Studie

Deutsche Physikalische Gesellschaft DPG

Klimaschutz und Energieversorgung in Deutschland 1990 - 2020

Eine Studie der Deutschen Physikalischen Gesellschaft e. V.

September 2005

Klimaschutz und Energieversorgung in Deutschland 1990 – 2020

Eine Studie der Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Bad Honnef, September 2005

Vorwort

Die Deutsche Physikalische Gesellschaft legt hiermit eine Studie zum Klimaschutz und zur Energieversorgung Deutschlands vor. Die DPG und ihr Arbeitskreis Energie informieren sich und die Öffentlichkeit regelmäßig über Themen, die mit der Energie als einer öffentlichen Angelegenheit zu tun haben [1]. Sie hat sich seit dem Anfang der 1980er Jahre mit besonderem Interesse dem Phänomen gewidmet, das heute unter dem Namen Treibhaus-Effekt bekannt ist und das die DPG frühzeitig der Öffentlichkeit nahe gebracht hat [2]. Im gegenwärtigen Zeitpunkt, zu dem wichtige Weichenstellungen in der Energiepolitik zu erwarten sind, melden wir uns mit einer Gesamtbewertung des Klimaschutzes in Deutschland wieder zu Wort.

Deshalb gibt es auch keinen Auftraggeber. Insofern unterscheidet sich die Studie von den Gutachten zu diesem Thema, die durch das Umwelt- oder Wirtschaftsministerium oder durch die Industrie in Auftrag gegeben wurden.

Das ehrenamtlich tätige Autoren-Team arbeitete seit Oktober 2004 an der Studie. Es stützt sich auf das vorhandene Untersuchungsmaterial und auf die Vorträge von Experten, die vor dem Arbeitskreis Energie über ihre Fachgebiete berichtet haben. Es verfügt aber natürlich nicht über die Hilfsmittel der großen Institute, die normalerweise für Gutachten eingesetzt werden, wie z.B. Simulationsprogramme komplizierter Prozesse oder umfangreiche Datenbasen. Auch stehen naturgemäß die physikalisch-technischen Aspekte des Themas mehr im Vordergrund als etwa die volkswirtschaftlichen oder politischen.

Die durch den Menschen herbeigeführten Klimaänderungen sind ein Jahrhundertproblem und ein Weltproblem. Es gibt ermutigende Zeichen dafür, dass dies erkannt wurde und dass sich die internationale Staatengemeinschaft ernsthaft um Lösungen bemüht. Deutschland ist durch seine wissenschaftliche, technische und wirtschaftliche Stellung in der Lage, dabei eine führende Rolle zu spielen. Es ist schon viel geschehen, aber es muss noch sehr viel mehr geschehen. Dazu möchte die vorliegende Studie eine Richtschnur anbieten.

Prof. Dr. Walter Blum
Leiter des Arbeitskreises Energie in der
Deutschen Physikalischen Gesellschaft

Prof. Dr. Knut Urban
Präsident der
Deutschen Physikalischen Gesellschaft

[1], [2] Anmerkungen und Literatur zum Vorwort finden sich hinter der Einleitung auf S. 3

Zusammenfassung:
Zehn Erkenntnisse zur Klimapolitik

1. Klimasituation und die daraus resultierende Aufgabe

Nach übereinstimmender Ansicht der maßgeblichen Experten muss die vom Menschen verursachte Erhöhung der Temperatur in der Atmosphäre auf etwa 2 Grad Celsius begrenzt werden, um eine Klimakatastrophe zu vermeiden. Dafür ist es notwendig, die weltweiten Emissionen von Treibhausgasen zunächst zu stabilisieren und zur Mitte des 21. Jahrhunderts auf die Hälfte ihrer Werte von 1990 zurückzubringen. Um dies zu erreichen, müssen die Industrieländer, die allein die Hälfte des gesamten Ausstoßes verursachen, ihre Emissionen sogar noch erheblich weiter absenken.

2. Ziel einer deutschen Klimapolitik

Deutschland und Europa müssen sich an dieser gigantischen Aufgabe maßgebend beteiligen, nicht nur durch Verringerung der eigenen Treibhausgas-Emissionen, sondern auch durch das Aufzeigen von Wegen, wie dem Klimaproblem begegnet werden kann. Da nur 3-4% der globalen Treibhausgas-Emissionen aus Deutschland stammen, kann das Weltklima durch Verminderung der deutschen Emissionen natürlich nicht verbessert werden. Der Sinn und Zweck einer deutschen Klimaschutzpolitik kann nur darin liegen, Beiträge zu leisten, welche die anderen Akteure überzeugen, gemeinsam die richtigen Schritte zu unternehmen. Daher ist das Ziel dieser Politik letztlich zu begründen mit der diplomatischen, handelspolitischen und wissenschaftlich-technischen Stellung Deutschlands; es gilt auch, Exportchancen zu eröffnen und wahrzunehmen. Seine Rolle in Europa und in der internationalen Klimapolitik kann Deutschland nur so überzeugend vertreten, wie die vorgebrachten Argumente und sichtbaren Leistungen rational sind und international als nachahmenswert empfunden werden.

3. Die Studie: Zeithorizont, Vorgehensweise

Die vorliegende Studie betrachtet die Situation in Deutschland über den Zeitraum von zweimal 15 Jahren, von 1990 bis 2020. Zunächst schaut sie 15 Jahre zurück: Was wurde seit 1990, dem Bezugsjahr für die Berechnung der angestrebten Treibhausgas-Reduktionen, erreicht? Dann schaut sie 15 Jahre nach vorne: Was würde eine Fortsetzung des bisherigen Trends bis 2020, dem Jahr bis zu dem die Bundesregierung eine Reduktion der Treibhausgas-Emissionen um 40% anstreben möchte, ergeben und was lassen die für diesen Zeitraum bereits geplanten Anstrengungen (Ausbau der erneuerbaren Energien, Modernisierung der fossil befeuerten Kraftwerke, Abschalten der Kernkraftwerke) über diesen Trend hinaus erwarten?

4. Ergebnis von 15 Jahren Klimapolitik – der Trend

Für die vergangenen 15 Jahre zeigen die beobachteten CO_2-Emissionen nach Ausblenden der unmittelbaren Einflüsse der deutschen Wiedervereinigung eine gleichmäßige Abnahme von nur 0.6% pro Jahr (ähnlich wie z.B. Großbritannien). Das deutsche Ziel, die CO_2-Emissionen bis 2005 um 25% zu vermindern, wurde weit verfehlt, obgleich es viele Jahre im Mittelpunkt der deutschen Umweltpolitik gestanden hatte. Die zweieinhalbfache Minderungsrate pro Jahr hätte man gebraucht. Dies ist ein enttäuschendes Ergebnis, wenn man bedenkt, dass in diesen Jahren seitens des Staates und der Industrie außerordentliche Anstrengungen zur Verminderung der Treibhausgas-Emissionen unternommen wurden. Würde dieser Trend weiter fortgesetzt, so würde dies im Jahr 2020 zu einer jährlichen Treibhausgas-Emission von 871 Mio. Tonnen CO_2-Äquiv. führen, was, verglichen mit dem Bezugsjahr 1990 (1.254 Mio. Tonnen CO_2-Äquiv.), eine Reduktion um 30% statt der angestrebten 40% darstellen würde.

5. Über den Trend hinausgehende Reduktionsmöglichkeiten

Die Studie untersucht dann, welche der geplanten Maßnahmen diesen Trend bis zum Jahr 2020 verändern können. Nach einer Diskussion der Einsparmöglichkeiten beim Verbrauch, die zwar prinzipiell hoch sind, aber keine über den bisherigen Trend hinausgehenden Einsparungen erwarten lassen, werden die acht wichtigsten Verfahren zur Bereitstellung von Endenergie betrachtet: Fossile Kraftwerke hoher Effizienz, die erneuerbaren Energien Photovoltaik, Windkraft, Biomasse, ferner alternative Treibstoffe, Kernenergie, fossile Kraftwerke mit CO_2-Sequestrierung und solarthermische Kraftwerke im Süden. Von diesen lassen die beiden letzteren bis 2020 keine Veränderung des Trends erwarten, da sie bis dahin keine genügend großen Strommengen produzieren können. Bei den übrigen Verfahren kann man folgende über den Trend hinausgehenden Veränderungen abschätzen (in Mio. Tonnen CO_2 pro Jahr): (a) Strom aus erneuerbaren Energien (hauptsächlich Windenergie): Verminderung um 8 bis 15, (b) Modernisierung der fossilen Kraftwerke und Verdoppelung des Gasanteils auf 32%: Verminderung um 23, (c) Einführung alternativer Treibstoffe im Verkehr: Verminderung um 20, (d) Abschalten der Kernkraftwerke und Ersatz durch modernste fossile Kraftwerke mit Gasanteil 40%: Erhöhung um 112.

6. CO_2-Emissionen im Jahr 2020 ohne und mit Kernenergie

Der Gesamteffekt dieser Maßnahmen führt im Jahr 2020 bei Abschalten der Kernenergie zu einer über den Trend hinausgehenden Erhöhung der Emission um 54 bis 61 Mio t CO_2 pro Jahr, bei Weiterlaufen der Kernkraft zu einer Reduzierung um 51 bis 58 Mio t CO_2. Um diese Werte erhöht bzw. verringert sich also der Wert von 871 Mio t CO_2-Äqu. pro Jahr, den man erhält, wenn man die Beobachtungen der letzten 15 Jahre bis 2020 extrapoliert. Die Zielvorstellung "minus 40% bis 2020" wird sogar im günstigsten Fall (Kernkraftwerke laufen weiter, maximales Gelingen des Ausbaus der erneuerbaren Energien) um über 60 Mio t CO_2-Äqu. verfehlt. Sollten die Kernkraftwerke gestoppt werden, wäre das Ergebnis von 30 Jahren "Klimaschutz" nicht mehr als ein Absenken um 26% gegenüber dem Ausgangswert von 1990.

7. Zukünftige Energiepolitik braucht breite Basis

Im Hinblick auf eine Stärkung des Klimaschutzes müssen die Optionen der deutschen Energiepolitik so breit wie möglich angelegt sein. Die Verfügungsmöglichkeit über verschiedene Optionen ist wichtig, weil der endgültige wirtschaftlich-technische Erfolg einer jeden Option nicht vorher zu wissen ist und deshalb Alternativen gebraucht werden. Die Studie unterstreicht zunächst die Wichtigkeit der Verfahren zur CO_2-Sequestrierung an fossil befeuerten Kraftwerken. Diese Option ist bereits in die deutsche Energiepolitik eingefügt. Danach hebt die Studie zwei weitere Optionen besonders heraus, die noch nicht allgemein anerkannte Instrumente der deutschen Energiepolitik sind: das Weiterlaufenlassen der Kernkraftwerke und die Errichtung solarthermischer Kraftwerke im Süden.

8. Plädoyer für das Weiterlaufenlassen der Kernkraft

Wie oben gezeigt, stellt das geplante Abschalten der Kernkraftwerke die bei weitem größte Trend verändernde Maßnahme dar, die auch durch die Summe aller anderen Einzelmaßnahmen nicht kompensiert werden kann (es fehlt etwa ein Faktor zwei). Hatte man bisher gehofft, genügend Spielraum für eine Kompensation der wegfallenden CO_2-freien Strommengen aus Kernkraft zu haben, so muss man heute einsehen, dass diese Rechnung nicht aufgeht. Vielmehr ist es geboten, die Abschaltpläne zeitlich so zu strecken, wie es die Realisierungsmöglichkeiten der CO_2-Reduktion erlauben. Dies gilt unabhängig davon, ob die Kernkraft eine Renaissance erlebt oder ganz verschwindet. Das Abschalten laut Plan würde alle bisherigen Anstrengungen zur CO_2-Verminderung sinnlos erscheinen lassen.

9. Plädoyer für solarthermische Kraftwerke im Süden

Vom physikalisch-technischen Gesichtspunkt aus gibt es keine Zweifel daran, dass solarthermische Kraftwerke im Süden eine der besten Optionen für die Bereitstellung der benötigten großen Mengen CO_2-freien Stroms darstellen. Die notwendige Forschung und Entwicklung ist seit ca. 25 Jahren im Gange und hat ein Stadium erreicht, in dem die Markteinführung energisch in Angriff genommen werden sollte. Die Deutsche Physikalische Gesellschaft appelliert an alle Beteiligten – Industrie, Stromwirtschaft und die betroffenen Regierungsinstanzen – das in ihren Kräften Stehende zu tun für einen baldigen Start des skizzierten Programms zur Markteinführung solarthermischer Kraftwerke im Sonnengürtel der Erde.

10. Wir dürfen auf neue Erfindungen hoffen

Das Klima für erfolgreiche Forschung zu stärken, und die Forschungsbedingungen richtig zu gestalten, ist auch eine Investition in den Klimaschutz.

Inhalt

Vorwort I

Zusammenfassung: Zehn Erkenntnisse zur Klimapolitik II

Einleitung 1

1 Entwicklung 1990 - 2020 4
1. Bisherige Entwicklung seit 1990
2. Zukünftige Entwicklung bis 2020

2 Energieeinsparung beim Verbrauch 13
1. Grundsätzlich vorhandene Einsparpotentiale
2. Tatsächliche Minderungsraten im Gebäudebereich
3. Energiepreise
4. Forschung und Entwicklung

3 Fossile Kraftwerke hoher Effizienz 21
1. Heutige Rolle fossil befeuerter Kraftwerke in der Deutschen Stromversorgung
2. Perspektiven für den Bedarf an Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen
3. Potential fossil befeuerter Kraftwerke zur Wirkungsgradverbesserung
4. Abschätzung der bis 2020 erreichbaren Senkung der CO_2-Emissionen des Stromsektors

4 Photovoltaik 31
1. Einleitung
2. Kosten und Möglichkeiten der Kostenreduktion
3. Notwendigkeit der Forschung und Entwicklung
4. Die explosive Entfaltung der Photovoltaik in Deutschland
5. Abschätzung des Beitrags der Photovoltaik zum Klimaschutz bis 2020

5 Windenergie 35
1. Entwicklung der Windenergie in Deutschland
2. Ausbau der Windenergie, hauptsächlich auf See
3. Zusammenfassung des Beitrags der Windenergie zur deutschen Stromerzeugung

Anhang: Kritik an den Ausbauplänen bis 2020 in der dena-Studie

6 Biomasse 46
1. Was ist Biomasse
2. Gegenwärtige energetische Nutzung der Biomasse
3. Die Vielfalt der technischen Nutzung von Biomasse
4. Das Potential der Biomassenutzung in der Welt und in Deutschland
5. Ökologische und langfristig energiewirtschaftliche Beurteilung

7 Energie für den Verkehr – alternative Treibstoffe 56
1. Einleitung
2. Optionen für alternative Treibstoffe und ihre Bewertung
3. Einsparpotentiale beim Verkehr bis 2010 und 2020

8 Kernenergie 65
1. Stand der Kernenergienutzung in Deutschland
2. Beitrag der Kernenergie zum Klimaschutz in mittelfristiger Sicht (bis 2020)
3. Schlussfolgerungen

9 Fossile Kraftwerke mit CO_2-Sequestrierung 71
1. Das Problem
2. Die Abscheidung von CO_2
3. Transport und Speicherung
4. Erste Pilotanlagen für CO_2-Sequestrierung
5. Bewertung der CO_2-Sequestrierung

10 Solarthermische Kraftwerke im Süden 80
1. Stand der Technik
2. Mittelfristige technische Entwicklungspotentiale
3. Kosten und Kostensenkungspotentiale
4. Solarstrom aus Nordafrika für Europa/Deutschland
5. Schlussfolgerungen und Handlungsbedarf

11 Gesamtbewertung und Plädoyers 87
1. Zusammenfassung der bisherigen Ergebnisse
2. Abschätzung der über den Extrapolationswert hinausführenden Reduktionsmöglichkeiten
3. Gesamtbewertung
4. Plädoyer für das Weiterlaufenlassen der Kernkraft
5. Plädoyer für solarthermische Kraftwerke im Sonnengürtel

12 Schlussbemerkung 100

Autoren und Impressum 101

Einleitung

Der durch den Menschen verursachte Beitrag zum Klimawandel ist nicht mehr bloß eine wissenschaftliche Hypothese sondern eine erwiesene Tatsache. Seit Anfang der 1980er Jahre in der öffentlichen Diskussion, ist der Klimawandel inzwischen so weit verstanden worden, dass eine befriedigende Übereinstimmung der Theorie mit den Messdaten besteht und diese gut erklärt werden. Die durch den Menschen verursachten Veränderungen zeichnen sich deutlich ab. Es ist erwiesen, dass die Treibhausgase (CO_2, CH_4, N_2O, HFC, CF_4, C_2F_6 u.a.) in der Atmosphäre durch die industrielle Tätigkeit des Menschen rapide zugenommen haben und dass sie dadurch die Atmosphäre erwärmt haben und über viele Jahrzehnte weiter erwärmen werden, bedingt durch ihre lange Verweildauer in der Atmosphäre [1].

Die Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen von 1994 und das Kyoto-Protokoll, das 1997 angenommen wurde und 2005 in Kraft trat, sind völkerrechtliche Verträge für ein weltweites koordiniertes Vorgehen mit dem Ziel, die jährlichen Emissionen der Treibhausgase zunächst zu stabilisieren und zur Mitte des 21. Jahrhunderts auf die Hälfte ihrer Werte von 1990 zu bringen. Nur so lässt sich voraussichtlich die Erwärmung der Erde [2] gegen Ende des Jahrhunderts auf 2 Grad Celsius begrenzen, was allgemein als Obergrenze dafür gilt, dass sich die Pflanzen- und Tierwelt durch Evolution noch an die Klimaveränderung anpassen kann. Eine so starke oder noch stärkere Erwärmung ist für die Menschheit mit hohen Schäden verbunden [3], die eine verantwortliche Politik so weit wie irgend möglich zu begrenzen hat. [4].

Bei der angestrebten Halbierung der jährlichen globalen Emission von Treibhausgasen bis zur Jahrhundertmitte ist der unterschiedliche Grad der technischen und wirtschaftlichen Entwicklung der Länder dieser Welt ins Auge zu fassen. Die sich am Anfang oder in der Mitte ihrer Entwicklung befinden, haben selbst bei voller Berücksichtigung des Klimaproblems noch eine Zunahme ihrer Emissionen vor sich. Dies ergibt sich aus einem elementaren Recht auf Gleichbehandlung der Völker und der zu erwartenden gewaltigen Bevölkerungsentwicklung. Es ist im Rahmen der Enquete-Kommission abgeschätzt worden [6], dass die Industrieländer, deren Emissionen allein die Hälfte der gesamten Weltemissionen ausmachen, ihre Emissionen bis zur Jahrhundertmitte sogar um 80% zu senken haben, damit die Welt als Ganzes ihre Emissionen auf die Hälfte herunterbringen kann. Obwohl die globale Klimapolitik noch nicht zu einer allgemeinen Anerkennung derart strenger weltweiter Verpflichtungen gekommen ist, darf dieses langfristige Ziel nicht aus den Augen verloren werden. Die unmittelbaren Ziele der Industrieländer sind vorläufig nicht so radikal, aber dennoch äußerst anspruchsvoll.

An der gigantischen Aufgabe haben Deutschland und Europa ihren Anteil zu leisten, nicht nur in der Verringerung der eigenen Treibhausgas-Emissionen und einer aktiven internationalen Klimapolitik, sondern auch durch das Aufzeigen von Wegen, wie den Herausforderungen des Klimaproblems entsprochen werden kann. Dazu müssen auch in Deutschland die Techniken der Energieeinsparung und der Effizienzverbesserung vorangebracht werden. Innovative Verfahren der Energieumwandlung müssen entwickelt werden, wobei bis 2020 erneuerbare Energien und CO_2-Abscheidung im Vordergrund stehen. Die Zeitdauer, bis diese Verfahren für die CO_2-Verminderung wirksam werden können, ist ein Hauptgegenstand der vorliegen-

den Untersuchung. Es stellt sich heraus, dass die Zeitdauer allgemein stark unterschätzt wurde.

CO_2 als Kernproblem der Treibhausgas-Emissionen

Die verschiedenen Treibhausgase sind unterschiedlich zu bewerten, da sie einerseits bei der Erwärmung der Atmosphäre sehr verschiedene Wirksamkeit entfalten, andererseits in ungleichen Mengen ausgestoßen werden. Sie kommen auch aus ganz unterschiedlichen Quellen. Die folgende Zusammenstellung (Tab. 1) berücksichtigt einerseits diese verschiedene Wirksamkeit (Global Warming Potentials [7]), andererseits die für Deutschland 1990 relevanten Werte, die dem Dokument Nationales Klimaschutzprogramm [8] entnommen sind. Das Jahr 1990 ist das Basisjahr, von dem aus die Reduktionen berechnet werden.

Treibhaus-Gas	Herkunft	Mengen	Anteil
Kohlendioxid CO_2	Fast gänzlich aus der Verbrennung fossiler Brennstoffe	1 014,500 Mt	83,9%
Methan CH_4	Aus Tierhaltung (34%), Abfalldeponien (34%), Kohleförderung (22%), Gasgewinnung und –transport (6%), Übrigem (4%)	5,571 Mt	9,7%
Lachgas N_2O	Aus Industrieprozessen (40%), Landwirtschaft (40%), Verkehr und übriger Energieumwandlung (20%)	0,225 Mt	5,7%
Restliche Kyoto-Gase			ca. 0,7%

Tab. 1: Herkunft deutscher Emissionen und Mengen in Millionen Tonnen (Mt) im Jahre 1990, sowie ihr Anteil an der Erwärmung der Atmosphäre

Den Ausstoß dieser Stoffe dauerhaft auf Bruchteile der Anfangswerte zu reduzieren, ist sehr schwer, weil in eingefahrene und bewährte Prozesse eingegriffen werden muss. Die Erfahrung hat gezeigt [8], dass sich Kohlendioxid relativ am schwersten herunterbringen lässt; das ist kein Wunder, da der Großteil unserer Energieversorgung und des Verkehrs auf der Verbrennung fossiler Brennstoffe beruht. So münden die Klimaprobleme ein in die Energiepolitik.

Das Bezugsjahr 1990, von dem aus – auch im internationalen Rahmen – die angestrebten Reduktionen berechnet werden, und in dem Deutschland rund eine Milliarde Tonnen Kohlendioxid in die Atmosphäre entließ, liegt jetzt 15 Jahre zurück. In dieser Zeit sind außerordentlich große Anstrengungen seitens des Staates und der Industrie zur Verminderung der Treibhausgas-Emissionen unternommen worden. Dies gilt sowohl im Inneren Deutschlands als auch in den Beziehungen zu anderen Staaten und der EU. In der vorliegenden Arbeit wird der Fortschritt dieser 15 Jahre analysiert und im Hinblick auf die Zukunft interpretiert.

Denn genau so wichtig wie die schon geleisteten Verminderungen sind die zukünftig noch zu schaffenden, weil noch ein weiter Weg zu gehen ist. Als Zeitrahmen für den Blick nach vorn haben wir in dieser Untersuchung die gleiche Zeitspanne gewählt: wieder 15 Jahre. Es ist die Zeit, in der zahlreiche der bis jetzt getroffenen Maßnahmen wirksam werden müssen. 2020 ist das Jahr, auf das wahrscheinlich die nächste Kyoto-Verpflichtung bezogen sein wird. Die nächsten 15 Jahre sind etwas leichter zu überschauen als noch längere Zeitspannen insofern, als ausgearbeitete Pläne existieren für den Ausbau der wichtigsten der erneuerbaren Energien, der Windkraft. Auch sind die Finanzierungszusagen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes durch diesen Zeitraum hindurch wirksam. Schließlich ist dies auch etwa die Zeit

innerhalb derer die Kernkraftwerke nach dem 2004 novellierten Atomgesetz abzuschalten sind.

Aus den genannten Gründen ist der Zeitrahmen der Studie gegeben durch die ca. 30 Jahre von 1990 bis ca. 2020. In der Zeit danach werden neue Instrumente der CO_2-freien Energiegewinnung hinzukommen. Außer den weiter unten näher behandelten solarthermischen Kraftwerken ist hier in erster Linie die Kernfusion zu nennen, für die es ein klar umrissenes Entwicklungsprogramm hin zu einem Energie liefernden Fusionskraftwerk gibt. Die kürzlich getroffene Bauentscheidung für ITER [9] zeigt, dass die Industrieländer der Welt gemeinsam diese vielversprechende Energiequelle erschließen wollen.

Anmerkungen und Literatur zum Vorwort

[1] Memorandum 1995: *Zukünftige klimaverträgliche Energienutzung und politischer Handlungsbedarf zur Markteinführung neuer emissionsmindernder Techniken*, Stellungnahme der Deutschen Physikalischen Gesellschaft, März 1995. Die Energievorträge auf den großen jährlichen Physikerkonferenzen werden veröffentlicht als Broschüren (zu bekommen von der DPG, Bad Honnef, oder von den Herausgebern Blum und Keilhacker) aber auch unter http://DPG-Fachgremien.de/AKE/index.html. Dort sind auch Unterlagen der zweimal jährlich stattfindenden Energie-Seminare zu finden.

[2] *Warnung vor weltweiten drohenden Klimaänderungen durch den Menschen, gemeinsamer Aufruf der DPG und der DMG*, Physikalische Blätter 43 (1987) S. 347

Anmerkungen und Literatur zur Einleitung

[1] IPCC 2001: Climate Change 2001, The Scientific Basis, Contribution of Working Group 1 to the Third Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change, Cambridge University Press, Cambridge, UK, and New York, NY, USA

[2] Nordhemisphärisch langfristig gemittelte bodennahe Lufttemperatur

[3] Klimafolgenabschätzungen etwa in IPCC 2001, Technical Summary F und Kap. 9 ff. Eine gute Darstellung bietet auch die Broschüre von Germanwatch (Hsg.), Globaler Klimawandel, Bonn, Berlin o. J.

[4] Zum Vergleich: Im Höhepunkt der letzten Eiszeit vor ca. 18 000 Jahren ("Würmeiszeit" oder "Weichseleiszeit") war die Erde [2] 4 bis 5 Grad Celsius kälter als heute (also mit umgekehrten Vorzeichen der vor uns liegenden menschengemachten Klimabedrohung), was immerhin die Eisbedeckung der Erde gegenüber heute verdreifachte und den Meeresspiegel um ca. 135 m absenkte [5].

[5] Siehe etwa C. Schönwiese, Klimaänderungen, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York, 1995

[6] Siehe z.B.: Mehr Zukunft für die Erde, Schlussbericht der Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" des 12. Deutschen Bundestages, Teil B, Kap. 4. Economia-Verlag, Bonn 1995

[7] IPCC 2001, S. 47

[8] Nationales Klimaschutzprogramm vom 18.10.2000, 5. Bericht der Interministeriellen Arbeitsgruppe "CO_2-Reduktion"

[9] ITER: International Thermonuclear Experimental Reactor

1 Entwicklung 1990 – 2020

1. Bisherige Entwicklung seit 1990

Energiepolitik und Minderungsziele für Kohlendioxid

Die Klimaschutz- und Energiepolitik der Bundesregierung zielt auf eine klimaverträgliche, ressourcen- und umweltschonende sowie sichere und wirtschaftliche Energieversorgung, heißt es im Nachhaltigkeitspapier der Bundesregierung [1]. Diese verkennt nicht die vorhandenen Zielkonflikte, von denen einige beispielhaft herausgestellt werden: Die Kernenergie liefere einerseits CO_2-freien Strom, würde andererseits aber angesichts ihrer Risiken zu einer zukünftigen Energieversorgung nicht beitragen; die Energiepreise sollten einerseits hoch sein zwecks sparsamem Umgang mit der Energie, andererseits niedrig für die im internationalen Wettbewerb stehende Industrie und aus sozialen Gründen; eine weitgehende Umstellung der Stromversorgung von Kohle auf Erdgas würde zwar die CO_2-Emissionen stark vermindern, aber durch Importabhängigkeit die Versorgungssicherheit weiter einschränken und außerdem die heimische Kohleindustrie zerstören. Ferner unterstreicht die Bundesregierung ihre Absicht, ihre Vorreiterrolle bei der Entwicklung und Umsetzung einer anspruchsvollen Klimapolitik weiterhin wahrzunehmen. Als wichtigste Bausteine einer nachhaltigen Klimaschutz- und Energiepolitik werden angesehen: Steigerung der Energieeffizienz bei Nutzung und Erzeugung, sowie der Ausbau der erneuerbaren Energien.

In diesem Rahmen hat die Bundesregierung eine Reihe von Zielmarken definiert für die Verminderung der von Deutschland ausgehenden Treibhausgase. Die wichtigsten sind in der folgenden Tabelle 2 zusammengefasst [2].

Jährliche Gesamtemission Deutschland Kohlendioxid	-25% von 1990 bis 2005	1, 2, 3, 4, 5, 6
Jährliche Gesamtemission Deutschland in der EU Treibhausgase	-21% von 1990 bis 2008/12 (b)	7
Jährliche Gesamtemission Deutschland in der EU, Treibhausgase (unter der Voraussetzung, dass die EU -30% beschließt)	-40% von 1990 bis 2020	7, 9, 10
Etappenziele	(in den oberen enthalten)	
Verminderung durch die "deutsche Wirtschaft" der spezifischen CO_2-Emissionen (a)	-28% von 1990 bis 2005	8
Verminderung durch die "deutsche Wirtschaft" der spezifischen Kyoto-Gas-Emissionen (a)	-35% von 1990 bis 2010	8
Selbstverpflichtung der Bundesregierung, in ihrem eigenen Geschäftsbereich (Gebäude, Fuhrpark) die jährlichen CO_2-Emissionen zu vermindern.	-25% von 1990 bis 2005 -30% von 1990 bis 2010	9

(a) Auf die produzierte Menge bezogen
(b) Die Notation '2008/12' bedeutet 'im Mittelwert der fünf Jahre 2008 bis 2012'

Tab. 2: Nationale Minderungsziele für Treibhausgase sowie speziell CO_2

Das erste wichtige nationale Reduktionsziel bezieht sich auf Kohlendioxid allein und beträgt minus 25% von 1990 bis 2005. Dieses Ziel wurde vom Kabinett beschlossen 1995, war Teil der Koalitionsvertrages 1998, Zentralpunkt des Nationalen Klimaschutzprogramms vom 18.10.2000, Gegenstand der Vereinbarungen zwischen der Bundesregierung und der deutschen Wirtschaft vom 9.11.2000 sowie vom 14.5.2001. Doch es ist still um dieses Ziel geworden, seit feststeht, dass es verfehlt wird.

Maßnahme	Mt
Ökologische Steuerreform	10
Förderungsprogramme zur Energieeinsparung im Gebäudebestand	5 – 7
Maßnahmen im Bereich Stromverbrauch und Verschärfung des Energieverbrauchskennzeichnungsgesetzes	5
Steuerpräferenz Mineralölsteuer für schwefelarme Kraftstoffe	2 – 5
Verwendung von Leichtlaufölen und Leichtlaufreifen in neu zugelassenen Pkw	3 – 5,5
Streckenabhängige Autobahnbenutzungsgebühr für Lkw	5
CO_2-Minderung bei neuen Kraftfahrzeugen / Vereinbarung mit der Automobilindustrie	4 – 7
Energieeinsparverordnung Industrie und Kleinverbrauch	bis 6
Informations- und Aufklärungsmaßnahmen	5
Forcierter Zubau von erdgasbefeuerten GuD-Kraftwerken	5 – 10
Kraft-Wärmekopplung / Einführung einer Quotenregelung (später Vereinbarung mit der Industrie)	Größ.ord. 10
Erneuerbare-Energien-Gesetz	10
Pflege und Erhaltung bestehender Wälder / Erstaufforstung (durch Einbindung von CO_2)	30

Tab. 3: Die wichtigsten Maßnahmen des Nationalen Klimaschutzprogramms sowie die von jeder Maßnahme erhoffte Wirkung auf die Minderung der CO_2-Emission bis 2005

Das 421 Seiten umfassende Dokument des Nationalen Klimaschutzprogramms von 2000 ist ein Zeugnis einer außerordentlichen Anstrengung der Regierung, das 25%-Ziel zu erreichen. Es enthält quantitative Angaben über die bis dahin gelungenen Emissionsminderungen. Basierend auf der Statistik bis einschließlich 1998 war klar, dass das 25%-Ziel nicht ohne zusätzliche Maßnahmen zu erreichen wäre. Ein beeindruckendes Bündel staatlicher Initiativen wurde beschrieben – die Liste umfasst 64 Einzelmaßnahmen seit Herbst 1998. Die wichtigsten seien hier genannt [3], in Klammern dahinter die damals geschätzten CO_2-Emissionsminderungen in Millionen Tonnen, die bis 2005 zu erreichen sein sollten, siehe Tabelle 3.

Abb. 1: Das 25%-Ziel für CO_2 verglichen mit der Realität

Die Entwicklung seit dem Beginn der Minderungsinitiativen hat diese Erwartungen in ihrer Gesamtheit aber keineswegs erfüllt. In Abb. 1 werden die seit 1990 tatsächlich eingetretenen CO_2-Emissionen graphisch dargestellt [4] und mit einer geraden Linie verglichen, die einer

gleichmäßigen Abnahme entsprechen würde [5]. Man erkennt, dass trotz aller Anstrengungen die CO_2-Emissionen den Erwartungen nicht entsprechen. Das wichtigste nationale Reduktionsziel ist nicht mehr erreichbar.

Minderungsziele für die Kyoto-Treibhausgase insgesamt

Noch bevor das Kyoto-Protokoll im Februar 2005 Rechtskraft erlangte, hatte sich die Europäische Union im Rahmen des Kyoto-Prozesses verpflichtet, für ihr Gebiet eine Gesamtreduktion der relevanten Treibhausgase ("Kyoto-Gase") von 8% in der Periode von 1990 bis 2008/2012 vorzunehmen, was bedeutet, dass die Minderung im Mittelwert der fünf Jahre 2008 bis 2012 eingetreten sein soll. (In der vorliegenden Studie wird das Intervall meist durch das Jahr 2010 ersetzt.)

Deutschland hatte innerhalb der EU die höchsten Treibhausgas-Emissionen, sowohl absolut als auch pro Kopf der Bevölkerung. Die Bundesrepublik hat sich deshalb im Rahmen der Lastenverteilung innerhalb der EU verpflichtet, mit gutem Beispiel voranzugehen und von 1990 bis 2008/12 ihre Treibhausgas-Emissionen um 21% zu reduzieren. In Abb. 2 sind die tatsächlich eingetretenen Emissionen der Gesamtheit der Kyoto-Gase aufgetragen [12] und werden mit einer gleichmäßigen Entwicklung zwischen der Ausgangsbasis und dem genannten Ziel verglichen.

Abb. 2: Das 21%-Ziel für die Kyoto-Gase verglichen mit der Realität

Das Verhalten der Messpunkte ist so ähnlich wie in Abb. 1, denn die CO_2-Komponente ist ja der Hauptanteil der Kyoto-Gase, doch liegen die Punkte viel günstiger, nämlich unterhalb der Geraden der gleichmäßigen Entwicklung bis zur Kyoto-Verpflichtung. Das Ziel der ersten Verpflichtungsperiode sollte Deutschland erreichen können, bei fortdauernder Anstrengung in gleicher Höhe sogar übererfüllen. Allerdings besagt eine neuere DIW-Studie [6], dass nach Auswertung vorhandener kurzfristigerer Trends eine Verfehlung um ca. einen Prozentpunkt zu erwarten sei, wenn nicht weitere Maßnahmen in Gang gesetzt würden. Ein Vergleich zwischen 1990 und 2002 ist in der Tabelle 4 wiedergegeben:

	1990	2002	Minderung
Alle Kyoto-Gase	1254 Mt	1029 Mt	17.9%
darin CO_2 allein	1023 Mt	878 Mt	14,2%
alle außer CO_2	231 Mt	151 Mt	34.6%

Tab. 4: Jährliche Emissionen der Treibhausgase in Deutschland 1990 und 2002 in CO_2-Äquivalenten (Millionen Tonnen) und eingetretene Reduktionen [7]

Es lassen sich aus den Daten drei Gründe herauslesen, weshalb die Kyoto-Verpflichtung erfüllbar erscheint, das nationale Ziel von 25% bis 2005 aber nicht:

(a) Die Kyoto-Verpflichtung ist leichter als die nationale, denn sie erfordert nur eine Minderungsrate von 1,2% pro Jahr, die nationale dagegen 1,9% pro Jahr (die Gerade der Kyoto-Verpflichtung verläuft flacher).

(b) In der Verminderung der CO_2-Emissionen sind Anteile enthalten, die besonderen Umständen zu verdanken waren und sich so nicht wiederholen, einmal der schnelle Abfall in den ersten Jahren nach 1990, dem Zusammenbruch der DDR-Industrien geschuldet, zum anderen eine Ausweitung des nuklearen Anteils der Stromproduktion auf Kosten fossiler Verbrennung, der etwa 1,4% ausmacht [8].

(c) Die beiden wichtigsten Treibhausgase nach dem Kohlendioxid, Methan und Lachgas, ließen sich in den 12 Jahren viel weiter reduzieren, nämlich fast um das Zweieinhalbfache des Prozentwertes des CO_2. Das bedeutet auch, dass ihre relative Bedeutung im Mix der Treibhausgase abnimmt und man nun im wesentlichen um das Kernstück kämpfen muss, das Kohlendioxid.

Jährliche prozentuale Änderungen der CO_2-Emissionen

Die zahlreichen Einzelbestandteile der CO_2-Minderungsstrategie und die vielen Einzelentscheidungen in Technik und Wirtschaft, die die Minderung schließlich bewirken, legen es nahe, dass wir im folgenden eine Darstellung benutzen, die die Gleichmäßigkeit der Entwicklung herausstellt. Es ist davon auszugehen, dass die möglichen Reduktionen eines Jahres ins Verhältnis zu den dann gerade stattfindenden Emissionen gesetzt werden müssen. Die Reduktion, ausgedrückt in absoluten Tonnen CO_2, wird umso schwieriger, je kleiner die Emissionen schon geworden sind. Um dies zu veranschaulichen, sollen im folgenden die stattgefundenen Änderungen als prozentuale jährliche CO_2-Änderungen charakterisiert werden [9].

100%	Gesamt-CO_2 (2002: 878 Mt)	- 1,3 % p.a.
18%	Industrie	- 3,0 % p.a.
41%	Kraft- und Fernheizwerke	- 1,2 % p.a.
20%	Verkehr	+ 0,7 % p.a.
19%	Haushalte und Kleinverbraucher	- 1,1 % p.a.
2,6%	Sonstige	

Tab. 5: CO_2-Emissionen und mittlere jährliche prozentuale Änderung 1990–2002

Die Tabelle 5 gibt die zwischen 1990 und 2002 errungenen Reduktionen in den vier Hauptkategorien von Emittenten an (das +-Zeichen bedeutet Erhöhung). Die größten Erfolge sind in

der Industrie errungen worden, die die eingegangenen Minderungsverpflichtungen im allgemeinen erfüllt hat. Der geringste Erfolg, ja eine Erhöhung der CO_2-Emissionen, ist im Verkehr zu verzeichnen.

