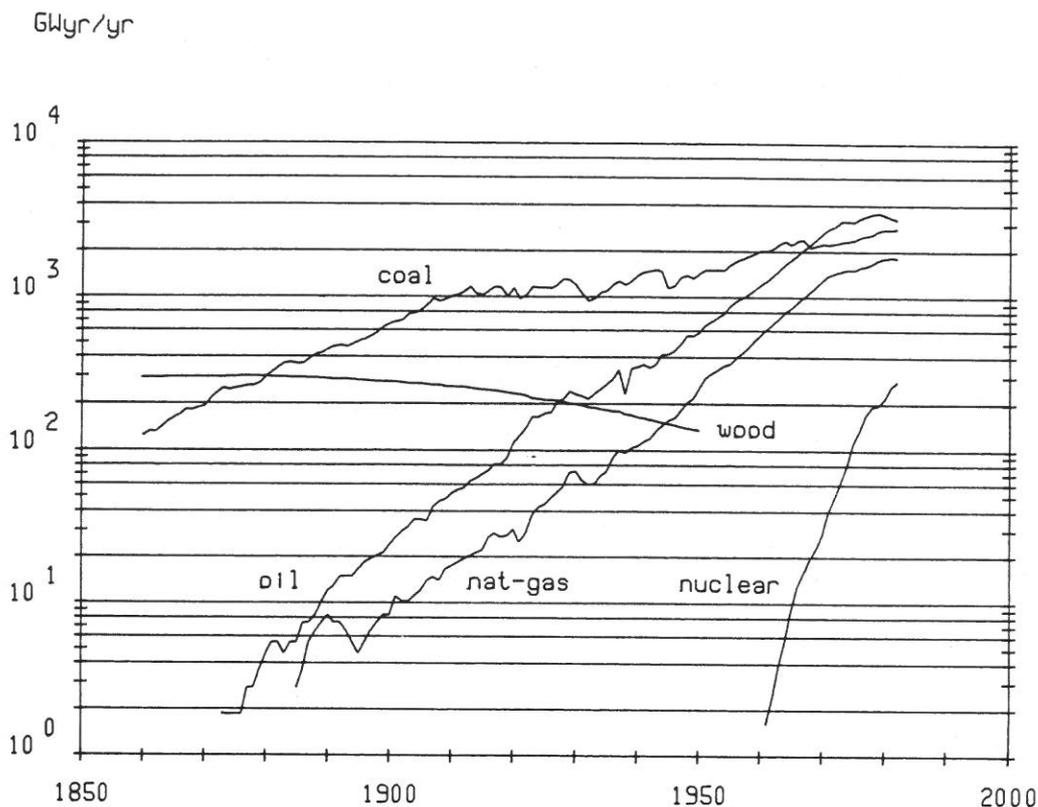


Abbildung 2. Entwicklung des Weltprimärenergieverbrauchs, in GW-Jahren. Quelle: Grübler und Nakicenovic, 1988.

Globaler Verbrauch verschiedener Primärenergieträger (Holz, Kohle, Erdöl, Erdgas und Kernenergie). Im logarithmischen Maßstab können die unterschiedlichen Wachstumsraten einzelner Energieträger, bzw. deren Veränderungen deutlich abgelesen werden. Unterschiedliche Wachstumsraten führen zu Veränderungen im Marktanteil einzelner Energieträger. Die historische Entwicklung des Energiesystems ist also nicht sosehr durch das Prinzip "mehr vom Gleichen", sondern durch strukturelle Veränderung gekennzeichnet, in denen ältere Energieträger durch neuere ersetzt werden.

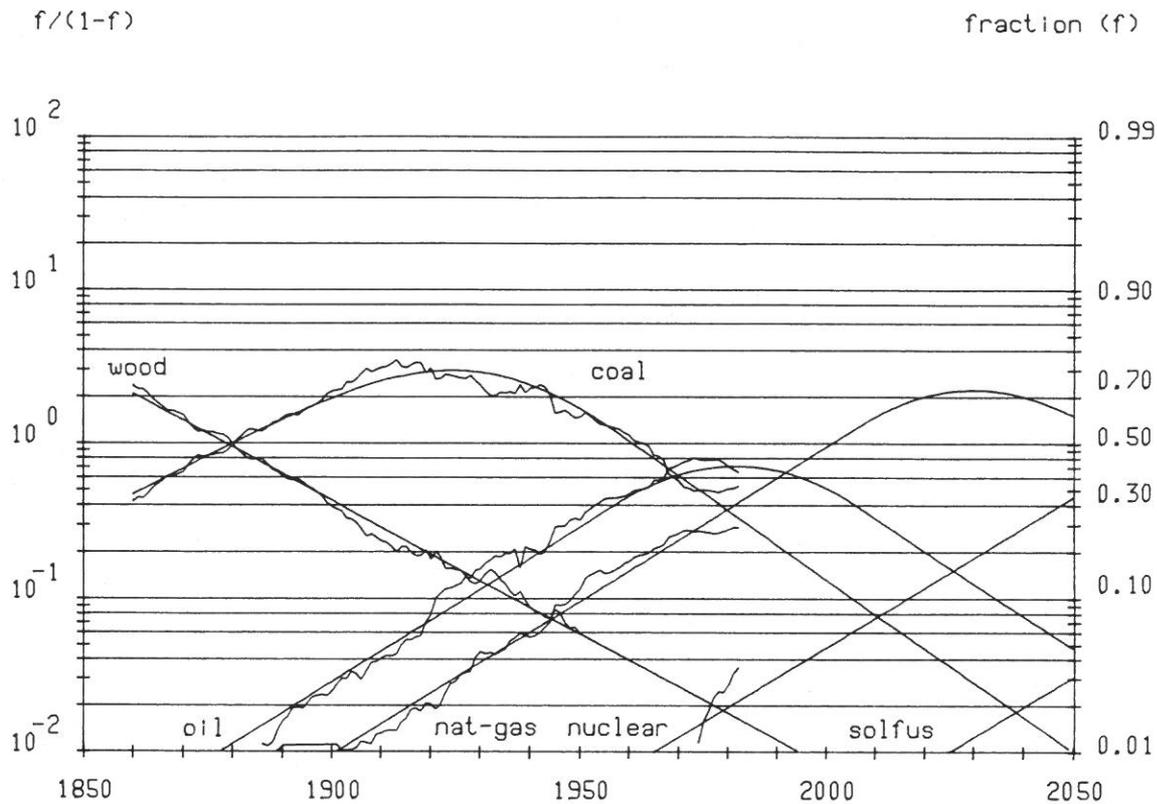
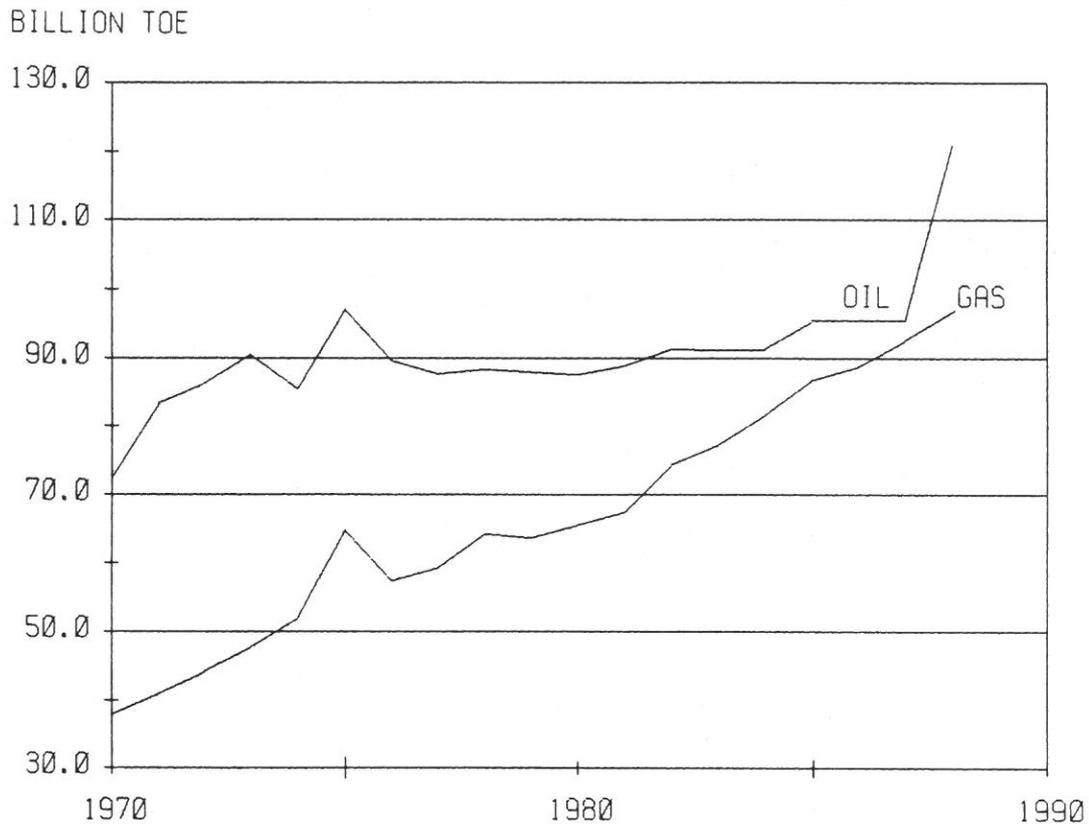


Abbildung 3. Weltprimärenergiesubstitution, Marktanteile in logit Transformation. Quelle: Grubler und Nakicenovic, 1988; nach Marchetti und Nakicenovic, 1979.