Um den Einfluss der vereinigungsbedingten CO_2-Reduktionen richtig zu verstehen, haben wir die beiden Jahre 1990 und 1991 herausgenommen und die Daten der Abb. 1 von 1992 bis 2004 durch eine gleichmäßige jährliche prozentuale Änderung beschrieben. Das Ergebnis ist in Abb. 3 zu sehen.

Abb. 3: Dieselben Daten wie Abb. 1, doch wurden die beiden Jahre 1990 und 1991 fortgelassen (vereinigungsbedingte Sonderreduktionen), um eine Gerade anzulegen, die die mittlere jährliche Abnahme beschreibt.

Die eingezeichnete Gerade zeigt an, dass die Abnahme der CO_2-Emissionen über die 12 Jahre von 1992 bis 2004 relativ sauber durch eine mittlere jährliche Abnahme von 0,6% pro Jahr zu beschreiben ist. Dieses Ergebnis muss als sehr enttäuschend für das Projekt eines energischen Klimaschutzes angesehen werden. 1,5% p.a. von 1992 bis 2005 wären nötig gewesen, das nationale Ziel von 2005 zu erreichen. Die Abnahme erfolgte um das Zweieinhalbfache zu langsam.

Die Rolle der erneuerbaren Energien bei den bisherigen Minderungen der CO_2-Emissionen

Es sind seitens des Staates außerordentliche Angebote gemacht worden, um die Anwendung erneuerbarer Energien in der Bevölkerung voranzubringen, und diese Anreize haben eine breite Wirkung entfaltet. Näheres wird in den entsprechenden Abschnitten weiter unten zusammengestellt.

Die Statistik der Abb. 1, 2 und 3 sowie die Tabellen 4 und 5 schließen die wirksam gewordenen erneuerbaren Energien schon mit ein. Beispielsweise hat der Beitrag der erneuerbaren Energien von über 50 TWh zur Stromerzeugung im Jahre 2004 die CO_2-Emissionen im Kraftwerkssektor um den entsprechenden Betrag dadurch vermindert, dass die fossil befeuerten Kraftwerke entsprechend kürzer gelaufen sind. Der so verminderte Betrag ist jeweils in

den Messpunkten dargestellt. Ohne erneuerbare Energien wären die CO_2-Emissionen noch größer ausgefallen.

Dass über die letzten 12 Jahre hinweg der deutsche CO_2-Ausstoß nur um 0,6% jährlich herunterkam, ist deshalb so enttäuschend, weil dieser niedrige Wert das Endergebnis einer hohen Bemühung ist. Man kann weder der Regierung noch der Industrie Untätigkeit bei der Effizienzverbesserung und der Einführung erneuerbarer Energien vorhalten, im Gegenteil. Es ist viel geschehen, aber es muss noch viel mehr geschehen, um der Jahrhundertaufgabe des Klimaschutzes gerecht zu werden. Der Zeitfaktor dabei wurde erheblich unterschätzt. Bei diesem geringen Tempo der Abnahme hätten wir im Jahre 2020 immer noch einen CO_2-Ausstoß von 786 Mt, d. i. drei Viertel des Wertes von 1990. – Das aber war das nationale Ziel für 2005!

2. Zukünftige Entwicklungen bis 2020

Politische Zielsetzungen

Es gibt zur Zeit (Mitte 2005) kein verpflichtendes Minderungsziel für die deutschen Treibhausgasemissionen, das über die Kyoto-Verpflichtung (-21% von 1990 bis 2010) hinausgeht, doch ist die Bundesregierung entschlossen, ihre bislang übernommenen Verpflichtungen anspruchsvoll fortzuentwickeln. *Die Bundesregierung hält es für erforderlich, dass die im Kyoto-Protokoll für die erste Verpflichtungsperiode 2008 bis 2012 enthaltenen Verpflichtungen der Industriestaaten in den darauf folgenden Verpflichtungsperioden drastisch verschärft werden.* [10] – So hat die Bundesregierung ihr Ziel verkündet, die jährliche Gesamtemission Deutschlands in der EU bis zum Jahre 2020 um 40% abzusenken, also 60% des Wertes von 1990 zu erreichen, falls die EU als Ganze sich zu einem Ziel von 70% entschließt [Tabelle 2]. Die Zahlenverhältnisse dieses Vorschlags sind in Abb. 4 dargestellt.

Abb. 4: Vorschlag der Bundesregierung für eine Verpflichtung im Rahmen der EU, verglichen mit den tatsächlichen Emissionen bis 2003 und der gegenwärtig wirkenden Verpflichtung. Die Ausgangsbasis, der Extrapolationswert des nächsten Abschnitts, sowie das Ziel für 2020 wurden an der rechten Skala markiert

In der Tat liegt eine drastische Verschärfung vor, ist doch die Vorstellung die, dass in der Zeit von 2010 bis 2020 die jährliche prozentuale Absenkungsrate rund doppelt so hoch sein soll wie die in den Jahren von 1990 bis 2003 tatsächlich erreichte [11]. Man muss sich fragen, wo das zusätzliche Absenkungspotential liegen soll, es müsste ja ein Potential sein, das zu den mit der bisherigen Intensität fortgeführten Verminderungen hinzuträte. Dies soll im folgenden untersucht werden.

Weiterführung der bisherigen Absenkung

Zur Unterscheidung der Komponenten werden in Abb. 5 die wichtigsten Treibhausgase getrennt aufgeführt. Kohlendioxid und Methan weisen zwischen 1992 und 2003 [12] eine gleichmäßige jährliche Abnahme auf, während sich die Lachgas-Emissionen in einem einzigen Sprung 1997/99 vermindert haben. Bemerkenswert ist die kontinuierliche jährliche Verminderung des schädlichen Methangases um 4,3 % p.a.. Die leider nur geringe jährliche Abnahme des Kohlendioxids wurde oben bereits kommentiert. Extrapoliert man diese Trends auf das Jahr 2020, so ergeben sich 871 Mt CO_2-Äquivalente, oder 69% des Wertes von 1990 [13]. Dieser Wert wurde in der Abbildung 4 markiert. (Sollte das NO_2 künftig auf dem Wert der letzten 5 Jahre verharren, so wären es 897 Mt oder 71%.)

Abb. 5: Entwicklung der Emissionen der drei wichtigsten Treibhausgase seit dem Ende der unmittelbaren vereinigungsbedingten Sondereinflüsse, 1992, sowie Extrapolation des Trends der letzten 12 bzw. 13 Jahre auf das Jahr 2020; im Jahre 2020 wird eine Gesamtemission von 786+36+34+15 = 871 Mt CO_2-Äqu. erwartet

Selbstverständlich lässt sich nicht jede Zukunft durch Extrapolation aus der Vergangenheit voraussagen, insbesondere dann nicht, wenn besondere Einflüsse und Maßnahmen hinzutreten. Wir müssen deshalb studieren, wo man Faktoren erwarten kann, die geeignet sind, den Trend positiv oder negativ zu verändern. Dies wird in den folgenden neun Kapiteln untersucht. In Kapitel 11 werden diese trendverändernden Faktoren saldiert, und man wird erkennen, wohin sich der extrapolierte Wert von 871 Mt CO_2-Äquiv. verschieben kann.

Den Trend der letzten 13 Jahre zur Basis einer Vorausschau bis 2020 zu machen, sollte nicht verwechselt werden mit dem, was in den bekannten Szenarien-Rechnungen mit dem Wort "Business as usual", einer Fortsetzung des Wirtschaftens ohne besondere klimapolitische Bemühungen, bezeichnet wird. Der Trend der CO_2-Reduktionen der letzten 13 Jahre umfasst ja eine sehr dynamische Entwicklung – der Staat hat bedeutende Finanzmittel in Klimaschutz-Maßnahmen gelenkt, von der Wärmesanierung der Gebäude bis zum Zubau erneuerbarer Energien. Es ist wichtig, zu verstehen, dass die "Fortsetzung des Trends" auch bedeutet, dass diese Finanzmittel in gleicher Intensität weiter fließen müssen, soll der Trend auch die nächste Zukunft noch beschreiben. Das bedeutet, dass jährlich Investitionen in gleicher Höhe, CO_2-Vermeidungskosten mit gleichen *Zuwachsraten* anfallen.

Anmerkungen und Literatur

[1] *Nachhaltigkeitsstrategie 2002: Perspektiven für Deutschland – Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung*, hsg. vom Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, Berlin, April 2002, S. 107 ff.

[2] Quellen in Tabelle 2:
- [2-1] Kabinettsbeschluss 1995
- [2-2] Koalitionsvertrag 1998
- [2-3] Bundeskanzler auf der 5. Vertragsstaaten-Konferenz (COP5) in Bonn 1999
- [2-4] *Nationales Klimaschutzprogramm – 2000* (Beschluss der Bundesregierung vom 18.10.2000)
- [2-5] Auch enthalten in der Vereinbarung vom 9.11.2000 zwischen der deutschen Wirtschaft und der Bundesregierung, sowie in der vom 14.5.01
- [2-6] *Nachhaltigkeitsstrategie 2002*
- [2-7] siehe z.B. *Nationales Klimaschutzprogramm – 2005* (Beschluss der Bundesregierung vom 13.7.2005)
- [2-8] Zitiert in *Nationales Klimaschutzprogramm – 2000*, S. 11. (Vereinbarung vom 9.11.2000)
- [2-9] Koalitionsvertrag 2002
- [2-10] Ankündigung der Bundesregierung auf dem Klimagipfel in Buenos Aires am 15.12.2004.
- [2-11] *Nationales Klimaschutzprogramm – 2000*, S. 12. Die zweite Periode wird in *Nationales Klimaschutzprogramm – 2005* mit *2008 bis 2012 Basisjahr 1990* bezeichnet.

[3] *Nationales Klimaschutzprogramm – 2000*, Tab. 24. Im vorliegenden Text werden nur die Posten genannt, die bis 2005 mindestens 5 Mt CO_2 hätten einsparen sollen. Die Gesamtsumme in Tab. 24 betrug 142-156 Mt CO_2 bis 2005.

[4] Energiedaten des BMWA, Tab. 9 (Stand Januar 2005). Daten für 2003 und 2004 geschätzt unter Verwendung von H.-J. Ziesing, *Stagnation der Kohlendioxidemissionen in Deutschland im Jahre 2004*, Wochenbericht 9/2005 des DIW, Berlin, S. 163, Tab. 2.

[5] Die vertikale logarithmische Skala wurde gewählt, weil damit gleiche Faktoren als gleichlange Strecken abgebildet werden; dies berücksichtigt, dass etwa eine 3%-ige Reduktion am Anfang der Zeitspanne genau so groß erscheint wie eine 3%-ige Reduktion am Ende.

[6] *Klimaschutz in Deutschland bis 2030, Endbericht zum Forschungsvorhaben Politikszenarien III*, J. Diekmann et al. (DIW Berlin/FZ Jülich/ISI Karlsruhe/Öko-Institut), im Auftrag des Umweltbundesamtes (502 S.), Juli 2004

[7] Energiedaten des BMWA, Tab. 10 (Stand Januar 2005)

[8] Die jährliche Menge an nuklear erzeugter Elektrizität stieg von 1990 bis 2002 durch Effizienzverbesserungen um 17,6 TWh, Energiedaten des BMWA, Tab. 22 (Stand Januar 2005). Umrechnung mit 0,8 kg CO_2/kWh ergibt 14 Mt CO_2.

[9] Vermindert sich in n aufeinanderfolgenden Jahren die Emission um den jeweiligen Bruchteil q, so ist nach n Jahren der Bruchteil $(1-q)^n$ erreicht. Z.B. ist in der ersten Zeile von Tab. 5: $n = 12$, $q = 0.0127$. Die gesamte Emission 1990: 1023 Mt, und 2002: 878 Mt (d.h. 85.8% davon). $(1 – 0{,}0127)^{12} = 0.858$

[10] *Nationales Klimaschutzprogramm – 2000*, S. 13, ebenso *Nachhaltigkeitsstrategie 2002*, S. 108.

[11] Kyoto-Gase 2003: 82,4% von 1990 = $(1-0{,}0148)^{13}$ oder 1,48% p.a.

[12] 1992, zwei Jahre nach der Vereinigung, wurde gewählt zwecks Ausschluss unmittelbarer Folgen der Neustrukturierung in den neuen Ländern. Datenquellen CO_2: [12], CH_4 und N_2O: Wochenbericht 9/2005 des DIW Berlin, S. 171, Tab. 6.

[13] 786 + 36 + 34 + 15 = 871. Gegeben die jährlichen Schwankungen, ist die Ungenauigkeit der Extrapolation mit ca. ± (30 bis 40) Mt CO_2-Äqu. abzuschätzen.

2 Energieeinsparung beim Verbrauch

Die Nachfrage nach Energie entsteht durch einen Bedarf an dem, was die Energie bewirken soll. So wird in erster Linie die Temperatur des geheizten Hauses benötigt und erst in zweiter das Heizöl, in erster Linie die Helligkeit des Lichts, in zweiter die Elektrizität dafür. Deshalb ist die Effizienz des Energieeinsatzes für den benötigten Effekt die jeweils entscheidende physikalische Größe, wenn es darum geht, Energie möglichst sparsam einzusetzen.

Die Mittel für benötigte Zwecke möglichst sparsam einzusetzen, ist eine der wichtigsten Antriebskräfte der Technik und der Wirtschaft; der jeweilige Stand der Technik und das jeweilige Preisgefüge repräsentieren das erreichte Optimum. Dies gilt auch für die Energie.

Mit dem Erscheinen des Klimaproblems haben sich die Randbedingungen geändert, und die *erreichte* Effizienz des Energieeinsatzes muss mit der *erreichbaren* verglichen werden. Vorhandene Möglichkeiten der Effizienzsteigerung auf der Seite des Verbrauchs – mit besonderer Betonung der Haushalte – sollen im vorliegenden Kapitel behandelt werden, während solche auf der Seite der Elektrizitätserzeugung konventioneller Kraftwerke im darauf folgenden diskutiert werden.

1. Grundsätzlich vorhandene Einsparpotentiale

Die physikalischen Grenzen der Effizienzsteigerung sind noch lange nicht erreicht. Wir nennen eine Reihe von Beispielen, die bereits einen großen Energieverbrauch abdecken:

Licht

Während eine konventionelle Glühlampe eine Lichtausbeute von etwa 10-12 Lumen/Watt aufweist und sich die Ausbeute bei Halogenstrahlern nur geringfügig auf 14-16 lm/W steigert, beträgt bei Leuchtstofflampen in Kompaktform der Wirkungsgrad immerhin schon 50 lm/W. Durch die Optimierung von Leuchtstofflampen und durch elektronische Vorschaltgeräte können Werte um 100 lm/W erreicht werden. Vergleichbare Wirkungsgrade werden beim Einsatz von Niederdruck-Metalldampflampen erzielt. Durch eine Verspiegelung der Lampenträger kann die Effizienz der Beleuchtung noch weiter gesteigert werden. Dimmbare Beleuchtungen gestatten in Verbindung mit Helligkeits- und Bewegungssensoren eine weitere Senkung des Verbrauches um bis zu 40%. Neuere Entwicklungen im Bereich organischer Leuchtdioden lassen noch geringere Verbräuche bei der Lichterzeugung möglich erscheinen. Neuartige Lichtleiter holen das Tageslicht in das Innere von Gebäuden und verbrauchen gar keinen Strom.

Kommunikation

Der Einsatz von Personal-Computern, die sich jeweils an der Spitze der technischen Leistungsfähigkeit befinden, führt zu einem merklichen Anstieg beim Stromverbrauch für Rech-

ner. Zusammen mit Bildschirmen und Druckern sind durchschnittliche Leistungen bis zu 500 W üblich. Andererseits ist es möglich, durch den Einsatz von Stromspartechnologien, wie sie bei tragbaren Rechnern zum Einsatz kommen, den Stromverbrauch von Flachbildschirmen und Druckern unter 100 W abzusenken.

Standby-Verluste

Die Leerlaufverluste moderner Elektronik haben den Stromverbrauch der privaten Haushalte und im Gewerbe, im Bereich der öffentlichen Verwaltung sowie der Hochschulen deutlich ansteigen lassen. Auch der Einsatz von Niederspannungshalogenstrahlern ohne Netzschalter führt zu unnötigen Stillstandsverlusten. Standby-Verbräuche eines Gerätes von 10-20 W sind durchaus üblich, obwohl durch moderne Schaltkreise der Verbrauch bis auf 0,1 W/Gerät gesenkt werden kann. Auf die privaten Haushalte entfällt ein geschätzter Standby-Stromverbrauch von rund 20 TWh jährlich [1], welcher knapp 15% des gesamten Stromverbrauches in diesem Sektor entspricht. Einschließlich Handel und Gewerbe wird mit einem möglichen Einsparpotential von 25-30 TWh jährlich gerechnet [2], dies entspricht einer Emission von 18-21 Mt CO_2 p.a..

Elektrische Antriebe

Die elektrischen Antriebe von Pumpen, Gebläsen und Kälteerzeugungen werden auf Grund hydraulischer Mängel und fehlerhafter Dimensionierung oft völlig falsch betrieben. Im Zuge von Sanierungsmaßnahmen kann der spezifische Stromverbrauch entsprechender Geräte um den Faktor 5-30 gesenkt werden [3]. Das entsprechende Einsparpotential im Bereich der privaten Haushalte, des Handels und Gewerbes sowie in Teilen der Industrie beträgt 50 TWh, entsprechend etwa 10% des gesamten Stromverbrauchs in Deutschland und einem Minderungspotential von 35 Mt CO_2 p.a..

Personenkraftwagen

Während der mittlere Flottenverbrauch etwa 8 Liter Benzin bzw. Dieselöl pro 100 km beträgt, existieren bereits heute kommerziell verfügbare Autos mit einem Verbrauch von 3 l/100 km [4]. Experimentalautos mit Brennstoffzellenantrieb kommen noch weiter herunter. Mehr zu dem Thema wird in Kapitel 7 besprochen.

Raumwärme

Während im Wohnungsbestand der Wärmeverbrauch Werte zwischen 75 und 475 kWh/m^{2}a annimmt, bei einem Mittelwert von 225 kWh/m^{2}a (vgl. Abb. 1 weiter unten), müssen bei Neubauten nach der neuen Energieeinsparverordnung Verbräuche um 70 kWh/m^{2}a realisiert werden. Vielfältige Erfahrungen mit dem Passivhausstandard beweisen, dass mit einem vertretbaren Mehraufwand sogar Häuser, die nur 10-30 kWh/m^{2}a verbrauchen, gebaut werden können [5]. Grundsätzlich demonstriert, aber bisher nicht wirtschaftlich zu realisieren, ist der

Bau von "Nullenergie-Häusern". Hier wird der verbleibende Wärme- und Strombedarf durch den Einsatz regenerativer Energie (Kollektoren, Photovoltaik und Biomasse) gedeckt. Erste Demonstrationsvorhaben zeigen, dass im Zuge von energetischen Sanierungen auch im Altbau-Bestand Einsparungen bis zu 90% erreicht worden sind. Die Schlüsselrolle der Altbaumodernisierung für den Klimaschutz ist allgemein anerkannt. *Bezogen auf den heutigen Bestand wird das realistische Einsparpotential im Altbaubereich durch Heizungserneuerung und durch verbesserte Wärmedämmung auf 55 bis 70 Mio t CO_2 geschätzt,* schreiben die Sachverständigen der Enquete-Kommission [6]. Bei der Schätzung des Gesamtpotentials seien aber die Mehremissionen durch Neubauten noch abzuziehen.

Schon die Beispiele dieser ausgewählten Verbrauchssektoren lassen erkennen, dass die physikalischen Grenzen des Energiesparens bei weitem noch nicht erreicht sind.

2. Tatsächliche Minderungsraten im Gebäudebereich

Von der gesamten Endenergie, die in Deutschland in einem Jahr verbraucht wird (9288 PJ im Jahr 2002), fließen 30% in die Haushalte und davon werden 87% für Raumwärme und Warmwasser genutzt [7]; diese verursachen also fast gänzlich die CO_2-Emissionen im Haushaltssektor, welche in der Abbildung 1 als Funktion der Zeit aufgetragen sind [9]. Die Emissionen haben sich zwischen 1990 und 2003 nur um ca. 0,5 % p.a. vermindert, doch ist dies kaum zu erkennen und statistisch nicht sehr signifikant.

Abb. 1 Jährliche CO_2-Emissionen der Haushalte in Millionen Tonnen. Die Gerade ist eine Beschreibung, welche die jährlichen Schwankungen ausgleichen und den Trend im Großen ermitteln soll. Die festgestellte Abnahme der Emissionen von 0,5 % p.a. ist statistisch nicht sehr signifikant.

Die folgenden Daten basieren hauptsächlich auf den Arbeiten von Kleemann [8]. Die Energie für Raumwärme und Warmwasser wird mit sehr unterschiedlicher Effizienz eingesetzt. In Abb. 2 ist die Häufigkeitsverteilung der pro Quadratmeter Wohnfläche jährlich verbrauchten Energie aufgetragen. 90% aller Verbräuche liegen in den Grenzen zwischen 75 und 475 kWh/m^{2}a. Zum Vergleich ist auch die Norm eingetragen, die in der neuen Energieeinspar-Verordnung (EnEV) für Neubauten vorgeschrieben wird, nur 5% aller Wohnflächen verbrauchen weniger als diese neue Norm (70 kWh/m^{2}a). Das Problem liegt darin, dass die Modernisierung der bestehenden Bausubstanz zur Einsparung von Heizenergie langwierig und teuer ist. Der normale Renovierungszyklus beträgt 40 bis 60 Jahre.

Abb. 2 Gemessene, auf die Wohnfläche bezogene Jahresverbrauchswerte an Energie für Raumwärme und Warmwasser in einer deutschen Großstadt (alle Häuser-Größen und Altersklassen) [8]. Die Stichprobe kann für den ganzen deutschen Bestand genommen werden. Die Norm der neuen Energieeinspar-Verordnung (EnEV) für Neubauten ist ebenfalls eingetragen.

Die äußerst langsame Verringerung der Emissionen, die von einer Stagnation kaum zu unterscheiden ist, lässt sich erklären einerseits mit den Neubauten, die im Bereich von 1% des Flächenbestandes pro Jahr lagen und denen nur eine kleinere Abbruchrate von Altbauten gegenüberstand, andererseits mit einer nur unzureichenden Sanierungsgeschwindigkeit bei den Altbauten. Die Aufwendungen der Hausbesitzer für Sanierungsinvestitionen zur Verstärkung der Wärmedämmung und Erneuerung der Heizanlagen betrugen im Mittel etwa 11 Mrd. € pro Jahr, womit 24 Mio. Quadratmeter pro Jahr saniert wurden. Dies geschah meist im Zusammenhang ohnehin unternommener Bau-Erneuerung.

In einer Analyse der Frage, welche Investitionen getätigt werden müssten, um die CO_2-Emissionenen noch weiter herunterzubringen, studiert Kleemann ein Szenario, das bis 2020 die jährliche CO_2-Emission um 17 Mt CO_2 vermindern würde. Es erfordert jährliche energetische Investitionen von 29 (statt der bisherigen 11) Mrd €/a; diese wären nach einer Anlaufphase in den Jahren 2010 bis 2020 aufzubringen. Dann würden jährlich 65 (statt der bisherigen 24) Mio m^2

Wohnfläche energetisch saniert. Hierbei wird berücksichtigt, dass die energetisch schlechteste Bausubstanz zuerst erneuert wird. Für eine "Jahrestonne CO_2" (d.h. die durch die Sanierung auf die Lebensdauer von 40-60 Jahren jährlich eingesparte Tonne CO_2) wird also eine Investition in Höhe von 13 000 € gerechnet.

Man muss nach den Mitteln und Wegen fragen, mit denen die Hausbesitzer in den nächsten Jahren zur Verdreifachung ihres Engagements, nämlich ihre jährlichen Wärmeschutz- und Heizungs-Investitionen von 11 auf 29 Mrd. € zu steigern, veranlasst werden könnten.

In der Vergangenheit wurden finanzielle Anreize durch die Anrechnung von steuerlichen Abschreibungen gewährt. Später wurden, aus öffentlichen Mitteln zinsverbilligt, Kredite über die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW) ausgegeben; diese letzteren haben sich für die öffentliche Hand als günstiger erwiesen, d.h. dass weniger öffentliche Mittel je angestoßene Investitionssumme eingesetzt werden mussten. Zwischen Februar 2001 und März 2005 wurden rund 75 000 Kredite über 4,2 Mrd € für die energetische Sanierung von ca. 223 000 Wohnungen (ca. 18 Mio m^2) zugesagt [9]. Das waren in 4 Jahren 0,6% der Gesamtwohnfläche von ca. 3 Mrd. m^2. Hochgerechnet würde die Sanierung von nur 10% der Gesamtwohnfläche über diesen Förderungsweg die Dauer von 66 Jahren beanspruchen. Ein Vielfaches der bisherigen finanziellen Förderung muss jährlich eingesetzt werden, um ein Programm wie das in den beiden vorigen Absätzen genannte zu verwirklichen. Die finanzielle Förderung der Altbausanierung ist eines der wichtigsten Instrumente des Klimanschutzes. Das Nationale Klimaschutzprogramm 2005 oder sonstige Pläne der Bundesregierung lassen nicht erkennen, dass eine so hohe Förderung in Aussicht steht; es könnte auch so kommen, dass die bisherige Förderung mangels Haushaltsmitteln verkleinert wird.

Der ordnungspolitische Rahmen befindet sich in ständiger Entwicklung. In den letzten 30 Jahren wurden die Bestimmungen für den Wärmeschutz der Gebäude durchschnittlich alle sechs Jahre verschärft, wobei der zulässige Wärmeverbrauch über die 30 Jahre um den Faktor fünf verringert wurde. Die 2002 in Kraft getretene Energieeinsparverordnung (EnEV) löst die Dritte Wärmeschutzverordnung von 1994 und die Heizungsanlagenverordnung von 1998 ab, indem die Anforderungen wiederum verschärft wurden und erstmals ein primärenergetischer Ansatz gewählt wurde, der die erneuerbaren Energien am Haus in ihrer Fähigkeit der CO_2-Einsparung berücksichtigt. Auch in Zukunft ist mit einer Weiterentwicklung der behördlichen Bestimmungen zur Energieeinsparung zu rechnen. Vom technischen Standpunkt gibt es, jedenfalls bei der Dämmung, noch Spielräume.

Es ist allerdings folgende Diskrepanz zu konstatieren: Geht man von einem bestimmten Erneuerungszyklus der Bausubstanz aus, der erfahrungsgemäß 40-60 Jahre beträgt und auf der technischen Lebensdauer der einzelnen Bauteile beruht, so bekommt man eine jedes Jahr zu renovierende Anzahl von Häusern. Laut den behördlichen Vorschriften sind damit wärmedämmende Maßnahmen und Heizungserneuerungen verbunden, die eine genau zu berechnende Energieeinsparung ergeben. Die tatsächlich in dem Jahr eingetretene aber ist regelmäßig nur ein Bruchteil der berechneten. Diese "Sanierungseffizienz" ist eine Zahl in der Nähe von 0,37 oder 0,33 und nicht 1 [10]. Sie wird auch als "unzureichender Vollzug" bezeichnet und kann als ein Maß dafür angesehen werden, wie weit sich die Sanierungstätigkeit behördlich steuern lässt. Jedenfalls sollte man sich nicht vorstellen, dass man die notwendigen Investitionen einfach dadurch anhebt, dass die Länder "die Baupolizei vorbeischicken".

Gemäß den Überlegungen des ersten Kapitels sind wir auf der Suche nach trendverändernden Faktoren, welche die Emissions-Entwicklung der vor uns liegenden 15 Jahre schneller oder langsamer ablaufen lassen würde als die der vergangenen Periode. Es ist festzustellen, dass weder bei den Ergebnissen ordnungspolitischer Maßnahmen noch bei den staatlichen finanziellen Anreizen im Augenblick größere Veränderungen für die zweite Halbzeit in Sicht sind. Vielmehr ist von einer Kontinuität des bisherigen Trends auszugehen. Ungeachtet der prinzipiell vorhandenen großen Einsparpotentiale ist insoweit mit einer fortgesetzten energetischen Sanierung zu rechnen, deren Ergebnis für den Klimaschutz zu einem guten Teil durch die Neubautätigkeit aufgezehrt wird. Diese wird in verschiedenen Gutachten [11, 12, 8] zukünftig auf 0,8 % p.a. bis 1,1 % p.a. des Baubestandes geschätzt.

3. Energiepreise

Eine neue Situation würde eintreten, wenn die Energiepreise auf ein bedeutend höheres Niveau ansteigen würden. Der heutige Ölpreis auf dem Weltmarkt ist dreimal so hoch wie im Jahrzehnt von 1991-2000, der Heizölpreis für die Haushalte in Deutschland etwa zweimal. Die Heizungskosten (ebenso wie die Benzinpreise) beginnen, die Verbraucher zu schmerzen.

Für den Klimaschutz wäre durch dauerhaft hohe Energiepreise viel gewonnen. Diese würden einen unmittelbaren Druck hin zu verstärkten Sanierungsinvestitionen erzeugen. Dabei spielt eine Rolle, dass zahlreiche energetische Sanierungsvorhaben – ausgeführte und aufgeschobene – bereits auf dem Preisniveau der vergangenen Jahre in der Nähe der Wirtschaftlichkeit lagen. Dies gilt nicht nur für die Heizenergie, sondern in ähnlichem Sinn und mit unterschiedlichen Gewichten für die meisten der vielen Energieanwendungen, die hohe Einsparpotentiale aufweisen [13].

Sollte eine Situation eintreten, dass während der zweiten Halbzeit (2005-2020) die Preise einiger Energieträger dauerhaft erheblich höher als in der ersten Halbzeit (1990-2005) liegen, so müssten wir in unserer Vorausschau allerdings einen trendverändernden Faktor einsetzen. Da wir die Preisentwicklung nicht vorauszusehen vermögen und auch nicht die Elastizitäten der Nachfrage nach der eventuell verteuerten Energie, tun wir es nicht. – Eine Verteuerung der Energie muss nicht unbedingt über den Weltmarkt kommen, sie kann auch das Resultat einer Politik sein, in der etwa die Wirkung der handelbaren CO_2-Emissionsrechte auf den Verbrauchssektor ausgedehnt wird.

4. Forschung und Entwicklung

Die Technik der Wärmedämmung selbst kann noch weiter verbessert werden. Forschung und Entwicklung befassen sich mit **neuartigen Dämmstoffen**, siehe z.B. [14], die um einen Faktor 10 besser sind als die besten industriellen Schaumstoffe (d.h. bei gleicher Flächen-Wärmedurchlässigkeit nur ein Zehntel der Dicke besitzen). Aber auch an schaltbaren Dämmstoffen wird erfolgreich gearbeitet; man kann diese Schichten in ihrer Dämmfähigkeit verändern und sie bei auszunutzender Sonneneinstrahlung wärmedurchlässiger machen oder undurchlässiger bei Nachtkälte. Sollten sich diese Entwicklungen eines Tages am Markt durchsetzen,

könnten sie der Sanierung und der Konstruktion von Energiesparhäusern neue Impulse geben.

Die Entwicklung und Erprobung von so genannten **Passiv-Häusern** ist in den letzten 20 Jahren sehr erfolgreich vorangekommen [5]. Diese Häuser werden mit Bauteilen gefertigt, die für minimalen Wärmeverbrauch konstruiert wurden. Besonders die Fenster und ihre Rahmen sind wichtig. Die erforderliche Heizenergie ist so gering, dass sie mit der Frischluft in die Räume gebracht wird. Inzwischen gibt es eine nach statistischen Gesichtspunkte ausreichend große Zahl von Wohnungen, so dass die Wärmeeigenschaften ebenso wie das Verhalten und das Wohlbefinden der Benutzer systematisch untersucht werden konnten. In 114 Wohneinheiten wurde der Jahresverbrauch für Raumheizung gemessen; der Mittelwert betrug 16,6 kWh/m^{2}a, die Streuung ± 8 kWh/m^{2}a. Der Fortschritt kann ermessen werden, wenn man diese Werte mit Abbildung 2 vergleicht; sie liegen dort im ersten Intervall links [5a]. Komfort-Messungen sowie Befragungen der Bewohner ergaben, dass es an keiner Bequemlichkeit fehlt. Die Kosten solcher Häuser sind nicht notwendigerweise besonders hoch. Wenn die spezialgefertigten Bauteile einmal Massenware sein werden, können Passivhäuser gleich teuer werden wie herkömmliche. Es gibt sie als Geschossbauten, Bürogebäude, Schulen und Einfamilienhäuser. *Aus jedem Gebäudeentwurf kann ein Passivhaus werden, wenn die baulichen und technischen Qualitätsanforderungen beachtet werden,* schreibt W. Feist [5].

Anmerkungen und Literatur

[1] ISI: *Detaillierung des Stromverbrauchs privater Haushalte in der Bundesrepublik Deutschland 1997-2000*; Karlsruhe Dezember 2000.

[2] Prognos: *Analyse der Wirksamkeit von CO_2-Minderungsmaßnahmen im Energiebereich und ihre Weiterentwicklung*, Endbericht; im Auftrag des BMWA, Basel August 2004.

[3] Erfahrungen der Firma Plenum, Hamburg, im Beratungsgeschäft mit Gewerbefirmen

[4] M. Dick, *Die Technik des 3-Liter-Autos*, Vortrag auf der Physikertagung Dresden 2000 in: *Energie, Plutonium, Strom und die Umwelt*, hrsg. von W. Blum, Deutsche Physikalische Gesellschaft, Bad Honnef

[5] W. Feist, Passivhaus-Institut Darmstadt, *Energieeffizienz bei Gebäuden – dargestellt am Beispiel Passivhaus,* Vortrag auf der Physikertagung Hannover 2003, in: *Optionen für die Energie der Zukunft*, 11 Vorträge auf der Tagung Hannover, Hrsg. M. Keilhacker, Deutsche Physikalische Gesellschaft, Bad Honnef. Der Artikel enthält zahlreiche Details und weiterführende Literatur.

[5a] Allerdings beziehen sie sich nur auf die Heizwärme ohne Warmwasser.

[6] Votum der CDU/CSU- und FDP-Fraktionen und ihrer Sachverständigen im Gesamtbericht der Enquete-Kommission, Bundestags-Drucksache 14/9400, S. 541, zitiert nach [DIW], S. 108.

[7] Energiedaten des BMWA, Tab. 7, 28

[8] M. Kleemann, FZ Jülich, *Aktuelle Einschätzung der CO2-Minderungspotenziale im Gebäudebereich*, Gutachten im Auftrag von dena und BMWA, Jülich, Nov. 2003

[9] Nationales Klimaschutzprogramm 2005

[10] Siehe [8], sowie mündliche Präzisierungen von Herrn Kleemann.

[11] Prognos, EWI, Energiereport IV, *Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030*, im Auftrag von BMWA, April 2005

[12] IER, Prognos, *Analyse der Wirksamkeit von CO2-Minderungsmaßnahmen im Energiebereich und ihre Weiterentwicklung,* im Auftrag des BMWA, August 2004

[13] Dabei gilt, dass private Haushalte weniger stark auf Preisunterschiede reagieren, als man es in der Wirtschaft tut. Empirische Untersuchungen zeigen, dass Privatleute sich häufig nicht "wirtschaftlich" verhalten, weil sie noch andere Motive haben.

[14] J. Fricke, Würzburg, *Energiebedarf und Energiebereitstellung – Forderungen und Beiträge aus der Wissenschaft, insbesondere zur Altbausanierung,* Vortrag auf der Physikertagung Hamburg 2001 in: *Energie für die Zukunft*, Hrsg. W. Blum, Deutsche Physikalische Gesellschaft, Bad Honnef

3 Fossile Kraftwerke hoher Effizienz

1. Heutige Rolle fossil befeuerter Kraftwerke in der deutschen Stromversorgung

Fossile Brennstoffe bilden das Rückgrat der Energieversorgung Deutschlands. Im Jahre 2003 machten sie nach vorläufigen Zahlen der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen mit 12.156 PJ (414,8 Mio. t SKE) 84,1% des Primärenergieverbrauchs aus, im Wesentlichen ergänzt um Kernenergie mit 12,5%. Auf Wasser- und Windkraft entfielen zusammen 0,9%, der Rest auf „Sonstige" (z. B. Brennholz, Klärschlamm, Müll) [1]. Die Verbrennung fossiler Brennstoffe ist zugleich der größte Verursacher von Treibhausgas-Emissionen.

Vom Gesamtverbrauch an fossilen Brennstoffen entfallen 3420 PJ (=116,7 Mio. t SKE) bzw. rund 28% auf die Stromerzeugung. Weitere 8,3% werden außerhalb des Energiesektors als chemischer Rohstoff verbraucht („nichtenergetischer Verbrauch"). Die übrigen 64% teilen sich etwa hälftig auf den Verkehr und die Wärmeversorgung auf. Hinsichtlich der angestrebten Senkung der Treibhausgas-Emissionen verdienen also der Stromsektor, der Verkehr und der Wärmemarkt gleichermaßen die Aufmerksamkeit.

Abb. 1: Primärenergieverbrauch [2] und Energieeinsatz für die Stromerzeugung [3] in Deutschland 2003 nach Brennstoffarten

Die Zusammensetzung der im Stromsektor eingesetzten fossilen Brennstoffe unterscheidet sich ganz erheblich von der Struktur des Primärenergieverbrauchs insgesamt: Im Primärenergieverbrauch dominieren Erdöl (36,4%) und Erdgas (22,4%), weit vor Steinkohle (13,5%) und Braunkohle (11,4%). Im Stromsektor wird ganz überwiegend Stein- und Braunkohle eingesetzt; der Anteil des Erdgases liegt unter 10%, wird aber in Zukunft ansteigen, während Erdölprodukte eine ganz untergeordnete Rolle spielen. Unter dem Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit ist damit der Stromsektor in einer vergleichsweise günstigen Situation; auch ist die Reichweite der Kohlereserven weitaus größer als die von Öl und Gas. Dafür ist der Einsatz von Braun- und Steinkohle mit der höchsten spezifischen CO_2-Emission verbunden.

Abb. 2: Stromerzeugung Deutschland 1990 – 2003 nach Energieträgern [4]

Während der Primärenergieverbrauch in Deutschland seit 1990 stagniert, ist der Stromverbrauch seitdem um etwa 10% gestiegen. Der Mehrbedarf wurde im Wesentlichen durch das Vordringen von Erdgas und Windkraft sowie durch Mehrerzeugung von Kernkraft und Wasserkraft gedeckt; die Stromerzeugung aus Braun- und Steinkohle blieb etwa konstant. Fossile Brennstoffe hatten 2003 mit 376 Mrd. kWh einen Anteil von 62,3% an der Stromerzeugung. Der Bruttostromverbrauch im Inland (einschließlich Netzverlusten) lag 2003 bei 595,8 Mrd. kWh.

2. Perspektiven für den Bedarf an Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen

Für unsere Überlegungen zur Verringerung der Emissionen aus fossiler Stromerzeugung machen wir die vereinfachende Annahme, dass die fossile Stromerzeugung etwa in gleicher Höhe wie heute bleibt. In dem Maße, wie Kernkraft zurückgefahren wird, muss die fossile Stromerzeugung ausgeweitet werden, und in dem Maße, wie zusätzlicher Strom aus erneuerbaren Quellen stärker fließt, als es dem Bedarfsanstieg entspricht, muss die fossile Stromerzeugung eingeschränkt werden.

Wenn aber eine wesentliche Verringerung der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen bis 2020 nicht zu erwarten ist, dann ist die entscheidende Frage die, ob und gegebenenfalls wie weit die spezifischen CO_2-Emissionen der fossil befeuerten Kraftwerke je Kilowattstunde bis 2020 gesenkt werden können. Dafür stehen zwei Maßnahmen zur Verfügung:

- Weitere Verbesserung der Wirkungsgrade fossil befeuerter Kraftwerke und damit Senkung des Brennstoffverbrauchs und der CO_2-Emission je kWh, und
- Übergang zu kohlenstoffärmeren Brennstoffen, also Ersatz von Kohle durch Erdgas.

Langfristig, also nicht vor 2020, werden voraussichtlich auch Techniken zur CO_2-Abtrennung und –deponierung zur Verfügung stehen, die eine praktisch CO_2-freie Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen ermöglichen (vgl. Kapitel 9).

In begrenztem Umfang lassen sich wirkungsgradverbessernde Maßnahmen auch an bereits bestehenden Kraftwerken durchführen. Das ist zum großen Teil bereits geschehen, insbesondere durch Modernisierung der Dampfturbinen. Bei manchen Kraftwerken wurde zur Wirkungsgradsteigerung einem kohlebefeuerten Dampfkessel eine erdgasbefeuerte Gasturbine vorgeschaltet und das heiße Abgas der Befeuerung des Dampfkessels als Verbrennungsluft zugeführt. Deutliche Wirkungsgradsprünge lassen sich aber nur beim Ersatz von Altanlagen durch modernste Technik realisieren.

In dieser Hinsicht sind wir heute in einer einmalig günstigen Situation, da im Zeitraum bis 2020 ein großer Teil der fossilen Kraftwerksleistung altersbedingt erneuert werden muss. Erste Neubauprojekte moderner fossil befeuerter Kraftwerke kommen derzeit gerade in Gang, sowohl was kohlebefeuerte Dampfkraftwerke als auch was erdgasbefeuerte Gas-und-Dampf-Kraftwerke (GuD-Kraftwerke) betrifft.

3. Potential fossil befeuerter Kraftwerke zur Wirkungsgradverbesserung

Die Steigerung des Wirkungsgrades ist seit den Anfängen der Kraftwerkstechnik eine der großen Daueraufgaben für den Ingenieur – ursprünglich allein aus wirtschaftlichen Motiven, nämlich zur Einsparung von Brennstoffkosten. Heute sind der Umwelt- und Klimaschutz als weitere wichtige Triebfedern hinzugekommen.

Im Verlauf der letzten 40 Jahre wurde der Wirkungsgrad von Braunkohlekraftwerken parallel zur Steigerung der Blockleistung schrittweise erhöht, vor allem durch Anhebung der Dampfzustände sowie durch Weiterentwicklung der Dampfturbinentechnik und des Kraftwerksprozesses [5]. Der heutige technische Stand erlaubt bei neu zu bauenden Braunkohlekraftwerken einen Wirkungsgrad von 43% [6]. Ähnlich verlief die gleichzeitige Weiterentwicklung des Steinkohlenkraftwerks, bei dem heute ein Wirkungsgrad von 46% möglich ist [6].

Abb. 3: Nettowirkungsgrade neu in Betrieb gehender Braunkohlekraftwerke [5]

Das 2003 in Betrieb gegangene BoA-Kraftwerk Niederaußem (BoA = Braunkohlekraftwerk mit optimierter Anlagentechnik) hat einen Wirkungsgrad von 43% und ersetzt Altanlagen mit einem Wirkungsgrad von etwa 32% [5]. Sein spezifischer Brennstoffverbrauch liegt also um gut ein Viertel niedriger als der der Altanlagen. Schon der Ersatz der Altanlagen durch heutige Technik brächte also bereits einen nennenswerten Beitrag zum Klimaschutz.

Noch spektakulärer verlief die Entwicklung der GuD-Technik. Während erste Anlagen wie das Heizkraftwerk München-Süd Anfang der 1980er Jahre einen Wirkungsgrad (ohne Heizwärmeabgabe) von 40% aufwiesen, lassen sich heute 58% ebenfalls ohne Heizwärmeabgabe erreichen [6]. Beim Ersatz eines alten Steinkohlekraftwerks durch ein modernes erdgasbefeuertes GuD-Kraftwerk könnte man also den Brennstoffverbrauch nahezu halbieren und den CO_2-Ausstoß je kWh auf nur 35% seines ursprünglichen Wertes absenken.

Abb. 4: Entwicklungspotential von kohlebefeuerten Dampfkraftwerken [7]

Damit ist das technische Potential aber noch nicht ausgeschöpft. Aktuelle Weiterentwicklungen zielen auf eine weitere Anhebung des Wirkungsgrads ab. Sie konzentrieren sich bei Dampfkraftwerken auf

- Materialentwicklungen zur Beherrschung höherer Dampfzustände und
- Prozess- und Komponentenverbesserungen zur Verminderung von Wärmeverlusten.

Der heutige P91-Stahl erlaubt Dampfzustände von 580°C und 270 bar. Um hoch überkritische Dampfzustände von 700°C und 300 bar beherrschen zu können, sind Legierungen auf Nickelbasis notwendig. Entsprechende Entwicklungsprogramme sind im Gange und werden von der EU unterstützt. Von den Prozessoptimierungen werden Zweifach-Zwischenüberhitzung und Abfallwärmenutzung bereits praktiziert. Hinzu kommen werden Komponentenoptimierungen wie strömungstechnische Verbesserungen der Turbine und Kühlungsoptimierung des Generators. Bis zum Jahr 2020 gelten Wirkungsgrade von 53% als erreichbar.

Ähnliche Ansätze verfolgt die Weiterentwicklung der GuD-Technik mit dem Ziel eines Wirkungsgrades um 62%. Auf der Materialseite geht es um Gasturbinen-Schaufelwerkstoffe mit hohem Nickelanteil und Einkristallstruktur sowie um Schutzschichten der Schaufeln gegen Korrosion und gegen die Temperatur des Heißgases. Andere Entwicklungen zielen auf eine Reduzierung der benötigten Kühlluftmenge für die Gasturbinenschaufeln bzw. auf die Verwendung von Dampfkühlung.

Abb. 5: Entwicklungspotential von erdgasbefeuerten GuD-Kraftwerken [7]

Diese Arbeiten sind Bestandteil eines neuen Forschungskonzeptes des Bundesministeriums für Wirtschaft und Arbeit (BMWA) zur Realisierung emissionsarmer Kraftwerke auf Basis fossiler Energieträger (COORETEC-Konzept). Das BMWA wird dabei von Expertengruppen aus der herstellenden Industrie, den Stromerzeugern, Forschungsinstituten und Universitäten unterstützt [8]. Das Konzept sieht ein abgestuftes Vorgehen vor:

- Kurz- und mittelfristig wird die konsequente Weiterentwicklung auf Basis bestehender Technologien angestrebt, um die am raschesten nutzbaren Potentiale der CO_2-Minderung zu realisieren.
- Parallel dazu werden zusätzliche FuE-Aktivitäten für neuartige Kraftwerkskonzepte forciert, mit denen mittel- und langfristig weitere Wirkungsgradsteigerungen und CO_2-Reduzierungen einschließlich der Option zur CO_2-Abscheidung möglich werden.

Eine generelle Anmerkung ist zu den angegebenen Zielwerten für Kraftwerkswirkungsgrade zu machen: Diese Werte sind als Nennwerte auf dem Typenschild einer Anlage zu verstehen und gelten für die Anlage im Neuzustand, unter optimalen Kühlbedingungen und bei Dauerbetrieb im Bestpunkt nahe der Vollast. In der Praxis sind Abschläge für Alterung, Kühlturmeinsatz, Sommerbetrieb, Teillast- und Lastfolgebetrieb usw. zu machen. Da die künftigen Fahrweisen der fossil befeuerten Kraftwerke unter sich verändernden Bedingungen des Strommarktes und vor allem des zunehmenden Anteils regenerativer Stromerzeugung nicht bekannt sind, wollen wir uns mit einem pauschalen Abschlag von 2 Prozentpunkten behelfen.

4. Abschätzung der bis 2020 erreichbaren Senkung der CO_2-Emissionen des Stromsektors

Ausgangspunkt ist die Situation im Jahre 2003, wie sie in Tabelle 1 dargestellt ist. Zahlenbasis sind die in [3] und [4] angegebenen Tabellen zur Bruttostromerzeugung und zum Brennstoffeinsatz für die Stromerzeugung. Die Vergleichszahlen für 1992 zeigen u.a. die in dieser Zeitspanne erreichten Wirkungsgradverbesserungen und die daraus resultierenden Verminderungen der CO_2-Emissionen je kWh. (1990 eignet sich nicht als Vergleichsjahr, da die wiedervereinigungsbedingten Stillegungen des Überhangs veralteter Braunkohlekraftwerke noch nicht erfolgt waren.)

Brennstoff	Steinkohle		Braunkohle		Erdgas		Heizöl		Gesamt	
Jahr	1992	2003	1992	2003	1992	2003	1992	2003	1992	2003
Bruttostromerzeugung, Mrd. kWh	141,9	146,6	154,5	158,2	33,0	61,5	13,2	9,7	342,6	376,0
Brennstoffeinsatz i. d. Stromerzeugung, PJ	1285	1298	1617	1539	278	(461)	(140)	(100)	3320	3398
Bruttowirkungsgrad (Durchschnitt), %	39,75	40,66	35,24	37,01	42,73	48 [1)]	34 [1)]	35 [1)]	37,15	39,84
Spezif. CO_2-Emission, g CO_2/kWh	830	812	1135	1081	445	396	882	857	-	-
Gesamte CO_2-Emissionen, Mio. t CO_2	117,8	119,0	175,4	171,0	14,7	24,4	11,6	8,3	319,5	322,7
Durchschnittl. spezif. CO_2-Emission aller fossil befeuerten Kraftwerke, g CO_2/kWh									**932,6**	**858,2**

1) Literaturwerte, da die Daten zum Brennstoffeinsatz nicht genügend detailliert vorliegen. In Klammern gesetzte Werte des Brennstoffeinsatzes sind aus den Wirkungsgraden zurückgerechnet.

Tabelle 1: Ausgangsdaten für 2003 mit Vergleichswerten für 1992

Für den Zeitraum 1992 – 2003 können wir also hinsichtlich der spezifischen CO_2-Emission der fossilen Stromerzeugung einen Effizienzgewinn von 8,0% registrieren, der neben Modernisierungsmaßnahmen an bestehenden Anlagen vor allem auf den Ersatz alter Braunkohlekraftwerke in Ostdeutschland zurückgeht, zu einem Teil aber auch auf das Vordringen von Erdgas in der Stromerzeugung. Der Trendfaktor von 0,9203 zwischen 1992 und 2003 entspricht einer jährlichen Abnahme der spezifischen Emissionen um 0,752%/a. Infolge der Ausweitung der fossilen Stromerzeugung nahmen die CO_2-Emissionen absolut gesehen aber um rund 1% zu.

Bei der Abschätzung der bis 2020 zu erwartenden weiteren Effizienzgewinne wird bewusst Abstand davon genommen, sich für das eine oder andere in der Diskussion befindliche Energieszenario zu entscheiden oder eigene Szenarien zu entwickeln. Stattdessen wird im Sinne einer Modell-Überlegung, die auf beliebige Szenarien angewandt werden kann, angenommen, dass die Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen gegenüber 2003 unverändert bei 376 Mrd. kWh bleibt.

In zwei getrennten Schritten soll untersucht werden, welche CO_2-Minderung durch einen Ersatz alter Kraftwerke durch neue erreichbar ist:

- 1. Schritt: unveränderte Anteile der einzelnen Brennstoffe an der fossilen Stromerzeugung;
- 2. Schritt: Erhöhung des Anteils des Erdgases zu Lasten von Kohle.

Hierzu werden für den 1. Schritt folgende Annahmen getroffen:

- Im Jahr 2020 wird jeweils die Hälfte des Steinkohle-, Braunkohle-, Erdgas- und Heizölstroms in Neuanlagen erzeugt, die zwischen 2010 und 2020 in Betrieb gingen, die andere Hälfte in noch nicht ersetzten Anlagen des heutigen Bestands, d. h. der jüngeren Hälfte der heute installierten Leistung. Als durchschnittlicher Wirkungsgrad ergibt sich 42% bei Steinkohle, 41% bei Braunkohle, 50% bei Erdgas und 36% bei Heizöl [8]. (Ende 2003 betrug die Engpassleistung der fossil befeuerten Kraftwerke rund 77.000 MW [9]. Davon werden nach dieser Modellrechnung bis 2020 rund 38.500 MW ersetzt.)

- Für die Neuanlagen werden folgende Durchschnittswerte der Wirkungsgrade angesetzt: Steinkohlekraftwerke 47%, Braunkohlekraftwerke 46%, Erdgaskraftwerke 58%, Heizölkraftwerke 38%. Bei der Abschätzung dieser Werte wurde unterstellt, dass die Erweiterungs- und die Ersatzkraftwerke stetig im Zeitraum 2010-2020 in Betrieb gehen und mit jeweils neuester in Referenzanlagen demonstrierter Technik verwirklicht werden. Weiterhin wurde der in Kapitel 2.3 genannte Abschlag für nicht-optimalen Betrieb gemacht. (Alle Wirkungsgradangaben sind Bruttowerte, ebenso wie die Stromerzeugungsangaben.)

Der Mischwirkungsgrad aus jeweils der Hälfte alter und neuer Anlagen liegt natürlich unter den Wirkungsgraden der entsprechenden Neuanlagen. Ein vorzeitiger Ersatz auch der jüngeren Hälfte des heutigen Kraftwerksparks wäre wirtschaftlich nicht zu vertreten, zumal die erreichbare Wirkungsgradverbesserung niedriger ausfallen würde. Nach diesen Annahmen errechnet sich folgende Struktur der fossilen Stromerzeugung und ihrer CO_2-Emissionen für 1992, 2003 und 2020:

	1992	2003	2020 alte	2020 neue
Steinkohle Bruttostromerzeugung, % gCO_2/kWh	 41,4 830	 39,0 812	 19,5 790	 19,5 702
Braunkohle Bruttostromerzeugung, % gCO_2/kWh	 45,1 1135	 42,1 1081	 21,0 976	 21,0 870
Erdgas Bruttostromerzeugung ,% gCO_2/kWh	 9,6 445	 16,4 396	 8,2 380	 8,2 328
Mineralöl Bruttostromerzeugung, % gCO_2/kWh	 3,8 882	 2,6 857	 1,3 833	 1,3 789
Summe fossile Bruttostromerzeugung, % gCO_2/kWh β	 100 932,6	 100 858,2	 50 802,0	 50 713,5

Verminderungsfaktor von 1992 bis 2003 = 0,9202; daraus extrapolierter Trendfaktor 2003 bis 2020 = $0{,}9202^{17/11}$ = 0,8794
2020: β = 757,7 gCO_2/kWh; Verminderungsfaktor von 2003 bis 2020 = 0,8831

Tabelle 2: Verminderung der spezifischen CO_2-Emissionen von 1992 bis 2003 sowie, bei gleichem Brennstoff-Mix wie 2003, durch Erneuerung der Hälfte des Kraftwerksparks bis 2020

Damit würden die spezifischen CO_2-Emissionen des Stromsektors 2020 bei unveränderten Versorgungsanteilen der einzelnen Brennstoffe um 11,7% niedriger liegen als 2003. Dies entspricht einer jährlichen Abnahme um 0,73%/a. Selbst durch die intensive Kraftwerkserneuerung wird al-

so der Trend der Jahre 1992 – 2003 nicht ganz erreicht. Allerdings darf man nicht übersehen, dass der Trend von 1992 bis 2003 auch durch eine Ausweitung des Erdgasanteils bei gleichzeitig bedeutender Wirkungsgradsteigerung der Erdgasverstromung infolge des Vordringens der GuD-Technik beeinflusst wurde.

Im zweiten Schritt prüfen wir deshalb, welche zusätzliche Emissionsminderung sich ergibt, wenn wir im Zeitraum 2003 bis 2020 eine Ausweitung des Versorgungsanteils des Erdgases zu Lasten der Kohle unterstellen. Ein Anstieg des Erdgasanteils ist aus der Sicht des Klimaschutzes von Vorteil; drei Argumente sprechen jedoch dagegen, so dass nur eine begrenzte Ausweitung realistisch ist:

- Erdgas ist teurer als Kohle und wird sich nach Einschätzung der Fachwelt weiter verteuern.
- Wegen der einseitigen Dominanz der russischen Erdgasvorkommen gibt es Bedenken hinsichtlich der Versorgungssicherheit.
- Die Erdgasreserven sind bedeutend kleiner als die der Kohle.

In der Fachwelt wir ein Anstieg des Erdgasanteils an der fossilen Stromerzeugung bis 2020 auf 32% als Obergrenze angesehen, was nahezu eine Verdopplung gegenüber 2003 mit einem Anteil von 16,4% bedeuten würde [10].

	Gas/fossil = 0,32		**Gas/fossil = 0,25**		**Gas/fossil = 0,4**	
	2020 alte	**2020 neue**	**2020 alte**	**2020 neue**	**2020 alte**	**2020 neue**
Steinkohle Bruttostromerzeugung % gCO_2/kWh	19,5 790	3,9 702	19,5 790	10,9 702	19,5 790	0 702
Braunkohle Bruttostromerzeugung % gCO_2/kWh	21 976	21 870	21 976	21 870	21 976	16,9 870
Erdgas Bruttostromerzeugung % gCO_2/kWh	8,2 380	23,8 328	8,2 380	16,8 328	8,2 380	31,8 328
Mineralöl Bruttostromerzeugung % gCO_2/kWh	1,3 833	1,3 789	1,3 833	1,3 789	1,3 833	1,3 789
Summe fossile Bruttostromerzeugung % gCO_2/kWh β errechnet:	50 802	50 597	50 802	50 649	50 802	50 523
Mittelwert β:	699,5		725,5		662,5	
Faktoren 2003 bis 2020 gegenüber 858,2 gCO_2/kWh	0,815		0,846		0,772	
Faktoren über den Trendfaktor 0,8794 hinaus:	0,927		0,962		0,878	

Tabelle 3: CO_2-Verminderungsfaktoren durch Verschiebung des Energieträgermixes zu einem höheren Erdgasanteil

Es wird unterstellt, dass die Ausweitung des Erdgaseinsatzes in erster Linie zu Lasten der Steinkohle geht. Denn die kostengünstige Braunkohle hat einen festen Platz in der deutschen Grund-

lastversorgung, während die Steinkohle ebenso wie das Erdgas in der Mittellast eingesetzt wird und dazu beiträgt, die Schwankungen des Stromverbrauchs und des Aufkommens an Windstrom auszugleichen. Mit diesen Annahmen errechnet sich Tabelle 3.

Bei Erhöhung des Versorgungsanteils des Erdgases auf 32 %, also auf fast das Doppelte, zu Lasten der Steinkohle lägen die CO_2-Emissionen des Stromsektors 2020 um 18,5 % niedriger als 2003. Die Ausweitung des Versorgungsanteils des Erdgases würde also 6,8 Prozentpunkte zusätzlich bringen. Tabelle 3 weist auch die Werte für eine Bandbreite des Erdgasanteils von 25% bis 40% aus, nämlich 15,4% bzw. 22,8 % Reduktion der CO_2-Emission im Jahr 2020.

Mit dem Zahlenwerk der Tabellen lassen sich die Emissionen für unterschiedliche Annahmen hinsichtlich einer Ausweitung oder Einschränkung der fossilen Stromerzeugung, aber auch die Auswirkung von Verschiebungen der relativen Einsatzmengen fossiler Brennstoffe bestimmen.

4. Zusammenfassung der trendverändernden Faktoren

Zeile	Besondere Maßnahmen	Faktor
1	1992 – 2003 (11 Jahre) durchgeführte technische Innovation und Erhöhung des Gasanteils	0,920
2	Bei gleicher Innovationsrate und gleicher Rate der Erhöhung des Gasanteils in den 17 Jahren von 2003 bis 2020 (Trendfortschreibung)	0,879
3	2003 – 2020 durch Ersatz des halben Kraftwerksparks erreichbar bei konstantem Gasanteil des Jahres 2003 (16,4 %)	0,883
4 5	2003 – 2020 durch Ersatz des halben Kraftwerksparks erreichbar bei Erhöhung des Gasanteils hin zu Gas/fossil = 0,32 Variation: Gas/fossil = (0,25; 0,40)	0,815 (0,846; 0,772)
6 7 8	Trendverändernde Faktoren (über den Trend hinausgehende Maßnahmen) von 2003 bis 2020 Zeile 3 dividiert durch Zeile 2 Zeile 4 dividiert durch Zeile 2 Zeile 5 dividiert durch Zeile 2	1,005 0,927 (0,962; 0,878)

Tabelle 4: Verbesserungsfaktoren der CO_2-Effizienz

Fossil befeuerte Kraftwerke werden auch in den nächsten Jahrzehnten eine zentrale Rolle in der deutschen Stromversorgung spielen. Bis zum Jahr 2020 ist ein großer Teil der Kraftwerkskapazität altersbedingt zu ersetzen. Dank großer und sich auch in der Zukunft fortsetzender Fortschritte in der Kraftwerkstechnik werden die Neuanlagen wesentlich höhere Wirkungsgrade aufweisen, so dass der spezifische Brennstoffverbrauch und damit die spezifische CO_2-Emission sinken.

Allerdings wird die zu erwartende Reduktion der CO_2-Emissionen in der Öffentlichkeit oftmals überschätzt: Bei einer Beibehaltung des jetzigen Brennstoffmixes lässt sich nur knapp eine Fortsetzung des Verminderungstrends der letzten 11 Jahre erreichen, und selbst das setzt die zügige Durchführung eines aufwendigen Kraftwerkserneuerungsprogramms voraus. Darüber hinausgehende Verminderungen sind nur zu erzielen, wenn künftig weniger Kohle und dafür mehr Erdgas eingesetzt wird.

Entscheidend ist natürlich letztlich auch der Umfang der Stromerzeugung aus fossilen Brennstoffen. Eine Ausweitung der fossilen Stromerzeugung, z.B. um die nukleare Stromerzeugung zurückzunehmen, würde notwendigerweise höhere CO_2-Emissionen bewirken.

Anmerkungen und Literatur:

[1] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, 01/2005; www.ag-energiebilanzen.de/daten/daten17.pdf
Bei regenerativen Energien wird der Primärenergieverbrauch nach der Wirkungsgradmethode berechnet. Damit ergeben sich geringere Werte als nach der früher üblichen Substitutionsmethode.

[2] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 09/2004; www.ag-energiebilanzen.de/daten/pev.pdf

[3] Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 10/2004; www.ag-energiebilanzen.de/daten/et_stromerzeugung.pdf

[4] Tabelle „Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2004 nach Energieträgern“, DIW Berlin 2005 www.ag-energiebilanzen.de/daten/str0205w1.pdf

[5] J. Engelhard/RWE Power AG, CO_2-Ausstoß senken, Anlagen schützen – die doppelte Herausforderung für Energieversorger. Fachtagung GSF-Forschungszentrum in München, 16. 02. 05

[6] Forschungs- und Entwicklungskonzept für emissionsarme fossil befeuerte Kraftwerke. Bericht der COORETEC-Arbeitsgruppen. BMWA Dokumentation Nr. 527, Dezember 2003 (Langfassung, S. 12) http://lexikon.bmwa.bund.de/Redaktion/Inhalte/Pdf/__Publikationen/Dokumentationen/forschungs-und-entwicklungskonzept-fuer-emissionsarme-fossil-befeuerte-kraftwerke-bericht-der-COORETEC-arbeitsgruppen-dokumentation-527,property=pdf.pdf

[7] I. Pyc, P. Klüsener/Siemens Power Generation: Moderne fossil befeuerte Kraftwerke. VDE-Kongress, Berlin 2004 www.vde-verlag.de/Buecher/ivz/ivz3-8007-2827-3.pdf

[8] Eigene Berechnungen aus Auflistungen über den Kraftwerksbestand

[9] Statistik der Energiewirtschaft, Ausgabe 2005. VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V., Essen 2005

[10] Der Erdgasanteil am fossil erzeugten Strom ist nicht zu verwechseln mit dem Verhältnis an installierter Leistung. Dieses liegt viel höher, da die Gaskraftwerke nur einen Teil des Jahres laufen. Z.B. war im Jahre 2003 das Verhältnis der installierten Leistung 0,25 gegenüber dem Verhältnis des erzeugten Stroms von 0,16.

4 Photovoltaik

1. Einleitung

Unter allen Quellen erneuerbarer Energie sind die Solarzellen, die das eingestrahlte Sonnenlicht direkt in elektrische Energie verwandeln können, die bekanntesten und beliebtesten. Die Einfachheit des Konzepts, die flexible, saubere modulare Bauweise repräsentieren wie keine andere Technik eine neue Welt der Stromversorgung vor Ort, die den Gegenpol bildet zu den "schmutzigen Zentralen" der Kohlekraftwerke mit ihren Hochspannungsleitungen und rauchenden Schornsteinen. Vergiftung der Atmosphäre dort – reine Luft hier. Die Photovoltaik könnte die Stromversorgung der Zukunft werden, der Klimaschutz par excellence, wenn es nicht zwei Probleme gäbe: die Kosten und die Speicherung der Elektrizität.

Gäbe es eine Batterie, die zum Preis einer Autobatterie die 30-fache Ladekapazität hätte, dann wäre jedes Haus elektrisch selbstversorgt durch seine Sonnenzellen zu organisieren. So aber braucht man den Strom aus den schmutzigen Zentralen immer dann, wenn nicht gerade die Sonne scheint. Eine dezentrale Stromversorgung durch Photovoltaik ist nicht möglich, sonlange es keine adäquate Speicherung gibt – und die ist nicht in Sicht.

2. Kosten und Möglichkeiten der Kostenreduktion

In Deutschland liegen die heutigen Kosten bei etwa 5 bis 6 Euro pro Watt Nennleistung für eine 5-kW-Anlage, und davon sind drei Viertel für die eigentlichen Photozellen ("Module"). Weitere, auch historische Details findet man bei [1]. Damit kommt die Kilowattstunde, je nach kommerziellen Bedingungen, auf 0,4 bis 0,6 €. Das ist ein Faktor 2 bis 4 über dem Tarif des deutschen Haushaltsstroms (Kleinhandelspreis), aber ein Faktor 13 bis 20 über dem heutigen Großhandelspreis von 0,03 €/kWh. Ein Grund für den hohen Preis des Stroms ist der geringe Sonnenschein in Deutschland. Eine 1-kW-Anlage erwirtschaftet nur einen Jahresertrag von 800 kWh.

Abb. 1: Empirischer Zusammenhang zwischen dem in einem Zeitpunkt bezahlten Preis von Solarzellen ($/W) und der gesamten bis dahin verkauften Weltproduktion (in MW)

Der andere Grund aber sind die Herstellungskosten, und die lassen sich senken mit der Zeit und mit den fortschreitend höheren Produktionsmengen für Solarzellen, da sich die Produktionsmethoden verbessern und die Massenfabrikation auf einem Weltmarkt die Kosten nach unten bringt. Man sieht in der Abbildung 1 eine Darstellung der jeweils gezahlten Preise für

Solarzellen als Funktion der gesamten bis dahin verkauften Weltproduktion (ausgedrückt in MW Nennleistung) [2]. Es erscheint nicht ausgeschlossen, dass nach einer weiteren Verzehnfachung der Produktion nochmal ein Faktor 2 im Herstellungspreis zu gewinnen wäre.

3. Notwendigkeit der Forschung und Entwicklung

Ob diese Entwicklung tatsächlich günstig verläuft, hängt auch von der Forschung ab. Zwar ist das Konzept der Solarzelle sehr einfach, aber die Physik im Inneren des Moduls ist Wissenschaft an vorderster Front. Es ist nicht auszuschließen, dass es auf dem Gebiet einmal zu "Durchbrüchen" kommt, die geeignet sind, die Herstellungskosten drastisch zu senken. Stichworte sind Mehrschichten und Nanokomposit-Solarzellen, organische und Polymer-Solarzellen. Ob irgend eine der spekulativen Ideen eines Tages die Technik durchschlagend verändern kann, ist nicht vorauszusagen. Ohne intensive Forschung würde man es jedoch nie wissen.

Doch auch die schon jetzt näher an der Praxis liegenden Projekte haben ein enormes Potential [3]. Stichworte sind hier: Reduktion des Materialbedarfs durch dünnere Wafer, innovative Fertigungstechnologien, elektrische Systemtechnik. Um solche Projekte näher an die industrielle Anwendung heranzuführen, wird Forschung und Entwicklung benötigt. Führende Beiträge kommen aus Deutschland, Japan, den USA.

4. Die explosive Entfaltung der Photovoltaik in Deutschland

In Deutschland wurden bis Ende des Jahres 2004 Photovoltaik-Anlagen mit einer summierten Nennnleistung von 794 MW montiert. Die in das Netz eingekoppelte Jahresleistung betrug 488 GWh [4]. Der jährliche relative Zuwachs beider Größen ist außerordentlich rasant, vgl. die Abbildungen 2 und 3 mit ihren logarithmischen Skalen [4].

Abb. 2: Kumulierte installierte Nennleistung in Deutschland von 1990 bis 2004

Abb. 3: Jahreserträge der in Deutschland installierten Photovoltaik-Anlagen

Der starke Aufwuchs ist eine unmittelbare Folge davon, dass diese beliebte und für die Energiewende so symbolhafte Technik seitens des Staates mit hohen finanziellen Unterstützungen gefördert wurde. Die jetzt gültigen Tarife sind im Erneuerbare-Energien-Gesetz von 2004 verbrieft, welches eine Abnahmepflicht durch den Netzbetreiber [5] mit einem garantierten Abnahmepreis konstituiert. Dieser beträgt zur Zeit für eine mittlere Dachanlage 0,574 €/kWh und wird auf 20 Jahre garantiert.

Abb. 4: Gezahlte und prognostizierte Vergütung für Photovoltaik 2000 bis 2010 nach VdN

Wird eine neue Anlage erst *n* Jahre nach dem Jahr 2005 in Betrieb genommen, so gilt aufgrund der Vergütungsdegression in Höhe von 5% p.a. ein reduzierter Abnahmepreis von ca. $0{,}574 \cdot 0{,}95^n$ €/kWh, also nach 10 Jahren ca. 0,34 €/kWh. Diese Zahlen deuten darauf hin, dass im Laufe einiger Jahre folgende Situation eintreten wird: Entweder haben sich die Preise für Photovoltaik-Anlagen stark nach unten bewegt, dann reichen die Garantiepreise aus, das Geschäft weiter blühen zu lassen. Oder aber die Garantiepreise sinken schneller als die Investitionskosten; dann wird der Boom zu Ende gehen, falls nicht neuerliche staatliche Fördermaßnahmen die Industrie beflügeln sollen. Die in den letzten Jahren in Deutschland an die Betreiber von Photovoltaik-Anlagen gezahlten Summen sind in der Abbildung 4 aufgetragen und bis zum Jahre 2010 durch eine Schätzung des VdN ergänzt [6]. Dieses Jahr werden es 280 Mill. € sein.

5. Abschätzung des Beitrags der Photovoltaik zum Klimaschutz bis 2020

Um abzuschätzen, welche Rolle die Photovoltaik für den Klimaschutz in der Zeitspanne bis 2020 spielen könnte, muss man sich klar machen, dass der Schlüssel für den weiteren Ausbau bei der Finanzierung liegt. Es ist unter diesen Umständen nicht plausibel, etwa die Kurve der Abbildung 3 einfach zu extrapolieren, das würde schon bald jeden Finanzrahmen sprengen. Die Schätzung in Abbildung 4 erreicht einen Finanzrahmen von 600 Mill. Euro pro Jahr, entsprechend 1,3 TWh im Jahr 2010, oder 0,2% der deutschen Stromproduktion. Letztlich sind die PV-Anlagen noch zu teuer. Da ein technischer Durchbruch zu völlig anderen Verhältnissen nicht in Sicht ist, glauben die Autoren, dass in dem betrachteten Zeitraum die Photovoltaik noch keinen Beitrag zum Klimaschutz leisten wird, der größer wäre als die Schwan-

kungen in den übrigen Abschätzungen, speziell der Windenergie. Wir stellen die Photovoltaik deshalb bis 2020 nicht gesondert in Rechnung, was auch im Einklang mit anderen Untersuchungen steht [7].

Anmerkungen und Literatur:

[1] F. Staiß, Jahrbuch Erneuerbare Energien 02/03, Hrsg. Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg, Bieberstein-Verlag, Radebeul 2003.

[2] International Energy Agency, Renewables for Power Generation, S. 70

[3] J. Luther, Fraunhofer ISE, Neue Horizonte in: Themen 2003 – Photovoltaik – Neue Horizonte, Jahrestagung des Forschungs-Verbunds Sonnenenergie, 25.-26. September 2003, Berlin, hrsg. von G. Stadermann, FVS, Berlin 2004

[4] www.bsi-solar.de/marktdaten.asp – Diese Daten des BSi wurden für das Jahr 1995 in Abb. 3 ergänzt durch [1], S. II, 86.

[5] Zahlungspflichtig ist der Netzbetreiber, dieser darf die Kosten auf die Gesamtheit der Kunden umlegen.

[6] www.vdn-berlin.de/eeg_mittelfristprognose.asp

[7] Selbst Nitsch et al., die den größtmöglichen Einsatz der erneuerbaren Energien untersuchen, kommen zu keinem wesentlich abweichenden Ergebnis. J. Nitsch et al., (DLR, ifeu, Wuppertal Institut), Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland, Forschungsvorhaben im Auftrag des BUM, Langfassung, Stuttgart, März 2004, etwa Szenario Basis 1, S. 183

5 Windenergie

1. Entwicklung der Windenergie in Deutschland

In Deutschland waren am 31.12.2004 installiert [1]: 16 543 Windturbinen mit einer Nenn- oder Spitzenleistung von 16,6 GW. Die Windenergie ist die in Deutschland absolut am schnellsten wachsende Ressource erneuerbarer Energie. Der rasante Aufbau des entsprechenden Kraftwerksparks hat innerhalb der letzten zehn Jahre stattgefunden. Die Abbildungen 1 und 2 zeigen die Schnelligkeit der Installation und die jährlich wachsende Netzeinspeisung [2]. Im Jahre 2004 erreichte die eingespeiste elektrische Energie den Wert von 25 TWh (ca. 4,2% der deutschen Bruttostromerzeugung) und lag damit erstmals über der Energie aus den Wasserkraftwerken, der vorher der größten erneuerbaren Quelle von Elektrizität. Letztere sind schon lange an ihrem Endausbau angekommen und produzieren seit Jahrzehnten im Mittel 23 TWh/a.

Abb. 1: Die in Deutschland seit 1990 jährlich neu installierte Nennleistung

Abb. 2: Die in Deutschland seit 1990 jährlich ins Netz eingespeiste Windenergie

Der rasche Ausbau der Windenergie ist der Erfolg eines umfangreichen staatlichen Markteinführungsprogramms. Auf der Basis einer gesetzlich garantierten Abnahmepflicht der Betreibergesellschaften der Stromnetze werden die von den Windturbinen erzeugten Strommengen in das Versorgungsnetz eingespeist, pro Kilowattstunde (kWh) von diesen vergütet und die Kosten auf die Strom-Endkunden umgelegt. Der Vergütungstarif [3], über den weiter unten noch mehr zu sagen sein wird, ist so gestaltet, dass sich viel privates Kapital in Windkraftwerken engagiert hat. Die Wirtschaftsstruktur dieses Segments der Stromversorgung ist insofern anders als die des Hauptteils der deutschen Stromversorgung, der von Großunternehmen geprägt ist.

<u>Unterschiedliche Standort-Qualitäten</u>

Die ersten Windräder wurden an der Küste errichtet. Mit zunehmendem Ausbau wurden jedoch die besten Standorte knapp, und man wich ins Binnenland aus, wo der Wind nur schwächer weht. Die folgende Tabelle 1 präsentiert die zehnjährig (1993–2003) gemittelten Windleistungen, die pro Quadratmeter Rotorfläche an der Küste und im Binnenland typi-

scherweise zu erzielen waren [4]. Man erkennt, dass zwischen guten und schlechten Standorten ein Faktor 2 bis 3 klafft. Während des Aufbaus der Windkraft in Deutschland wurden von Jahr zu Jahr schlechtere Standorte besetzt, wie aus der Abb. 3 zu sehen ist; hier sind die in jedem Jahr seit 1989 aufgebauten Anteile neuer Windanlagen in drei Landschaftstypen aufgetragen.

Landschaft	Windleistung W/m^2
Küstenlinie, Inseln	171
Mittelgebirge	103
Norddeutsche Tiefebene	84
Nordd. Tiefebene, bewaldet	65

Tabelle 1: Jahresmittelwerte der Windleistung in verschiedenen Landschaften, ausgedrückt in Watt je Quadratmeter Rotorfläche

Seit 1999 wurden rund zwei Drittel aller heute existierenden Windanlagen gebaut, und nur ein Zehntel der Leistung konnte noch an der Küste errichtet werden, der Rest ging in die Mittelgebirge oder in die Norddeutsche Tiefebene. Zur Erzielung gleicher Jahreserträge ist der wirtschaftliche Aufwand im Binnenland größer, da entsprechend mehr Anlagen aufgestellt werden müssen (im umgekehrten Verhältnis der Zahlen der Tabelle 1). Dieser Umstand ist ein großer Nachteil für die deutschen Windkraftwerke an minderwertigen Standorten, sollten sie sich einmal in einem Markt gegen internationale Konkurrenz behaupten müssen.

Abb. 6-3: Zeitliche Verteilung des Leistungszubaus an der Küste, in den Mittelgebirgen und in der norddeutschen Tiefebene [5]

Dividiert man den Jahres-Energieertrag (in MWh) durch die Nennleistung (in MW) eines Windkraftwerks, so erhält man ein Zeitmaß, die "Vollast-Stunden" eines Jahres. Es ist diejenige Zeitdauer, die das Kraftwerk mit voller Nennleistung kontinuierlich laufen würde, um den Jahresertrag zu erzielen. Hierdurch wird der Ausnutzungsgrad des Kraftwerks gemessen.