Entwicklung der Marktanteile einzelner Energieträger in der Transformation  $F/(1-F)$  (d.h. Marktanteil eines Energieträgers gebrochen durch die Summe der Marktanteile aller übrigen Energieträger) und in logarithmischem Maßstab. Aus dem Verhalten der Vergangenheit werden die Parameter für das logistische Substitutionsmodell bestimmt. Wie ersichtlich, können damit die Strukturveränderungen des Energiesystems sehr gut nachvollzogen werden. Das regelmäßige Muster der Einführung neuer und der Verdrängung alter Energieträger resultiert in einer großen Zukunft für Erdgas, das zum dominierenden Energieträger des 21. Jahrhunderts aufrückt. Der Anteil des Erdöls ist gesättigt und wird zurückgehen, die Bedeutung der Kohle weiter abnehmen. Die Kernenergie schwenkt auf einen langsameren Wachstumspfad um, was bis zur Jahrtausendwende kein signifikantes Wachstum der Kernenergie bedeuten würde.



*Abbildung 4. Nachgewiesene, technisch und wirtschaftlich gewinnbare Reserven von Erdöl und Erdgas 1970 bis 1987, in Millionen Tonnen Erdöleinheiten. Quelle: IIASA, 1989.*

Obwohl in der Vergangenheit die Explorationstätigkeit einseitig auf die Suche nach Erdöl konzentriert war, haben sich die Erdgasreserven seit 1970 verdreifacht. Dies ist ein deutlicher Hinweis auf die weitere geographische und geologische Verbreitung von Erdgas. Reichweite der Reserven von fast 60 Jahren und signifikantes Potential weiterer Funde erlauben es, die Nutzung von Erdgas bedeutend zu steigern.



	Proved Reserves EJ	Production 1987 EJ	Commercial Energy EJ	Total Consumption EJ	Ratio Commercial Energy	Gas Reserves to Commercial Consumption	Total Reserves to Total Consumption
<b>AFRICA</b>							
Ivory Coast	3.8	0	.072	.153	52.8	24.8	
Mozambique	2.5	0	.051	.192	48.4	12.9	
Rwanda	1.9	0	.009	.060	211.1	31.7	
Sudan	3.2	0	.051	.235	62.7	13.6	
Tanzania	4.5	0	.032	.465	140.1	9.6	
<b>SOUTH AMERICA</b>							
Brazil	4.0	.111	4.246	6.789	0.9	0.6	
Chile	4.6	.028	.404	.463	11.3	9.8	
Columbia	4.4	.156	.869	1.046	5.0	4.2	
<b>ASIA</b>							
Afghanistan	2.3	.106	.057	.105	40.7	22.1	
Bangladesh	13.7	.141	.175	.435	78.2	31.4	
India	38.2	.319	6.182	8.532	6.2	4.5	
Pakistan	23.8	.452	.868	1.095	27.4	21.7	
Papua New Guinea	3.3	0	.036	.091	90.8	35.9	
Thailand	7.0	.167	.658	1.138	10.6	6.1	
Yemen, North	4.0	0	.038	n.a.	105.0	n.a.	

Countries with gas reserves  $>50 \cdot 10^9 \text{ m}^3$

Average conversion rate used:  $10^9 \text{ m}^3$  natural gas equals  
 $38 \cdot 10^{15} \text{ J}$  or  $0.038 \text{ EJ}$ .

*Tabelle 2. Netto-ölimportierende Entwicklungsländer mit signifikanten Gasvorräten, Reserven, Produktion und Energieverbrauch in Exa ( $10^{18}$ ) Joule. Quelle: Grübler und Nowotny, 1989.*

In zahlreichen ölimportabhängigen Entwicklungsländern könnten die bereits aufgefundenen Gasreserven einen signifikanten Beitrag zum Energieverbrauch (auch zur Substitution knapp werdender nicht-kommerzieller Energieträger wie Brennholz) liefern. Wie die Tabelle zeigt, geschieht dies nur in unzureichendem Ausmaß. Es ist ein Paradoxon der Entwicklungshilfepolitik, keine Mittel zur Entwicklung einheimischer Vorräte und einer Infrastruktur zu deren effizienten Nutzung bereitzustellen.

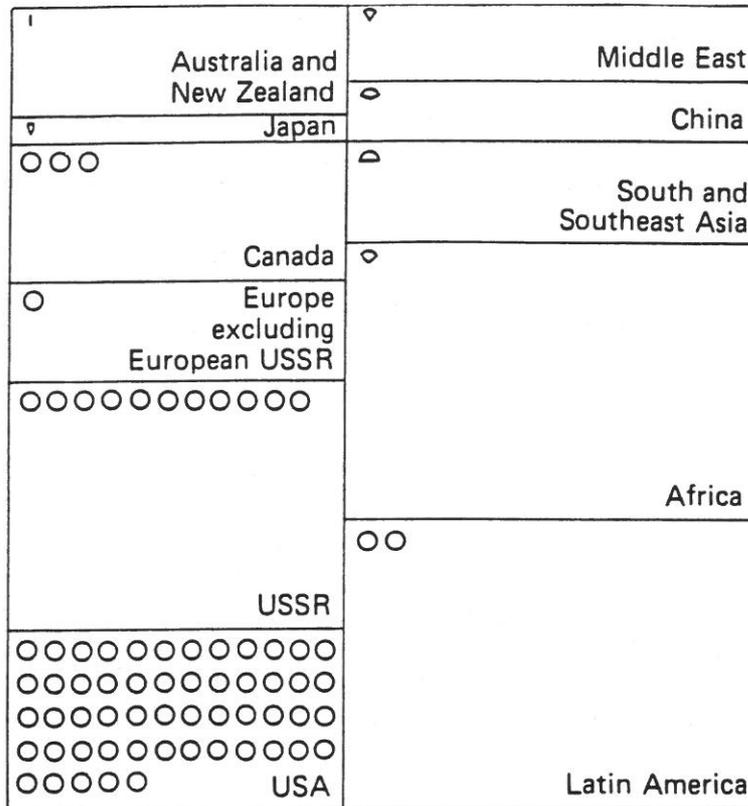
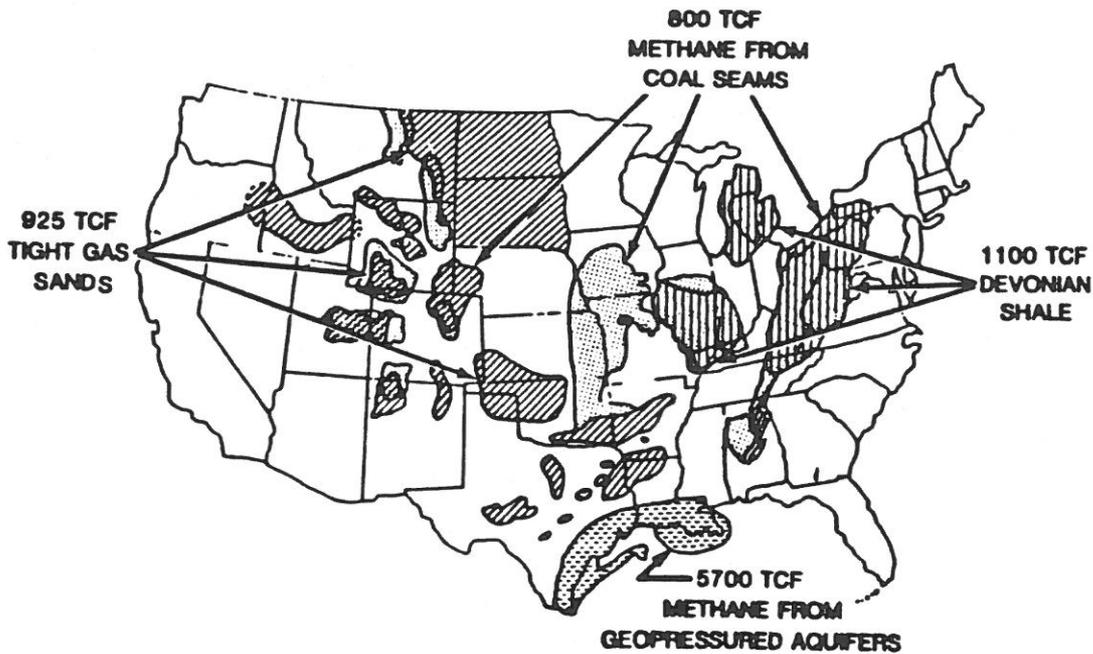


Abbildung 5. Explorationsdichte im Verhältnis zur Sedimentfläche verschiedener Kontinente. Quelle: Grossling, 1976.