Abb. 4: Mittlere Vollast-Stunden in den Ländern; Messprogramm WMEP des ISET 1992 bis 2003 [6]

Wie unterschiedlich dieser an den verschiedenen Standorten ist, wird noch einmal in der Abb. 4 gezeigt. Eine Windmühle in Süddeutschland zu betreiben, ist von den physikalischen Gegebenheiten im Mittel um mehr als einen Faktor zwei unwirtschaftlicher als in den Küstenländern. Der effektive Mittelwert der letzten 5 Jahre in Deutschland liegt bei 1600 Vollaststunden/Jahr, jährlich schwankend um ± 10 bis 15%, mit leicht sinkender Tendenz durch Zubau an schlechten Standorten.

Technische Entwicklung

Von den kleinen Modellen der 1980-er Jahre hat es zweier Jahrzehnte einer stetigen Steigerung der technischen Leistung bedurft, um zu den heutigen Multi-Megawatt-Anlagen zu kommen. Tabelle 2 gibt einen Eindruck von der Entwicklung.

Jahr	D (m)	H (m)	P (kW)
1983	15	25	55
1987	20	30	75
1992	30	40	300
1996	45	60	600
2002	80	100	2500
2004	120	120	4500

Tabelle 2: Größenwachstum der Windturbinen: Rotordurchmesser D, Nabenhöhe H und Nennleistung P neuer Modelle der letzten 20 Jahre

Sind die Anlagen auch billiger geworden? Heute kostet eine 2-MW-WEA ca. 1000 € pro kW Nennleistung. Wenn man den Preis der Anlagen je tatsächlich produzierte Kilowatt-Stunde durch die Jahre verfolgt, so ergibt sich kaum eine Verbilligung [7]; das liegt auch daran, dass sich der Effekt der fortschreitend schlechter werdenden Standorte überlagert hat. Das ISET-Institut hat diesen Effekt herauskorrigiert, indem man die Kosten der neu installierten Anlagen auf einen Referenzstandort bezieht. So kommt man zu der "Lernkurve", die diese normierten

kWh-Preise in Beziehung zur gesamten bis zu dem betreffenden Jahr installierten Nennleistung in einem Graphen mit doppelt-logarithmischer Skala setzt [8], siehe Abb. 5.

Man interpretiert die fallende Tendenz der sich ergebenden Kurve als den Lerneffekt aus der zunehmenden Massenfabrikation. Unsere Beschreibung der Daten zerfällt in zwei Teile: Die ersten 1000 MW installierte Leistung zeigen eine relativ schnelle Verbilligung, kam doch der Preis der auf den Referenzstandort normierten Stromproduktion bis dahin um den Faktor 0,5 herunter; für die letzten 90% der installierten Nennleistung änderte er sich aber nur noch um den Faktor 0,9.

Abb. 5: Kosten neuer Windräder (dividiert durch den errechneten Jahresertrag in kWh am Referenzstandort) aufgetragen gegen die gesamte in Deutschland installierte Nennleistung. Die "Progress Ratios" bezeichnen die Verbilligungsfaktoren für jede Verdoppelung der installierten Nennleistung.

Interessant ist auch die im Jahre 1983 fertiggestellte und 1988 abgerissene "Große Windenergie-Anlage" GROWIAN. Sie hatte einen Rotordurchmesser von 100 m und eine gleichgroße Nabenhöhe, ist aber an Material- und Festigkeitsproblemen gescheitert und wurde nicht weiter verfolgt. Technische Entwicklungen brauchen ihre Zeit, der Sprung in die anspruchsvolle Technik war zu schnell. Ähnliches wird auch für die nächste Stufe der Windanlagen gelten, die in der See auf Fundamenten errichtet werden sollen, die sich in 40 m Wassertiefe befinden (siehe weiter unten). Auch sie werden bis zur technischen Reife eine gewisse Zeit benötigen.

Vergütungstarif

Das Prinzip der öffentlichen Finanzierung zwecks Markteinführung wurde bereits oben erwähnt. Ohne die Vergütungstarife, die auf 20 Jahre gewährt werden, im einzelnen zu besprechen [3], soll hier nur eine Aufstellung zitiert werden [9], welche die über die Förderungsdauer

gemittelten effektiven Vergütungen für in das Netz eingespeiste Energie (je kWh) enthält. Wegen der Degression um 2% p.a. und der Änderung des EEG sind die Vergütungen vom Datum der Inbetriebnahme abhängig, und wegen der Zusatzförderung schlechter Standorte sind sie auch vom Jahresertrag abhängig (Tabelle 3).

Standort-qualität	Betriebs-beginn	Absenkung auf Tarif 2	Mittlere Ver-gütung
75%	Januar 2001	Januar 2021	9,1
100%	Januar 2001	März 2017	8,54
125%	Januar 2001	Juli 2011	7,72
150%	Januar 2001	Januar 2006	6,92
75%	Januar 2005	Januar 2025	8,53
100%	Januar 2005	März 2021	7,93
125%	Januar 2005	August 2015	7,05
150%	Januar 2005	Januar 2010	6,18

Tabelle 3: Exemplarische Vergütungshöhen in c€/kWh für Neuanlagen nach EEG [9]

2. Ausbau der Windenergie, hauptsächlich auf See

Der Bau von Windkraftanlagen in der Nord- und Ostsee ist ein konsequenter Schritt hin zu ertragreicheren deutschen Windstandorten. Es wird mit einer sehr guten Ausbeute gerechnet, die in der Deutschen Ausschließlichen Wirtschaftszone im Mittel 3500 Vollast-Stunden p.a. erreichen könnte, über doppelt so viel wie an Land. Der technische Aufwand der auf dem Meeresgrund zu errichtenden Fundamente, die Probleme der Wartung und der Korrosion sind entsprechend höher. Erfahrungen liegen in Dänemark, Schweden, Groß-Britannien und Holland vor. Ende 2003 waren dort Projekte mit fast 300 Windrädern und einer Gesamt-Nennleistung von 533 MW realisiert, doch meist in Wassertiefen, die kaum über 12 m hinausgingen, neuerdings im Einzelfall bis 18 bzw. 25 m [10]. In Deutschland haben sich Konsortien gebildet, die bis Mitte 2004 bei den deutschen Behörden Genehmigungen im Umfang einer Gesamt-Nennleistung von 41 GW [11] beantragt haben. Das ist weit mehr, als die deutschen Behörden vorgesehen haben zu genehmigen.

Allerdings sind die deutschen Verhältnisse dadurch kompliziert, dass den Belangen des Naturschutzes in besonderer Weise Rechnung getragen wird. Ferner treibt die Vorstellung, die Windmühlen müssten von Land aus möglichst unsichtbar sein, diese weit hinaus auf die See. Die Bundesregierung hat erste konfliktarme Flächen identifiziert, die für Windparks in Frage kommen [12]. *Da es sich bei der Windenergienutzung auf See um einen großflächigen und langfristigen Eingriff in die Meeresumwelt handelt und die anlagenbezogenen Auswirkungen von Offshore-Windparks mangels praktischer Erfahrung nur mit Unsicherheit prognostiziert werden können, soll zur Wahrung des Vorsorgeprinzips ein stufenweiser Ausbau realisiert werden. Dabei setzt die Realisierung der jeweils nächsten Stufe ein positives und belastbares Ergebnis hinsichtlich der Umwelt- und Naturverträglichkeit voraus. Es wird davon ausgegangen, dass auf diese Weise bis 2030 eine Kapazität von 20 000 bis 25 000 MW erschlossen werden kann*, sagte Frau Viertl vom Umwelt-Bundesministerium [13].

Wir gehen hier von den Ausbauplänen der Bundesregierung [12] aus sowie im einzelnen von dem Szenario, welches kürzlich in der Studie der Deutschen Energie-Agentur dena [14] veröffentlicht wurde, siehe Tabelle 4. Es sieht vor, dass bis zum Jahre 2020 Windparks auf See mit einer Spitzenleistung von 20,4 GW und an Land von 27,8 GW in Betrieb sein könnten, zusammen 48,2 GW.

Jahr	Land	Repower	See	Summe
2007	21,2	0,5	0,7	22,4
2010	23,2	1,1	5,4	29,8
2015	24,4	1,8	9,8	36,0
2020	24,4	3,5	20,4	48,2

Tabelle 4: Prognose des Windausbaus gemäß dem Szenario des dena-Fachbeirates (Bereitstehende Spitzenleistung in GW) [15]

Aus den Gründen, die im Anhang zu diesem Kapitel aufgeführt sind, muss allerdings die Zeitplanung, auf der die Tabelle 4 basiert, als vollkommen unrealistisch angesehen werden. Wir gehen im folgenden davon aus, dass der für 2015 vorgesehene Ausbau der Windenergie nicht vor 2020 realisiert werden kann, dass also im Jahre 2020 maximal 36 GW Nennleistung installiert sein können.

Um die elektrische Energie, die dieser Kraftwerkspark dann erzeugen würde, abzuschätzen, legen wir 1600 Vollaststunden an Land und 3500 auf See zu Grunde [16]. Damit ergibt sich, dass um das Jahr 2020 jährlich ca. 76 TWh elektrische Energie durch Windkraft erzeugt werden würden, dann rund 14% der deutschen Netto-Stromverbrauchs.

Im Hinblick auf einen zukünftigen, auch für Elektrizität aus Windkraftwerken freien Strommarkt soll hier angemerkt werden, dass es in der EU auf den Höhen der Antlantikküsten einiger Länder sehr ertragsstarke Windstandorte gibt, die mindestens ebenso gut sind wie die von Deutschland auf hoher See geplanten, aber viele der Probleme von off-shore Windparks nicht haben; siehe die Abbildung auf der nächsten Seite, insbesondere die Spalten 4 und 5. So laufen auf den Hügeln der Orkney Islands, wo mittlere Windgeschwindigkeiten von 10-11 m/s herrschen, Windanlagen mit 4150 Vollaststunden im Jahr [17].

Ergänzung der Windkraft durch konventionelle Stromerzeugung sowie Netzausbau

Wegen der fluktuierenden Natur des Windes, der sich nicht nach der zu jeder Sekunde zu erfüllenden Stromnachfrage richtet, muss man sich Windkraftwerke von vornherein mit der entsprechenden konventionellen Stromerzeugung verpaart denken. Diese Reservekapazität muss bei Flaute des Windes oder geringerer als maximaler Windstrom-Erzeugung eintreten. Davon zu unterscheiden ist eine schnelle, zusätzlich bereitzustellende "Regelkapazität", die die Windfluktuationen auszugleichen hat, sofern diese nicht von Viertelstunde zu Viertelstunde korrekt prognostiziert wurde. Aufgrund der Tatsache, dass die Windenergie nach den gesetzlichen Vorschriften stets prioritär abgenommen werden muss (und sich deshalb an der Regelung nicht beteiligt), ist die Regelkapazität konventionell bereitzustellen. Der Bedarf an beiden Kapazitäts-Typen ist im Hinblick auf den deutschen Windkraft-Ausbau detailliert in der dena-Studie untersucht worden [14]. Der maximale Abruf an positiver Regelleistung im Ausbauzustand von ca. 36 GW wurde auf 7 GW (19,7%) bestimmt, der an negativer Regellei-

stung auf 5,5 GW (15%). Diese schnellen Reserven sind ständig vorzuhalten, da man den Augenblick des maximalen Abrufs nicht kennt. Die eingangs genannte Reserveleistung, die für Flauten bereitsteht, wurde im Endausbau zu 94% der installierten Windleistung bestimmt. Das bedeutet, grob gesprochen, dass man mit dem Aufbau der Windkraft nicht die Kapitalkosten der konventionellen Kraftwerke, sondern nur ihre Brennstoffkosten einspart – dafür aber CO_2-frei produziert.

Abb. 6 Windressourcen europäischer Länder

Die auf See zu errichtenden Windkraftwerke müssen ihren Strom erst mit Hilfe von Seekabeln an Land und dann auf der Höchstspannungsebene in die Verbrauchszentren bringen. Die bisherigen Netze sind so ausgelegt, dass sie den Strom von den Produktionszentralen aus in das Land hinein verteilen. Sie sind daher von ihrer Struktur her, aber auch von der Stärke her noch nicht für die neue Aufgabe gerüstet. In der dena-Studie wurde gerade auch dieser Aspekt genau untersucht mit dem Ergebnis, dass für den vorgesehenen Wind-Ausbau einige hundert Kilometer neue Hochspannungsleitungen auf Land errichtet werden müssen. Im einzelnen [18] werden für den Ausbau bis 36 GW neue 380-kV Hochspannungsleitungen in der Länge von 850 km auf 8 neuen Trassen benötigt, davon 460 km auf 6 Trassen schon in der Ausbaustufe bis 29,8 GW (vgl. Tabelle 4).

Es muss darauf hingewiesen werden, dass diese Umstände hohe Hindernisse für einen energischen Klimaschutz in sich bergen. Bekannt ist, dass die Genehmigungsverfahren für neue Hochspannungstrassen viele Jahre dauern können, ohne dass das Ergebnis mit Sicherheit vorausgesagt werden kann [19]. Die rechtlichen Rahmenbedingungen für diese Genehmigungen stehen zur Debatte. Sie sind ein notwendiger Ansatzpunkt für eine Politik, die den Ausbau der Windkraft auf See voranbringen will. Das Verlangen, aus ästhetischen Gründen Erdkabel statt Freileitungen auf der Höchstspannungsebene zu verlegen, bedeutet eine Verteuerung um einen Faktor sechs bis acht [20].

Von den Kosten her gesehen verteuert sich der Windstrom durch den Netzausbau, die vorzuhaltenden konventionellen Kraftwerkskapazitäten, sowie durch die Regelverluste nicht unerheblich. Wirtschaftliche Bewertungen sind jedoch nicht Gegenstand der vorliegenden Studie. Nähere Ausführungen dazu werden in der dena-Studie gemacht.

3. Zusammenfassung des Beitrags der Windenergie zur deutschen Stromerzeugung

Eine Zusammenfassung der bisherigen und der bis 2020 erwarteten Beiträge zur CO_2-freien Stromerzeugung durch Windkraft ist in Tabelle 6 zu finden. Wie oben bei Tabelle 4 und im Anhang erklärt, wird hier im Jahr 2020 der Ausbau von 36 GW Nennleistung zu Grunde gelegt, davon 9,8 GW auf See und 26,2 GW an Land.

Stromerzeugung 2004	25 TWh
Mittlerer Zuwachs der letzten 10 Jahre	2,3 TWh/a
Schätzung Stromerzeugung 2020	76 TWh

Tabelle 6: Zusammenfassung der bisherigen und der zukünftig erwarteten Beiträge der Windkraft zur Stromerzeugung

Anhang:

Kritik an den Ausbauplänen bis 2020 in der dena-Studie

Dass es bis 2020 tatsächlich zu dem großen Ausbau gemäß Tabelle 4 kommen wird, ist wenig wahrscheinlich. Denn erstens kann die Finanzierung der Windkraft auf See heute nicht als sicher gelten. Das EEG-2004 sieht eine durch die Verbraucher [21] zu tragende Einspeisevergütung vor, die aus einer Grundvergütung von 5,7 Cent pro kWh besteht sowie einer auf 12 Jahre gewährten Anfangsvergütung, anfänglich insgesamt 9,1 Cent pro kWh für Anlagen, die vor 2011 in Betrieb gehen. Ferner greift eine Degression von 2% p.a. ab 2008 für Neuanlagen. Grundsätzlich hat die Bundesregierung den Ausbau der Windkraft auf See unter den Vorbehalt des Erreichens der Wirtschaftlichkeit gestellt [12, 22], was auch ein Grund für die Absenkung der Garantiepreise nach dem 31.12.2010 ist. Die 15 GW Spitzenleistung, die laut der dena-Studie nach diesem Zeitpunkt bis 2020 auf See gebaut werden sollen, würden zu einer Stromproduktion von 52 TWh im Jahr führen. Ob diese 52 TWh p.a. aber für 4,5 bis 5,4 Cent [23] rentabel erzeugt werden können und ob die Windkraft auf See dann marktfähige Preise erreichen wird, ist heute noch nicht abzusehen. Auch in der dena-Studie werden speziell diese Bedenken erörtert.

Ein Unterproblem der Finanzierung der Windenergie besteht darin, dass im Endausbau laut dena-Studie mehr Windkraft installiert ist und abgenommen werden muss, als zu Starkwind-Schwachlast-Zeiten im Inland verbraucht wird, weshalb vorgesehen ist, den Überschuss-Strom zu exportieren [24]. Ob dieser aber so billig angeboten werden kann, dass er sich ins Ausland verkaufen lässt, steht in den Sternen. Man darf annehmen, dass eine Politik der Exportsubventionierung über Steuern oder über den Strompreis nicht akzeptabel erscheint und nicht ersonnen werden wird.

Ob die interessierten Unternehmer innerhalb von anderthalb Jahrzehnten 40 Mrd. Euro Kapital [25] in Wind auf See investieren wollen, hängt einerseits von der technischen Entwicklung der Windkraftparks auf See und der Betriebserfahrung mit ihnen ab – und die können wir heute nicht kennen, da noch kein einziger Windpark unter den besonderen – durch Wassertiefe und Küstenentfernung erschwerten – deutschen Bedingungen gebaut wurde. Andererseits ist die Preisentwicklung von Elektrizität der konkurrierenden Erzeugungsarten sowie der Elektrizitäts-Importe auch noch nicht abzusehen. Der zeitliche Ablauf der Investitionen auf See wird erheblich dadurch beeinflusst, wann sich Klarheit in diesen Fragen erreichen läßt.

Es muss ohnehin damit gerechnet werden, dass die systematische Diskrepanz, die in den beiden zunächst noch konkurrierenden Methoden der staatlichen Förderung von CO_2-Reduktion liegt, noch zur Debatte kommt. Es gibt einerseits die Methode der prioritären Abnahme des Stroms zu Garantiepreisen, die durch die Verbraucher [21] zu bezahlen sind (EEG), andererseits die Methode der CO_2-Emissionsrechte, welche in begrenzter Höhe durch die Behörden ausgegeben werden und hinterher handelbar sind. Diese beiden Methoden sind vom volkswirtschaftlichen Standpunkt aus gesehen miteinander unverträglich [26] und werden in einem europäischen Rahmen zu klären sein. Deshalb darf man nicht ohne weiteres erwarten, dass die Praxis des EEG-2004 einfach fortgeschrieben wird.

Zweitens ist die zeitliche Durchführung der Windprojekte auf See heute kaum zu überblicken. In der dena-Studie wird eine Reihe von Schwierigkeiten erörtert, die diese industriellen Großprojekte zu überwinden haben – diese reichen von der bankenmäßigen Projektfinanzierung (jedes Projekt ist hunderte von Millionen Euro wert) über die Risikoabdeckung durch Versicherungen bis zu sehr aufwendigen Planungs- und Genehmigungsverfahren. Dies gilt insbesondere für die Hochspannungstrassen des erforderlichen Netzausbaus. Die anwachsende fluktuierende Windkraft hat zudem Probleme mit der Dynamik der Gegenregelung, die bei heutiger Technik zu Stromausfällen führen würde (welche sich sogar über die deutschen Landesgrenzen hinweg erstrecken würden). Lösungsmöglichkeiten scheinen zu existieren, aber sie müssen studiert und verwirklicht werden. – Es wird selbst von den Autoren der dena-Studie eine verzögerte Entwicklung des Offshore-Ausbaus vorausgesehen. Dies ist verständlich, da es sich um technisches Neuland handelt, in dem über Prototypen mehrerer Generationen erst allmählich zur Serienreife vorangeschritten wird. Eines Tages wird diese aussichtsreiche Technik hoffentlich zum Zuge kommen, aber die Zeitplanung der dena-Studie bis 2020 erscheint vollkommen unrealistisch.

Wenn der Ausbau der deutschen Windkraft in diesem Umfang überhaupt stattfindet, so wird er sich über einen längeren Zeitraum erstrecken und mit einem anderen Finanzierungsmodell funktionieren. Angesichts der vorhandenen Schwierigkeiten gehen wir davon aus, dass die Ausbaustufe, die in der dena-Studie mit "2015" markiert wurde, nicht vor 2020 verwirklicht werden kann. Dies bedeutet, dass mit einem Anteil der Windenergie von 76 TWh/a nicht vor 2020 zu rechnen ist [27].

Anmerkungen und Literatur:

[1] DEWI, Deutsches Windenergie-Institut, Wilhelmshaven http://www.wind-energie.de/informationen/zahlen-zur-windenergie/

[2] *Windenergiereport Deutschland 2004*, hrsg. vom Institut für Solare Energieversorgungstechnik (ISET), Kassel, SS. 21, 47. Für das Jahr 2004 wurde eine Ergänzung vorgenommen mit (a) den neueren Daten des VDEW (zwischen den beiden Erhebungsmethoden besteht eine kleine Differenz von normalerweise unter 2%) und (b) denen des DEWI [606].

[3] Eine Übersicht über die Struktur der Tarife und anderen Fördermaßnahmen gibt F.Staiß, Jahrbuch *Erneuerbare Energien* 02/03, hrsg. von der Stiftung Energieforschung Baden-Württemberg, Bieberstein Fachbuchverlag, Radebeul 2003 (soll regelmäßig erscheinen). Die neuesten Tarife sind am besten im Erneuerbare-Energien-Gesetz 2004 nachzulesen.

[4] ISET, *Windenergiereport Deutschland 2004*, S. 37; die Werte beruhen auf Messungen in 10 m Höhe, die zu Jahresmittelwerten der Windleistung verarbeitet wurden.

[5] ISET, *Windenergiereport Deutschland 2004*, S. 24

[6] Ebenda, S. 52

[7] Ebenda S. 82

[8] Ebenda S. 83

[9] Ebenda S. 89

[10] Ref. [14], Tab. 5

[11] Ebenda, Tab. 7

[12] *Strategie der Bundesregierung zur Windenergienutzung auf See*, Arbeitspapier unter Beteiligung von 5 Ressorts und der dena, Federführung BMU, Januar 2002

[13] C. Viertl, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, in ihrem Vortrag *Windenergie: Entwicklung Onshore und Offshore* auf der Physikertagung München 2004. M. Keilhacker Hrsg., *Perspektiven für die Energie der Zukunft*, Bad Honnef 2004.

[14] dena-Studie: *Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020*, Studie im Auftrag der Deutschen Energie Agentur dena durch ein Konsortium aus DEWI, EON Netz, EWI, RWE Transportnetz Strom und VE Transmission, Endbericht, Köln, Februar 2005

[14a] Die gesicherte Leistung der konventionellen Kraftwerke beträgt etwa 93% der planmäßig verfügbaren Leistung (bei einem Niveau der Versorgungssicherheit von 99%). Bei den Windkraftwerken in der Ausbaustufe von 2015 aber nur 6% der Nennnleistung (dena-Studie, Kapitel 12.3)

[15] Ebenda, Tabelle 2-3

[16] Der Wert von 1600 h/a entspricht dem in den letzten 5 Jahren an Lande erzielten Erträgen. Der Wert von 3500 h/a ist eine Schätzung des ISET, der auch der dena-Studie zu Grunde gelegt wurde.

[17] www.oref.co.uk/orkney-energy-audit.htm

[18] dena-Studie Abb. 4 und 6

[19] Mündlich von M. Boxberger, Eon-Netz, in seinem Vortrag vor dem Arbeitskreis Energie in der Deutschen Physikalischen Gesellschaft, Bad Honnef, 27.4.05, *Aktuelle Aspekte und Perspektiven der Windstrom-Integration im Übertragungsnetz* (1 Projekt 80 km 380 kV musste nach 10 Jahren aufgegeben werden, 1 Projekt 9 km 110 kV seit 10 Jahren immer noch umkämpft, 50 km 380 kV windbedingt 2 Jahre in Arbeit, 120 km 110 kV windbedingt 3 Jahre in Arbeit).

[20] Mündlich von H. Brakelmann, Duisburg, in seinem Vortrag *Freileitungen und Kabel zur Hochspannungsübertragung*, vor dem Arbeitskreis Energie der Deutschen Physikalischen Gesellschaft, Bad Honnef, 28.4.05,

[21] Zunächst zahlen die Netzbetreiber, die diese Aufwendungen aber den Endverbrauchern in Rechnung stellen dürfen.

[22] *Nachhaltigkeitsstrategie 2002: Perspektiven für Deutschland – Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung*, hsg. vom Presse- und Informationsamt der Bundesregierung, Berlin April 2002.

[23] Der garantierte kWh-Preis hängt wegen der Degression (2% p.a.) ab von dem Jahr der Inbetriebnahme des Windkraftwerks. 2011 soll er 5,4 Cent betragen und 2020 4,5 Cent.

[24] dena-Studie, Teil 2, Ziffer 3.

[25] Schätzwert 2 k€/kW Nennleistung; 20 GW in Tab. 4, Zeile '2020'.

[26] Wissenschaftlicher Beirat beim BMWA (Vorsitzender M. Möschl), Gutachten zur Förderung erneuerbarer Energien vom 16.1.2004. Es wird die Ansicht begründet, dass mit voller Implementierung des Emissionsrechte-Handels das EEG nutzlos und zu teuer werde und daher dann abzuschaffen sei.

[27] Tabelle 4: (24,4 + 1,8) GW · 1600 h/a + 9,8 GW · 3500 h/a = 76 200 GWh/a

6 Biomasse

1. Was ist Biomasse

Zur energetischen Nutzung von Biomasse können grundsätzlich sämtliche rezente Stoffe organischer Herkunft herangezogen werden. Hierzu gehören auch abgestorbene, aber noch nicht fossile Phyto- und Zoomasse sowie Abfallstoffe organischer Herkunft wie beispielsweise Papier, Zellstoff oder die organische Hausmüllfraktion. Die gesetzlich relevante Definition wird in der Biomasse-Verordnung gegeben. Im Gegensatz zu fossilen Brennstoffen nehmen Energieträger aus Biomasse noch aktiv am Kohlenstoffkreislauf teil. Daher entsteht durch die Verbrennung von Biomasse **kein zusätzliches CO_2**: Es wird lediglich der natürliche Verwesungs- und Zersetzungsvorgang, der sich allerdings über Jahre und Jahrzehnte hinziehen kann, durch einen technischen Vorgang beschleunigt und ohne Zwischenproduktion von CH_4 durchgeführt. Daher trägt die Verwertung von Bioenergieträgern nicht zur mittel- und langfristigen Erhöhung des CO_2-Gehaltes der Atmosphäre bei: In diesem Sinne sind Biomasse-Energieträger „CO_2-neutral“.

Zu Zwecken der Energieversorgung werden neuerdings wieder **spezielle Energiepflanzen** (holzartige, halmgutartige und ölhaltige Biomasse) angebaut. Der Anbau von Energiepflanzen erfolgt derzeit auf Flächen, die aus der landwirtschaftlichen Produktion wegen der in Europa bestehenden Überproduktion an Lebensmitteln herausgenommen wurden. Grundsätzlich und auf lange Sicht kann man jedoch einen Wettbewerb zwischen Nahrungsmitteln und Energiepflanzen nicht ausschließen. In diesem Zusammenhang muss jedoch daran erinnert werden, dass selbst bei uns erst im 20. Jahrhundert der Anbau von Pflanzen zu Energiezwecken zurückgedrängt worden ist. Die landwirtschaftliche Herstellung von Biomasse zur Erzeugung von Brenn- oder Treibstoffen besitzt eine lange Tradition: was früher der Hafer für die Pferde war, wird nun der Raps für die Motoren.

2. Gegenwärtige energetische Nutzung der Biomasse

Der Energieverbrauch eines großen Teils der Bevölkerung in Entwicklungsländern und sogar in Ländern wie Indien oder China stützt sich wesentlich auf die Nutzung von Biomasse (Abb. 1). Nach einer Schätzung der IEA sind es 2,4 Milliarden Menschen, die mit traditioneller Biomasse kochen und heizen.

Aber auch in einigen modernen Industriestaaten besitzt die Biomasse heute noch oder schon wieder einen nicht unerheblichen Anteil am Primärenergie (PE)-Aufkommen, wie dies in Abb. 2 am Beispiel der EU-Staaten dargestellt ist. Am Gesamteinsatz regenerativer Energien überwiegt in den meisten EU-Ländern die Biomasse, und zwar deutlich vor der Wasserkraft. (Man beachte jedoch, dass nach der seit 1995 bei PE-Statistiken üblichen "Wirkungsgradmethode" der aus Wasserkraft hergestellte Strom praktisch 1:1 in "Primärenergie" umgerechnet wird).

In drei EU-Ländern überschreitet der Biomasseanteil die 10% Marke des PE-Einsatzes und in Finnland liegt er sogar bei 24%.

Abb. 1: Anteil der traditionellen Biomasse im Bereich des residentiellen Energieverbrauchs [1]

Abb. 2: Anteil erneuerbarer Energien am Primärenergieverbrauch in der EU im Jahr 2002 [2]

Im dicht besiedelten Deutschland ist der Biomasseanteil mit etwa 3 % am PE-Einsatz eher gering, aber auch bei uns stellt die Biomasse mit fast 2/3 (in 2003) den weit überwiegenden Anteil an den regenerativen Energien (Abb. 3). In den letzten Jahren ist auch der Einsatz Biomasse, die zu Strom und Treibstoff veredelt wird, vorangekommen. So werden beispielsweise schon 2% des verkauften Dieselkraftstoffes als Biodiesel aus Raps hergestellt. Dies ist das Ergebnis einer konsequenten staatlichen Förderung, zu der insbesondere die Befreiung von der Mineralölsteuer (nach derzeitigem Stand bis Ende 2009 befristet) gehört. Seit 1.1.2004 sind auch Biokraftstoffe zur Beimischung bis zu einem Anteil von 5% von der Mineralölsteuer befreit. Hierdurch wird den Biotreibstoffen ein Zugang zu normalen Kraftfahrzeugen, für die keinerlei technische Veränderungen mehr notwendig sind, erschlossen.

Weitere massive Förderungen ergeben sich aus dem Energieeinspar-Gesetz (EEG) in Verbindung mit der Biomasse Verordnung. Hierbei wird die Stromerzeugung aus nachwachsenden Rohstoffen und aus biogenen Rest- und Abfallstoffen durch gesicherten und vorrangigen Absatz und eine garantierte hohe Vergütung soweit subventioniert, dass sie in vielen Fällen die betriebswirtschaftliche Wirtschaftlichkeitsschwelle überschritten hat.

Abb. 3: Endenergie aus erneuerbaren Energien (RE) in der Bundesrepublik Deutschland 2003 (entspricht einem Anteil von 4,4% an der gesamten Endenergie). Fast 2/3 der Erneuerbaren Energie stammt aus Biomasse [3]

3. Die Vielfalt der technischen Nutzung von Biomasse

So vielfältig die einzelnen Energieträger sind, die man unter der Sammelbezeichnung Biomasse zusammenfasst, so vielfältig sind auch die Möglichkeiten der weiteren Verfahrensschritte. Abbildung 4 gibt einen Überblick über die zum Einsatz kommenden Bio-Energieträger und die auf sie angewandten thermochemischen, physikalisch-chemischen und biochemischen Verfahren zur Umwandlung in die zum Einsatz kommenden Nutzenergieträger.

Abb. 4 : Vielfältige Möglichkeiten der Energiebereitstellung aus Biomasse [4]

Auf die in Abbildung 4 dargestellte Breite kann hier nicht im Einzelnen eingegangen werden. Bemerkenswert ist, dass sich Biomasse gut in flüssige Kraftstoffe umwandeln lässt und damit technisch zum direkten Ersatz von Mineralöl im Verkehrsbereich herangezogen werden kann. Dies wird mit Alkohol als Treibstoff bereits seit mehreren Jahren und in letzter Zeit wieder verstärkt in Brasilien praktiziert, aber auch in Deutschland liegt der Anteil von Biodiesel bereits im Prozentbereich.

Durch eine Reihe von Verfahrensschritten, die jetzt schon marktfähig sind oder deren technisch-wirtschaftliche und organisatorische Perfektionierung bereits in vollem Gange ist, kann aus Biomasse letztendlich jede Form der Energiebereitstellung, von der Wärme über Elektrizität bis zu Kraftstoffen, gewonnen werden. In dieser Hinsicht kann die Biomasse in alle Funktionen hinein wachsen, die derzeit noch von fossilen Energieträgern beherrscht werden, also auch im nicht-energetischen Bereich als materieller Rohstoff für Kunststoffe und sonstige Kohlenstoff-basierte Materialien (Stichwort: „Bioraffinerie“).

Aus technischer Perspektive kann Biomasse daher nach dem Abschluss der umfangreichen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten auf lange Sicht als universaler nachhaltiger Ersatz für fossile Rohstoffe angesehen werden. Die Frage ist nur, in wieweit dies auch quantitativ und bei den Energiepflanzen in Konkurrenz zu anderen Bioprodukten (z.B. Lebensmittel) darstellbar ist.

Die Belange des **Naturschutzes** müssen dabei jedoch gewahrt bleiben: Wieviel darf der Mensch, nachdem er das fossile Erbe geplündert hat, sich nun noch zusätzlich vom energetischen Einkommen zuteilen, und wieviel mehr darf er noch von der knappen biotischen Produktionsfläche der Erde für sich beanspruchen? Diese Frage erfordert eine verantwortungsbewußte Flächenbewertung und -zuordnung, – auch nach ethischen Kriterien im Sinne der „Bewahrung der Schöpfung“. Es ist erfreulich, dass in der BMU-Studie „Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland“ [10] die Naturschutzrestriktionen deutlich anerkannt werden und der Versuch gewagt wird, sie zu quantisieren.

Im Folgenden sind einige Fakten über die Verfügbarkeit und das technisch-wirtschaftliche Potential der Biomassenutzung zusammengestellt.

4. Das Potential der Biomassenutzung in der Welt und in Deutschland

Biomasse wird nur teilweise gehandelt oder gar versteuert; daher ist weder der aktuelle Verbrauch noch das verfügbare Potential sauber statistisch erfasst, und alle diesbezüglichen Angaben sind für viele Länder mit einer großen Unsicherheit behaftet. Dennoch reichen sie dazu aus, einen Überblick über das weltweite Potential an energetisch nutzbarer Biomasse zu erhalten (Tabelle 1).

Wir folgen hierbei der Darstellung in [4] und beschränken uns auf die Behandlung des „technischen Potentials“, also des Anteils des theoretisch vorhandenen Potentials, der unter Berücksichtigung der gegebenen technischen Randbedingungen sowie unüberwindbarer struktureller und ökologischer Restriktionen tatsächlich genutzt werden könnte. Die Biomasse wird hierbei in die beiden Klassen der „Rückstände und Nebenprodukte“ und der speziell zur

energetischen Verwertung angebauten „Energiepflanzen“ unterteilt. Im Einzelnen handelt es sich um die folgenden Formen von Bioenergie:

(1) Rückstände und Nebenprodukte

a) *Holzartige Rückstände und ungenutzter Holzzuwachs*: Holzartige Biomasse macht mit etwa 40% den größten Teil des technischen Potentials der Bioenergie aus. Geographischer Schwerpunkt ist Nordamerika (s. Tabelle 1, Spalte 2).

b) *Halmgutartige Rückstände und Nebenprodukte* meist aus landwirtschaftlicher Produktion: Hinter den holzartigen Rückständen und den Energiepflanzen stellen die halmgutartigen, meist landwirtschaftlichen Rückstände die drittgrößte Einzelgruppe der Bioenergie dar. Geographischer Schwerpunkt ist Asien (Tabelle 1, Spalte 3).

c) *Dung*: Man unterstellt, dass etwa die Hälfte des bei der Nutztierhaltung anfallenden Dunges in getrocknetem Zustand als Brennstoff nutzbar wäre. Weltweit würden davon etwa 7,6 EJ/a anfallen (Tabelle 1, Spalte 4), wobei etwa 93% aus der Rinderzucht und ca. 7% aus der Schweinezucht stammten. Alternativ (Tabelle 1, Spalte 5) könnten die tierischen Exkremente auch durch Fermentation in Biogas umgewandelt werden: Dies ergäbe zwar nur ein Energiepotential von 2,6 EJ/a, aber dafür steht mit dem Gärrückstand ein wichtiges Bodenverbesserungsmittel zur Verfügung.

	holzartige Biomasse	**halmgutartige Biomasse**	**Dung**	**(alternativ: Biogas[a])**	**Energie-pflanzen**	**Summe**
Weltregion	[EJ/a]	[EJ/a]	[EJ/a]		[EJ/a]	**[EJ/a]**
Afrika	5,4	0,9	1,2	0,4	**13,9**	**21**
Europa	4,0	1,6	0,7	0,3	2,6	**9**
Ehemalige UdSSR	5,4	0,7	0,3	0,1	3,6	**10**
Nordamerika	**12,8**	2,2	0,8	0,3	4,1	**20**
Lateinamerika & Karibik	5,9	1,7	1,8	0,6	**12,1**	**22**
Asien	7,7	**9,9**	2,7	0,9	11	**21**
Naher Osten	0,4	0,2	0,1	0,0	0,0	**1**
Welt	**41,6**	**17,2**	**7,6**	(2,6)	**37,4**	**104**

[a] Potenziale bei einer Biogasgewinnung aus den aufgezeigten Dungpotentialen

Tab. 1: Technische Potenziale an festen Bioenergieträgern in der Welt, differenziert nach Regionen
Zum Vergleich: Primärenergieverbrauch Welt 2000: 400 EJ/a. [5]

(2) Energiepflanzen

Der Anbau speziell zur energetischen Nutzung optimierter Energiepflanzen wird vor allem durch das zur Verfügung stehende Flächenangebot beschränkt. Typische Schätzungen für dieses schwanken um einen Faktor 2 bis 3. In den Industriestaaten geht man realistischer-

weise von einer für diese Zwecke umnutzbaren Flächenanteil von 7% der bisherigen Ackerfläche aus; das größte Flächenpotential für Energiepflanzen befindet sich in Afrika und Lateinamerika. Als Schätzwert für die potentielle jährliche Welternte an Energiepflanzen geht man von 37,4 EJ/a aus, wobei 13,9 EJ/a aus Afrika und 12,1 EJ/a aus Lateinamerika stammen würden. Insgesamt wird der mögliche Anteil der Energiepflanzen auf etwa ein Drittel des gesamten technischen Potentials der Bioenergie geschätzt (s. Tab. 1, Spalte 6).

Betrachten wir nun vor dem Hintergrund des gegenwärtigen Welt-Primärenergieverbrauches von ca. 400 EJ/a das in der Tabelle 1 zusammengestellte Bioenergie Potential, so können wir die folgenden Feststellungen treffen:

- Weltweit beträgt das technisch nutzbare Potential der Bioenergie rund 100 EJ/a, entspricht also etwa einem Viertel des gegenwärtigen Welt-Primärenergieaufkommens. Bei wachsendem PE-Bedarf wird sein Anteil entsprechend abnehmen. Bei einer in Zukunft allgemein erwarteten Verdoppelung des Welt Energiebedarfes wird man dann nicht viel mehr als einen gut 10 prozentigen Beitrag der Bioenergie erwarten dürfen.