Die nur geringe Explorationsdichte außerhalb der USA ist ein deutlicher Hinweis, daß das Potential weiterer Gasfunde gegenwärtig noch nicht abgeschätzt werden kann. Erdgas ist auch außerhalb ölhöffiger Schichten und vor allem in tieferen Horizonten vorhanden. Diese wurden bislang nur in den seltensten Fällen untersucht. "Nur wer sucht, der findet" ist ein Sprichwort, daß zur Beurteilung der Ressourcenverfügbarkeit, vor allem in einer langfristigen Perspektive, berücksichtigt werden sollte.



Unconventional Gas Resources of the United States

Abbildung 6. Vorkommen sogenannter "nichtkonventioneller" Gasressourcen (Methan in Schiefer- und Sandschichten, Kohleflözen und in unter Druck stehenden Grundwasserhorizonten) in den USA, in TCF ( $10^{12}$  Kubikfuß). Quelle: Hanneman, 1988.

Neben den bereits bekannten konventionellen Gasvorräten sind sehr große Mengen nicht-konventioneller Vorräte bekannt. Schätzungen existieren hauptsächlich für die USA, wo nichtkonventionelle Vorräte rund dem 500 (!) fachen jährlichen Erdgasverbrauch entsprechen. Mit herkömmlicher Technologie sind diese Ressourcen nur bedingt gewinnbar, bzw. unwirtschaftlich. Ähnliches wurde vor 20 Jahren auch über die Möglichkeiten der Öl- und Gasproduktion in der nördlichen Nordsee gesagt. Technischer Fortschritt sollte es ermöglichen, in Zukunft zumindest einen Teil der nicht-konventionellen Ressourcen zu nutzen.

Category	Low	High
<b>Reserves in 1988</b>	<b>111</b>	
<b>Conventional, recoverable Resources</b>	<b>280</b>	<b>800</b>
<b>Unconventional*, recoverable Resources (present day technology)</b>	<b>20</b>	<b>50</b>
<b>Subtotal</b>	<b>300</b>	<b>850</b>
<b>Unconventional* Resources</b>		
<b>Identified</b>	<b>280</b>	<b>340</b>
<b>Inferred (speculative)</b>	<b>2,000</b>	<b>?</b>
<b>Total</b>	<b>2,600</b>	<b>3,200</b>
<b>Clathrates</b>	<b>21,000</b>	<b>?</b>
<b>Deep Gas</b>	<b>??</b>	<b>??</b>

\* Tight gas sands, fractured shales, methane in coal seams, geopressured aquifers, gas hydrates. Estimates primarily for North America.

*Tabelle 3. Konventionelle, nicht-konventionelle und "exotische" Erdgasvorkommen, in 10<sup>12</sup> Kubikmetern. Quelle: zusammengestellt nach API (1989), BP (1989), Parent und Linden (1977), Grossling (1976), Kuuskraa und Meyers (1983), MacDonald (1989).*

Eine tabellarische Übersicht der von Geologen angegebenen Erdgasressourcen zeigt, daß die identifizierten Reserven nur einen winzigen Bruchteil der geologischen Gesamtvorkommen darstellen. Konventionelle, gewinnbare Ressourcen werden mit dem 3 bis 8 fachen der jetzigen Reserven angegeben. Nicht-konventionelle Ressourcen liegen bis zum 200-fachen darüber. Dazu kommen noch riesige Mengen an Methan, das in Permafrostböden gespeichert ist. Abiogenen Tiefgas könnte die Ressourcen noch einmal um mehrere Größenordnungen erhöhen. Selbst wenn nur ein Bruchteil dieser Mengen in Zukunft wirtschaftlich gewinnbar werden, würde Erdgas immer noch für Jahrhunderte, statt für Jahrzehnte, verfügbar sein.

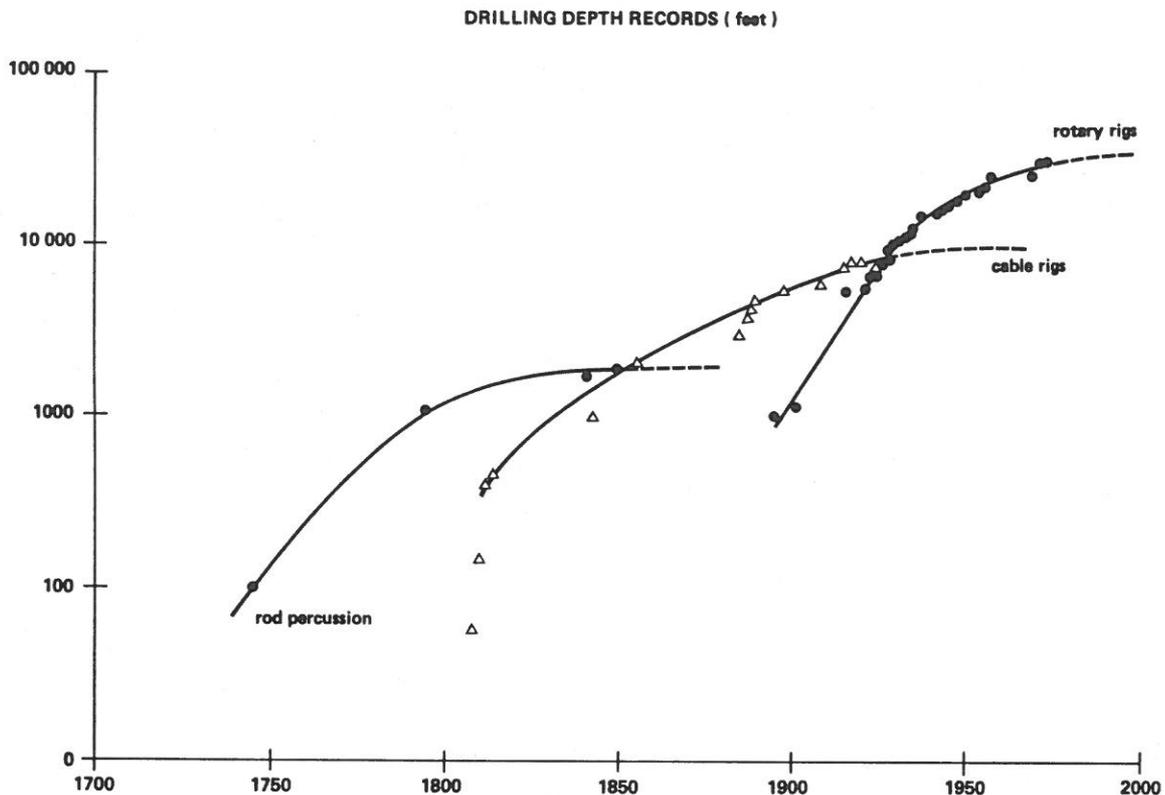


Abbildung 7. Entwicklung der maximalen Bohrteufe von Bohrtechnologien, in Fuß. Quelle: Grübler und Nakicenovic, 1988.

Die sukzessive Einführung und Weiterentwicklung verschiedener Bohrtechnologien (Meißel, Kabel und hydraulische Bohrungen) ermöglichte die Grenzen der technischen Leistungsfähigkeit immer weiter hinauszuschieben. Ohne diese (und ähnliche) technische Fortschritte wäre unser heutiges Energiesystem unvorstellbar.