- Im Fall unerwarteter technischer Durchbrüche könnte sich der Anteil der Biomasse am Welt-Primärenergieaufkommen auch auf einem höheren Niveau einpendeln. Beispielsweise könnten Züchtungserfolge zu einer drastischen Steigerung der Ausbeute beim Energiepflanzenanbau führen. Für die energetische Nutzung von Pflanzen werden nämlich im Vergleich zu Nahrungspflanzen viel geringere Qualitätsanforderungen gestellt, so dass sich größere züchterische Freiheiten ergeben.

- Die beiden größten Einzelposten der Bioenergie sind die holzartigen Rückstände, wobei ein beträchtlicher Teil auf den "ungenutzten Holzzuwachs" entfällt, und die Energiepflanzen. Bei wachsender Bevölkerung muss in diesen Bereichen langfristig mit einer Flächenkonkurrenz zu anderen Bioprodukten und zum Naturschutz (Erhaltung der Biodiversität) gerechnet werden.

- Weltweit wird also die Bioenergie einen durchaus beachtlichen, aber dennoch klar beschränkten Beitrag zur Energieversorgung liefern können. Daher wird es entscheidend darauf ankommen, dass man die strukturellen Stärken ihrer speicherbaren und in praktisch alle Formen der Nutzenergie umwandelbaren materiellen Energieträger bzw. Rohstoffträger für die chemische Industrie einsetzt. Daher sollte man Bioenergie auch nicht für Zwecke entwickeln oder langfristig einsetzen, für die es Alternativen aus fluktuierenden Quellen (wie Sonne und Wind) gibt.

Ein Vergleich der potentiellen mit der gegenwärtigen tatsächlichen Nutzung in den einzelnen Weltregionen ergibt, dass außer in Asien, wo bereits jetzt eher mehr Biomasse genutzt wird als nachwächst und damit eine nicht nachhaltige Übernutzung vorliegt, die technischen Potentiale der Bioenergie bisher nur zu 10 bis 40 Prozent genutzt werden. Ein Vergleich auf Weltebene, also unter Einschluss von Asien, ergibt eine jetzige Ausschöpfung von 38% des technischen Potentials. Insbesondere in Nord- und Süd-Amerika, aber auch auf dem Gebiet der ehemaligen Sowjetunion liegen noch große Reserven brach. [6]

Auch im dicht besiedelten Deutschland gibt es zusätzlich zu den bisher schon genutzten Quellen durchaus noch ein beachtliches technisches Potential zur weiteren Erschließung der Bioenergie. Wie Tabelle 2 ausweist, rechnet man insgesamt mit etwa 0,75 EJ/a, was etwa 5% unseres gegenwärtigen Primärenergieverbrauchs entspricht. Die Reserven liegen vor allem im forstwirtschaftlichen Bereich und, für manchen vielleicht überraschend, im Bereich des Anbaus von Energiepflanzen. Aufgrund der Intensivierung der Landwirtschaft und der Einbindung in die EU sind Agrarflächen stillgelegt worden, die für den Anbau von Energiepflanzen reaktiviert werden könnten.

		Energiepotenzial in [EJ/a]
1. Rückstände		
1a Forstwirtschaftliche Rückstände,		**0,270**
davon:	Waldrestholz	0,142
	Industrierestholz	0,040
	Altholz	0,081
	Sonstige Holzrückstände	0,007
1b Landwirtschaftliche Rückstände [a]		**0,104**
2. Energiepflanzen [b]		**0,350 - 0,400**
Summe	**ca.:**	**0,750**

[a] nur Stroh; [b] Durchschnittswert für einen Biomassemix aus Getreideganzpflanzenanbau (max. 0,350 EJ/a), Grasproduktion u.a. Chinaschilf (max. 0,420 EJ/a) und im Kurzumtrieb bewirtschaftete schnellwachsende Baumarten, wie Pappeln (max.0,400 EJ/a)

Tab. 2: Technische Potentiale (EJ/a) an festen Bioenergieträgern in Deutschland, differenziert nach Biomassefraktionen. Zum Vergleich: gegenwärtiger PE-Verbrauch in Deutschland: ca. 14 EJ/a. [7]

Eine Aufspaltung auf Bundesländer zeigt, dass es vor allem in Bayern ein beachtliches Potential für Bioenergie aus forst- und landwirtschaftlichen Rückständen gibt.

Abb. 5: Potentiale zur Nutzung von Biomasse unter Berücksichtigung von Nutzungskonkurrenzen im Jahr 2050 [8]

In jüngster Zeit sind jedoch wesentlich mutigere Potentialabschätzungen veröffentlicht worden. So gehen Nitsch e.a. [10] für das Jahr 2050 von einem Energiepotential von 2 EJ/a aus, das je nach Szenario in unterschiedlichen Anteilen einerseits zur Erzeugung von Kraftstoffen und andererseits zur Bereitstellung von Strom und Wärme eingesetzt wird (Abb. 5). Außerdem wurde eine Variante „Naturschutz Plus“ angegeben, in denen den fachlichen Belangen des Naturschutzes in besonderem Ausmaße Rechnung getragen wurde.

Das Institut für Energetik und Umwelt (IE), Leipzig, hat in einer Studie [9] das technische Potential zur Stromerzeugung aus Biomasse in der BRD angegeben. Bei der Abschätzung wurde unterstellt, dass das hierfür verfügbare Brennstoffpotential auch vollständig und ausschließlich zur Verstromung eingesetzt wird. Die Autoren der Studie stellen fest ([9]): *„Das maximale Stromerzeugungspotential aus Biomasse steht zur Verfügung, wenn holz- und halmgutartige Rückstände sowie Energiepflanzen als Festbrennstoffe eingesetzt und sonstige Rückstände sowie Deponie- und Klärgas in Biogasprozessen genutzt werden und liegt zusammengenommen bei* ***ca. 100 bis 130 TWh/a*** *(zum Vergleich: die gegenwärtige Bruttostromerzeugung beträgt etwa 570 TWh/a).“*

Es bleibt anzumerken, dass dieses Strompotential als Endenergie 0,36 bis 0,47 EJ/a entspricht; umgerechnet auf Primärenergie liegt diese Schätzung im mittleren Bereich zwischen den Angaben in Tab. 2 und in Abb. 5.

5. Ökologische und langfristig energiewirtschaftliche Beurteilung

Zur Beurteilung des Einsatzes von Biomasse können zunächst folgende Feststellungen getroffen werden:

- Die Nutzung von Biomasse ist keine Zwischenlösung, sondern eine endgültige Form der indirekten Nutzung der Solarenergie. Biomasse kann wie andere Formen der Sonnenenergie langfristig eingesetzt werden.

- Biomasse kann fossile Brennstoffe nicht nur im Bereich Energieträger, sondern auch bezüglich der stofflichen Verwertung ersetzen. Im stofflichen Bereich ist Biomasse auf lange Sicht vermutlich die einzige Alternative zu fossilen Energieträgern.

- Die regionale Wertschöpfung bei der Nutzung der Biomasse ist durch ihre Beschäftigungseffekte und ihre volkswirtschaftliche Bedeutung weltweit von großer Wichtigkeit.

- Es kann aber, global gesehen, im Bereich der Energiepflanzen zu einer Konkurrenz zur Nahrungsmittelerzeugung kommen, da man nicht nur Flächen sondern Ackerboden braucht.

- Die CO_2-Vermeidungskosten von Biomasse können nicht einheitlich angegeben werden, da sie sehr stark von dem jeweiligen Einsatzpfad abhängen. In der Studie von Nitsch u. a. [10] werden für die Stromerzeugung in einem Biomasse-HKW im Vergleich zum gegenwärtigen Stromerzeugungs-Mix aus Kondensationskraftwerken zusätzliche Kosten der CO_2-Vermeidung von etwa 50 €/t CO_2 angegeben. Diese Kosten sollen sich unter den prognostizierten Preisannahmen dieser Studie, d.h. bei sinkenden Kosten für die Technologien der Nutzung erneuerbarer Energien und bei gleichzeitig steigenden fossilen Brennstoffkosten, im Jahre 2030 auf unter 10 €/t CO_2 reduzieren; im Jahre 2050 werden dann bei der Stromerzeugung aus Biomasse HKW mit ca. -38 €/t CO_2 die größten Gutschriften aller Stromerzeuger aus regenerativen Energiequellen erwartet. ([10] Abb. 2.12)

- Bei der Wärmebereitstellung aus Holzhackschnitzen in einem Heizwerk wird jetzt schon im Vergleich zur Wärmeversorgung eines Einfamilienhauses mit einem Mix aus Gas-Brennwerkessel und Öl-Niedertemperaturkessel mit negativen CO_2-Vermeidungskosten von -55 €/t CO_2 gerechnet. Bei einer Holzpellet-Zentralheizung fallen dagegen heute noch Zusatzkosten von etwa 100 €/t CO_2 an, die aber bis zum Jahre 2050 auf nur noch 10 €/t CO_2 abschmelzen sollen [10], Abb. 2.13). Diese Szenarien hängen natürlich ganz wesentlich von den Annahmen über die Preisentwicklung der fossilen Brennstoffe ab (siehe [10] Kapitel 6). Auch im Wärmebereich sind die CO_2-Vermeidungskosten durch den Einsatz von Biomasse gegenwärtig und vermutlich in den nächsten 20 Jahren deutlich geringer als beim Einsatz anderer regenerativer Wärmeerzeuger.

- Der technische Nachteil unveredelter Biomasse gegenüber fossilen Energieträgern liegt im Wesentlichen in ihrer Inhomogenität und darin, dass Biomasse natürlicherweise einen hohen Wassergehalt besitzt. Daher ergeben sich aufwendigere Anlagen zur Verbrennung und etwas ungünstigere Ausnutzungsgrade, wenn ein Teil der Energie zur Verdampfung des Wassers herangezogen werden muss. Die Nutzung unveredelter Biomasse kann in vielen Bereichen mit einer Nutzung von fossilen Energieträgern unter etwas erschwerten Bedingungen verglichen werden.

- Bei entsprechender Aufarbeitung lassen sich jedoch auch aus Biomasse Sekundär-Energieträger wie beispielsweise Holzpellets herstellen, die den Vergleich mit analogen fossilen Energieträgern ohne Abstriche standhalten.

Hinsichtlich der Entwicklung von Anwendungen sollten die Alleinstellungsmerkmale und die langfristige Perspektive der Biomasse berücksichtigt werden. Daher sollte ihre Nutzung beim Ersatz von fossilen Energieträgern und auch die Forschungsziele in folgender Priorität gestaffelt sein:

1. Stoffliche Nutzung der organischen Kohlenstoffverbindungen
2. Biotreibstoffe
3. Erzeugernahe Verbrennung von diffus anfallender Biomasse, wobei auch hier eine Strom-Wärme-Kopplung („Kraft-Wärme-Kopplung“) angestrebt werden sollte, sofern es die örtlichen Verhältnisse zulassen.
4. Sammlung der dezentral anfallenden Biomasse und zentrale Verbrennung, wenn möglich in Strom-Wärme-Kopplung. Es muss jedoch bedacht werden, dass die Biomasse aufgrund ihrer Zusammensetzung weniger vorteilhaft zur Strom-Wärme-Kopplung eingesetzt werden kann als fossile Energieträger, z.B. Erdgas. Es ist daher nicht sinnvoll, Strom-Wärme-Kopplung bei Biomasse schon in einer Zeit mit besonders hohen Subventionen zu forcieren, in der noch hochwertige fossile Energieträger wie Erdgas oder Erdöl als bloße Brennstoffe eingesetzt werden. Dies gilt umso mehr, wenn es gelingt, bei dezentraler Wärmeerzeugung aus Biomasse sowohl den Brennwert auszunutzen als auch das in der Biomasse eingebundene Wasser abgasseitig wieder zurückzugewinnen.

Biomasse tritt in verschiedenen Formen auf; nicht jede Erscheinungsform der Biomasse ist aus ökologischer Sicht gleich zu bewerten. Hierbei ergibt sich etwa folgende Rangfolge:

Erste Priorität: Ausnutzung von bereits technisch anfallenden Abfallstoffen (Altholz, organische Produktionsrückstände, organische Hausmüllfraktion);
Zweite Priorität: Ernterückstände, Durchforstungsholz und sonstige nicht genutzte land- und forstwirtschaftliche Rückstände und Begleitstoffe;
Letzte Priorität: Eigenständig angebaute Energiepflanzen, wenn sie in Konkurrenz zu Nahrungsmitteln Ackerfläche belegen.

Anmerkungen und Literatur:

[1] IEA: *World Energy Outlook 2002*, Fig. 13.12,

[2] BMU (F.Staiß e.a.): *Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung – Stand: März 2004*, Seite 26, verfügbar über: http://www.erneuerbare-energien.de
Urquelle: ZSW-Zentrum für Sonnenenergie und Wasserstoff Forschung, Stuttgart

[3] BMU (F.Staiß u.a.), Seite 12 (redaktionell überarbeitet)

[4] BMVEL: *Leitfaden Bioenergie*; Förderkennzeichen FKZ97 Nr022, Seite 17,
verfügbar über: http://www.fnr-server.de/pdf/literatur/lfgesamt.pdf,
Urquelle: Kaltschmitt 1997, verfügbar über: http://www.fnr-server.de/pdf/literatur/lfgesamt.pdf

[5] BMVEL: *Leitfaden Bioenergie*, Begleit CD: Tabelle 2.9.1 (redaktionell bearbeitet)

[6] BMVEL: *Leitfaden Bioenergie*, Seite 33, insbesondere Tabelle 2.6)

[7] Quelle: BMVEL: *Leitfaden Bioenergie*, CD-Tabelle 2.9.3 (redaktionell bearbeitet), Urquelle: BMWi 1994

[8] aus [10] Abb. 5.2

[9] IE Leipzig: *Monitoring zur Wirkung der Biomasseverordnung auf Basis des EEG*, FuE Vorhaben FKZ 201 41 132, Endbericht 15.12. 2003; verfügbar über: http://www.umweltbundesamt.org/fpdf-l/2438.pdf

[10] Nitsch, J e.a.: *Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland*, Studie im Auftrag des BMU. FKZ 901 41 803, (2004), Seite 63 ff.
http://www.erneuerbare-energien.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/nutzung_ee_lang.pdf

7 Energie für den Verkehr – alternative Treibstoffe

1. Einleitung

Auf sinnvolle Weise Energie einzusparen, muss ein zentraler Baustein jeder Energiepolitik sein. Während in den vergangenen 30 Jahren der Energieverbrauch in Deutschland insgesamt praktisch konstant geblieben ist, verlief die Entwicklung in den einzelnen Wirtschaftssektoren sehr unterschiedlich: Bei der Industrie ist der Verbrauch im Zeitraum 1973-2002 um 24,4% und bei den privaten Haushalten um 3,4% gesunken, beim Verkehr dagegen auf Grund der zunehmenden Motorisierung um 65% angestiegen [1].

Im Folgenden beschäftigen wir uns deshalb mit der Frage, wie beim Verkehr, der in Deutschland im Jahr 2000 für knapp 30% des Endenergieverbrauchs und gut 20% der CO_2-Emissionen verantwortlich war [2], der Energieverbrauch und die Emission von Treibhausgasen durch die Verwendung alternativer Treibstoffe und neuer Antriebskonzepte herabgesetzt werden können und mit welchen Reduzierungen man bis zum Jahr 2020 rechnen kann. Diese Betrachtung stützt sich im Wesentlichen auf die Ergebnisse einer kürzlich erschienenen europäischen Studie [3,4]. Eine europaweite Betrachtung des zukünftigen Verkehrs und seines Einsparpotentials erscheint gerechtfertigt, da sich Deutschland und die anderen europäischen Länder auf diesem Gebiet in ähnlicher Weise entwickeln werden. In der abschließenden Diskussion wird dann auch speziell auf die Verhältnisse in Deutschland eingegangen.

2. Optionen für alternative Treibstoffe und ihre Bewertung

Wie bekannt, strebt die Europäische Kommission im Verkehrssektor einen schrittweisen Ersatz von Öl durch alternative Treibstoffe an mit dem Ziel, in der EU im Jahr 2020 eine Substitutionsquote von 20% zu erreichen [5]. Der Ersatz von Öl durch alternative Treibstoffe soll dabei sowohl der *Verbesserung der Energieversorgungssicherheit* als auch der *Verminderung der Treibhausgasemissionen* dienen.

Als Hauptkandidaten für alternative Treibstoffe wurden von der Europäischen Kommission Biotreibstoffe, Erdgas und Wasserstoff benannt [6]. Ihr langfristiges Entwicklungspotential lässt wesentliche Beiträge zu den oben aufgeführten Zielen erwarten, und zwar zu wirtschaftlich akzeptablen Kosten. Tabelle 1 zeigt, wie das Substitutionsziel von 20% im Jahr 2020 mit diesen drei alternativen Treibstoffen erreicht werden soll. Die letzte Spalte („New proposal 2020“) zeigt neuere Überlegungen mit einem Substitutionsziel von 30% und einer den neuesten Entwicklungen angepassten Aufteilung auf die verschiedenen alternativen Treibstoffe.

Die Gesamtbewertung der vorgesehenen alternativen Treibstoffe muss verschiedene Kriterien wie langfristige Sicherung der Energieversorgung, Verminderung der Treibhausgasemissionen, Verbesserung der Luftqualität und internationale Wettbewerbsfähigkeit der Wirtschaft berücksichtigen. Sie muss außerdem alle Stufen von der Primärenergiequelle bis zum Verbrauch eines Fahrzeugs pro gefahrenen Kilometer („well-to-wheels“) mit einbeziehen.

	2010	2015	2020	New proposal 2020
Biokraftstoffe	5,75%	7%	8%	15 %
Erdgas	2%	5%	10%	10 %
LPG				5 %
H_2	-	2%	5%	a few %
Total	7,75%	14%	23%	> 30 %

LPG = Liquified Petrolium Gas

Tab. 1: Zielwerte der EU zum Ausbau der Marktanteile alternativer Treibstoffe (nach [3,7])

In einer Gesamtstudie aller Stufen mit insgesamt über 400 Energiepfaden [7], die von der europäischen Öl- und Autoindustrie erstellt wurde, wurden deshalb für die Hauptoptionen Biotreibstoffe, Erdgas und Wasserstoff so wie die Referenzkraftstoffe Benzin und Diesel der Energieverbrauch, die Treibhausgasemission und die Kosten untersucht. Es zeigt sich, dass der Übergang von den bislang verwendeten Kraftstoffen auf Mineralölbasis zu alternativen Treibstoffen die CO_2-Emissionen deutlich reduzieren kann, dass dies aber in vielen Fällen zu höherem Energieverbrauch führt [4]. Das begrenzte Potential alternativer Energiequellen erfordert deshalb zusätzlich zur Wahl des Treibstoffs eine Optimierung der Energieeffizienz bei dessen Herstellung und Verwendung in den Fahrzeugen.

2.1 Biotreibstoffe

Der Einsatz von Biomasse zur Treibstoffherstellung erlaubt einen heimischen Grundbeitrag zur Energieversorgung in einem Wirtschaftssektor, der bisher fast nur vom Ölimport abhängt. Die Verwendung von Biotreibstoffen ist außerdem weitgehend Treibhausgas-neutral. Die Herstellungskosten liegen allerdings derzeit mit 600-800 €/to um einen Faktor 2,5-3 über dem Mittelwert der letzten Jahre für mineralische Kraftstoffe.

Wie hoch der Beitrag der Biotreibstoffe sein kann, hängt vor allem davon ab, wie viel land- und forstwirtschaftliche Fläche dafür bereitgestellt werden kann. Bioethanol und Biodiesel (erste Generation von Biokraftstoffen), die derzeit in größerem Maß aus Zuckerrüben bzw. Rapsöl hergestellt werden, könnten bei Verwendung aller dafür in der Europäischen Union erreichbaren landwirtschaftlichen Flächen etwa 7-8% des Kraftstoffmarktes abdecken [4].

Zwei neue Technologien zur Herstellung von Biotreibstoffen werden derzeit in Demonstrationsprojekten untersucht: Die *Umwandlung von Biomasse zu Ethanol* mit Hilfe von Enzymen und die *Herstellung von synthetischem Diesel* (zweite Generation von Biokraftstoffen) über einen Zweistufenprozess mit Vergasung von Biomasse zu Synthesegas (aus Wasserstoff und Kohlenmonoxid) und nachfolgender Verflüssigung in einem Fischer-Tropsch-Prozess. Ausgangsmaterial sind Abfälle aus Land- und Forstwirtschaft sowie holzverarbeitender Industrie oder speziell gezüchtete Energiepflanzen. Nach Schätzungen könnte damit in der EU ein Marktanteil für Biotreibstoffe (konventionell plus synthetisch) von 15% erschlossen werden [4] (vgl.Tab.1).

Synthetischer Diesel aus Biomasse bietet eine Reihe von Vorzügen: Sein Einsatz würde die Raffinerien entlasten, die wegen der ständig steigenden Nachfrage nach Diesel ein zunehmend ungünstigeres Produktionsverhältnis von Diesel zu Benzin einstellen müssen, was heute bereits zu einer Verschlechterung der Energie- und Treibhausgasbilanz von Diesel gegenüber Benzin führt. Weiterhin könnte synthetischer Diesel als maßgeschneiderter hochwertiger Treibstoff die Entwicklung effizienterer und saubererer Motoren unterstützen. Schließlich kann synthetischer Diesel in jedem beliebigen Mischungsverhältnis mineralischem Diesel beigemischt werden und ermöglicht damit eine sehr flexible Marktgestaltung.

Ein Vergleich der drei Biokraftstoffe Bioethanol, Biodiesel und synthetischer Treibstoff (Markenbezeichnung „SunFuel“) bezüglich CO_2-Minderungspotential, benötigter Anbaufläche und Kosten (Tab. 2) unterstreicht die Überlegenheit synthetischer Biotreibstoffe, die fast 1% CO_2-Minderung pro 1% Kraftstoffbeimischung erzielen.

	CO_2-Minderung 1% fuel	Anbaufläche 1 g CO_2/km-Minderung	Kosten
	%	Mio ha	€/MJ
Ethanol:	0,35	1,77	0,028
Biodiesel:	0,64	2,69	0,017
SunFuel:	0,83	0,67	0,020

Tab. 2: Vergleich verschiedener Biokraftstoffe (nach [7])

2.2 Erdgas

Die geringeren Treibhausgasemissionen bei der Verwendung von Erdgas (CNG, LNG: Compressed, Liquified Natural Gas, Brennwert ~0,2 kgCO_2/kWh) anstelle der Ölprodukte Benzin und Diesel (~0,3 kgCO_2/kWh) beruhen auf dem niedrigeren spezifischen Kohlenstoffgehalt in Methan (CH_4), dem Hauptbestandteil von Erdgas.

Der größte Teil der Erdgasreserven der Welt liegt in Reichweite Europas. Erdgas könnte deshalb auf mittlere Sicht den Hauptanteil zum Aufbau alternativer Treibstoffe beitragen, nämlich etwa die Hälfte der bis zum Jahr 2020 angestrebten Substitutionsrate von 20% (Tab. 1). Andererseits würde ein Anteil von 10% im Treibstoffmarkt nur 5% des für das Jahr 2020 erwarteten Gesamtverbrauchs an Erdgas in der EU darstellen und hätte deshalb kaum einen Einfluss auf die Versorgungslage.

Als Ergebnis der europäischen Studie [8] werden in Abb.1 der Energieverbrauch (Energy) und die Treibhausgasemissionen (GHG) von Erdgasfahrzeugen für verschiedene Gasversorgungswege und Fahrzeugtechnologien mit Benzin- und Dieselautos verglichen, und zwar sowohl für derzeit auf dem Markt befindliche Modelle als auch für Technologien, die nach 2010 erwartet werden.

Bei heutiger kommerzieller Fahrzeugtechnologie liegen die Treibhausgasemissionen von Erdgas-betriebenen Personenkraftwagen („CNG(4000km)–2002“) etwa 20% niedriger als bei Benzinautos und auf vergleichbarem Niveau wie bei Dieselautos. In Zukunft wird bei Benzin-

motoren eine weitere Verbesserung des Wirkungsgrads erwartet, während für Dieselmotoren nur noch ein geringes Entwicklungspotential gesehen wird. Für 2010 werden deshalb für beide PKW-Typen etwa gleiche Energieverbräuche und Treibhausgasemissionen erwartet. Erdgasautos sollten dann mit verbesserter konventioneller Benzinmotorentechnik („CNG(4000km)–2010“) 15% geringere Treibhausgasemissionen verursachen. Eine Optimierung der Motoren für die Eigenschaften von Erdgas, die eine höhere Kompression erlauben, könnte bis zu 35% Einsparung von Treibhausgasemissionen ermöglichen. Hybridtechnologie mit kombiniertem Antrieb durch Verbrennungs- und Elektromotoren erlaubt in allen Fällen eine Wirkungsgradverbesserung und damit eine weitere Absenkung von Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen.

PISI: Port Injection Spark Ignition, DRF: Diesel Particle Filter, (4000 km): Pipeline von 4000 km

Abb. 1: Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen für Erdgasautos im Vergleich zu Benzin- und Dieselautos (nach [8])

Ein zusätzlicher Vorteil von Erdgasfahrzeugen sind ihre geringeren Schadstoffemissionen. So sollten insbesondere die im Vergleich zu Dieselmotoren geringeren Partikelemissionen erlauben, die für die Zukunft zu erwartenden strengeren Emissionsvorschriften auch ohne Zusatzeinrichtungen wie etwa Partikelfilter einzuhalten.

Die Fahrzeugtechnologie für den Einsatz von Erdgas als Kraftstoff ist ausgereift. Eine Reihe von Modellen existiert auf dem Markt, die dual sowohl mit Erdgas als auch mit Benzin betrieben werden können. In den letzten Jahren sind von mehreren großen Herstellern Varianten speziell für Erdgas entwickelt worden.

Entscheidend für die Erschließung des Verkehrsbereichs für Erdgas als Treibstoff ist ein rascher Aufbau der erforderlichen Tankstelleninfrastruktur. Marktuntersuchungen zeigen, dass für einen Anteil von 10% am Treibstoffverbrauch etwa 25% der Tankstellen mit Erdgas aus-

gestattet sein sollten. Bereits bei einem Marktanteil von einigen Prozent könnte Erdgas dann wegen des im Vergleich zu Öl geringeren Rohstoffpreises wirtschaftlich konkurrenzfähig sein.

2.3 Wasserstoff

Wasserstoff kann potentiell die Rolle eines universellen Energieträgers übernehmen und Energie von jeder primären Quelle zu jedem möglichen Verbraucher transportieren (dies bietet auch ein Höchstmaß an Versorgungssicherheit). Da bei der Energiekonversion von Wasserstoff keinerlei Treibhausgasemissionen auftreten, sind die Vorstufen der Wasserstoffherstellung für Energieverbrauch und Emissionen ausschlaggebend. Deshalb ist auch hier für eine angemessene Bewertung eine Gesamtanalyse der Produktkette von der Quelle zum Verbraucher unerlässlich.

Als Ergebnis der europäischen Studie [8] werden in Abb. 2 Energieverbrauch und Treibhausgasemission für die zwei Antriebsarten von Wasserstoffautos, *Verbrennungsmotor (ICE)* und *Brennstoffzellensysteme (FC),* aufgeführt und mit den Werten von Benzin-, Diesel- und Erdgasautos (CNG) verglichen. Deutlich erkennt man einen Wechsel von verbrauchsseitig dominierten Bilanzen (TTW: Tank-To-Wheels) bei Benzin, Diesel und Erdgas zu stark, und bezüglich Treibhausgasemissionen sogar ausschließlich, produktionsseitig bestimmten Bilanzen (WTT: Well-To-Tank) im Fall von Wasserstoff.

DICI: Direct Injection Compression Ignition, Hyb: Hybridbetrieb, meist mit Elektroantrieb, C-H2: komprimierter Wasserstoff, L-H2: flüssiger Wasserstoff; übrige Abkürzungen wie Abb. 1

Abb. 2: Energieverbrauch und Treibhausgasemissionen von Wasserstoffautos für verschiedene Antriebstechnologien im Vergleich zu Erdgas-, Benzin- und Dieselautos (nach [8])

Die höchsten Werte von Energieverbrauch bei Emissionen ergeben sich für interne Verbrennungsmaschinen mit Flüssigwasserstoffspeicherung (L-H2 PISI), die niedrigsten Werte werden mit Brennstoffzellensystemen (FC) erreicht. Für diese letztere Variante, gepaart mit der für 2010 zu erwartenden Technologie, liegen die Treibhausgasemissionen 50% unter den Daten für konventionelle Benzin- und Dieselautos (und dies trotz der hierbei angenommenen Herstellung von Wasserstoff aus fossilen Quellen über Dampfreformierung von Erdgas).

Wasserstoffherstellung durch Dampfreformierung von Erdgas, durch Kohlevergasung und Elektrolyse von Wasser sind ausgereifte und seit langem verwendete großindustrielle Verfahren. Die mit dem Rückgriff auf fossile Energiequellen verbundenen CO_2-Emissionen könnten durch CO_2-Sequestrierung (CO_2-Abscheidung und -Speicherung) um circa 90% reduziert werden. Der Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energiequellen wie Wind und Sonneneinstrahlung zur Elektrolyse ist mit hohen Energieverlusten verbunden und höchstens in Nischenanwendungen sinnvoll. Strom aus erneuerbaren Quellen wird in der Regel wesentlich effizienter direkt ins Netz eingespeist.

Die Investitionskosten für die Infrastruktur für Wasserstoffautos sind mit ca. 500 € pro Fahrzeug bei einer Kundenbasis von ca. 500 Fahrzeugen pro Tankstelle vergleichsweise gering. Die Betriebskosten für Wasserstoff könnten bei Einsatz hocheffizienter Brennstoffzellensysteme vergleichbar mit den heutigen Kraftstoffkosten sein. Das Hauptproblem liegt bei den Fahrzeugen, bei denen durch weitere technische Entwicklung eine erhebliche Reduzierung der Kosten und eine Verbesserung von Zuverlässigkeit und Haltbarkeit erreicht werden muss.

3. Einsparpotentiale beim Verkehr bis 2010 und 2020

Eine Voraussage der Einspar- und CO_2-Minderungspotentiale im Verkehrssektor hat für die zwei Zeithorizonte bis 2010 und bis 2020 natürlich eine sehr unterschiedliche Genauigkeit. Während die Entwicklung für die Zeit bis 2010 mehr oder weniger absehbar ist, kann es für den Zeitraum bis 2020 keine Prognosen geben, sondern nur eine Abschätzung der Möglichkeiten, die sich ergeben, falls bestimmte Voraussetzungen erfüllt sind.

Zunächst kann man sagen, dass die von der Europäischen Kommission anvisierten Ziele eines Marktanteils alternativer Treibstoffe in der EU von ca. 8% im Jahr 2010 und ca. 20% im Jahr 2020 (Tab. 1) als realistisch erscheinen. Das vorgesehene Substitutionsszenario bietet darüber hinaus die Perspektive für einen weiteren kontinuierlichen Ausbau alternativer Treibstoffe. Die Verwirklichung dieser Ziele bedarf jedoch klarer politischer Entscheidungen und einer ausreichenden staatlichen Anschubfinanzierung.

Im Einzelnen lassen sich die Einsparpotentiale der diskutierten Kraftstoff- und Antriebskonzepte bis 2020 wie folgt bewerten (dies gilt zunächst für die EU [3,4], mit geringen Abweichungen aber auch für Deutschland [9]):

- *Effizienzsteigerungen* bei Diesel- und Benzinmotoren bieten im Zeitraum bis 2010 das größte Einsparpotential und werden auch im darauf folgenden Jahrzehnt weiterhin eine wichtige Rolle spielen. Sie verhindern einen Anstieg des Energieverbrauchs, der ohne sie auf Grund des zunächst weiter zunehmenden Verkehrsaufkommens [10] zu erwarten wäre. Der mittlere spezifische Treibstoffverbrauch der Pkw's in Deutschland hat sich von 1990 bis 2003 von 9,4 auf 8,0 Liter pro 100 km herunterbringen lassen [11]. Es darf damit gerechnet werden, dass sich dieser Trend fortsetzt. Bleibt es bei dieser Absenkungsrate, kann für 2020 mit einem Verbrauch von 6,5 l/100 km gerechnet werden.

- *Biokraftstoffe* werden bis 2010 nur als Beimischungen von bis zu 5% Bioethanol/Biodiesel zum Kraftstoff in Erscheinung treten und könnten im Jahr 2010 den angestrebten Marktan-

teil von 5,75 % erreichen. Ab 2010 werden *synthetische Kraftstoffe aus Biomasse (BTL)* die konventionellen Biokraftstoffe mehr und mehr verdrängen. Insgesamt können Biokraftstoffe bis zum Jahr 2020 einen Marktanteil von 8% oder mehr erreichen.

- *Erdgas* wird bis 2010 nur einen Marktanteil von 0,5-1% erreichen, hat aber das Potential, bis zum Jahr 2020 einen Anteil wesentlich über 5% zu erzielen (die im EU-Szenario angepeilten 10% erscheinen realistisch). Erdgas kann auf ausgereifte Fahrzeugtechnologien setzen, erfordert aber einen erheblichen Ausbau des Tankstellennetzes und eine breitere Palette an optimierten Erdgasfahrzeugen.

- In geringerem Umfang kann auch *Autogas* (Liquified Petroleum Gas, LPG) einen wachsenden Anteil am alternativen Kraftstoffmarkt gewinnen (im „New proposal 2020“ wird sein Beitrag im Jahr 2020 bei 5% gesehen).

- *Wasserstoff* wird dagegen erst nach 2020 eine größere Bedeutung als alternativer Kraftstoff gewinnen. Bis 2020 wird sein Anteil nur auf etwa 2% ansteigen (vgl. reduzierte Prognose im „New proposal 2020“), was jedoch bereits als entscheidende Schwelle für den Beginn einer Marktdurchdringung angesehen wird.

Insgesamt würden alternative Treibstoffe nach dem Szenario der Europäischen Kommission (Tab.1, Spalte 3) im Jahr 2020 europaweit bereits 70 Millionen Tonnen Öl ersetzen [4]. Diese Menge entspräche etwa der gesamten voraussichtlichen EU-Ölproduktion in der Nordsee zu dieser Zeit. Die damit eingesparten CO_2-Emissionen in Höhe von 80 Millionen Tonnen CO_{2eq} entsprächen etwa 10% aller derzeitigen Emissionen im Verkehrsbereich [4].

Um die durch diese Substitution eingesparten CO_2-Emissionen abzuschätzen, müssen die erwarteten Anteile alternativer Kraftstoffe jeweils mit den entsprechenden CO_2-Reduktionspotentialen multipliziert werden. Man erhält dann pro gefahrenen Personenkilometer für 2020 eine Reduktion der CO_2-Emissionen um etwa 10% der derzeitigen Emissionen (dazu tragen Biotreibstoffe 4-6%, Erdgas und Autogas zusammen 3-5% und Wasserstoff 0,5-1% bei). Da man davon ausgeht, dass das Verkehrsaufkommen in Deutschland in den nächsten Jahren zunächst noch weiter zunimmt, ehe es dann ab etwa 2010 leicht zurückgeht [10], werden die durch den Personenverkehr erzeugten Gesamt-CO_2-Emissionen zunächst nur langsam zurückgehen. Bis zum Jahr 2020 kann man dann aber mit einer jährlichen Reduktion der Gesamt-CO_2-Emissionen von etwa 8% (10%-(8x0,5%-10x0,2%)) der Werte von 2002 rechnen. Dies entspräche einer Reduktion um etwa 20 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr (8% von 878 x 0,283 Mt CO_2 im Jahr 2002).

Als Hinweis darauf, dass die oben genannten Minderungsziele nicht nur Wunschvorstellungen sind, ist die „ACEA-Selbstverpflichtung“ [12] der europäischen Automobilindustrie (ACEA) zu werten. In ihr haben sich die Automobilhersteller gegenüber der Europäischen Kommission verpflichtet, die CO_2-Emissionen von Neuwagen von 185g/km im Jahr 1995 bis zum Jahr 2008 um 25% auf 140g/km zu reduzieren (s. Abb.3), mit einem Zwischenziel von 165-170g/km im Jahr 2003. Das aktuelle Monitoring-Ergebnis für 2003 liegt bei 165 g/km, das heißt die EU-Automobilindustrie befindet sich auf dem zugesagten Minderungspfad.

Abb. 3: Freiwillige Selbstverpflichtung der Europäischen Automobilhersteller (nach [7])

Neben den bisher diskutierten Einsparmöglichkeiten durch neue Treibstoffe und verbesserte Motoren liegt ein gewisses Sparpotential auch beim individuellen Fahrverhalten. Hierher gehören ökonomisches Fahren und, als drastischste Maßnahme, allgemeine Geschwindigkeitsbeschränkungen. Eine Studie zeigt [13], dass in Deutschland eine Begrenzung der Geschwindigkeit auf 100 km/h auf Autobahnen und 80 km/h auf Landstraßen den Treibstoffverbrauch privater Personenkraftwagen um 4,8% reduzieren könnte.

Zusammenfassend ergibt sich, dass im Verkehrsbereich bei großer Anstrengung durch schrittweise Einführung alternativer Treibstoffe und neuer innovativer Antriebskonzepte bis zum Jahr 2020 pro gefahrenen Personenkilometer gegenüber der heutigen Situation jährlich etwa 10% an CO_2-Emissionen eingespart werden könnten. Da der spezifische CO_2-Einspareffekt mit dem zunächst noch weiter ansteigenden Verkehrsaufkommen verrechnet werden muss, wird es über die nächsten Jahre nur langsam zu einer Verringerung der CO_2-Emissionsmengen kommen. Bis zum Jahr 2020 kann dann aber mit einer jährlichen Gesamt-CO_2-Reduktion von etwa 8% gegenüber dem Stand von 2002, das heißt mit einer Reduktion um etwa 20 Millionen Tonnen CO_2 pro Jahr gerechnet werden.

Anmerkungen und Literatur

[1] Statistisches Bundesamt: Verkehr und Umwelt, Umweltökonomische Gesamtrechnung 2004; Wiesbaden 2004

[2] *Fortschrittsbericht 2004 – Perspektiven für Deutschland*, herausgegeben von der Bundesregierung, Oktober 2004

[3] *Market Development of Alternative Fuels*, Report of the Alternative Fuels Contact Group, 2003, http://europa.eu.int/comm/energy_transport/en/enviren.html

[4] F. Söldner, *Alternative Treibstoffe zur Sicherung von Energieversorgung und Umwelt*, in: *Perspektiven für die Energie der Zukunft*, Deutsche Physikalische Gesellschaft – Arbeitskreis Energie (13 Vorträge der Münchner Tagung, 2004), S. 169-185

[5] Mitteilung der Europäischen Kommission, Europäische Verkehrspolitik für 2010: Zeit zu entscheiden, KOM(2001) 370.

[6] Mitteilung der Europäischen Kommission, *Alternative Treibstoffe im Straßenverkehrssektor und Maßnahmen zur Förderung des Gebrauchs von Biotreibstoffen*, KOM(2001) 547.