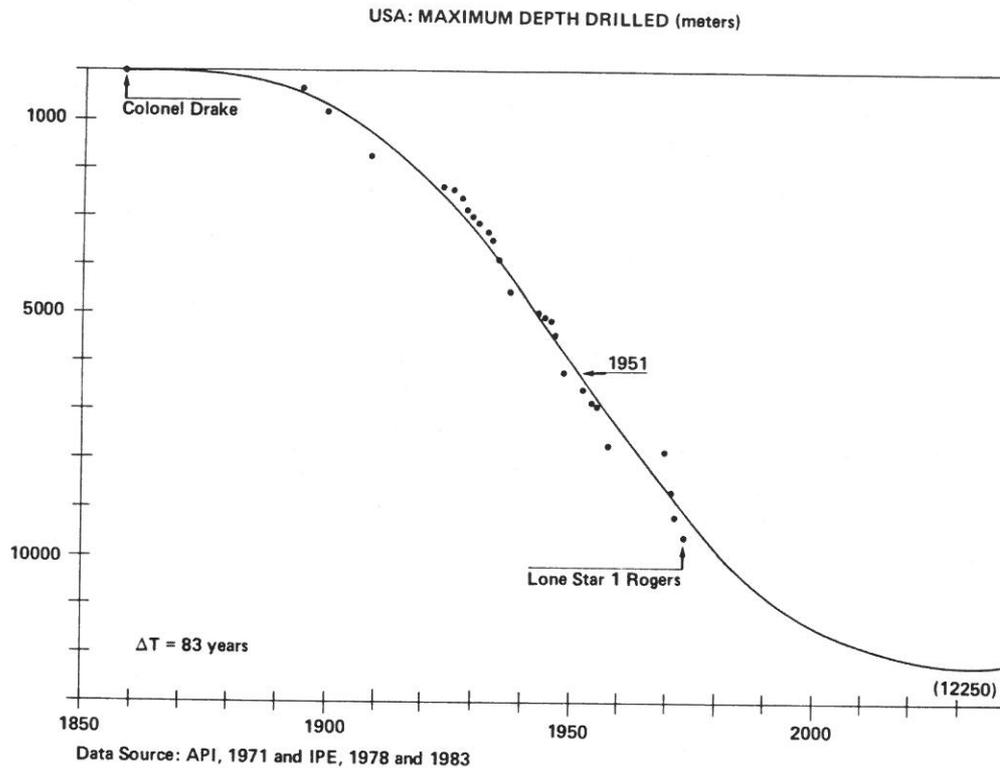


Abbildung 8. Entwicklung der maximalen Tiefe von Explorationsbohrungen in den USA mit logistischem Trend, in Metern. Quelle: Grüber und Nakicenovic, 1988.

Die Hüllkurve der technischen Leistungsfähigkeit der Bohrtechnologien aus Abbildung 7 zeigt für die USA, daß in naher Zukunft Bohrtiefen von über 10.000 Metern nicht nur möglich, sondern eher alltäglich sein werden. Dies begünstigt das Auffinden großer Erdgaslagerstätten. Alle Datenpunkte der Kurve seit 1950 sind übrigens Erdgasbohrungen.

A PRIME EXAMPLE – THE MS 5001

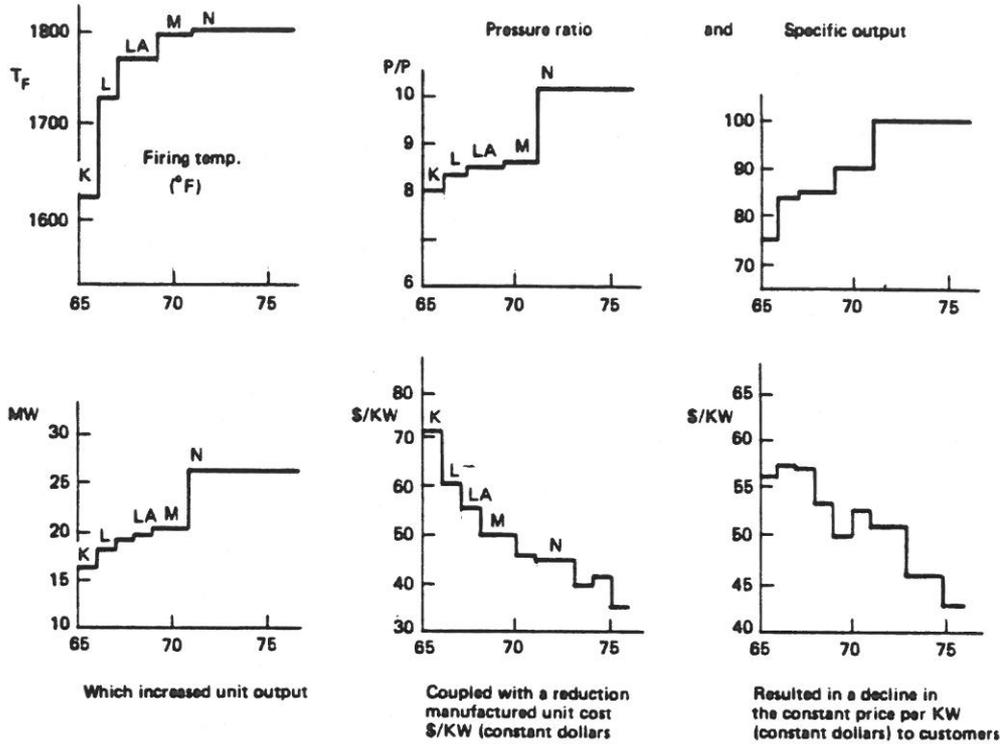


Abbildung 9. Technikgeschichte einer Gasturbine (MS 5001). Quelle: Lee, 1987.

Steigerung der Verbrennungstemperatur, des Druckverhältnisses, bei gleichzeitiger Erhöhung des spezifischen Outputs (Größe) und Reduktion der Herstellungskosten bewirken eine Senkung der Investitionskosten bei erhöhter Energieeffizienz. Moderne Kombi-Gasturbinen haben gegenwärtig Wirkungsgrade von 52 Prozent bei reiner Stromerzeugung (bei Kraft-Wärmekopplung entsprechend mehr). Die Investitionskosten betragen im Vergleich zu Kohlekraftwerken nur ein Drittel. Kombi-Gasturbinen stellen deshalb eine attraktive Lösung zur sauberen und dezentralen Stromerzeugung dar. Eine Option, die aber weiterhin in vielen Ländern durch überkommene gesetzliche Regelungen praktisch verschlossen bleibt.

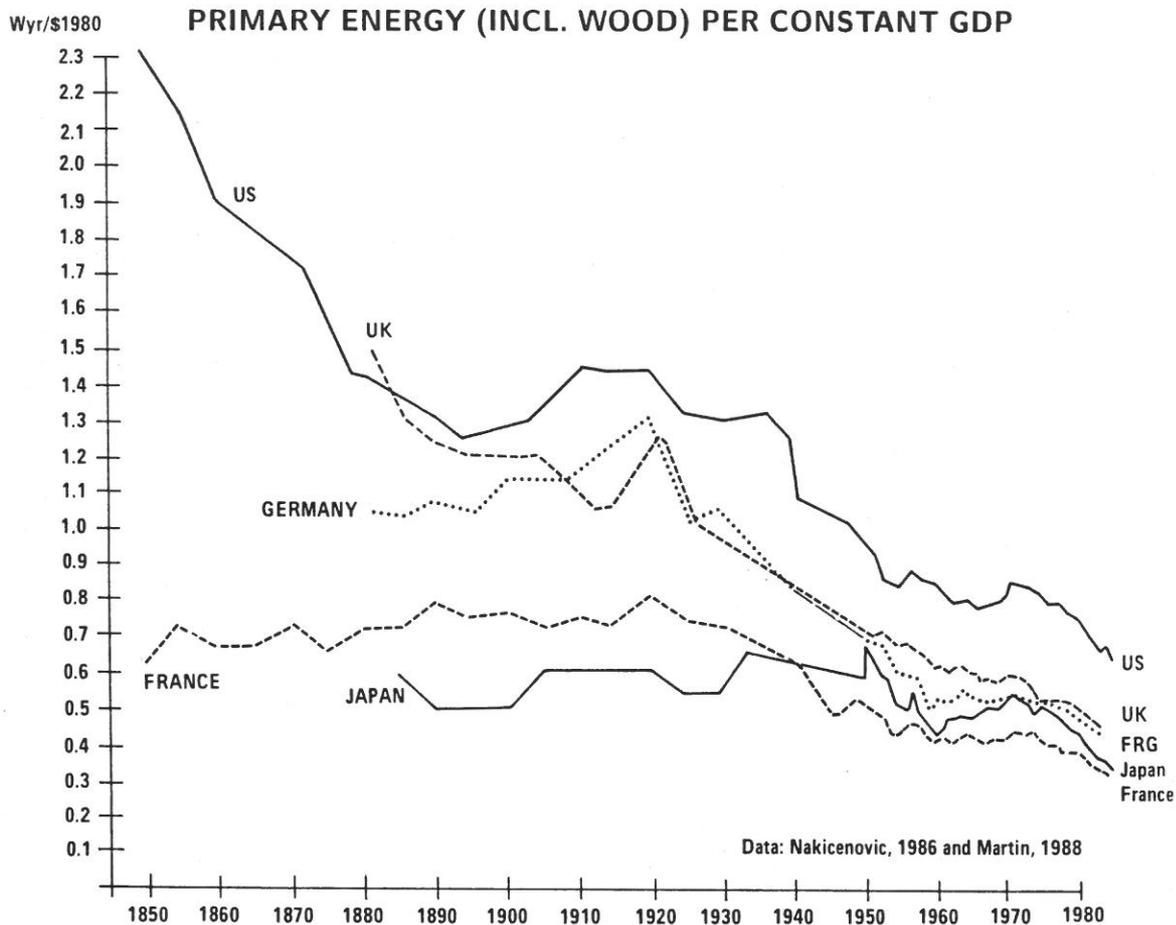


Abbildung 10. Energieverbrauch je Einheit konstanten Bruttoinlandsproduktes unter Einschluß nicht kommerzieller Energieträger (Holz) seit 1850, in Watt-Jahren pro 1980 \$. Quelle: Nakicenovic und Gilli, 1989.

Verbesserung der Energieeffizienz und "Entkoppelung von Energie- und Wirtschaftswachstum sind keine Erfindung der letzten zwei Jahrzehnte, sondern Bestandteil der langfristigen Entwicklung unserer Volkswirtschaften. Geschichte spielt daher eine wichtige Rolle. Die gegenwärtige Energieintensität, sowie weitergehende Verbesserungspotentiale hängen von den Startbedingungen und den unterschiedlichen Industrialisierungspfaden ab. Dies bedeutet, daß weitere Verbesserungen der Energieintensität in Ländern hoher Intensität (USA) nicht unbedingt leichter zu realisieren sein werden als in Europa oder in Japan. Für Entwicklungsländer bedeuten unterschiedliche Intensitätspfade, daß Wachstum auch mit geringerer Energieintensität, als in den Industrieländern der Fall war, möglich ist.

KWYR/\$1000

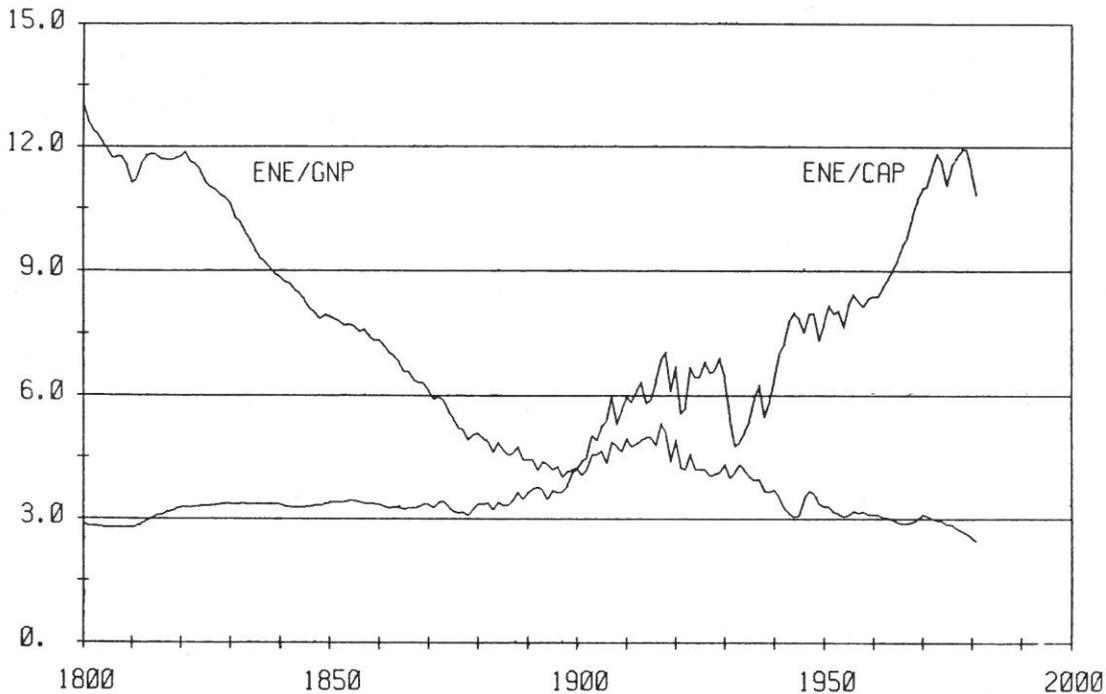


Abbildung 11. Gesamtprimärenergieverbrauch (kommerzielle Energieträger, Holz, Futtermittel, Wasser und Windkraft) pro Einheit des Bruttonationalproduktes und Pro-Kopf Energieverbrauch in den USA seit 1800, in Kilowatt-Jahren pro 1000 (1958) \$ BNP und pro Kopf. Quelle: Nakicenovic, 1986.

Seit Anbeginn der industriellen Revolution hat sich die Energieintensität pro konstantem Bruttonationalprodukt um über einen Faktor 5 verbessert, was einer durchschnittlichen Effizienzsteigerung von 0,9 Prozent jährlich entspricht. Weitere Verbesserungen sind möglich, hängen in der Geschwindigkeit jedoch primär von der Struktur des Kapitalstocks und der Rate des technischen und wirtschaftlichen Strukturwandels ab.

	1970	1985	% Change
Western EU	20.57	12.51	-39
Southern EU	2.95	5.09	+73
Eastern EU	13.44	17.85	+33
European USSR	10.89	17.54	+61
Europe	47.85	52.99	+11

*Tabelle 4. Schwefelemissionen Europas, in Millionen Tonnen SO<sub>2</sub> pro Jahr, 1970 und 1985. Quelle: Berechnet nach Daten des IIASA Transboundary Air Pollution Project, 1989.*

Erfolgen in der Reduktion der Schwefelemissionen Westeuropas steht eine unveränderte bis verschlechterte Situation in Ost- und Südeuropa gegenüber. Die Gesamtschwefelemissionen Europas haben sich seit 1970 leicht erhöht. Weitere Anstrengungen zur Reduktion, vor allem in Osteuropa und dem Europäischen Teil der UdSSR (und mit technischer und finanzieller Unterstützung Westeuropäischer Länder) sind notwendig, bevor sich die Umweltsituation Westeuropas entscheidend verbessert.

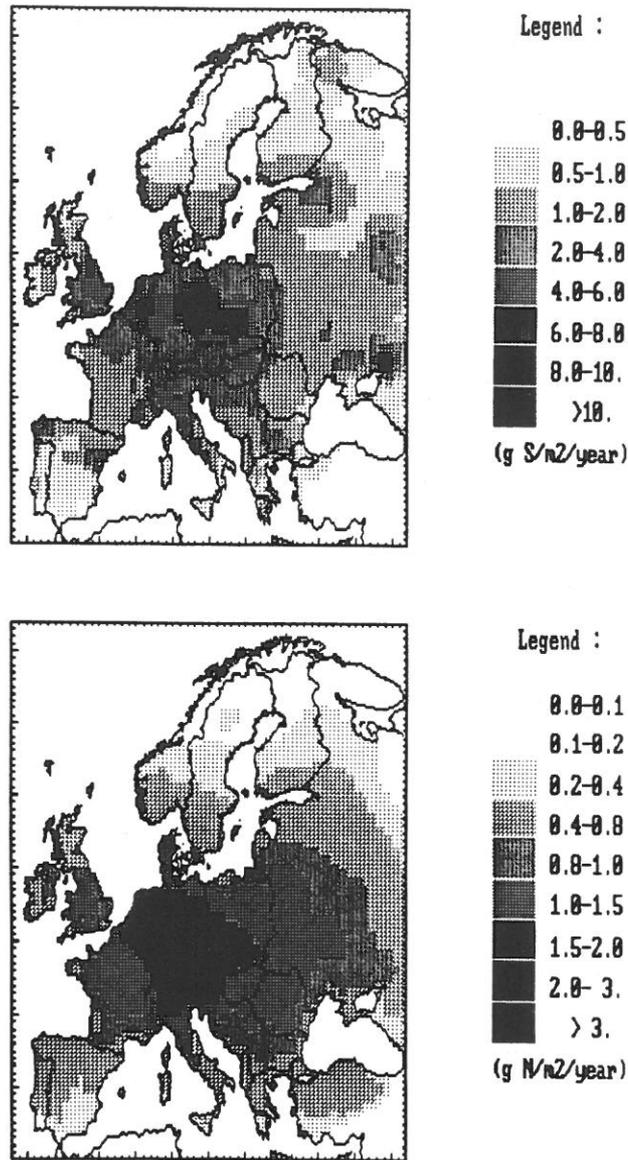


Abbildung 12. Deposition von Schwefel (oben) und Stickstoff (unten) der Emissionen Europas im Jahr 1980, in Gramm pro m<sup>2</sup> und Jahr. Quelle: IIASA Transboundary Air Pollution Project, 1989.