[7] F. Seyfried, *Potentiale synthetischer Kraftstoffe für die Mobilität der Zukunft*, AKE-Vortrag bei der DPG-Tagung 2005 in Berlin (Tagungsband in Vorbereitung)

[8] *Well-to-Wheels Analysis of Future Automotive Fuels and Power Trains in the European Context*, CONCAWE/EUCAR/JRC, http://ies.jrc.cec.eu.int/Download/eh/

[9] *Perspektiven für Deutschland – Unsere Strategie für eine nachhaltige Entwicklung – Fortschrittsbericht 2004*, Berlin 2004, S. 170-196

[10] Der *Energiereport IV* rechnet für Deutschland in dem Zeitraum 2000-2010 mit einem jährlichen Anstieg der gefahrenen Personenkilometer von 0,5% und erst im Zeitraum 2010-2020 mit einem leichten Rückgang um 0,2% pro Jahr.
Energiereport IV – Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030 – Energiewirtschaftliche Referenzprognose (Kurzfassung), Untersuchung im Auftrag des BMWA durchgeführt vom Energiewirtschaftlichen Institut an der Universität Köln (EWI) und der Prognos AG, April 2005, S. IX

[11] Bundestagsdrucksache 15/3740, Antwort der Bundesregierung zu *Auswirkungen des weltweiten Energie- und Ressourcenbedarfs auf die globale Klimaentwicklung*, Ziffer 30.

[12] wie [2], S. 100

[13] *The Efficiency of Measures to Reduce Petroleum Consumption in the Concept of Supply Constraints*, Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW), im Auftrag des BMfW, 1996

8 Kernenergie

1. Stand der Kernenergienutzung in Deutschland

Die Kernenergie ist in Deutschland unverändert die wichtigste Primärenergie für die Stromerzeugung. Mit einem Versorgungsanteil von 27,5% an der gesamten Brutto-Stromerzeugung von 606,5 Mrd. kWh lag sie auch 2004 noch vor der Braunkohle mit 26,1%. Derzeit sind 17 Kernkraftwerksblöcke mit einer installierten Nettoleistung von 20.303 Megawatt in Betrieb. Im Jahre 2004 produzierten sie – noch unter Beteiligung der im Mai 2005 endgültig stillgelegten Anlage Obrigheim – zusammen 167,1 Mrd. kWh. Trotz der Stillegung des Kernkraftwerks Stade im November 2003 lag die nukleare Stromerzeugung um gut 1% höher als im Vorjahr. Wegen ihrer niedrigen Brennstoffkosten werden Kernkraftwerke in der Grundlast eingesetzt und decken diese etwa zur Hälfte ab.

Mit ihren niedrigen Stromerzeugungskosten und ihrer hohen Zuverlässigkeit (durchschnittliche Verfügbarkeit ca. 90%) entsprechen die deutschen Kernkraftwerke den bei ihrer Entwicklung in sie gesetzten Erwartungen, nämlich kostengünstige Ergänzung der von den Ressourcen her begrenzten fossilen Energieträger und Steigerung der Versorgungssicherheit. Im Laufe der Zeit wurde man sich bewusst, dass die Kernkraft auch unter den erst später in den Vordergrund getretenen Anforderungen der Umweltfreundlichkeit und des Klimaschutzes positiv zu bewerten ist. Kernkraftwerke erzeugen Strom praktisch CO_2-frei und tragen damit zum Klimaschutz bei. Gerade bei Grundlastkraftwerken, die nahezu das ganze Jahr mit voller Leistung in Betrieb sind, fällt diese Eigenschaft ins Gewicht. Hätte man seinerzeit Kohlekraftwerke statt der Kernkraftwerke gebaut und würde mit diesen dieselbe jährliche Strommenge erzeugt, so wären die CO_2-Emissionen in Deutschland um ca. 160 Mio. Tonnen pro Jahr höher.

Würde man sie heute durch moderne fossil befeuerte Kraftwerke ersetzen, deren Charakteristiken den in Kapitel 3 beschriebenen entsprechen, so würden die CO_2-Emissionen immer noch um 100–120 Mio. Tonnen ansteigen (der höhere Wert gilt für Beibehaltung des heutigen Mixes an fossilen Brennstoffen, der niedrigere Wert für eine Verdopplung des Erdgasanteils an der fossilen Stromerzeugung von heute 16% auf 32%).

Der Beitrag der Kernkraftwerke zum Klimaschutz ist seit dem Basisjahr 1990 sogar noch um etwa 10% gestiegen, denn ihre jetzige Stromerzeugung liegt um diesen Prozentsatz höher als 1990.

Während die Entwicklung und Nutzung der Kernenergie anfangs von einer breiten politischen und gesellschaftlichen Zustimmung getragen wurde, wurde sie im Laufe der 1970er Jahre, und vor allem seit dem Reaktorunfall in Tschernobyl 1986, immer mehr zu einem kontroversen Thema.

Die Bundesregierung verfolgt seit 1998 eine Politik des schrittweisen Ausstiegs aus der Kernenergie. Sie führt an, die Kernenergie sei wegen der technischen Risiken, der ungesicherten Entsorgung und der Proliferationsgefahr auf Dauer nicht zu verantworten; überdies ließen die Uranreserven einen langfristigen Einsatz der Kernenergie nicht zu.

Die Bundesregierung hat deshalb im Jahr 2000 mit der Stromwirtschaft eine Laufzeitbegrenzung der bestehenden Kernkraftwerke ausgehandelt, ausgedrückt in einer Reststrommenge, die für jedes einzelne Kernkraftwerk seinem Alter entsprechend festgelegt wurde und nach deren Ausschöpfung die Betriebsgenehmigung erlischt [1]. Bei diesem Kompromiss wurden die Reststrommengen auf der Basis einer ausgehandelten Gesamtlebensdauer eines jeden Kernkraftwerks von 32 Jahren berechnet und in einer 2002 in Kraft getretenen Novelle des Atomgesetzes festgeschrieben.

Abb. 1: Laufzeiten der deutschen Kernkraftwerke gemäß vereinbarten Reststrommengen

Bis jetzt sind im Zuge der Ausstiegspolitik nur die relativ kleinen Kernkraftwerke Stade (672 MW, November 2003) und Obrigheim (340 MW, Mai 2005) abgeschaltet worden. Etwa vom Jahr 2008 an steht, entsprechend der Altersstruktur der Anlagen, die Abschaltung großer Einheiten an. Bald nach dem Jahr 2020 müssen auch die jüngsten Kernkraftwerke ihren Betrieb einstellen, wenn es nicht zu einer Änderung der jetzigen Befristung kommt.

2. Beitrag der Kernenergie zum Klimaschutz in mittelfristiger Sicht (bis 2020)

Die derzeitige Beschlusslage der deutschen Politik würde also zu einer Beendigung der nuklearen Stromerzeugung in Deutschland bis ca. 2020 führen. Wie in anderen Kapiteln gezeigt wird, kann die Kernkraft in diesem Zeitraum bestenfalls zu einem kleinen Teil durch zusätzliche regenerative Energie ersetzt oder durch verstärkte Einsparung ausgeglichen werden. Daher ist es notwendig zu prüfen, ob und ggf. in welchem Ausmaß die Kernenergie in Deutschland noch für einen längeren Zeitraum einen Beitrag zur CO_2-freien Stromversorgung leisten kann. Grundsätz-

lich kommen dafür sowohl eine Verlängerung der Laufzeit der Kernkraftwerke als auch der Bau neuer Kernkraftwerke in Frage.

Es ist hier nicht der Ort für eine Evaluierung der Kernenergie oder etwa, "für" oder "gegen" sie "Stellung zu beziehen". Die Option des Baus neuer Kernkraftwerke soll hier nicht diskutiert werden, zumal auf absehbare Zeit von keiner Seite entsprechende Investitionsentscheidungen angestrebt werden.

Inwieweit eine Laufzeitverlängerung für die bestehenden Kernkraftwerke eine realistische Option darstellt, verdient eine nähere Untersuchung. Hierzu sollen die oben genannten Einwände gegen die Kernenergie auf ihre Relevanz für eine Entscheidung über die (Wieder-) Zulassung längerer Betriebszeiten der bestehenden Kernkraftwerke überprüft und zusätzliche Kriterien betrachtet werden:

Reaktorsicherheit

Die in der Verständigung der Bundesregierung mit der Stromwirtschaft festgelegte Laufzeitbefristung liegt deutlich unter der technischen Lebensdauer der Anlagen. Einschlägige Untersuchungen haben ergeben, dass die für die Lebensdauer maßgebliche Komponente, der Reaktordruckbehälter, bei den meisten deutschen Kernkraftwerken mindestens 50 Jahre und zum Teil weitaus länger ohne Sicherheitseinbußen betrieben werden kann [2]. Dies deckt sich mit der Einschätzung in anderen Ländern. Beispielsweise haben bislang bereits 32 der 104 Kernkraftwerke in den USA eine Verlängerung der Betriebsgenehmigung von ursprünglich 40 auf 60 Jahre erhalten [3]. In der Schweiz werden Ersatzkapazitäten für Beznau 1 und 2 und Mühleberg für etwa das Jahr 2020 geplant, wenn die Anlagen um die 50 Jahre alt sind.

Deutsche Kernkraftwerke weisen nicht nur im internationalen Vergleich seit jeher ein besonders hohes Sicherheitsniveau auf, vielmehr hat sich das Sicherheitsniveau im Laufe der Jahre sogar noch weiter verbessert, wie man an der immer besseren Verfügbarkeit der Anlagen und der immer geringeren Anzahl von Sicherheitsabschaltungen ablesen kann. Die sicherheitstechnische Bedeutung meldepflichtiger Ereignisse liegt unverändert niedrig.

Vom Standpunkt der Sicherheit ist gegen ein Weiterlaufenlassen nichts einzuwenden.

Endlager

Bei einer verlängerten Laufzeit werden zusätzliche Mengen an radioaktiven Abfällen anfallen. Bei den hochaktiven, wärmeentwickelnden Abfällen sind die Mengen proportional zu den Betriebsjahren bzw. dem verbrauchten Kernbrennstoff, bei den schwach- und mittelaktiven, nicht Wärme entwickelnden Abfällen sind die Zusatzmengen weit unterproportional, da die beim Rückbau der Anlagen anfallenden Abfallmengen, die einen wesentlichen Teil der erforderlichen Endlagerkapa-

zitäten ausmachen, unverändert bleiben. Diese Zusatzmengen stellen keine Veränderung der Qualität des Entsorgungsproblems dar, da die Volumenfrage von untergeordneter Bedeutung ist.

Deutschland verfügt im internationalen Vergleich über ein weit vorangeschrittenes Gesamtkonzept für die Entsorgung und geht über die Anforderungen der meisten anderen Länder hinaus, indem es auch für nicht wärmeentwickelnde Abfälle ein geologisches Tieflager vorsieht. Dieses, der Schacht Konrad, ist nach einem zwanzigjährigen Planfeststellungsverfahren im Jahr 2002 genehmigt worden, jedoch ist die Genehmigung noch nicht vollziehbar, da sie beklagt ist und die Regierung nicht die sofortige Vollziehbarkeit angeordnet hat. Es ist sehr bedauerlich, dass die schon weit fortgeschrittene Erkundung des Salzstocks Gorleben, des Kandidaten für die Endlagerung von hochaktivem, wärmeentwickelndem Abfall und verbrauchten Brennelementen, seit Oktober 2000 unterbrochen ist. Andernfalls hätten wir heute bereits ein endgültiges – höchst wahrscheinlich positives – Urteil über die Eignung von Gorleben. Denn aus der bisherigen Erkundung des Salzstockes gibt er keine geologischen Erkenntnisse, die gegen eine Eignung sprechen Dies hat die Bundesregierung in der Vereinbarung vom Juni 2000 mit den Energieversorgungsunternehmen bestätigt [4]. Unabhängig von Entscheidungen über die künftige Rolle der Kernenergie in der deutschen Stromversorgung ist zu fordern, dass die Endlagersuche und –genehmigung zügig vorangetrieben wird, damit die Lösung des Entsorgungsproblems nicht an die nächste Generation weitergereicht wird. Die Schaffung von Endlagern, wofür nach dem Atomgesetz die Bundesregierung verantwortlich ist, stellt kein unlösbares Problem dar, verlangt aber politisches Handeln.

Jedenfalls ist vom Standpunkt der Abfallbeseitigung gegen eine Laufzeitverlängerung nichts einzuwenden.

Uranvorräte

Uran ist kein seltenes Mineral. Aussagen, das Uran reiche nur noch für 40 (oder 50) Jahre, beruhen auf einer Verwechslung der heute bekannten Reserven mit dem insgesamt auf der Welt wirtschaftlich nutzbaren Uran. Erstens gibt es sehr viel mehr Uran, als man bisher gesucht und gefunden hat, zweitens lässt sich ein großer Teil des heute nicht als „Reserven“ eingestuften Urans trotz höherer Gewinnungskosten wirtschaftlich nutzen, da die Urankosten nur einen geringen Teil (5–10%) der Stromerzeugungskosten in Kernkraftwerken ausmachen. Uranvorkommen werden nach drei Gewinnungskosten-Kategorien erfasst. Die bekannten gesicherten und geschätzten zusätzlichen Uranvorkommen in den beiden unteren Kostenkategorien (bis 80 US-$/kg Uran) belaufen sich nach Angaben der Nuclear Energy Agency (NEA) der OECD auf 3,2 Mio. t bzw. das 47fache des heutigen Jahresbedarfs [5].

Eine intensive Prospektion fand nur zwischen 1970 und 1985 statt, und zwar mit einem jährlichen Aufwand, der nur einen geringen Bruchteil der Investitionen in die Suche nach anderen Energierohstoffen wie z. B. Erdöl ausmachte. Der Bau von Kernkraftwerken nahm seit den 1980er Jahren stark ab, und damit blieb die Nachfrage nach Uran weit hinter den Erwartungen zurück. Daraufhin verfiel der Uranpreis, zumal hohe zivile Lagerbestände und Uran aus der Abrüstung von Atomwaffen auf den Markt drängten. Als Folge wurde die Uransuche fast gänzlich eingestellt und

verschiedene Uranminen wurden geschlossen. In den letzten beiden Jahren haben sich die Uranpreise wieder etwas erholt, die Reaktivierung einiger Minen wird vorbereitet; bei steigenden Uranpreisen wird auch die Suche nach neuen Lagerstätten intensiviert werden, sodass die bekannten Reserven weiter zunehmen werden.

Bezüglich der gesicherten Uranreserven liegt Australien an erster Stelle, gefolgt von Kasachstan, den USA, Kanada und Südafrika. Über 60 Prozent der Reserven liegen in OECD-Ländern [6]. Diese geografische Verteilung gewährleistet hohe Versorgungssicherheit.

Von Seiten der Uranversorgung besteht kein Hindernis für eine Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke.

Proliferationsgefahr

Verschiedene Entwicklungen der letzten Jahre geben Anlass zu Besorgnis hinsichtlich der Weiterverbreitung von Atomwaffen und von entsprechendem Know-how. Die Verhinderung der Weiterverbreiterung bleibt eine wichtige Aufgabe der internationalen Politik.

In Deutschland unterliegen alle kerntechnischen Aktivitäten den Safeguards von Euratom und der IAEA, alle Nuklearexporte unterliegen den Regelungen des Außenwirtschaftsgesetzes. Damit sind hohe Barrieren gegen eine Abzweigung von spaltbarem Material und sensiblem Know-how gegeben.

Aufrechterhaltung der kerntechnischen Kompetenz

Neben dem technischen Zustand der Anlagen ist die Sicherheit einer Anlage abhängig von der Kompetenz des Betriebspersonals und der aufsichtsführenden Behörden sowie der von ihnen beauftragten Beratungsgremien und unabhängigen Gutachter. Wir befinden uns gegenwärtig mitten in einem einschneidenden Generationswechsel. Es kommt also darauf an, dass an allen beteiligten Stellen kompetentes Nachwuchspersonal rechtzeitig ausgebildet und eingestellt wird und dass das jahrzehntelange Erfahrungswissen an die Nachwuchskräfte weitergegeben wird. Eine Voraussetzung hierfür ist die Aufrechterhaltung von Forschung und Lehre in den einschlägigen Fachgebieten. Da das Problem die Betreiber wie die Stellen der atomrechtlichen Aufsicht in Bund und Ländern sowie die für sie tätigen Gutachter-Organisationen gleichermaßen betrifft, ist dies eine Aufgabe, die von den betreffenden Stellen gemeinsam bewältigt werden muss.

Kompatibilität mit der Ausstiegspolitik

Die Bundesregierung sieht die geordnete Beendigung der Stromerzeugung aus Kernenergie nicht als isoliertes Ziel, sondern als Bestandteil einer als Energiewende bezeichneten Politik. In den letzten Jahren hat sich herausgestellt, dass sich der Ausbau der regenerativen Energien und der Kraft-Wärme-Kopplung nicht so rasch verwirklichen lässt wie erwartet. Insbesondere hat die Nut-

zung von Offshore-Windkraftanlagen einen höheren Zeitbedarf zur Überwindung spezifischer technischer Probleme (siehe Kapitel 5). Dementsprechend gibt es auch aus dem Lager der Hersteller von Windkraftanlagen die Forderung, die Kernkraftwerke noch acht bis zehn Jahre länger laufen zu lassen, damit die Offshore-Technik ausreifen kann [7]. Denn es wird befürchtet, dass andernfalls der bevorstehende Boom im Kraftwerksbau zum Ersatz alter fossiler und nuklearer Kraftwerke an der Windkraft vorbeigeht und die Struktur des Kraftwerksparks als Folge davon auf lange Zeit festgeschrieben wird.

Vor diesem Hintergrund könnte eine Laufzeitverlängerung der Kernkraftwerke durchaus im Sinne der Energiewende-Politik der Bundesregierung sein.

3. Schlussfolgerungen

Die Kernkraftwerke leisten einen Beitrag zum Klimaschutz, der mittelfristig allenfalls zu einem kleinen Teil durch andere CO_2-freie Energieträger übernommen werden kann. Daher ist zu empfehlen, die Kernkraftwerke länger laufen zu lassen, als bislang vorgesehen. Sie können ihren Beitrag zum Klimaschutz für eine begrenzte Zeit weiter erbringen, ohne dass Sicherheitseinbussen in Kauf genommen werden müssen. Auch aus Sicht der Uranversorgung bestehen keine Bedenken, und das Entsorgungsproblem würde dadurch nicht wesentlich verschärft. Das Proliferationsproblem bliebe unverändert. Allerdings sind Maßnahmen erforderlich, um die kerntechnische Kompetenz in der für den Betrieb notwendigen Infrastruktur einschließlich der Aufsichtsbehörden und unabhängigen Gutachter aufrecht zu erhalten und dem internationalen Stand entsprechend weiterzuentwickeln. Unabhängig von der Frage einer Laufzeitverlängerung für Kernkraftwerke ist zu fordern, dass die Schaffung von Endlagern zügig zu Ende geführt wird.

Anmerkungen und Literatur

[1] Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000 (http://www.bmu.de/atomenergie/doc/4497.php)

[2] Manfred Erve, *Bewährung des Werkstoffkonzeptes im Betrieb von Kernkraftwerken und zukünftige Herausforderungen an die Werkstoffe*. 9. Werkstofftagung der TU Graz (Verarbeitungs- und Gebrauchseigenschaften von Werkstoffen – Heute und morgen), Graz 19. November 2004

[3] Nuclear Energy Institute (USA), Newsroom/License Renewal (http://www.nei.org/index.asp?catnum=3&catid=14)

[4] Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14.Juni 2000, Anlage 4 (http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/atomkonsenskonsens_anlagen.pdf)

[5] *Uranium Resources, Production and Demand*. OECD-NEA, Paris 2003

[6] *Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002*. Bundesanstalt für Geowisenschaften und Rohstoffe (BGR), Hannover 2003 (S. 227)

[7] Fritz Vahrenholt, Repower Systems AG, in zahlreichen Artikeln und Interviews, z. B. *Wir müssen uns Zeit kaufen*, Der Tagesspiegel, 05.06.2005

9 Fossile Kraftwerke mit CO_2-Sequestrierung

1. Das Problem

An der sehr hohen Wahrscheinlichkeit einer weltweiten Klimaänderung bei weiter anwachsendem Energieverbrauch und dem damit verbundenen CO_2-Ausstoß gibt es leider immer weniger ernsthafte Zweifel, und eine langfristige Abkehr von den fossilen Brennstoffen ist bereits wegen des Ressourcenproblems auf Dauer unvermeidlich. Viele Analysten und wissenschaftliche Beiräte (z.B. WBGU) und auch die Vertreter der einschlägigen Industrie meinen jedoch, dass eine Abkehr von fossilen Brennstoffen und ein Umstieg auf nachhaltige Energiequellen sich nicht zeitgerecht realisieren lasse, so dass ein längerer und sogar noch verstärkter Einsatz von fossilen Brennstoffen unvermeidlich sei. Dies gelte umso mehr, als ein großer Teil der Weltbevölkerung einen berechtigten und daher nicht verweigerbaren Nachholbedarf am Einsatz von Energieträgern habe. Es stelle sich daher unausweichlich das Problem: Wie kann der Einsatz von fossilen Brennstoffen in Verkehr, Wärmeerzeugung und in Kraftwerken fortgesetzt werden und wie kann gleichzeitig durch entsprechende nachgeschaltete Maßnahmen dafür gesorgt werden, dass die Beeinflussung des Klimas unter vorgegebenen Grenzen bleibt?

Hier hat sich insbesondere für den Einsatz in zentralen Kraftwerken und großen industriellen Anlagen eine Möglichkeit ergeben, das bei der Verbrennung entstehende CO_2 zu relativ günstigen Kosten abzuscheiden, für den Transport zu konditionieren und in geeigneten unterirdischen Lagern langfristig sicher zu speichern. Dieses unter dem Zauberwort „Carbon Capture and Storage (CCS)“ bekannte Verfahren, das bereits vor vielen Jahren als „exotischer“ Gedankengang diskutiert wurde, hat inzwischen einen gedanklichen und planerischen Reifegrad erreicht, der es als eine bevorzugte, da relativ kostengünstige Handlungsoption zur Vermeidung eines drohenden Klimawandels ausweist.

Das technische Problem besteht also darin, das CO_2 abzuscheiden (Abschnitt 2), für den Transport zu konditionieren, zu transportieren und es schlussendlich langfristig sicher abzuspeichern (Abschnitt 3). Eine Bewertung der CO_2-Sequestrierung (Abschnitt 4) beschließt die Überlegungen, die sich im Wesentlichen auf die zusammenfassenden Darstellungen in [1], [2] und [3] stützen.

2. Die Abscheidung von CO_2

In der Verfahrenskette Abscheidung – Transport – Speicherung ist die Abscheidung der kostenträchtigste und bisher am wenigsten etablierte Prozess, wahrscheinlich werden jedoch auch für diesen innerhalb eines Jahrzehnts großtechnische Demonstrationskraftwerke gebaut werden.

Zur Abscheidung von CO_2 lassen sich folgende technische Optionen unterscheiden (siehe Übersicht in Abb.1):
(1) Verfahren zur Abscheidung nach der Verbrennung (post-combustion capture),
(2) Verfahren zum Abtrennen des CO_2 vor der Verbrennung (pre-combustion capture), und

(3) Oxyfuel-Verfahren, bei denen die Verbrennung nicht mit Luft, sondern mit weitgehend reinem Sauerstoff stattfindet und das Abgas daher bis auf den noch abzuscheidenden Wasserdampf weitgehend aus CO_2 besteht.

Abb. 1: Die drei wesentlichen Optionen zur CO_2-Abscheidung bei Kraftwerken (Abb.2.1 aus [1])

Allen Verfahren ist gemeinsam, dass das CO_2 nach der Anreicherung noch dehydriert und für den Transport komprimiert werden muss. Für eine ausführliche Beschreibung der einzelnen Verfahren und Verfahrensschritte sei auf die Literatur verwiesen ([1] – [5]). Im Folgenden sollen nur einige wichtige Punkte hervorgehoben werden.

2.1 'Post-combustion'-Abscheidung

Bei der 'Post-combustion'-Abscheidung (oberer Teil von Abb. 1) muss das CO_2 aus dem Rauchgas entfernt werden. Die Abtrennung eines gasförmigen Bestandteils aus dem Rauchgas ist zwar im Rahmen der Umweltschutztechnik ein altbekannter Verfahrensschritt – man denke etwa an die Abscheidung von SO_2 oder NO_x im Rahmen des normalen Kraftwerksbetriebes –, aber die Abtrennung von CO_2 führt zu einem bis zu etwa zwei Größenordnungen höheren Massestrom. Es werden verschiedene Abscheidungsprinzipien erwogen, die sich auf die Absorption (chemisch und physikalisch), die Adsorption, die Verflüssigung und auf Membranverfahren stützen. Zu den im kleineren Maßstab kommerziell bereits verfügbaren Technologien gehört die CO_2-Abscheidung als chemische Absorption in einer wässrigen Aminlösung. Mit wässrigen Lösungen von Alkanoaminen wie beispielsweise Monoethanolamin (MEA), Diethanolamin (DEA) und Methyldiethanolamin (MDEA) sind Absorbentien kommerziell verfügbar, die für eine Rückgewinnung des CO_2 bei relativ niedriger Konzentration und atmosphärischem Druck aktiv genug sind.

In Abb. 2 ist das Anlagenschema eines Kraftwerks mit nachgeschalteter Abscheidung des CO_2 aus dem Rauchgas angegeben. Man beachte, dass es vorteilhaft ist, einen gesonderten SO_2-Wäscher vorzuschalten, da SO_x mit den MEA basierten Absorbentien eine irreversible Verbindung eingeht und somit zu einem ständigen Verlust des Absorbermaterials führen würde. Die mit CO_2 beladenen MEA-basierten Absorbentien können hingegen thermisch

regeneriert werden, wozu eine Prozesswärme von etwa 3-4 GJ/Tonne CO_2 erforderlich ist. Diese Regenerationswärme wird dem Prozessdampf am Ausgang der auf die Zwischenüberhitzung folgenden Mitteldruckturbine entnommen und führt zu einer erheblichen Einbuße an Wirkungsgrad.

Abb. 2: Anlagenschema eines Kraftwerkes mit SO_2- und CO_2-Rauchgaswäsche und Dampfabzapfung zur Regeneration des Lösemittels (Abb. 2.3 aus [1])

Der große Vorteil der 'Post-combustion'-Abscheidung besteht darin, dass sie im Vergleich zu den anderen Verfahren nur geringfügig in den Kraftwerksprozess eingreift und sich daher auch am ehesten zur Nachrüstung bestehender Kraftwerke eignet.

2.2 'Pre-combustion'-Abscheidung

Bei der 'Pre-combustion'-Abscheidung (mittlerer Teil von Abb. 1) wird der Brennstoff Kohle zunächst vergast (Integrated Gasification Combined Cycle (IGCC)-Kraftwerk) und das hierbei gebildete CO mit Wasserdampf zu H_2 und CO_2 reformiert:

$$CO + H_2O \rightarrow CO_2 + H_2 + 41 \text{ kJ/mol}$$

Diese Reaktion ist seit langem als “Wassergas Reaktion“ oder „CO-shift“ bekannt. Das CO_2 kann dabei durch physikalische Absorption in höherer Konzentration (ca. 30 Vol % des gesamten Prozessgases) und unter hohem Druck (20-30 bar) aus dem Brenngas entfernt werden. In Zukunft wird es auch möglich sein, den Wasserstoff aus dem CO_2-H_2 Gemisch durch Membranen herauszutrennen. Der Wasserstoff wird dann einer Gasturbine zugeführt und das CO_2 für den Transport zum Speicherort verflüssigt. Das gesamte Verfahren ist in Abb. 3 dargestellt [5].

Es gibt bzw. gab erst wenige nach dem IGCC-Konzept arbeitende Kohlevergasungs-Demonstrationskraftwerke. Der wirtschaftliche Durchbruch wurde bisher wegen mangelnder Verfügbarkeit und hoher Investitionskosten, die aufgrund der Komplexität des Prozesses verständlich sind, noch nicht geschafft. Für die Zwecke des CO_2-Managements wäre der IGCC-Prozess jedoch gut geeignet, da die CO_2-Abscheidung bei höherer Konzentration und unter höherem Druck grundsätzlich mit einem geringeren Prozess- und Energieaufwand durchführbar ist.

Abb. 3: CO_2-Abscheidung im Brenngas im Rahmen eines Kohlevergasungs-Kraftwerks (Folie aus [5])

Ein vergleichbarer Prozess kann auch mit Erdgas durchgeführt werden, wobei die Kohlevergasung durch eine Reformierung des CH_4 zu Synthesegas, einem Gemisch von H_2 und CO, ersetzt wird.

2.3 OxyFuel-Verbrennung

Bei den OxyFuel-Verfahren wird der Stickstoff aus der Verbrennungsluft entfernt. Da eine Verbrennung in reinem Sauerstoff zu viel zu hohen Verbrennungstemperaturen führen würde, wird ein Teil des Abgases zurückgeführt und ersetzt somit den Luftstickstoff. Das abzuführende Abgas besteht im Wesentlichen nur noch aus CO_2, nachdem der Wasserdampf auskondensiert und Verunreinigungen wie SOx, NOx und Staub abgeschieden wurden. Abbildung 4 zeigt das Schema einer derartigen OxyFuel-Kohleanlage.

Abb. 4: Prinzip der Verbrennung mit O_2 und rezyklisiertem CO_2, angewendet auf Kohle (Abb. 2.5 aus [1])

Die Luftverflüssigung für die Bereitstellung des Sauerstoffes wird zwar bereits im großtechnischen Maßstab bis etwa 5000 Tonnen O_2/Tag, die dem Verbrauch eines 300 MW_e Kohlekraftwerks entsprechen, eingesetzt. Das große Problem derartiger Anlagen besteht jedoch in dem hohen energetischen Aufwand von etwa 250-270 kWh/Tonne O_2, der mit zunehmenden Reinheitsanforderungen noch ansteigt.

2.4 Weitere Verfahren und Verflüssigung des CO_2 für den Transport

Außer den oben genannten Verfahren zur CO_2-Abscheidung sind noch viele weitere Vorschläge unterbreitet worden, die jedoch weniger weit entwickelt sind. Eine Übersicht über derartige, oft sehr kreative Überlegungen findet sich im VGB-Report [1].

Bei allen Verfahren muss das gasförmige CO_2 nach der Abscheidung transportfähig konditioniert werden. Da sein kritischer Punkt bei ca. 31°C und 73 bar liegt, wird das CO_2 in den superkritischen Zustand gebracht und kann dann in Pipelines oder Tankern transportiert werden. Der hierzu erforderliche Energieaufwand ist, wie im nächsten Abschnitt gezeigt wird, erheblich und ergibt für sich genommen bereits eine Einbuße am elektrischen Wirkungsgrad des Kraftwerkes von 3 bis 4 Prozentpunkten.

2.5 Vorstellungen über Kosten und Stromeinbußen

Insgesamt kann man als Ergebnis der vorhergehenden Abschnitte feststellen, dass

- es einerseits auf bestehenden Technologien aufbauende Verfahren wie beispielsweise die Rauchgaswäsche mit Aminen gibt, die zwar noch in großem Maßstab umgesetzt, aber im Kern nur noch relativ wenig weiter entwickelt werden müssen, und
- andererseits eine Vielzahl von Verfahren mit günstigeren Aussichten bezüglich Energieeinbußen und Investitionskosten vorhanden sind, die sich noch im Entwicklungs- oder erst im Forschungsstadium befinden.

Für viele der oben genannten technischen Prozesse sind die Technologien bereits kommerziell erhältlich, so dass für die Realisierung in naher Zukunft sowohl der energetische Aufwand als auch – allerdings mit deutlich größerer Unsicherheit – die Auswirkungen auf den Strompreis kalkuliert werden können. So wird in dem bereits zitierten VGB-Report [1] folgender Rahmen für die entsprechenden Preise und Wirkungsgradeinbußen angegeben:

- Die Einbußen am elektrischen Wirkungsgrad betragen bei kohlebefeuerten Anlagen **8-13 Prozentpunkte**, und bei gasbefeuerten Anlagen **9-12 Prozentpunkte**, wobei in beiden Fällen 3-4 Prozentpunkte für die Kompression des CO_2-Gases enthalten sind.
- Der Stromerzeugungspreis erhöht sich bei CO_2-Abscheidung einschließlich der Kompression um etwa **1-5 Cent/kWh.**

Zusammenfassend kann man davon ausgehen, dass der beschriebene Pfad der CO_2-Abscheidung gangbar ist und, wenn der für einen erfolgreichen Klimaschutz erwartete Anstieg der Preise für CO_2-Emissionszertifikate stattfindet, bald auch in die Wirtschaftlichkeitszone gelangen wird. Die Vielzahl der darüber hinaus für die Zukunft erwarteten technischen Lösungen lässt außerdem längerfristig eine weitere Verringerung der Kosten und eine Verminderung der Einbußen beim elektrischen Wirkungsgrad der Kraftwerke erwarten.

3. Transport und Speicherung

Nach der Abscheidung muss das CO_2 zum Transport mit Schiff oder über Pipeline verdichtet werden. Hierzu ist ein erheblicher Energieaufwand notwendig, der den Wirkungsgrad des

Kraftwerks um 3-4 Prozentpunkte verschlechtert. Bereits heute gibt es Pipelines für den Transport von CO_2, vor allem in den USA, wobei die Transportkosten mit etwa 1-3 US$ pro Tonne CO_2 und 100 km angegeben werden [6].

Auch im Bereich der Öl- und Gasindustrie, die CO_2 in Offshore-Lagerstätten zur erhöhten Ölproduktion (Enhanced Oil Recovery: EOR) benutzt, liegen umfangreiche Erfahrungen mit dem großtechnischen Transport von CO_2 vor.

Bei den derzeitigen Nutzungsmöglichkeiten von CO_2 könnten die bei der CO_2-Sequestrierung anfallenden Mengen nicht mit einbezogen werden. Es existieren jedoch vielfältige Möglichkeiten für eine langfristige Endlagerung von Kohlendioxyd. Tabelle 1 zeigt eine auf einer Einschätzung in [7] beruhende Übersicht und erste Bewertung des weltweiten Potentials an CO_2-Endlagerstätten.

	Weltweite Kapazität [Gt CO_2]	Sicherheit	Technische Hürden	Rel. Kosten (€/t CO_2)	Bewertung
Öl/Gas Reservoir	100e	gut	hoch	niedrig: 5-10	++
Salzwasser-Aquifere	100e-1000e	möglicherweise gut	mittel	niedrig: 15-20	+
Kohle-schichten	10-100e	wahrscheinlich schlecht	niedrig	niedrig	o
Minen-hohlräume	100e	gut	hoch	hoch	–
Ozean CO_2 Lösung	1000e – 100000e	mittel	mittel	niedrig: ca. 15	o
Tiefsee CO_2 Pool	1000e – 100000e	wahrscheinlich gut	niedrig	hoch: 60-80	–
Aufforstung	10-100e	gut	hoch	niedrig: 5-20	+

Tab. 1: Weltweite Kapazitäten für CO_2-Speicherung (aus [7]). Zum Vergleich: Derzeit werden weltweit insgesamt ca. 25 Gt CO_2 aus fossilen Brennstoffen pro Jahr produziert.

Aus Tabelle 1 kann man ersehen, dass es zwei „riesige“ Speichermöglichkeiten gibt: Die Salzwasser-Aquifere mit einer weltweiten Kapazität von Hunderten bis Tausenden von Gigatonnen CO_2 und eine Verbringung des CO_2 in die Weltmeere, sei es als gelöstes CO_2 oder als Tiefseepool. Die Verbringung in den Ozean ist jedoch nach bisheriger Kenntnis noch keineswegs als gesichert unproblematisch einzustufen, und bisher liegen für dieses Vorhaben bisher auch noch keine Erfahrungen vor. Im Gegensatz hierzu wird die großtechnische Verbringung von CO_2 in Salzwasser-Aquifere bereits von der Firma Statoil im großen Stil in der Nordsee praktiziert. Dort wird seit vielen Jahren im Rahmen der Erdgasgewinnung im Sleipner-Feld das in großen Mengen anfallende CO_2 abgetrennt und an Ort und Stelle in die so genannte Utsira-Formation, die sich in einer Tiefe von ca. 1000m unter dem Nordseeboden erstreckt, eingebracht. In einem Forschungsprogramm werden der Verbleib und die Bewegung des CO_2 in dieser Schicht verfolgt.

Auch in Deutschland gibt es Möglichkeiten zur CO_2-Speicherung. Diese gibt es in erschöpften Gasfeldern, in tiefen salzwasserführenden Aquiferen in den wirtschaftlich nicht abbaubaren Kohleflözen. Auch hier liegt das mit Abstand größte Potential im Bereich der Aquifere. Ein Überblick über die verschiedenen Speichermöglichkeiten in Deutschland ist in Tabelle 2 gegeben.

Option	Speicher-volumen (Gt)	Permea-bilität	Poren-fluid	Deck-schichten	Sicher-heit	CO_2 zur KW-Förderung	Nutzungs-konflikte
Gasfelder	2.56	+	+	+	–	++	–
Aquifere	22.8 – 43.5		–	+	+		–
Kohleflöze	0.37 – 1.67	–	–	–	+	+	–
Ölfelder	0.11		–	+	–	+	
Kohlebergwerke	0.78	+	++	–	– –		– –
Salzbergwerke	0.04	++	++	++	– –		– –

Tab. 2: Überblick über verschiedene Speichermöglichkeiten in Deutschland und deren Bewertung nach ausgewählten qualitativen Kriterien ([6], Tabelle 16)

Die Kosten für Transport und Speicherung werden von der COORETEC-Arbeitsgruppe in Deutschland auf etwa 10-24 € pro Tonne CO_2 geschätzt [6]. Bei einem modernen Kohlekraftwerk entspricht dies etwa einem Aufschlag von 0,8-2 Cents/kWh_{el}.

Insgesamt kann festgestellt werden, dass das gesamte beim Verbrennen der fossilen Brennstoffe anfallende CO_2 unter Umgehung eines Transportes über die Atmosphäre in Endlagern abgespeichert werden könnte. Hierbei sollte man auch beachten, dass aufgrund der natürlichen Verbindung zwischen Atmosphäre und Ozeanen das aus fossilen Brennstoffen freigesetzte CO_2 sowieso nicht auf Dauer in der Atmosphäre verbleiben, sondern zum großen Teil (ca. 85%) letztendlich im Ozean abgelagert würde. Allerdings würde dieser Vorgang wegen der großen Zeitkonstanten von Ozeanströmungen und Durchmischungen der Ozeanschichten viele hundert bis einige tausend Jahre dauern. Die direkte Ablagerung im Ozean oder in geologischen Schichten könnte daher als eine Umgehung des natürlichen CO_2-Pfades über die Atmosphäre angesehen werden. Was das zusätzliche CO_2 letztendlich im Ozean für Schaden anrichtet ist noch nicht bekannt, obwohl sich bereits heute CO_2-bedingte globale Veränderungen im Meerwasser (z.B. eine pH-Wert Erniedrigung) erkennen lassen [8]. Daher wird die Ablagerung des CO_2 im Ozean von vielen grundsätzlich abgelehnt.