Das Depositionsmuster der Schwefel- und Stickstoffemissionen in Europa ist vor allem durch Ferntransport gekennzeichnet. Weitere Anstrengungen zur Reduktion dieser Emissionen, vor allem in Gebieten hohen Kohleverbrauchs in Osteuropa, erscheinen notwendig, um die Umweltsituation Westeuropas entscheidend zu verbessern. Der Substitution von schwefelreichen Brennstoffen (Braun- und Steinkohle, Heizöl schwer) kommt (neben dem Einbau von Entschwefelungs- und Entstickungsanlagen bei Großanlagen und der Einführung von Katalysatorautos) dabei zentrale Bedeutung zu.

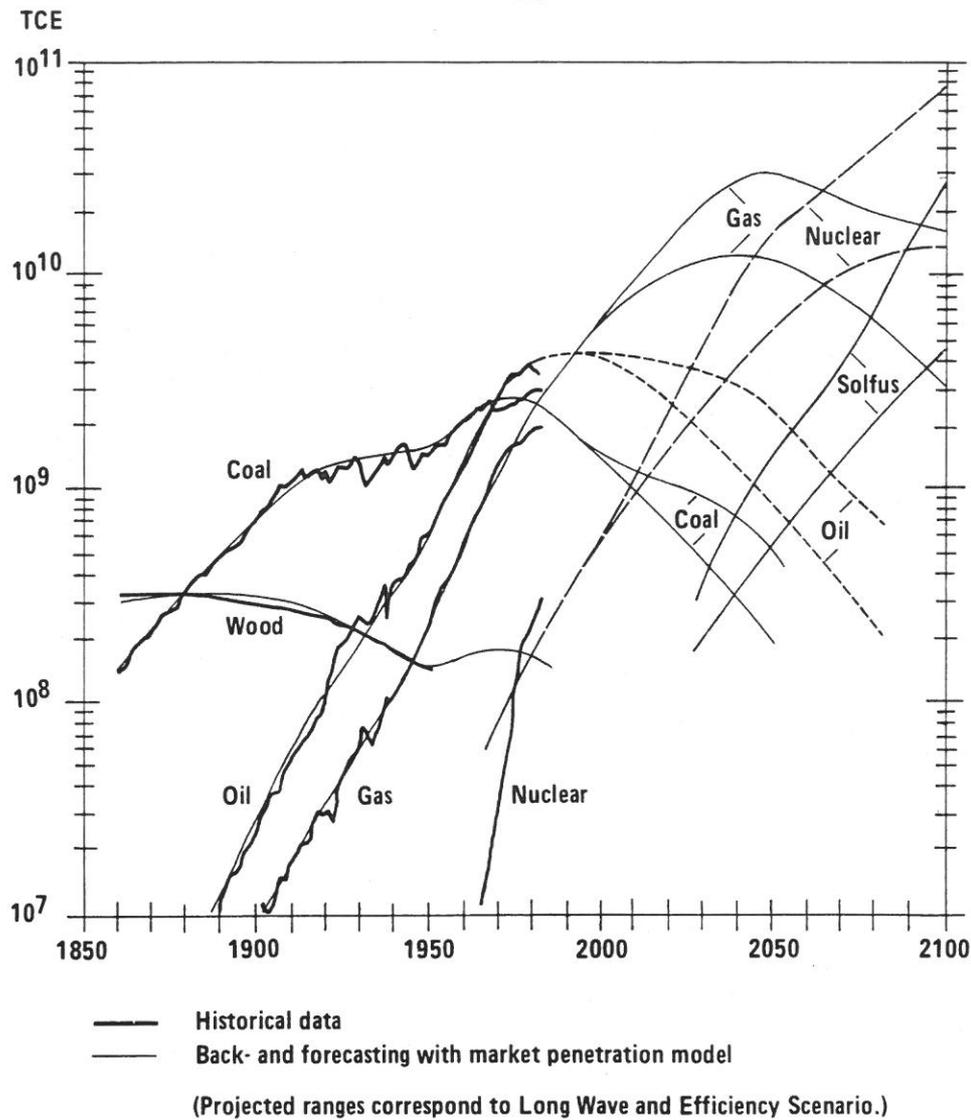


Abbildung 13. 130 Jahre Weltprimärenergieverbrauch und zwei Gasszenarien in eine nachfossile Energiezukunft, in Tonnen Steinkohleeinheiten. Quelle: Ausubel et al., 1988.

Ein einfaches Energiemodell, das die vergangenen 130 Jahre des Weltenergieverbrauchs gut nachvollziehen kann (wie die "Rückprognose" in der Abbildung zeigt), wird verwendet, um zwei Szenarien zu entwickeln, in denen Erdgas in eine nach-fossile Energieära überleitet. Im "long wave" Szenario steigt der Welt pro-Kopf Energieverbrauch bis zum Jahr 2100 auf das heutige Niveau der USA an. Im "efficiency" Szenario bewirken verstärkte Anstrengungen des rationellen Energieeinsatzes und moderateres Wirtschaftswachstum, daß der Pro-Kopf Energieverbrauch in etwa gleichbleibt. Energieszenarien, in denen Erdgas eine zentrale Versorgungsrolle übernimmt, haben vergleichsweise niedrige CO<sub>2</sub> Emissionen (Abbildung 14).

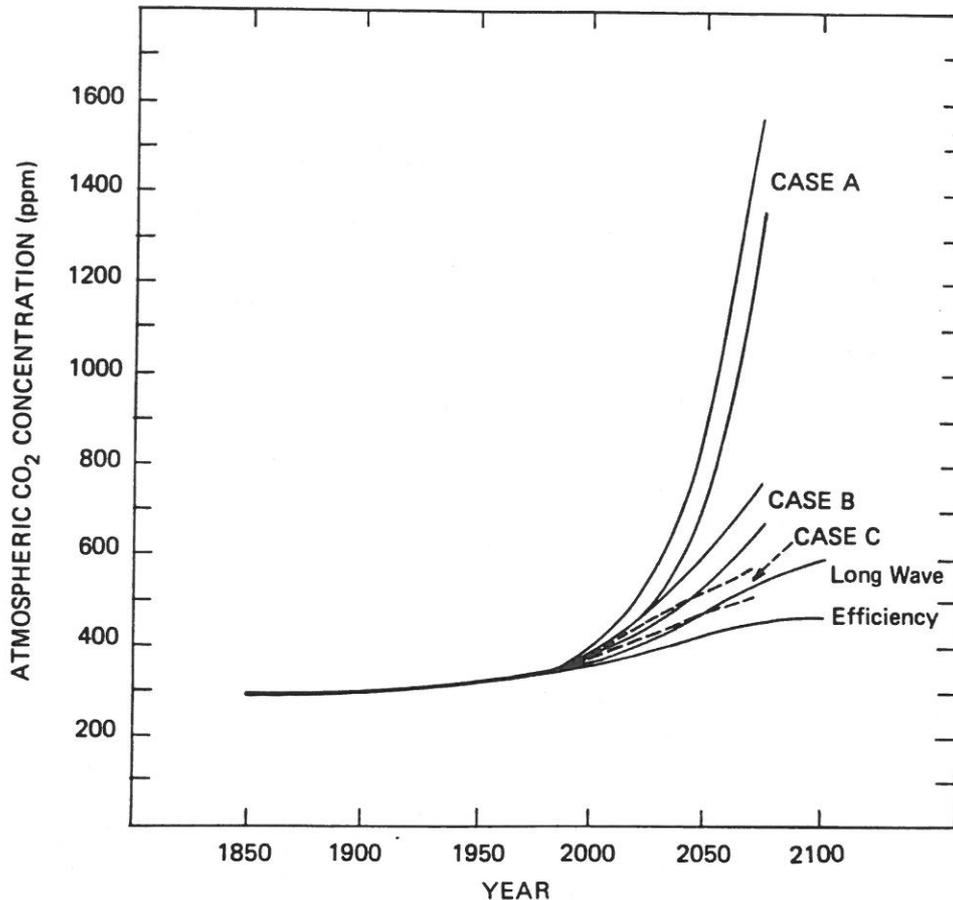


Abbildung 14. Atmosphärische CO<sub>2</sub> Konzentration verschiedener Energieszenarien, in ppm CO<sub>2</sub>. Quelle: Ausubel et al., 1988.