4. Erste Pilotanlagen für CO_2-Sequestrierung

Die Entwicklung der technischen Grundlagen für die CO_2-Sequestrierung hat in den letzten Jahren große Fortschritte gemacht. Jetzt stehen die Planung und der Bau von Pilotanlagen an, in denen die verschiedenen Verfahren zur CO_2-Sequestrierung für den großtechnischen Einsatz weiterentwickelt, ihre Vor- und Nachteile miteinander verglichen und die einzelnen Verfahrensschritte optimiert werden können.

Einige Energiekonzerne haben ihre Chance auf diesem Gebiet erkannt und in jüngster Zeit eigene Aktivitäten vorgestellt. Hier zwei Beispiele: Der Konzern Vattenfall hat im Mai dieses Jahres angekündigt [9], dass er in Deutschland am Standort Schwarze Pumpe in Brandenburg die weltweit erste Pilotanlage für ein CO_2-freies Braunkohlekraftwerk nach dem Oxyfuel-Verfahren bauen und im Jahr 2008 in Betrieb nehmen will. Die geplante Pilotanlage mit einer thermischen Leistung von 30 MW soll diese neue Technologie zur Marktreife führen. Ende Juni dieses Jahres hat der Ölkonzern BP die Planung der weltweit ersten großindustriellen Anlage zur Erzeugung CO_2-freien Stromes in Schottland vorgestellt [10]. In der geplanten Anlage soll Naturgas in Wasserstoff und Kohlendioxid verwandelt werden. Mit dem Wasserstoffgas soll dann ein 350 MW Kraftwerk betrieben werden, während das CO_2 in der Nordsee

zunächst zur Erhöhung der Ölproduktion verwendet und dann dort auch endgültig gelagert werden soll. Erste Durchführbarkeitsstudien sind bereits abgeschlossen, jetzt wird an detaillierten Konstruktionsunterlagen zur Überprüfung der Wirtschaftlichkeit des Projekts gearbeitet. Ende 2006 könnte die endgültige Entscheidung zum Bau der Anlage fallen, die dann im Jahr 2009 in Betrieb gehen könnte.

Die Realisierung dieser und ähnlicher Projekte hängt letztlich davon ab, wie sich die Klimaschutzgesetze und besonders auch der Handel mit Emissionsrechten in den nächsten Jahren entwickeln. Fachleute rechnen damit [9, 11], dass sich der Bau und Betrieb solcher Kraftwerke für die Energiekonzerne lohnt, sobald der Preis für die CO_2-Emissionsrechte einen Wert von 20 Euro pro Tonne ausgeschiedenem CO_2 übersteigt (dieser Wert wurde in diesem Jahr bereits zeitweise erreicht).

5. Bewertung der CO_2-Sequestrierung

Zur Bewertung der CO_2-Abscheidung und -Endlagerung kann man feststellen:

- Bei der CO_2-Sequestrierung besteht derzeit eine große und gut begründete Hoffnung, dass es sich bei diesem großtechnischen Verfahren um einen technisch-wirtschaftlich machbaren, ökologisch akzeptablen und daher um einen sehr bedeutenden Beitrag zur Lösung des CO_2-Problems handeln wird.

- Zu Abtrennung, Transport und Einlagerung des CO_2 ist allerdings etwa ein Viertel des vom Ausgangsbrennstoff erzeugten Stromes notwendig. Bei sonst gleichen Verhältnissen wird also die Nutzungsmöglichkeit der fossilen Brennstoffe um eine Drittel reduziert.

- In Anbetracht der Klimaprobleme kann die CO_2-Sequestrierung als einziges Mittel angesehen werden, die vorhandenen fossilen Energieträger überhaupt noch einer Klima-unschädlichen Nutzung zuzuführen. In diesem Sinne erlaubt sie, Zeit zu gewinnen, sowohl für einen langfristigen Übergang zur Solarwirtschaft als auch für einen letztendlichen Ausstieg aus der ebenfalls CO_2-freien Kernenergie, da es aus derzeitiger Sicht nicht möglich erscheint, gleichzeitig auf die Kernenergie zu verzichten und die Nutzung fossiler Energieträger zurückzufahren.

- Nach vielfach geäußerter Einschätzung hat die CO_2-Sequestrierung gute Aussichten, eine der kostengünstigsten Techniken zur CO_2-Vermeidung zu werden. Bei der großen industriepolitischen Bedeutung der CO_2-Sequestrierung ist zu erwarten, dass die Industrie in Forschung und Entwicklung dieses Verfahrens investieren wird.

Abschließend ist festzustellen, dass die CO_2-Sequestrierung eine sehr wichtige und aussichtsreiche Option zur Reduzierung der CO_2-Emissionen darstellt, aber in größerem Maßstab erst nach 2020 zum Einsatz kommen wird und damit in der vorliegenden Studie bei der Bilanzierung der verschiedenen Energie- und CO_2-Einsparpotentiale nicht berücksichtigt zu werden braucht.

Anmerkungen und Literatur:

[1] VGB Powertec, *CO_2 Capture and Storage*, VGB Report on the State of the Art, Essen 2004, erhältlich vom VGB Powertec Service GmbH, Verlag Technisch-Wissenschaftliche Schriften, Postfach 103932, D-45039 Essen; verfügbar über http://www.vgb.org

[2] Zevenhoven, R., Göttlicher G. a.o., Vorlesung (2003) an der TU Helsinki, *Greenhouse gas emission control and CO_2 long-term storage*; Downloads von Folien und Texten:
verfügbar über: http://eny.hut.fi/education/courses/Ene-47_200-2003/Downloads.htm

[3] IPCC WG III, Workshop for Carbon Capture and Storage 2002, Proceedings, Regina, Canada, Nov. 2002; verfügbar über: http://ecn.nl/ps/products/ipcc02/ccs02-pp_pdf

[4] IPCC WG III, *Special Report on CO_2 Capture and Storage*, (under preparation – to be published 2005*)*

[5] Göttlicher, G., *CO_2 Capture From IGCC Power Plants* Vorlesung (2003) an der TU Helsinki, siehe [2]; verfügbar direkt als ppt-Folien und Skriptum .

[6] Bundesminister für Wirtschaft und Arbeit, Bericht der COORETEC-Arbeitsgruppe*, Forschungs- und Entwicklungskonzept für emissionsarme fossilbefeuerte Kraftwerke*, Berlin 2003, ISSN 0342-9288 (BMWA Dokumentation Nr. 527);
verfügbar über: http://www.fz-juelich.de/ptj/projekte/datapool/page/1329/doku527.pdf

[7] Kranzmann, A., *Stromerzeugung ohne CO_2-Ausstoss in die Erdatmosphäre*, Vortrag auf der 67. Jahrestagung der Deutschen Physikalischen Gesellschaft, Berlin 2005; Tagungsband in Vorbereitung (2005); verfügbar über: http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2005-AKE_Berlin/Links_DPG2005.htm

[8] Brewer P., *Experiments on Ocean CO_2 Sequestration*, Vortrag auf der 67. Jahrestagung der Deutschen Physikalischen Gesellschaft, Berlin 2005; Tagungsband in Vorbereitung (2005);
verfügbar über: http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2005-AKE_Berlin/Links_DPG2005.htm

[9] Pressekonferenz der Firma Vattenfall am 26. Mai 2005; z.B. in: CHEMIE.DE Information Service GmbH, Berlin; www.chemie.de/news/d/46247

[10] Pressekonferenz der Firma BP am 30. Juni 2005; berichtet z.B. in: BP Global/Press/BP And Partners Plan Clean Energy Plant in Scotland, Increasing Oil Recovery And Reducing Emissions;
verfügbar über: www.bp.com/genericarticle.do

[11] Strömberg, L., Vattenfall AB, Stockholm, *Fossil fuels without CO_2 emissions – technology and economy*, Vortrag bei der Herbstsitzung des Arbeitskreises Energie, Bad Honnef am 21. 10. 2004;
verfügbar über: http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/AKE2004H/Links_AKE2004H.htm

10 Solarthermische Kraftwerke im Süden

1. Stand der Technik

In solarthermischen Kraftwerken wird die direkte Sonnenstrahlung mittels Spiegeln so stark konzentriert, dass damit ein geeignetes Arbeitsmedium auf hohe Temperaturen erhitzt werden kann (Englisch: Concentrating Solar Power, kurz CSP). Mit der gewonnenen Hochtemperaturwärme wird dann in konventionellen Wärmekraftmaschinen, z. B. Dampf- oder Gasturbinen, Strom erzeugt. Je nach Gestaltung der fokussierenden Spiegel haben sich drei Kraftwerkstypen herauskristallisiert (siehe Abb. 1):

Abb.1: Prinzipien der Solarkonzentration, v.l.n.r.: Solarturm, Parabolrinnen, Paraboloid (nach [1])

Parabolrinnenkraftwerke, bei denen ein Absorberrohr in der Brennlinie eines trogförmigen Paraboloidspiegels liegt, und Paraboloid- und Solarturmkraftwerke, bei denen sich ein nahezu punktförmiger Strahlungsempfänger im Brennpunkt eines Paraboloidspiegels befindet. Die beiden letzteren unterscheiden sich nur in der Größe der verfügbaren Spiegelfläche: Paraboloidkraftwerke benutzen einen einzelnen Spiegel von bis zu 10 Metern Durchmesser und sind entsprechend in ihrer Leistung begrenzt. In Solarturmkraftwerken dagegen lenkt ein Feld von dem Sonnenstand nachgeführten Einzelspiegeln (Heliostatenfeld) die Sonnenstrahlung auf einen zentralen Wärmetauscher auf der Spitze eines Turmes. Alle drei Technologien sind heute bereits mehrfach erprobt. Auf eine vierte, aber noch nicht realisierte Möglichkeit, sogenannte solare Aufwindkraftwerke, wird hier nicht eingegangen.

Da nur direkte Sonnenstrahlung mit optischen Elementen konzentriert werden kann, sind solarthermische Kraftwerke auf Standorte mit hoher direkter Sonneneinstrahlung angewiesen. Besonders geeignet sind Standorte im äquatornahen Sonnengürtel der Erde bis zu geographischen Breiten von etwa 30-40° Nord bzw. Süd (das schließt z. B. auch Südspanien, 37° Breite, ein), wo man auf 2000-2600 Sonnenscheinstunden pro Jahr (1 Jahr = 8760 Stunden) kommt. In diesen Gebieten haben Solarkraftwerke gute Aussichten, bereits mittelfristig wirtschaftlich konkurrenzfähig zu werden [2]. Um die Markteinführung zu erleichtern, könnten zunächst Hybridkraftwerke mit einer Kombination aus solar und fossil erzeugtem Dampf eingesetzt werden. Längerfristig müssen jedoch kostengünstige thermische Energiespeicher entwickelt werden, um die Kraftwerke auch ohne fossile Zufeuerung über die Sonnenscheinzeit hinaus betreiben zu können.

Parabolrinnenkraftwerke

Parabolrinnenkraftwerke (Tab. 1, Spalten 4 und 5) sind die am längsten erprobten Kraftwerkstypen und als einzige bereits kommerziell eingesetzt. Sie bestehen aus bis zu 100 Meter langen, trogförmigen Spiegeln, die das Sonnenlicht auf ein Absorberrohr fokussieren. In diesem wird das Thermoöl aufgeheizt, das gleichzeitig den Wärmetransport zur Dampfturbine übernimmt. Da die Betriebstemperatur bei Thermoöl auf 400 °C begrenzt ist, kann die Sonnenenergie in diesen Anlagen nur in Dampfturbinen eingespeist werden. Alternativ kann als Wärmeträger auch Wasserdampf verwendet werden, der Temperaturen bis 500 °C erlaubt.

	Solarturm	**Solarturm (REFOS)**	**Parabolrinne**	**Parabolrinne**	**Paraboloid**
Leistung (solar) MW_{el}	5-200	5-200	5-200	5-200	0,01-0,1
Einsatz	Dampfturbine, ISCCS	Gasturbine, GuD-Kraftwerk	Dampfturbine, ISCCS	Dampfturbine, ISCCS	Gasturbine, Stirling Motor
Receiver/Absorber	Rohrbündel od. drucklose volumetrische Receiver	Volumetrische Receiver	Absorberrohr	Hochdruck-Absorberrohr	Rohrbündel od. Heat Pipe
Wärmeträger	Luft, Salz, Dampf	Luft	Thermoöl	Dampf	Luft, Helium, Wasserstoff
Spitzenwirkungsgrad %	18-23	ca. 30	18-21	20-23	20-29
mittl. Wirkungsgrad %	14-19	ca. 25	10-15	14-18	16-23
Betriebstemperatur °C	600-800	800-1200	300-400	400-500	900-1200
Betriebsdruck bar	<5	15-20	<5	100-120	<15
Status	Demonstration	Demonstration	kommerziell	F&E	Demonstration

(GuD: Gas- und Dampfturbinenkraftwerk, REFOS: Solar Receiver für fossile Gasturbinen und GuD-Anlagen, ISCCS: Integrated Solar and Combined Cycle System)

Tabelle 1: Beispiele der besprochenen Technologien zur solarthermischen Elektrizitätserzeugung (nach [3])

Seit Mitte der achtziger Jahre sind in Kalifornien, USA, neun Parabolrinnenkraftwerke vom Typ SEGS (Tab. 1, Spalte 4) mit einer elektrischen Leistung von insgesamt 354 MW (Nennleistung der einzelnen Module zwischen 14 und 80 MW) im kommerziellen Einsatz. Die Kraftwerke arbeiten im Jahresdurchschnitt mit einem solar-elektrischen Spitzenwirkungsgrad von 21% (bei 75% Sonnenenergieanteil und 25% Zufeuerung mit Erdgas). Die höchste sinnvolle Leistung pro Kraftwerksmodul wird auf etwa 200 MW_{el} geschätzt, darüber würde die Entfernung zwischen Turbine und Kollektoren zu groß.

Die Betriebserfahrungen mit diesen Kraftwerken sind sehr gut und bilden die Grundlage für heutige Projektplanungen in Südeuropa und in Entwicklungsländern nahe dem Äquator. So ist in Spanien ein Parabolrinnenkraftwerk mit einer Nennleistung von 50 MW_{el} (Investitionskosten 200 Mill. EUR) geplant [2,4]. Die eingesammelte Sonnenenergie kann zum Teil in einem thermischen Energiespeicher von 9 Stunden Vollastkapazität gespeichert werden, der dafür sorgt, dass das Kraftwerk auch nach Sonnenuntergang weiter Strom produziert. Das gesamte Konzept ist auf die spanischen Verhältnisse zugeschnitten und sollte es erlauben, zu ähnlichen Stromgestehungskosten (etwa 14-18 Cent/kWh) zu kommen, wie sie heute für das Kraftwerk in Kalifornien ermittelt werden, obwohl die Einstrahlungsbedingungen in Spanien 20% unter denen in Kalifornien liegen.

Paraboloidkraftwerke

Paraboloidkraftwerke (Tab. 1, Spalte 6) sind dezentrale Anlagen mit elektrischen Leistungen zwischen 10 und 100 kW (begrenzt durch die Spiegelgröße). Mit ihrer hohen Betriebstemperatur von 900-1200 °C haben sie die bisher höchsten solar-elektrischen Wirkungsgrade (Spitzenwirkungsgrad 20-29%) erreicht [5]. Als Wärmekraftmaschinen werden Stirling-Motoren (sog. Dish-Sterling-Systeme) oder Gasturbinen (sog. Dish-Brayton-Systeme) verwendet, die zusammen mit dem Absorber direkt im Brennpunkt des Paraboloidspiegels angeordnet werden. Diese Paraboloidanlagen sind heute technisch einsatzfähig, konnten sich aber bisher auf dem Markt noch nicht durchsetzen.

Solarturmkraftwerke

Beim konventionellen Solarturmkonzept (Tab. 1, Spalten 2 und 3) wird ein Wärmeträger (Luft, Salz, Wasserdampf) in einem der konzentrierten Strahlung ausgesetzten Rohrbündel oder einer porösen Matrix (sog. druckloser volumetrischer Receiver) auf 600-800 °C erhitzt. Die solare Wärme wird zur Stromerzeugung durch einen Dampferzeuger und eine Dampfturbine genutzt, wobei Spitzenwirkungsgrade von 18-23% erreicht werden. Mehrere Demonstrationsprojekte zur Solarturmtechnologie wurden in den USA (Rohrbündel-Receiver; geschmolzenes Salz als Wärmeträger und Speichermedium) und in Spanien (volumetrische Receiver; Luft als Wärmeträger) erfolgreich durchgeführt.

2. Mittelfristige technische Entwicklungspotentiale

Der wichtigste Ansatz zur Senkung der Stromkosten solarthermischer Kraftwerke liegt in der Steigerung ihres Gesamtwirkungsgrades. Konzentrierende Solarsysteme können theoretisch deutlich höhere Austrittstemperaturen erreichen, als sie derzeit realisiert werden, was in den nachgeschalteten Dampfkraftwerken höhere Wirkungsgrade erlauben würde. So könnten zum Beispiel Parabolrinnenkollektoren Temperaturen bis zu 550 °C erzielen und damit ein konventionelles Dampfkraftwerk optimal antreiben. Das heutzutage in kommerziellen Systemen als Wärmeträger verwendete Thermoöl begrenzt dagegen die Temperaturen auf 400 °C. Wesentlich höhere Betriebstemperaturen lassen sich durch Direktverdampfung von Wasser in den Parabolrinnenkollektoren (s. Tab. 1, Spalte 5) erzielen [6]. Eine entsprechende Demonstrationsanlage ist seit 1999 auf der Plataforma Solar de Almeria, Spanien, in Betrieb.

Bei der Solarturmtechnologie steht ein neues Konzept mit geschlossenen volumetrischen Receivern (sog. REFOS-Konzept [7]; siehe Tab. 1, Spalte 3) im Vordergrund. Diese erlauben es, die Luft unter Druck (15-20 bar) zu erhitzen und so Betriebstemperaturen von 800-1200 °C zu erzielen. Damit würde es möglich, die konzentrierte Sonnenenergie auch in hocheffiziente Gasturbinen- und GuD-Kraftwerke einzuspeisen. Diese in Europa entwickelte Technik der solaren Lufterhitzung kann in einem breiten Leistungsbereich von etwa 5-200 MW_{el} eingesetzt werden.

Der andere wichtige Ansatz zur Senkung der solaren Stromkosten ist die Entwicklung von thermischen Energiespeichern mit hoher Lebensdauer und niedrigen spezifischen Kosten.

Energiespeicher erhöhen den Solaranteil der Kraftwerke, verbessern das Betriebsverhalten und ermöglichen eine höhere Ausnutzung des Kraftwerksblocks. Die Entwicklung thermischer Speicher wurde in Europa zunächst vernachlässigt, da man Hybridanlagen mit fossiler Zufeuerung als kurzfristig kostengünstigere Option favorisierte. In den letzten Jahren wurden verschiedene Energiespeicherkonzepte mit innovativen Speichermaterialien vorgeschlagen und erfolgreich getestet: So beim DLR zum Beispiel für Parabolrinnenkollektoren mit Temperaturen bis zu 400 °C ein Konzept, das Hochtemperaturbeton als Speichermedium verwendet, und für Turmkraftwerke mit Temperaturen bis zu 900 °C ein Konzept mit Quarzsand als Speichermedium [4].

3. Kosten und Kostensenkungspotentiale

Die kommerziell erhältliche Technik basiert im Moment auf Parabolrinnenkollektoren mit Thermoöl und auf Turmkraftwerken mit atmosphärischem Luft-Receiver, die beide jeweils einen Dampfkreislauf antreiben. Während bei den bereits im Betrieb befindlichen Parabolrinnenkraftwerken in Kalifornien (SEGS II-VII; Tab. 2, Spalte 3) die rein solaren Stromgestehungskosten noch etwa 18 Cent/kWh betragen (bei Hybridbetrieb 14 Cent/kWh), kann man beim Bau neuer, größerer Einheiten von 100 MW an guten Standorten (SEGS neu; Tab. 2, Spalte 4) rein solare Stromkosten von etwa 9 Cent/kWh und bei Hybridbetrieb (50% Zufeuerung) von etwa 6 Cent/kWh erreichen [3]. Bei Solarturmkraftwerken (Tab. 2, Spalte 5) liegen die Kosten infolge ihres geringeren Entwicklungstandes noch etwas höher.

		SEGS II-VII	SEGS neu	Solarturm	ISCCS	Dish-Stirling
Leistung	MW	30	100	30	150	0,01
Spez. Investition	€/kW$_{el}$	3.450	1.900	2.700	1.700	6.350
Betrieb solar						
Vollaststunden	h/a	2 100	2 250	2 250	450	2 250
Stromkosten	ct/kWh	17,8	9,2	13,0	–	30,6
Betrieb hybrid						
Vollaststunden	h/a	2 800	4 500	4 500	6 750	4 500
Brennstoffbedarf	MWh/a	60 000	643 000	193 000	2 100 000	64
Solaranteil	%	75	50	50	50	50
Stromkosten	ct/kWh	14,1	6,0	7,9	7,9	16,7

Tabelle 2: Investitions- und Betriebskosten solarthermischer Kraftwerke in einstrahlungsreichen (direkte Strahlung 2.350 kWh/m^{2}a) Gebieten für bestehende SEGS-Anlagen und neu zu erbauende Anlagen (Wirkungsgrad fossil 35%; Wirkungsgrad ISCCS 45%) (nach[3])

Wegen der geringen Zahl der bisher gebauten solarthermischen Kraftwerke ist es schwierig, zuverlässige Lernkurven (Zusammenhang zwischen Kosten und kumulierter Produktionsmenge) abzuleiten. Mit plausiblen Lernfaktoren wird in [3] abgeschätzt, dass sich die Stromkosten aus solarthermischen Kraftwerken bis zum Jahr 2020 bzw. 2050 auf 52% bzw. 39% der Kosten im Jahr 2000 reduzieren sollten. Auf einem anderen Weg, nämlich über ein Zubauszenario, das in dem vom BMU geförderten Projekt SOKRATES [8] bis zum Jahr 2025 entwickelt und in [3] bis 2050 fortgeschrieben wurde, kommen die gleichen Autoren zum Ergebnis, dass sich die spezifischen Investitionskosten solarthermischer Anlagen bis zum Jahr 2050 auf etwa 30% reduzieren sollten.

Abbildung 2 zeigt die erwartete Entwicklung der Stromgestehungskosten konzentrierender solarthermischer Kraftwerke an verschiedenen Standorten mit unterschiedlicher Einstrahlung und für verschiedene Betriebsweisen [9]. Voraussetzung für die prognostizierte Kostendegression ist jedoch, dass sich die Markteinführung solarthermischer Kraftwerke in den nächsten 10-20 Jahren etwa so, wie im Zubauszenario SOKRATES [8] beschrieben, entwickelt.

Abb. 2: Erwartete Stromgestehungskosten konzentrierender solarthermischer Kraftwerke unter verschiedenen Randbedingungen (nach [3])

Von den erwarteten Kostensenkungen sollte etwa die eine Hälfte der Hochskalierung zu grösseren Einheiten und der Verbilligung bei großen Produktionsmengen zuzurechnen sein, die andere den F&E Anstrengungen im Technologiebereich [10].

4. Solarstrom aus Nordafrika für Europa/Deutschland

Als erster Schritt wäre es bereits ein großer Erfolg, wenn Solarenergie den Völkern im äquatornahen Sonnengürtel der Erde (Nordafrika, Naher Osten und Mittelamerika) selbst zur Verfügung stehen würde. Die gleichzeitig mit dem Solarstrom erzeugte Prozesswärme könnte dann zur Meerwasserentsalzung und zur Deckung des zunehmenden Trinkwasserbedarfs genutzt werden. Da die Menschen in diesen Regionen allein bereits etwa 15% des Weltenergiebedarfs benötigen, würde dies schon einen merklichen Beitrag zum globalen Klimaschutz liefern.

Die rechnerisch möglichen Stromerträge solarthermischer Kraftwerke in den äquatornahen Regionen sind gewaltig und übersteigen den lokalen Bedarf bei weitem. In Nordafrika zum Beispiel liegen sie jährlich bei etwa 200-300 GWh_{el}/km^2 Landfläche, das heißt mit einer überbauten Fläche von 45 x 45 km^2 (entsprechend 0,03% der geeigneten Flächen in Nordafrika) könnte der gesamte Strombedarf Deutschlands gedeckt werden. Der nächste Schritt auf diesem Gebiet muss deshalb ein leistungsfähiger Stromverbund zwischen Nordafrika und Europa sein. Dies ist mit Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitungen (HGÜ) möglich, wie sie heute bereits mit Übertragungslängen bis zu einigen 1.000 km realisiert sind [11].

Die Investitionskosten für eine HGÜ mit 2.000 MW Leistung und einer Länge von 3.000 km, wie sie für diesen Stromverbund notwendig wäre, betragen heute etwa 2,5 Mrd. EUR. Die Übertragung von Solarstrom aus Nordafrika nach Mitteleuropa würde damit 1,5 bis 2 Cent/kWh kosten [3]. Damit sollte bei dynamischer Markteinführung solarthermischer Kraftwerke für solaren Importstrom in Deutschland ab etwa dem Jahr 2015 ein Kostenniveau von rund 10 Cent/kWh erreichbar sein, das langfristig weiter auf rund 5,5 Cent/kWh sinken sollte [3].

5. Schlussfolgerungen und Handlungsbedarf

Die solarthermische Kraftwerkstechnik muss heute – nach dem ersten erfolgreichen Start in den achtziger Jahren in Kalifornien – eine neue Chance zur Markteinführung im Sonnengürtel der Erde erhalten. Man muss sich fragen, warum diese Entwicklung so lange gedauert hat, obwohl sowohl die Enquete-Kommission "Schutz der Erdatmosphäre" des 12. Deutschen Bundestages in ihrem Abschlussbericht 1995 [12] als auch die DPG in ihrem „Energiememorandum 1995" [13] die Entwicklung solarthermischer Kraftwerke im Süden begründet und gefordert haben.

Einerseits handelt es sich um große Projekte mit hohen Investitionskosten und entsprechendem finanziellem Risiko, welches im Hinblick auf die Dringlichkeit des Klimaproblems durch staatliche Garantie abgefedert werden müsste. Andererseits müssen diese Anlagen im äussersten Süden Europas oder in Nordafrika erstellt werden, was für ihre Errichtung und die erforderliche Durchleitung der Energie entsprechende internationale Kontakte seitens der Stromverteiler – eventuell auch solche auf Regierungsebene – erfordert. Der anfängliche Optimismus der neunziger Jahre in Deutschland hinsichtlich unserer Möglichkeiten, mit dem CO_2-Problem zu Hause fertig zu werden, kann ja vielleicht das zögerliche Verhalten der Stromwirtschaft und der zuständigen Regierungsinstanzen erklären. Doch sollte die in der vorliegenden Studie erneut aufgezeigte Langsamkeit des Abbaus der CO_2-Emissionen die Dringlichkeit des Imports von Solarstrom veranschaulichen. Es sind zwar weltweit eine Reihe solarthermischer Projekte in der Planung, ihre Ausführung hat sich jedoch – trotz Zusage von Finanzierungshilfe durch die Weltbank (Global Environmental Facility) – von Jahr zu Jahr verzögert.

Weltweit haben sich inzwischen die mit der Entwicklung der solarthermischen Kraftwerkstechnik befassten Forschungseinrichtungen (in Deutschland vor allem die DLR) – unter Beteiligung interessierter industrieller Partner – im Jahr 2002 zur „Global Market Initiative for Concentrating Solar Power (GMI-CSP)" zusammengeschlossen [14]. Diese Initiative möchte durch gemeinsame Anstrengungen geeignete Bedingungen für die weltweite Realisierung von Vorhaben zur solarthermischen Stromerzeugung schaffen. Sie hat sich das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2015 eine solarthermische Kraftwerksleistung von 5.000 MW zu installieren, diese Technologie am Markt konkurrenzfähig zu machen und die notwendigen Finanzmittel bereitzustellen.

Als ein gewisser Fortschritt ist zu vermerken, dass Spanien im Jahr 2003 durch ein Einspeisegesetz mit großzügigen Garantiepreisen die Voraussetzungen für den Bau von drei solarthermischen Pilotanlagen (PS 10, ANDASOL und SOLAR TRES) geschaffen hat, die einen

wichtigen ersten Schritt auf dem Weg zur Markteinführung der Solarthermie darstellen werden. Diese Projekte werden von der EU mitgefördert, ebenso wie eine unter dem Namen ECOSTAR [15] laufende Initiative, die die europäischen F&E Aktivitäten auf das Ziel fokussieren soll, die solarthermischen Stromkosten in den nächsten 10 bis 15 Jahren von 15-20 Cent/kWh auf 5-7 Cent/kWh herunterzubringen.

Anmerkungen und Literatur

[1] Eisenbeiß G. und M. Geyer, *Solarenergie aus dem Sonnengürtel*, in: *Moderne Wege der Energieversorgung*, Hrsg. W. Blum, Deutsche Physikalische Gesellschaft – Arbeitskreis Energie (11 Vorträge der Leipziger Tagung, 2002), 5-19; verfügbar über: http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG-VVE_VortragsVerzeichnis-Energie.htm

[2] Eisenbeiß G. und R. Pitz-Paal, *Solare Kraftwerke*, Jahrestagung des Forschungsverbunds Sonnenenergie 2002, Stuttgart, 4-12; verfügbar über: http://www.fv-sonnenenergie.de/Publikationen/index.html

[3] *Umweltpolitik: Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland*, Herausgeber BMU, inhaltliche Bearbeitung DLR, ifeu, Wuppertal Institut, April 2004, 285 Seiten; verfügbar über: http://www.erneuerbare-energien.de/inhalt/5650/20049/

[4] Pitz-Paal R., *Ziele bei der Entwicklung von Solarthermischen Kraftwerken*, in: *Optionen für die Energie der Zukunft*, Hrsg. M. Keilhacker, Deutsche Physikalische Gesellschaft – Arbeitskreis Energie (11 Vorträge der Tagung Hannover, 2003), 17-33; verfügbar über:http://www.uni-saarland.de/fak7/fze/AKE_Archiv/DPG2003-AKE_Hannover/Links_DPG2003-AKE_Vortraege.htm

[5] Schlaich, Bergermann und Partner: *Dish-Stirling Systems for Decentralised Power Generation*, Broschüre, Stuttgart 2000; verfügbar über: http://www.sbp.de/en/fla/mittig.html

[6] Price H. et al., *Advances in Parabolic Trough Solar Power Technology*, J. of Solar Energy Engineering 124 (2003?) 109-125

[7] Buck R. et al., *Solar-Hybrid Gas Turbine-Based Power Tower Systems (REFOS)*, J. Solar Energy Engineering 124 (2002?) 2-9

[8] *SOKRATES - Solarthermische Kraftwerke zum Schutz des Erdklimas*. Forschungsvorhaben des BMU. Zwischenbericht, DLR, Stuttgart 2003

[9] Trieb F. und H. Müller-Steinhagen, *Combined Solar Power and Water for the Development of Arid Regions*, Proc. of EUROMED 2004, May 2004 (to bepublished)

[10] Sargent & Lundy*, Assessment of Parabolic Trough and Power Solar Technology Cost and Performance Forecasts*, SL-5641, Chicago, USA, May 2003

[11] Trieb F. et al., *Potentiale, Standortanalysen, Stromtransport*, wie [2], 36-43

[12] Enquete-Kommission *Schutz der Erdatmosphäre* des 12. Deutschen Bundstages: Schlussbericht *Mehr Zukunft für die Erde*, Economia-Verlag, Bonn, 1995, 1540 Seiten

[13] *Energiememorandum 1995 der DPG*, 21. März 1995 (publiziert in: Phys. Bl. **51**, 388 (1995))

[14] *The Palm Springs Protocol for a Concentrating Solar Power Global Market Initiative*, 2nd International Executive CSP Conference in Palm Springs, California, October 2003

[15] Roadmap Document SES6-CT-2003-502578, *European Concentrated Solar Thermal Road-Mapping*, edited by R. Pitz-Paal et al., DLR, 16.2.2005

11 Gesamtbewertung und Plädoyers

1. Zusammenfassung der bisherigen Ergebnisse

Im Kapitel 1 dieser Arbeit wurden zunächst die Emissionen der letzten 15 Jahre zusammengestellt. Nach Ausblenden der unmittelbaren Einflüsse der deutschen staatlichen Vereinigung (die eine Reduktion von etwa 7% ausmachen) ergab sich eine gleichmäßige Abnahme der CO_2-Emissionen von 0,6% p.a. sowie von 4,3% p.a. für CH_4 und ca. 3,4% p.a. für N_2O. Gleichbleibende Umstände auch für die Zeit bis 2020 unterstellt, würde dieser Trend bis zum Jahre 2020 zu einer Gesamtemission von Treibhausgasen in Höhe von

871 Mt CO_2-Äquiv. p.a.

führen (vgl. Abb. 5, Kap. 1).

Nach einer Diskussion (Kapitel 2) der Einsparmöglichkeiten auf der Verbrauchsseite, die zwar prinzipiell hoch sind aber keine über den bisherigen Trend hinausgehenden Einsparungen erwarten lassen, wurde in den Kapiteln 3 bis 10 die Bereitstellung von Endenergie behandelt. Die acht wichtigsten Verfahren wurden beschrieben, die von der Angebotsseite evt. in Frage kommen, diesen Trend zu verändern. Von diesen ist eine erste Gruppe von zwei zu nennen, die bis 2020 keine trendverändernden Faktoren erwarten lassen, da sie bis dahin keine genügend großen Strommengen produzieren können: *Fossile Kraftwerke mit CO_2-Sequestrierung* und *Solarthermische Kraftwerke im Süden*. Es bleiben genauer auszuwerten die Einflüsse (a) der zunehmenden erneuerbaren Energien, (b) eines zu erneuernden Kraftwerksparks in der Stromerzeugung und (c) der eventuellen Abschaltung der Kernenergie. Schließlich gibt es (d) im Verkehr einen trendverändernden Faktor, der mit der Einführung alternativer Treibstoffe verbunden ist.

<u>(a) Erzeugung CO_2-freier Elektrizität durch erneuerbare Energien</u>

Als wichtigste erneuerbare Quelle wird derzeit die Windenergie angesehen. Im Kapitel 5 wurde begründet, dass man 2020 mit einer Produktion von 76 TWh/a rechnen kann, *vorausgesetzt*, dass die mit '2015' markierte Planung der dena-Netzstudie bis 2020 realisiert worden sein wird. Dies setzt immerhin die Überwindung der in Kapitel 5 genannten Schwierigkeiten voraus, insbesondere die Finanzierung nach 2010. Als derzeit zweitwichtigste erneuerbare Quelle trägt die seit Jahrzehnten konstant produzierende Wasserkraft rund 20 TWh/a bei. Für die Summe aller anderen erneuerbaren Energien (Photovoltaik, Biomasse, Erdwärme etc.) setzen wir an dieser Stelle einen Wert zwischen 5 und 20 TWh/a ein (vgl. die Kapitel 4 und 6).

Erneuerbare Energie	Beitrag im Jahr 2020 (TWh)
Wind	76
Wasser	23
Sonstige	5 – 20
Summe	**104 – 119**

Tabelle 1: Abschätzung der im Jahre 2020 durch erneuerbare Energien erzeugten Elektrizitätsmengen

Andere Untersuchungen haben ebenfalls versucht, den im Jahre 2020 wahrscheinlich erzeugten erneuerbaren Strom abzuschätzen. Wir zeigen in der Tabelle 2 einige Resultate und geben den Bereich an, der alle diese Schätzungen einschließt.

Studie	Schätzwert (TWh)	Quelle
Prognos, EWI	111	[3a]
DIW Berlin, Politikszenarien I	99	[2]
Modellszenarien FZ Jülich mit IKARUS	89 – 108	[3]
Eigene Schätzung	104 – 119	Tab. 2
Zusammengefasst, hier verwendet	**89 – 119**	

Tabelle 2: Verschiedene Abschätzungen auch anderer Autoren des bis 2020 erreichbaren Anteils erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung und Zusammenfassung zu einem Bereich, der diese Schätzungen umfasst

Die obere Grenze dieser Schätzung fällt ungefähr mit der Zielvorstellung der Bundesregierung [4] zusammen, mit erneuerbaren Energien 20% der elektrischen Stromversorgung erreichen zu wollen, die etwa 120 TWh ausmachen würden. Die in graphischer Form präsentierten Schätzungen im Gutachten von Nitsch et al. [5] liegen ebenfalls in dem angegebenen Intervall.

Eine kürzlich erschienene Zusammenstellung aller erneuerbaren Energien [4a] bietet die Möglichkeit, statt der Einzelbeiträge gleich die Gesamtheit der zur Stromerzeugung eingesetzten erneuerbaren Energien zu betrachten und mit den obigen Schätzungen zu vergleichen.

Abb. 1: Zeitlicher Verlauf der jährlichen Stromerzeugung aus der Summe aller erneuerbarer Energiequellen

Im Jahre 2004 betrug die Stromerzeugung aus allen erneuerbaren Quellen 55,8 TWh. Davon wurden 37,1 TWh durch das EEG finanziert mit Gesamtkosten von 3,39 Mrd. € [4b]. Ihre zeit-

liche Entwicklung ist in Abb. 1 aufgetragen. Am Beginn der von uns betrachteten 30-jährigen Zeitspanne kam der Strom erneuerbarer Quellen fast ganz aus der Wasserkraft, und die Produktion war mit 18,5 TWh/a nur ein Drittel der heutigen. Der Anstieg begann erst langsam und beschleunigte sich später. In den letzten zehn Jahren hat die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen im Mittel jährlich um 3,3 TWh/a zugenommen, seit 1990 im Mittel jährlich um 2,7 TWh/a. Dieser Anstieg der letzten zehn bzw. 14 Jahre kann als der Wachstumstrend des Stroms aus erneuerbaren Quellen angesehen werden. Setzte sich der Trend in gleicher Weise fort, so würde der erneuerbare Strom bis 2020 um weitere 52,5 bzw. 42,7 TWh/a anwachsen und einen Wert von 108 TWh/a bzw. 98,5 TWh/a erreichen.

(b) Erneuerung des Kraftwerksparks für die Stromerzeugung

Der modernste Kraftwerkspark des Jahres 2020 wird eine CO_2-Effizienz haben, die weitaus besser als heute ist und zudem von einer Erhöhung des Erdgasanteils an den fossilen Brennstoffen profitieren kann, vgl. die Tabellen des Kapitels 3 und die Zusammenstellung der Ergebnisse in der folgenden Tabelle 3. Hierbei ist die Vorstellung die, dass von heute bis 2020 die (schlechtere) Hälfte des Kraftwerksparks mit modernster Technik fortlaufend erneuert wird. Geht man ferner von einer Verdoppelung des Gasanteils auf 32% aus [1], so würde im Jahre 2020 jede Kilowattstunde Strom im Mittel nur noch 700 Gramm CO_2 kosten statt der 858 Gramm im Jahr 2003.