Im Vergleich zu konventionellen Szenarien, die bei hohem Energieverbrauch ("case A") bis zu 1600 ppm CO<sub>2</sub> Konzentration errechnen, bleiben die CO<sub>2</sub> Konzentrationen im Erdgas "long wave" Szenario unter 600 ppm, und dies bei gleich hoher Energienachfrage. Im Falle eines Szenarios mit niedrigem Energieverbrauch ("case C" und "efficiency") resultieren herkömmliche Szenarien in rund 600 ppm, wohingegen Konzentrationen im "efficiency" Szenario durch den forcierten Erdgaseinsatz unter 450 ppm bleiben. Der Grund dafür ist, daß Erdgas der fossile Energieträger mit dem höchsten Wasserstoff zu Kohlenstoffverhältnis und damit den niedrigsten spezifischen CO<sub>2</sub> Emissionen ist. Szenarien A bis C geben Bandbreiten für unterschiedliche CO<sub>2</sub> Absorption in den Ozeanen an und wurden von Edmonds *et al.* (1985) für das US Energieministerium erstellt.

	CO <sub>2</sub>	CH <sub>4</sub>	N <sub>2</sub> O	Ozone	CFC 11	CFC 12
c (ppm)	364	1.65	0.31	0.02	0.0002	0.0003
Δt (yr)	100	10	150	0.1	65	110
Δc (%/yr)	0.4	1.0	0.3	0.5	5	5
DGE (per mole)	1	32	150	2,000	14,000	17,000
ALG (Δt*DGE)	1	3.2	22.5	2	9,100	18,700
RGC (%)	50	19	4	8	5	10

DGE: Direct greenhouse effect at moment of emittance, CO<sub>2</sub> = 1

ALG: Average life-cycle greenhouse effect (until destruction/absorption),  
CO<sub>2</sub> = 1

RGC: Relative Greenhouse Contribution

*Tabelle 5. Eigenschaften klimarelevanter atmosphärischer Gase, momentane atmosphärische Konzentration (c) in ppm, Jahre Verweilzeit (Δt) in der Atmosphäre, Anstieg der atmosphärischen Konzentration (ΔC) in Prozent pro Jahr, relativer Klimaeffekt (DGE) eines Moleküls im Vergleich zu CO<sub>2</sub> zum Zeitpunkt der Emission, relativer Lebenszyklus Klimaeffekt (ALG) eines Moleküls über die gesamte atmosphärische Verweilzeit im Vergleich zu CO<sub>2</sub>, und (geschätzter) Beitrag zur Klimaveränderung (RGC) in Prozent. Quelle: Enquetekommission, Deutscher Bundestag, 1988.*

Neben CO<sub>2</sub> gibt es noch eine Reihe anderer klimarelevanter Gase, vor allem (halogenierte) Fluorchlorkohlenwasserstoffe, Ozon, Lachgas und auch Methan. Die Methankonzentrationen sind über die letzten 10 Jahre mit 1% pro Jahr gestiegen. Dies wird vor allem auf gesteigerte Reisproduktion und Viehzucht zurückgeführt. Verstärkte Kohleproduktion und Verluste bei der Erdgasproduktion und Verteilung tragen ebenfalls bei.

Brown Coal CO<sub>2</sub> = 100

Fuel	CO <sub>2</sub>		CH <sub>4</sub>			TOTAL	
	ton/tce	DGE	kg/tce	DGE	ALG	DGE	ALG
brown coal	3.247	100	0 <sup>a)</sup>	0 <sup>a)</sup>	0 <sup>a)</sup>	100	100
hard coal	2.675	82	6-11	16-30	2-3	98-112	84-85
oil	2.309	71	0 <sup>b)</sup>	0 <sup>b)</sup>	0 <sup>b)</sup>	71	71
gas	1.502	46	13.5-15.7	36-42	4	82-88	50

DGE: Direct greenhouse effect at moment of emittance

ALG: Average Lifecycle Greenhouse Effect (until destruction/absorption)

<sup>a)</sup> Assumed negligible

<sup>b)</sup> Included in natural gas. Possibly 30% of CH<sub>4</sub> emissions included in natural gas to be attributed to oil production.

**Higher efficiency of gas in end use results in lower specific emissions per energy delivered than presented in table.**

*Tabelle 6. CO<sub>2</sub> und Methanemissionsfaktoren verschiedener Energieträger und kombinierter Index direkter Klimabeeinflussung und Klimaauswirkungen über die gesamte Verweilzeit in der Atmosphäre, Index, Braunkohle = 100. Quelle: Berechnet nach Zahlen der Enquete-kommission, Deutscher Bundestag, 1988.*

Unter Beachtung der Klimawirksamkeit über die gesamte atmosphärische Verweilzeit wird deutlich, daß die CO<sub>2</sub> Emissionen das Hauptproblem des Energiesektors darstellen. Die CO<sub>2</sub> Vorteile von Erdgas werden nicht wesentlich von der Tatsache beeinflußt, daß Methan selbst ein klimarelevantes Gas ist. Die relative Reihung verschiedener Brennstoffe auch unter Einbeziehung von Methanemissionen unterscheidet sich nicht wesentlich von der Reihung nach den spezifischen CO<sub>2</sub> Emissionen.

	1973	1986
<b>World Total</b>	<b>208.6</b>	<b>86.0</b>
<b>OPEC</b>	<b>159.1</b>	<b>49.1</b>
<b>USSR</b>	<b>15.7</b>	<b>9.5</b>
<b>USA</b>	<b>3.8</b>	<b>2.2</b>
<b>UK</b>	<b>3.1</b>	<b>2.2</b>
<b>GAS CONSUMPTION</b>		
<b>World</b>	<b>1271.8</b>	<b>1807.3</b>
<b>Western Europe</b>	<b>184.4</b>	<b>251.2</b>
<b>FRG</b>	<b>42.6</b>	<b>55.8</b>
<b>Switzerland</b>	<b>0.5</b>	<b>1.6</b>

*Tabelle 7. Mengen an Erdgas, die jährlich ungenutzt abgefackelt und Gasverbrauch werden 1973 und 1986, in  $10^9$  m<sup>3</sup>. Quelle: CEDIGAZ, 1985 und 1988.*

Obwohl seit 1973 beachtliche Fortschritte in der Reduktion der Abfackelverluste zu verzeichnen sind, betragen die Mengen, die weiterhin ungenutzt verschwendet werden weltweit mehr als der Gasverbrauch der BRD. Allein in der Nordsee wird mehr Erdgas abgefackelt als die Schweiz verbraucht. Aus ökologischer und energiewirtschaftlicher Sicht sind diese Verluste zu minimieren.

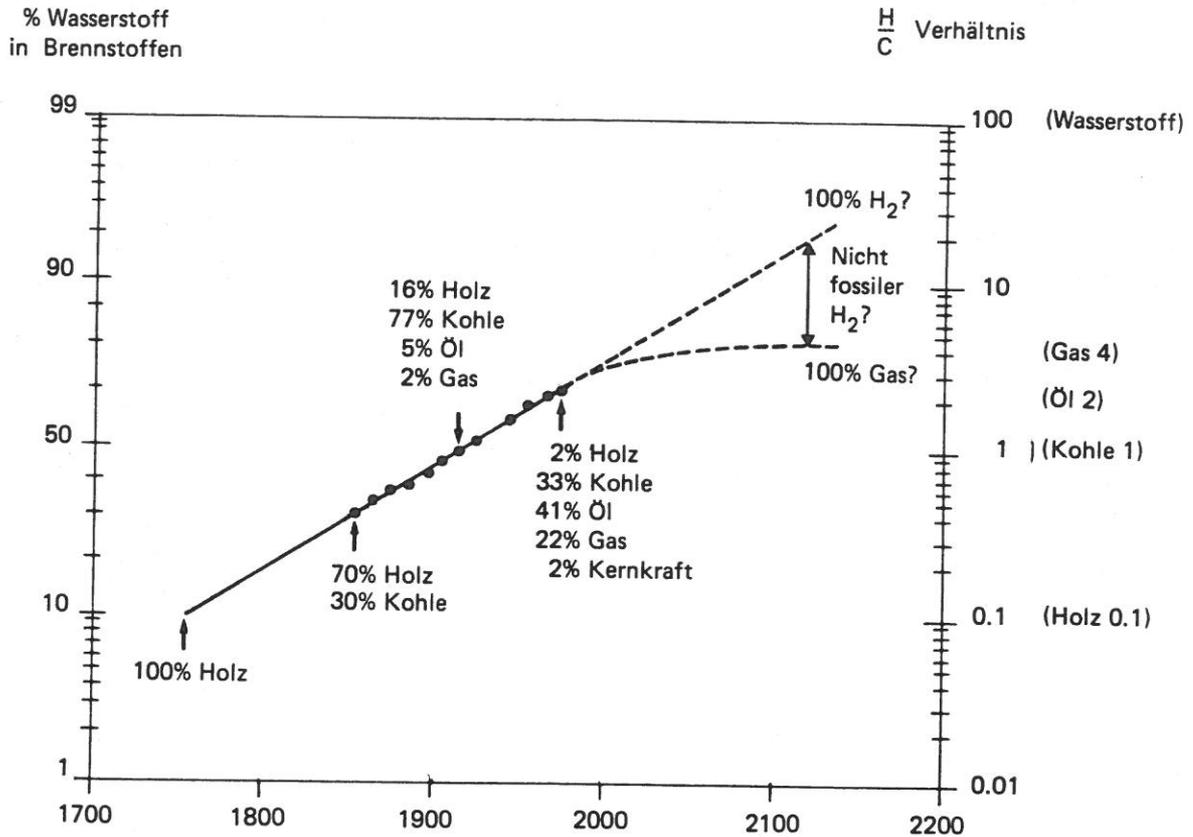


Abbildung 15. Wasserstoff zu Kohlenstoffverhältnis im Weltenergieverbrauch. Quelle: nach Marchetti, 1982.

Historisch hat sich das Energiesystem in Richtung von (höherwertigen) Brennstoffen mit immer höherem Wasserstoff zu Kohlenstoff Verhältnis entwickelt. Methan (CH<sub>4</sub>) ist der Brennstoff mit dem höchsten H/C Verhältnis. Selbst wenn die Weltprimärenergiesubstitution in die Zukunft fortgeschrieben wird und zu einem Methanzeitalter führt, müßte nach der Jahrtausendwende sukzessive reiner Wasserstoff ins Energiesystem eingeführt werden, um den historischen Trend fortzusetzen. Nicht zuletzt aus Umweltgründen (CO<sub>2</sub> Problem) erscheint ein Wasserstoffzeitalter als Nachfolger des Methanzeitalters wahrscheinlich.

## 7. LITERATUR

- ABB (Asea Brown Boveri), 1989. Kombi-Heizkraftwerk PEGUS E 12 MK 225 MW, Typ HKA-13E-1. ABB, Baden, Schweiz.
- API (American Petroleum Institute), 1989. Basic Petroleum Data Book, Petroleum Industry Statistics. Vol. VIII No. 2, May 1988. API, Washington D.C.
- Ausubel, J.H., Grübler, A., und N. Nakicenovic, 1988. Carbon Dioxide Emissions in a Methane Economy. *Climatic Change* 12:245-263.
- CEDIGAZ, 1985 und 1987. Natural Gas in the World. CEDIGAZ, Rueil-Malmaison, Frankreich.
- Edmonds, J.A., Reilly, J.M., Gardner, R.H. und A. Brenkert, 1985. Uncertainty in Future Global Energy Use and Fossil Fuel CO<sub>2</sub> Emissions 1975 to 2075. Institute for Energy Analysis, Oak Ridge.
- Enquetekommission zum Schutz der Erdatmosphäre, Deutscher Bundestag, 1988. Schutz der Erdatmosphäre eine internationale Herausforderung. Zur Sache 5/88. Deutscher Bundestag, Referat Öffentlichkeitsarbeit, Bonn.
- Gold, T., 1985. The Origin of Natural Gas and Petroleum, and the Prognosis for Future Supplies. *Ann. Rev. Energy*, Vol. 10, pp. 53-77.
- Grossling, B.F., 1976. Window on Oil: A Survey of World Petroleum. Financial Times Ltd., London.
- Grübler, A. und M. Amann, 1976. Grenzkosten der Reduktion von SO<sub>2</sub>-Emissionen. *Österreichische Wirtschaftspolitische Blätter* (Wien), (33)4:467-484.
- Grübler, A. und N. Nakicenovic, 1988. The Dynamic Evolution of Methane Technologies, in: T.H. Lee, H.R. Linden, D.A. Dreyfus und T. Vasko (Hrsg.), *The Methane Age*. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Boston, London.
- Grübler, A. und H. Nowotny, 1989. Towards the 5th Kondratiev Upswing, Elements of an Emerging New Growth Phase and Possible Development Trajectories. IIASA, Laxenburg, Österreich.
- Hanneman, R.E., 1988. Methane Technology: A Technical Survey, in: T.H. Lee, H.R. Linden, D.A. Dreyfus und T. Vasko (Hrsg.), *The Methane Age*. Kluwer Academic Publishers, Dordrecht, Boston, London.
- IIASA (International Institute for Applied Systems Analysis), 1989.

- Methane - Bridging the Energy Gap. Options, March 1989, pp. 6-8.
- IIASA Transboundary Air Pollution Project, 1989. Estimated Effects on Deposition in Europe of Presently Committed SO<sub>x</sub> and NO<sub>x</sub> Emission Reduction. Paper submitted to the Working Group on Abatement Strategies, Executive Body for the Convention on Long-Range Transboundary Air Pollution United Nations Economic Commission for Europe. IIASA, Laxenburg, Österreich.
- Kuuskraa, V.A. und R.F. Meyers, 1983. Review of World Resources of Unconventional Gas, in: M. Grenon und C. Delahaye (Hrsg.), Conventional and Unconventional World Natural Gas Resources. Proceedings of the Fifth IIASA Conference on Energy Resources. CP-83-S4. IIASA, Laxenburg, Österreich. pp 409-458.
- Lee, T.H. und R.L. Loftness, 1987. Managing Electrotechnology Innovation in the USA. WP-87-54. IIASA, Laxenburg, Österreich.
- Lee, T.H., 1989. Advanced Fossil Fuel Systems and Beyond, in: J.H. Ausubel und H.E. Sladovich (Hrsg.), Technology and Environment. National Academy Press, Washington D.C. pp. 114-136.
- MacDonald, G.J., 1989. The Near- and Far-Term Technologies, Uses, and Future of Natural Gas, in: Energy Technologies for Reducing Emissions of Greenhouse Gases, Vol. 1, pp. 509-535. OECD, Paris.
- Marchetti, C., 1980. Society as a Learning System: Discovery, Invention, and Innovation Cycles Revisited. Techn. Forecasting and Social Change 23:3-23.
- Marchetti, C., 1982. When Will Hydrogen Come? WP-82-123. IIASA, Laxenburg, Österreich.
- Marchetti, C., 1988. How to Solve the CO<sub>2</sub> Problem without Tears. Paper presented at the 7th World Hydrogen Conference, Moscow September 25-29, 1988. IIASA, Laxenburg, Österreich.
- Marchetti, C. und N. Nakicenovic, 1979. The Dynamics of Energy Systems and the Logistic Substitution Model. RR-79-13. IIASA, Laxenburg, Österreich.
- Nakicenovic, N., 1986. Patterns of Change - Technological Substitution and Long Waves in the United States. WP-86-13. IIASA, Laxenburg, Österreich.
- Nakicenovic, N. und S. Messner, 1982. Solar Energy Futures in a Western European Context. WP-82-126/b. IIASA, Laxenburg, Österreich.
- Nakicenovic, N. und P.V. Gilli, 1989. Technological Progress,

Structural Change and Efficient Energy Use: Trends Worldwide and in Austria. IIASA, Laxenburg, Österreich.

Parent, J.D. und H.R. Linden, 1977. A Survey of United States and Total World Production, Proved Reserves and Remaining Recoverable Resources of Fossil Fuels and Uranium as of December 21, 1975. Institute of Gas Technology, Chicago.

BP (British Petroleum), 1989. BP Statistical Review of World Energy. BP, London.

Rogner, H.H., 1988. Technology and the Prospects for Natural Gas, Results of Current Gas Studies. Energy Policy, February 1988, pp. 9-26.

Shaw, R., Amann, M. und W. Schoepp, 1988. The Regional Acidification Information and Simulation (RAINS) Model - A Tool to Develop Emission Strategies and to Assess their Effects, VDI Berichte 690 (combustion pollution reduction), VDI Verlag, Düsseldorf, pp. 47-60.

Viktor, D.G., 1989. Greenhouse Gas Emissions from High Demand, Natural Gas-intensive Energy Scenarios. Working Paper (im Druck). IIASA, Laxenburg, Österreich.