Gas/fossil Anteil	CO_2-Effizienz g CO_2/kWh
0,25	725,5
0,32	699,5
0,40	662,5

Tabelle 3: CO_2-Effizienzen mit modernem Kraftwerkspark in 2020 in Abhängigkeit vom Anteil des Erdgases

(c) Erhöhung der CO_2-Emission durch Abschalten und Ersetzen der Kernkraftwerke

Zur Zeit werden jährlich durchschnittlich 168 TWh Strom aus Kernenergie erzeugt. Würde man diesen Strom bis 2020 abschalten, so müsste die jährliche Elektrizitätsmenge durch erneuerbare Energien und fossile Kraftwerke aufgebracht werden. Der dann vorliegende Kraftwerkspark würde trotz Modernisierung und verdoppeltem Gasanteil (32%) zusätzlich 117,5 Mt CO_2/a ausstoßen [6]. Sollte sich durch die Ersetzung des nuklearen Parks das Gewicht des Erdgases noch weiter erhöhen – auch ein Wert von 40% wäre denkbar –, so hätte das einen etwas kleineren CO_2-Ausstoß von 111,7 Mt CO_2/a zur Folge (vgl. Tab. 3). Dieser Wert wird vorsichtshalber im folgenden verwendet.

(d) Reduktion der CO_2-Emission im Verkehr durch alternative Treibstoffe

Der Effekt alternativer Treibstoffe wurde im Kapitel 7 für 2020 auf 10% Minderung des CO_2-Ausstoßes im Straßenverkehr abgeschätzt. Er beläuft sich auf 20 Mt CO_2 p.a.

2. Abschätzung der über den Trend hinausführenden Reduktionsmöglichkeiten

(a) Strom aus erneuerbaren Energien

Es ist der Anteil zu isolieren, der über den Trend hinausgeht. Wir gehen von der Summe aller erneuerbaren Quellen und dem 120-TWh-Ziel der Bundesregierung aus, welches am oberen Ende des von uns geschätzten Intervalls liegt (Tab. 1). Abzuziehen von diesem Zielwert für das Jahr 2020 ist der Trendwert, der bei gleichmäßiger Fortschreibung der bisherigen Entwicklung im Jahr 2020 eintreten würde. Dieser wurde oben, je nach Schätzmethode, mit 108 bzw. 98,5 TWh/a berechnet.

Im Ergebnis liegt der Zielwert um 12 bis 22 TWh/a über dem Trend. Dies entspricht **8 bis 15 Mt CO_2 p.a.** [6a], welche durch Verdrängung von Strom aus fossil befeuerten Kraftwerken zusätzlich eingespart werden müssten.

Zielwert der Stromproduktion 2020 (Bundesregierung)	**120**
abzüglich Stromproduktion des Jahres 2004	55,8
abzüglich im Trend enthaltener Zuwachs: 16 Jahre x (3,3 bzw. 2,7 TWh/a[2])	52,5 bzw. 42,7
CO_2-freier Strom aus erneuerbaren Quellen über die Trenderwartung hinaus, gerundet	**12 - 22**

Tabelle 4: Ermittelung der Gesamtrate an CO_2-freiem Strom, der zusätzlich zur Trendfortschreibung im Jahre 2020 zur Verfügung steht (in TWh/a)

(b) Kraftwerkspark

Die Verbesserungen von 1992 bis 2003 erniedrigten die CO_2-Emissionen pro Kilowattstunde um den Faktor 0,920 (Tab. 2 Kap. 3); gleichartige Verbesserungen bis 2020 (d.h. Fortschreibung des Trends) entsprechen einem Erniedrigungsfaktor 0,879 von 2003 bis 2020 (vgl. Tab. 2 Kap. 3). Die tatsächlich erwarteten Minderungsfaktoren der spezifischen CO_2-Emission sind aber besser als der Trend, und zwar um den Faktor 0,927 (Tabelle 3 Kap. 3). Es wird also eine zusätzliche Einsparung von 7,3% der CO_2-Emissionen fossiler Kraftwerke erwartet, d.h. ca. **23 Mt CO_2 p.a.**.

(c) Kernkraftwerke

Die durch eine Abschaltung verursachte CO_2-Emission (**111,7 Mt p.a.**) geht voll über den fortgesetzten Trend hinaus, da sich dieser von 1990 bis 2004 mit laufender Kernkraft herausgebildet hat.

(d) Verkehr

Der über den Trend hinausgehende Anteil geht auf die Einführung alternativer Treibstoffe zurück. Er wird erst in der zweiten Hälfte des von uns betrachteten Zeitraums von 30 Jahren wirksam und macht ca. **20 Mt CO_2 p.a.** aus. Dagegen setzen wir nicht die laufenden Verbesserungen der Motoren-Verbräuche in Rechnung, denn der bisherige Trend der Verminderung wird sich auch in den nächsten 15 Jahren fortsetzen, wie in Kap. 7 erläutert wurde.

Zusammenfassung der trendverändernden Faktoren

Trendverändernder Faktor	**Änderung der CO_2-Emission (Mt CO_2/a)**
Zusätzliche erneuerbare Energiequellen über das bisherige Tempo hinaus	– (8 bis 15)
Erneuerung des fossilen Kraftwerksparks und Verdoppelung des Gasanteils auf 32%	– 23
Einführung alternativer Treibstoffe im Verkehr	– 20
Abschalten der Kernkraftwerke und Ersatz durch modernsten Kraftwerkspark 2020; Gasanteil 40%	+ 111,7
Gesamteffekt mit Abschalten der Kernkraft	**+ (54 bis 61) Ausweitung**
Gesamteffekt ohne Abschalten der Kernkraft	**– (51 bis 58) Reduktion**

Tabelle 5: Zusammenfassung der über den Trend hinausgehenden Reduktionen bzw. Ausweitungen der CO_2-Emissionen

Um die fett gedruckten Werte der letzten beiden Zeilen verschiebt sich der extrapolierte Wert von 871 Mt CO_2-Äqu. im Jahre 2020. Im Rahmen der Annahmen der Studie wird also die Treibhausgas-Emission Deutschlands im Jahre 2020 einen Wert annehmen, der

zwischen 813 und 820 M t CO_2-Äqu. mit weiterlaufenden Kernkraftwerken
und
zwischen 925 und 932 M t CO_2-Äqu. mit abgeschalteten Kernkraftwerken

liegt. Dies ist das Hauptergebnis der Analyse. Es wird in der Abbildung 2 veranschaulicht, die eine graphische Darstellung der Tabelle 5 ist: Sie zeigt drei Alternativen für die in Megatonnen p.a. gemessenen CO_2-Äuivalente der Treibhausgas-Emissionen.

Abb. 2: Graphische Darstellung der Tabelle 5. Die trendändernden Faktoren werden getrennt dargestellt. Siehe Text.

Die linke Achse enthält den Trendpunkt von 871 Mt/a, die beste Schätzung, wenn die Bemühungen der Vergangenheit auch in der Zukunft so fortgeführt werden. Die mittlere Achse enthält den Wert, der sich ergibt, wenn die trendändernden Faktoren, die in Zeile 1 bis 3 der Tabelle 5 vermerkt sind, hinzutreten (813 bis 820 Mt/a). Auf der rechten Achse schließlich liegt der Wert, der sich ergibt, wenn zusätzlich noch die Kernkraft abgeschaltet wird (925 bis 932 Mt/a).

So wie jede Abschätzung der Zukunft ist auch die vorliegende unvollständig. Sie ist es einerseits darin, dass zahlenmäßige Annahmen getroffen worden sind, die nicht genau so zutreffen müssen – Unsicherheiten bestehen besonders in der Entwicklung der erneuerbaren Energien, für die optimistische Werte eingesetzt wurden. – Unvollständig ist sie andererseits darin, dass manche CO_2-Einsparungsmöglichkeiten in unserer Analyse gar nicht vorkommen, weil wir nicht erwarten, dass sich bei ihnen am Trend der letzten 15 Jahre etwas ändern würde für die vor uns liegenden 15 Jahre. Dies könnte auf einzelnen Gebieten zu – positiven oder negativen – Überraschungen führen. Aus dem aktuellen Anlass des hohen Ölpreises wäre es vorstellbar, dass sich die Autokäufer und Autofahrer oder die Hausbesitzer zu einem konsequenten Verhalten des Energiesparens hin umorientieren. Doch nur, wenn eine neue Bewegung dieser Art sehr große Ausmaße annähme, würde sich an dem Resultat unserer Analyse Wesentliches ändern.

3. Gesamtbewertung

Im günstigsten Fall (Kernkraftwerke laufen weiter, maximales Gelingen des Ausbaus der erneuerbaren Energien) wird die Zielvorstellung "minus 40% bis 2020" um über 60 Mt CO_2-Äqu. verfehlt. Sollten jedoch die Kernkraftwerke gestoppt werden, wäre das Ergebnis von 30 Jahren "Klimaschutz" nicht mehr als ein Absenken um 26% gegenüber dem Ausgangswert von 1990.

Das Verfehlen schon der ersten wichtigen Zielmarke, bis 2005 ein Viertel der jährlichen CO_2-Emissionen des Jahres 1990 einzusparen (vgl. Abb. 1, Kap. 1), sollte nicht kleingeschwiegen werden. Es kann uns vielmehr helfen, die Zeitkonstanten der Reduktionsmechanismen zu verstehen. Aus heutiger Sicht haben wir zu lernen, dass die Verbraucher den staatlichen Angeboten zur Verminderung des CO_2-Ausstoßes zwar gefolgt sind, aber eben nicht so schnell, wie man ursprünglich gedacht hatte. Die Jahrhundertaufgabe des Klimaschutzes besitzt eine größere Trägheit, als man am Anfang gehofft hat, sogar auf nationaler Ebene – die Trägheit im Internationalen ist ja offensichtlich. Die modernen Industriegesellschaften sind auf die freie Einzelentscheidung der Verbraucher hin organisiert, und direkte Zwangsmaßnahmen können i.a. nicht durchgesetzt werden, es sei denn, die Regierung wollte nicht wieder gewählt werden.

Nicht anders in England, das gut mit Deutschland vergleichbar ist, gerade auch im Willen der Regierung, das Klimaproblem aktiv anzugehen: Die Minderung des jährlichen CO_2-Ausstoßes [7] ist ähnlich langsam ausgefallen wie in Deutschland, wie aus der Abbildung 3 ersichtlich ist. Das nationale Ziel einer 20%-igen Reduktion bis 2010 [8] wird ebenfalls verfehlt.

Abb. 3: Die jährlichen CO_2-Emissionen im Vereinigten Königreich seit 1990, dargestellt durch eine gleichmäßige jährliche Abnahme von 0,6% pro Jahr.

Auch im Geschäftsbereich der Bundesregierung ist es offenbar nicht gelungen, das gesetzte Ziel einer 25%-igen CO_2-Reduktion in ihren Gebäuden und Fahrzeugparks (Tab. 2 Kap. 1) zu erreichen [9]. Man sollte daraus lernen, dass die Realisierung der gesetzten Reduktionsziele sogar im direkten Verantwortungsbereich der Staatsverwaltung mehr Zeit benötigt, als man ihr am Anfang zugestanden hatte.

Angesichts der in Erscheinung getretenen Trägheit beim Klimaschutz erscheint die Zielsetzung "minus 40% bis 2020" aus heutiger Sicht als zu ehrgeizig.

4. Stärkung des Klimaschutzes

Von besonderer Bedeutung für den Klimaschutz ist die seit 2004 praktizierte staatliche Ausgabe einer begrenzten Menge von handelbaren CO_2-Emissionsrechten an die Industrie. Jedes betroffene Unternehmen muss am Ende der jeweiligen Kontrollperiode die seinen festgestellten Emissionen entsprechende Menge an Rechten (Zertifikaten) vorweisen. Durch die EU-weite Handelbarkeit der Zertifikate, die mit dem 1.1.2005 begonnen hat, soll bewirkt werden, dass die Emissionen dort vermieden werden, wo die Vermeidung die geringsten Kosten verursacht. Obgleich die im Industriesektor für die erste Periode (2005-2007) kostenlos zugeteilte Menge (58% der deutschen Gesamtemissionen) nur wenig unter der bis 2002 tatsächlich in diesem Sektor emittierten Menge lag und dadurch politisch durchsetzbar war, handelt es sich bei diesem Verfahren um ein äußerst scharfes Instrument in der Hand der Bundesregierung und des Parlaments, sowie der Europäischen Kommission. Den Industrieunternehmen, die mehr emittiert haben, als sie Emissionsrechte vorweisen können, werden Geld- und andere Strafen angedroht. Auf lange Sicht wird die Wirksamkeit dieses Instruments stark von den politischen Bedingungen in Deutschland und Europa abhängen, insbesondere davon, welche CO_2-Minderungsziele in der EU vereinbart werden. Auch wird sich seine Wirk-

samkeit erhöhen, wenn es gelingt, den Verbrauchssektor einzubeziehen, in dem hohe Reserven für CO_2-Vermeidung verborgen liegen (Kapitel 2). Für viele überraschend, stieg der Preis der Zertifikate von Januar bis bis August 2005 auf 20 bis 22,65 €/t CO_2 an [9a].

Den staatlichen Zwangsmaßnahmen zur Durchsetzung beschlossener Emissions-Obergrenzen entsprechen auf der wirtschaftlich-technischen Seite die verschiedenen Optionen, Energie mit möglichst geringen Emissionen bereitzustellen. **Im Hinblick auf eine Stärkung des Klimaschutzes sollten die Optionen der deutschen Energiepolitik so breit wie möglich angelegt sein.** In einer sich über viele Jahrzehnte erstreckenden Phase der Umorientierung der Energietechnik hin zu emissionsarmen Verfahren ist die Verfügungsmöglichkeit über verschiedene Optionen wichtig, weil der endgültige wirtschaftlich-technische Erfolg jeder einzelnen Option nicht vorher zu wissen ist und deshalb Alternativen gebraucht werden, die sich im Wettbewerb optimieren lassen.

Zu diesen Optionen gehört zunächst die CO_2-Sequestrierung an fossil befeuerten Kraftwerken. Für die Abtrennung von CO_2 ebenso wie für seine langfristige Lagerung liegen weltweit bereits genügend Erfahrungen vor, die die Errichtung von Kraftwerken möglich machen, in denen beides kombiniert wird. Angesichts der im industriellen Maßstab begonnenen Projekte (s. Kapitel 9) und der von der Bundesregierung mitfinanzierten und koordinierten Forschung und Entwicklung (COORETEC-Programm) gehen wir davon aus, dass diese Option bereits in die deutsche Energiepolitik eingefügt ist. Mit steigenden Preisen der CO_2-Emissionsrechte kommen diese Kraftwerke in den Bereich der Wirtschaftlichkeit.

Im Hinblick darauf, dass die Optionen der deutschen Energiepolitik so breit wie möglich angelegt sein sollten, möchten wir auf zwei Optionen hinweisen, die noch nicht Teil der deutschen Energiepolitik sind: Verlängerung der Laufzeit der Kernkraft, sowie Errichtung von Solarkraftwerken im Süden.

5. Plädoyer für das Weiterlaufenlassen der Kernkraft

Es besteht eine prinzipielle Diskrepanz zwischen den Planungen bezüglich der CO_2-Reduktionen, die sich aus heutiger Sicht als zu optimistisch herausstellen, und dem festen Zeitplan der Abschaltung der Kernenergie. Hatte man früher gehofft, genügend Spielraum für eine Kompensation der wegfallenden CO_2-freien Strommengen zu haben, so muss man heute einsehen, dass diese Rechnung nicht aufgeht. Vielmehr ist es geboten, die Abschaltpläne zeitlich so zu strecken, wie es die Realisierungsmöglichkeiten der CO_2-Reduktion erlauben. Den zeitlich bereits fixierten Plan zur Abschaltung bestehen zu lassen, während sich die zeitlichen CO_2-Reduktionsziele nicht einhalten lassen, führt am Klimaschutz vorbei. Die Kernkraft sollte so lange weiterlaufen, bis die CO_2-freie Produktion von 168 TWh/a durch die erneuerbaren Energien (oder ggf. fossile Kraftwerke mit CO_2-Sequestrierung) substituiert werden kann.

Wie bereits in dem Kapitel über die Kernenergie erwähnt, wird in dieser Studie keine Stellung für oder gegen die Kernenergie bezogen. Unabhängig davon, ob zu einer späteren Zeit die Kernkraft eine Renaissance erleben sollte oder ob sie endgültig verschwindet, soll hier auf den engen Zusammenhang hingewiesen werden, der vernünftigerweise zwischen der Bemü-

hung um CO_2-Reduktion und dem Aufgebenwollen von 168 TWh/a CO_2-freier Stromproduktion gesehen werden muss. Wie die Analyse gezeigt hat, ist die Bemühung um CO_2-Reduktion bisher noch nicht so erfolgreich gewesen, wie sie sein müsste, um die Kernkraft bis 2020 abschalten zu können.

Weitere Argumente in Bezug auf die Verlängerung der Laufzeit

Die deutschen Kernkraftwerke haben einen international führenden Sicherheitsstandard, werden hochprofessionell überwacht, sind mit hoher Zuverlässigkeit zwei, drei Jahrzehnte gelaufen und können im Rahmen zulässiger Abnutzungserscheinungen weitere Jahrzehnte ohne Einbußen an Sicherheit weiterlaufen. Das noch nicht gelöste Endlagerproblem wird durch ein Weiterlaufen nur unwesentlich vergrößert. Die Ressourcenfrage ist nicht relevant.

Nicht zu vernachlässigen sind die finanziellen Aspekte, da die nukleare Stromerzeugung extrem kostengünstig ist. Es werden Kosten im Bereich von 2 Cent pro kWh genannt [10]. Die Kosten für fast jede andere Art der Stromerzeugung sind höher, und zwar in besonderem Maß bei CO_2-freier Produktion aus erneuerbaren Quellen, wo die Mehrkosten in der Größenordnung von Milliarden Euro pro Jahr liegen.

Rational spricht alles für eine Verlängerung der Laufzeiten, doch sind auch außer-rationale und politische Argumente zu berücksichtigen.

Politische Argumente in Bezug auf die termingerechte Abschaltung

Es ist vorgebracht worden, dass es ein Nachteil sei, Strom kostengünstig und in der Qualität des Grundlaststromes produzieren zu können [11]; dies behindere die beschleunigte Entwicklung alternativer Stromerzeugungs- und Einspartechniken. Dieses Argument wird etwas verständlicher, wenn man in Rechnung stellt, dass wir nur mit Effizienzsteigerungen bei Erzeugung und Verbrauch sowie mit CO_2-freien Energien genügend Fortschritte hin zu einer effektiven CO_2-Reduktion machen werden. Und die Antriebskräfte in Richtung Effizienzsteigerung sind nun einmal größer, wenn die Energie teurer ist. Allerdings ist es unlogisch, eine bestehende Effizienz bei der Erzeugung absichtlich zu bekämpfen, um damit eine erhöhte Effizienz beim Verbrauch anzustreben. Vielmehr sollte es die Regierungskunst fertigbringen, Preisanreize zur Verbrauchs-Optimierung mit den wirtschaftlichsten Produktionsmethoden in Einklang zu bringen. CO_2-Emissionsrechte sind geeignete Instrumente dafür.

Ferner darf man nicht vergessen, dass der Kampf um die "Atomkraft" seit den 1970-er Jahren jenseits aller Rationalität mit Leidenschaft geführt wurde. Seit der Zeit der Katastrophe von Tschernobyl und auch schon vorher sind die Sicherheitseigenschaften der deutschen Kernkraftwerke als voll befriedigend einzustufen. Vom Sicherheitsstandpunkt ist ihr Betrieb natürlich zu verantworten, sonst würden sie auch nicht laufen dürfen. Wenn sie im Rahmen der zugelassenen Abnutzungserscheinungen weiterlaufen, ändert das ihre Sicherheit nicht. Dennoch ist es bei vielen Politikern und Bürgern, deren Anschauungen sich in der fraglichen Zeit gebildet haben, eine Herzensangelegenheit geblieben, "möglichst bald auszusteigen". Vom physikalischen Standpunkt aus gibt es keinen vernünftigen Grund, an dem Fahrplan des be-

schlossenen Ausstiegs festzuhalten. Es ist letzten Endes eine *politische Machtfrage*, ob diesem Wunsch termingerecht entsprochen werden muss. Die Änderung eines Bundesgesetzes steht zur Debatte.

Angesichts der Tatsache, dass der deutsche Beitrag zu den globalen Emissionen von Treibhausgasen nur 3 bis 4% ausmacht, kann von Deutschland aus das Weltklima mit physikalischen Mitteln nicht nennenswert verbessert werden. Der Sinn einer deutschen Klimaschutzpolitik liegt vielmehr darin, einen Beitrag zu leisten, der die anderen Partner dieser globalen Aufgabe überzeugt, gemeinsam die richtigen Schritte so energisch zu unternehmen, wie es das Jahrhundertproblem des menschengemachten Klimawandels erfordert. Das Ziel einer deutschen Klimaschutzpolitik ist deshalb letzten Endes zu begründen mit der *diplomatischen, handelspolitischen und wissenschaftlich-technischen Stellung Deutschlands*. Deutschlands Rolle in Europa und in der internationalen Klimapolitik steht zur Debatte: Ob wir nur mitlaufen oder gestaltend führende Beiträge leisten. Die Bundesregierung hat eine führende Rolle übernommen, wie es unseren wissenschaftlichen, technischen und wirtschaftlichen Fähigkeiten entspricht. Diese Rolle kann nur so überzeugend vertreten werden, wie die vorgebrachten Argumente und sichtbaren Leistungen rational sind und international als nachahmenswert beurteilt werden. Die bedingungslose Durchführung des festgelegten Ausstiegsfahrplans wird international mehr als deutsches Sonderproblem angesehen. Unsere Aussichten in Diplomatie und Export werden dadurch nicht verbessert.

6. Plädoyer für solarthermische Kraftwerke im Sonnengürtel der Erde

Vom physikalisch-technischen Gesichtspunkt aus gibt es kaum Zweifel daran, dass solarthermische Kraftwerke eine der besten Optionen für die Bereitstellung der benötigten großen Mengen CO_2-freien Stroms darstellen. Die notwendige Erforschung und Entwicklung dieser Technologie ist seit ca. 25 Jahren im Gange und hat schon seit dem Ende des letzten Jahrzehnts ein Stadium erreicht, in dem man ihre Markteinführung hätte in Angriff nehmen sollen. Forschung kann ebenso wie Papierstudien immer weiter fortgeführt werden; der Weg vom Labor und dem Prototyp zur industriellen Fertigung und zur Errichtung kompletter Anlagen hat aber seine eigenen Zeitkonstanten. Will man diese besonders geeignete Technik nicht versäumen, müssen jetzt dringend die notwendigen Schritte getan werden.

Deutschland sollte an der Entwicklung *und* Markteinführung solarthermischer Kraftwerke *aus drei Gründen* interessiert sein:

(a) Der Import von solarthermisch erzeugtem Strom kann zur Verminderung und letztlich Eliminierung der Abhängigkeit von fossilen Brennstoffen einschließlich Erdgas beitragen.

(b) Die Beteiligung deutscher Industrie an der Entwicklung solarthermischer Pilotanlagen wird den beteiligten Firmen einen wichtigen Vorsprung beim mittelfristig bevorstehenden Bau von vielen und großen Anlagen geben.

(c) Deutschland kann sich Emissionsrechte sichern bei der Erstellung solarthermischer Anlagen zur Stromversorgung der Länder des Sonnengürtels der Erde im Rahmen der internationalen Kyoto-Mechanismen des „Clean Development“.

Deutsche Forschungszentren sind an der *Forschung* auf dem Gebiet solarthermischer Anlagen stark beteiligt, die DLR sogar in führender Position. Dies ist *eine* wichtige Voraussetzung für eine führende Stellung des Landes auf dem Gebiet der Solarthermie. Ebenso wichtig sind zum gegenwärtigen Zeitpunkt *Maßnahmen zur Markteinführung* der Solarthermie, analog dem Vorgehen in den letzten Jahren im Falle der Windenergie, das deutschen (und dänischen) Herstellern von Windturbinen eine Spitzenstellung eingebracht hat.

Spanien hat mit einem neuen Einspeisegesetz und drei (technisch unterschiedlichen und auf 50 MW Leistung begrenzten) solarthermischen Pilotprojekten einen ersten Schritt auf dem Wege zur Markteinführung der Solarthermie unternommen. Die nächsten Schritte in Richtung auf größere Anlagen sollten auch die für die Stromversorgung Mitteleuropas ins Auge gefassten Standort-Staaten in Nordafrika einbeziehen.

Deutschland bejaht die im Kyoto-Protokoll vorgesehenen Instrumente der "Joint Implementation" und des "Clean Development Mechanism". Es fehlt jedoch an einer Strategie, die darauf gerichtet ist, einen wesentlichen Beitrag zum Klimaschutz durch entsprechende Projekte im Ausland, insbesondere in Entwicklungs- und Schwellenländern, zu erbringen.

Nutzung des Clean Development Mechanismus [12]

Prinzipiell kann durch den Clean Development Mechanismus (CDM), der im Rahmen des Kyoto-Protokolls (Art. 12) geschaffen wurde, ein finanzieller Anreiz für ein Gemeinschaftsprojekt mit einem Entwicklungs- oder Schwellenland geschaffen werden. Der CDM hat laut Kyoto-Protokoll zwei gleichberechtigte Ziele: Einerseits soll er die Investorländer bei der Erreichung ihrer Kyoto-Emissionsziele unterstützen, andererseits die Gastgeberländer in ihrer nachhaltigen Entwicklung unterstützen. Er bietet für Staaten oder Unternehmen die Möglichkeit, Emissionszertifikate (Certified Emission Reductions, CERs) durch Investitionen in Klimaschutzprojekte in Entwicklungs- oder Schwellenländern zu generieren. Die EU und jüngst auch Deutschland haben alle rechtlichen Grundlagen dafür geschaffen, dass die CERs ab Anfang 2006 in Emissionsberechtigungen im Rahmen des EU-Emissionshandels umgewandelt werden können.

Für eine tragfähige Finanzierung des Exportes deutscher solarthermischer Kraftwerkstechnik ist gerade in Auslandsmärkten mit erhöhten (wirtschaftlichen und politischen) Risiken oft eine hinreichende Absicherung gegen Forderungsausfälle unentbehrlich. Die staatliche Exportkreditversicherung dient dieser Absicherung von Auslandsgeschäften (Hermesdeckung). Sind mit dem Projekt Direktinvestitionen im Bestellerland verbunden, können zur Absicherung gegen politische Risiken Investitionsgarantien eingesetzt werden. Der Export von Technologien für erneuerbare Energien gilt der Bundesregierung als besonders förderungswürdig. Auf Initiative der Bundesregierung haben die OECD-Mitgliedsstaaten beschlossen, ab dem 1. Juli 2005 für eine Testphase von zwei Jahren die Kreditlaufzeit u.a. für Solarkraftwerke auf 15 Jahre zu erhöhen.

Wesentliche Hinweise zur Durchführung eines CDM-Projekts sind an anderer Stelle zu finden [13].

Notwendige Schritte

Zur Sicherstellung der langfristigen Stromversorgung Deutschlands mit CO_2-frei hergestelltem Strom sollten die zuständigen Regierungsorgane deutsche Kraftwerksbetreiber ermutigen, zunächst Pilotanlagen größerer Leistung für die lokale Stromversorgung zu errichten. Dies sollte durch Kontakte und ggf. Vereinbarungen mit den Partnerstaaten sowie durch Zusage von Kreditgarantien unter Benutzung des „Clean Development“ Mechanismus geschehen. Daran sollte sich langfristig der weitere Ausbau einer Infrastruktur zur Stromversorgung Deutschlands anschließen; er umfasst dann weitere große Investitionen zur Vergrößerung der solaren Kapazitäten sowie den Bau neuer Hochspannungstrassen von Nordafrika nach Mitteleuropa.

Es wäre eine dramatische Unterlassung, wenn in Deutschland aus Mangel an Voraussicht noch mehrere Jahre bis zum Start des Markteinführungsprogramms vergehen würden. Denn selbst im Falle eines schnellen Starts würden Stromlieferungen aus diesem Programm nur bei Anspannung aller Kräfte noch vor dem Jahr 2020 in Deutschland eintreffen.

Die Deutsche Physikalische Gesellschaft hat sich in den letzten Jahren wiederholt und dezidiert für diese aussichtsreiche Technik zur Reduzierung des CO_2-Ausstoßes eingesetzt. Sie appelliert hier noch einmal an alle Beteiligten, Industrie, Stromwirtschaft und die betroffenen Regierungsinstanzen, das in ihren Kräften Stehende zu tun für einen baldigen Start des hier skizzierten Programms zur Markteinführung der CO_2-freien solarthermischen Kraftwerkstechnik.

Anmerkungen und Literatur

[1] Der Erdgasanteil am fossil erzeugten Strom ist nicht zu verwechseln mit dem Anteil an installierter Leistung. Dieser liegt viel höher, da die Gaskraftwerke nur einen Teil des Jahres laufen. Z.B. war im Jahre 2003 der Anteil an installierter Leistung 0.25 gegenüber einem Stromanteil von 0,16.

[2] zitiert in: *Das IKARUS-Projekt, energietechnische Perspektiven für Deutschland*, hrsg. von P. Markewitz und G. Stein (Abschlussbericht des Projekts IKARUS) Schriften des Forschungszentrums Jülich, Reihe *Umwelt* Band 39, Jülich 2003. Tab. 5.4

[3] Ebenda, Tab. 5.5

[3a] Prognos, EWI, *Die Entwicklung der Energiemärkte bis zum Jahr 2030*, Untersuchung im Auftrag des BMWA, Köln, Basel, April 2005

[4] EEG-2004 Paragr. 1

[4a] Bundesumweltministerium, *Umweltpolitik, Erneuerbare Energien in Zahlen,* Berlin, Juni 2005

[4b] www.vdn-berlin.de/eeg_mittelfristprognose.asp

[5] Nitsch et al. (DLR, ifeu, WI) im Auftrag des BMU, *Ökologisch optimierter Ausbau der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland*, Stuttgart, Heidelberg, Wuppertal, März 2004

[6] Ersetzte jährliche nukleare Strommenge (168 TWh) • CO_2-Ausstoß der Ersatzkraftwerke pro kWh (699,5 g) = 117,5 Mt CO_2

[6a| Umrechnungsfaktor 699,5 g CO_2/kWh, Tab. 2

[7] NETCEN on behalf of the Department of Environment, Food and Rural Affairs

[8] *Labour Manifesto 1997,* sowie *Energy Paper 2003* etwas schwächer

[9] Zahlen waren keine zu bekommen, doch wären sie im Erfolgsfall sicherlich bekannt gemacht worden.

[9a] Die Entwicklung des Marktes der europäischen Emissionsrechte von Januar bis August 2005 wird beschrieben in dem in London erscheinenden *Argus Power Europe*, Vol. V, 16 (25.8.2005), S. 6-7.

[10] Z.B.: Helmut Alt, Vortrag auf der Physikertagung München 2004, in: *Perspektiven für die Energie der Zukunft*, 13 Vorträge der Münchner Tagung, hrsg. von M. Keilhacker, Deutsche Physikalische Gesellschaft, Bad Honnef 2004

[11] J. Trittin, *Welt um Welt, Gerechtigkeit und Globalisierung*, Aufbau Verlag Berlin 2002, S. 11

[12] Wir danken Herrn Dr. Christoph Bals von GermanWatch, Bonn, für die Beratung auf dem Gebiet des Clean Development Mechanismus. Der Abschnitt ist eine redaktionell stark verkürzte Form seines schriftlichen Beitrages, welcher zahlreiche wichtige Hinweise und praktische Informationen enthält. Er umfasst 4 Seiten und steht zur Verfügung unter der in [13] angegebenen Internetadresse der DPG.

[13] http://www.dpg-fachgremien.de/ake

12 Schlussbemerkung

Das Klimaproblem ist ein Jahrhundertproblem. Blicken wir auf die großen technischen Entwicklungen des vergangenen Jahrhunderts zurück (Elektrizität, Automobil, Flugzeug, Telekommunikation, Computer, Chemie, Atomphysik, Energietechnik, Medizintechnik …), so ist klar, dass sie die Welt verändert haben in einer Weise, die so nicht vorauszusehen war. Welche Möglichkeiten sich im 21. Jahrhundert eröffnen werden, können wir ebenfalls nicht vorher wissen. Wir dürfen auf neue Erfindungen hoffen und darauf, dass sich die schon gemachten im wirtschaftlich-technischen Wettbewerb optimieren lassen.

Bekämen wir eines Tages einen neuen elektrischen Speicher (Akku), der zum Preis und Gewicht einer Autobatterie deren 30-fache Speicherkapazität besäße, so würde sich die Welt des Verkehrs in eine neue Richtung entwickeln. Wir könnten dann genügend weit mit Elektroautos fahren, die beim Parken elektrisch aufgeladen werden, vielleicht mit Wind- oder Sonnenstrom. Gäbe es eines Tages geeignete Algenkulturen, die aus Wasser und Sonnenlicht direkt Wasserstoffgas erzeugten, so könnten sie vielleicht eine brauchbare Wasserstofftechnik begründen.

So entsteht Klimaschutz zu allererst in den Köpfen. Es wäre nicht der schlechteste Dienst, den Deutschland für den Klimaschutz leisten könnte, wenn aus seinen Werkstätten und Forschungslabors wesentliche Anstöße für zukünftige Entwicklungen hervorgingen. Sie dazu in die Lage zu versetzen, die Forschungsbedingungen richtig zu gestalten, das Klima für erfolgreiche Forschung zu stärken – auch das sind Investitionen in den Klimaschutz.

Autoren

(Mitglieder des Arbeitskreises Energie)

Prof. Dr. Walter Blum,
Max Planck Institut für Physik, München,
z.Zt. CERN, Genf
Leiter des Arbeitskreises,
Koordinator der Studie
walter.blum@cern.ch

Dipl.-Ing. Wolfgang Breyer, Erlangen
ehem. Leiter der Unternehmenskommunikation der Framatome ANP GmbH
wolfgang.breyer@kerntext.de

Dr. rer. nat. Eike Gelfort, Köln
VDI-Fachausschuss Kerntechnik
ehem. BMBF, Ref. 413
e.gelfort@gmx.de

Dr. rer. nat. Arnold Harmsen,
Beratender Ingenieur, Hamburg
a.harmsen@plenuming.de

Prof. Dr. Martin Keilhacker,
Max Planck Institut für Plasmaphysik, Garching
ehem. Direktor des JET-Laboratoriums, Culham, UK
martin.keilhacker@softdesign.de

Dr. Gerhard Luther,
Leiter der Forschungsstelle Zukunftsenergien,
Universität des Saalandes, Saarbrücken
luther.gerhard@vdi.de

Prof. Dr. Andreas Otto, em.,
Experimentalphysik,
Heinrich Heine Universität, Düsseldorf
otto@uni-duesseldorf.de

Dipl.-Ing. Günther Plass, Genf
ehem. Director of Accelerators, CERN
g.i.plass@freesurf.ch

Prof. Dr. Eckard Rebhan,
Theoretische Physik,
Heinrich Heine Universität Düsseldorf,
Herausgeber des Energiehandbuches im Springer-Verlag
rebhan@thphy.uni-duesseldorf.de

Impressum

Herausgeber und Copyright (2005):
Deutsche Physikalische Gesellschaft e.V.
Hauptstraße 5
53604 Bad Honnef
Tel. 02224-9232-0
Fax 02224-9232-50
dpg@dpg-physik.de

Berliner Geschäftsstelle:
Magnus-Haus
Am Kupfergraben 7
10117 Berlin
Tel. 030-201748-0
Fax 030-201748-50
magnus@dpg-physik.de

Pressestelle:
Rathausplatz 2-4
53604 Bad Honnef
Tel. 02224-95195-18
Fax 02224-95195-19
presse@dpg-physik.de

Die Studie ist im Internet erhältlich unter
http://www.dpg-fachgremien.de/ake

Für den Inhalt verantwortlich:
Deutsche Physikalische Gesellschaft e.V.
Die im Text abgedruckten Zahlen und statistischen Angaben wurden mit Sorgfalt ermittelt. Es wird um Verständnis dafür gebeten, dass eine Gewähr für diese Angaben nicht übernommen werden kann.

Studie

Die Deutsche Physikalische Gesellschaft e.V. (DPG), deren Tradition bis in das Jahr 1845 zurückreicht, ist die älteste und mit rund 50.000 Mitgliedern auch die größte physikalische Fachgesellschaft weltweit. Sie versteht sich als offenes Forum der Physikerinnen und Physiker und verfolgt als gemeinnütziger Verein keine wirtschaftlichen Interessen. Abiturienten und Lehrer sind in der DPG ebenso vertreten wie Studierende, Patentanwälte, Industrieforscher, Professoren und Nobelpreisträger. Weltberühmte Wissenschaftler waren zudem Präsidenten der DPG – so Max Planck und Albert Einstein.

Mit Tagungen und Workshops fördert die DPG den Gedankenaustausch innerhalb der wissenschaftlichen Gemeinschaft, physikalische Spitzenleistungen würdigt sie mit Preisen von internationaler Reputation wie der Max-Planck-Medaille für Theoretische Physik. Darüber hinaus engagiert sich die DPG auch in der politischen Diskussion. Themen wie Bildung, Forschung, Klimaschutz und Energiepolitik sind ihr dabei besonders wichtig. Sie unterstützt Schülerwettbewerbe wie „Jugend forscht“ und zeichnet – für herausragende Physikleistungen im Abitur – bundesweit Schülerinnen und Schüler aus.

Sitz der DPG-Geschäftsstelle ist das rheinische Bad Honnef. Hier liegt auch das „Physikzentrum“: Tagungsstätte der DPG und Treffpunkt für Wissenschaftlerinnen und Wissenschaftler aus aller Welt. Seit ihrer Vereinigung mit der Physikalischen Gesellschaft der DDR im Jahre 1990 unterhält die DPG noch ein weiteres Forum: das Berliner Magnus-Haus. Regelmäßig finden dort wissenschaftliche Gesprächsrunden und öffentliche Vorträge statt.

Die DPG macht Physik öffentlich: Mit populärwissenschaftlichen Publikationen und öffentlichen Veranstaltungen beteiligt sie sich – zusammen mit anderen Wissenschaftsorganisationen und gemeinsam mit dem Bundesministerium für Bildung und Forschung – aktiv am Dialog zwischen Wissenschaft und Öffentlichkeit. Denn der DPG ist eines Herzenssache: allen Neugierigen ein Fenster zur Physik zu öffnen.

Deutsche Physikalische Gesellschaft e.V.
Geschäftsstelle
Hauptstraße 5
53604 Bad Honnef
Telefon: 0 22 24 / 92 32 - 0
Fax: 0 22 24 / 92 32 - 50
E-Mail: dpg@dpg-physik.de

Internet:
www.dpg-physik.de
www.weltderphysik.de
www.pro-physik.de