



acatech DISKUTIERT

# > DIE ZUKUNFT DER ENERGIEVERSORGUNG IN DEUTSCHLAND

HERAUSFORDERUNGEN – PERSPEKTIVEN – LÖSUNGSWEGE

BERND HILLEMEIER (Hrsg.)

acatech SYMPOSIUM | 21. NOVEMBER 2006





acatech DISKUTIERT

# > DIE ZUKUNFT DER ENERGIEVERSORGUNG IN DEUTSCHLAND

HERAUSFORDERUNGEN – PERSPEKTIVEN – LÖSUNGSWEGE

BERND HILLEMEIER (Hrsg.)

acatech SYMPOSIUM | 21. NOVEMBER 2006

Bibliografische Information der Deutschen Bibliothek

Die Deutsche Bibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über <http://dnb.ddb.de> abrufbar.

ISSN 1861-9924 / ISBN-10: 3-8167-7220-X ISBN-13: 978-3-8167-7220-0

Alle Rechte vorbehalten

Dieses Werk ist einschließlich aller seiner Teile urheberrechtlich geschützt. Jede Verwertung, die über die engen Grenzen des Urheberrechtsgesetzes hinausgeht, ist ohne schriftliche Zustimmung von acatech unzulässig und strafbar. Dies gilt insbesondere für Vervielfältigungen, Übersetzungen, Mikroverfilmungen sowie die Speicherung in elektronischen Systemen.

© acatech – Konvent für Technikwissenschaften  
der Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e.V., 2006

Geschäftsstelle München  
Residenz München  
Hofgartenstraße 2  
80539 München

Geschäftsstelle Berlin  
Jägerstraße 22/23  
10117 Berlin

Telefon + 49 (0) 89 / 520 30 90  
Telefax + 49 (0) 89 / 520 30 99

Telefon + 49 (0) 30 / 39 88 50 71  
Telefax + 49 (0) 30 / 39 88 50 72

E-mail: [info@acatech.de](mailto:info@acatech.de)  
Internet: [www.acatech.de](http://www.acatech.de)

Koordination und Redaktion: Dr. Andreas Möller (acatech), Dr. Karsten Schubert (TU Berlin)  
Umschlaggestaltung und Layout-Konzeption: klink, liedig werbeagentur gmbh, München  
Satz/ Layout: Fraunhofer-Institut für Intelligente Analyse- und Informationssysteme IAIS, Sankt Augustin  
Herstellung und Produktion: Fraunhofer IRB Verlag, Stuttgart

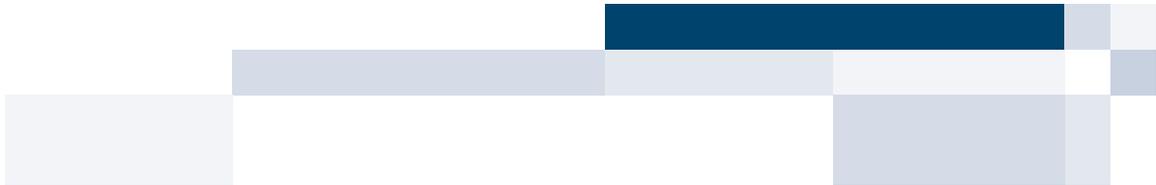
Printed in Germany

Verlag und Vertrieb:  
Fraunhofer IRB Verlag  
Fraunhofer-Informationszentrum Raum und Bau IRB  
Nobelstraße 12  
70569 Stuttgart

Postfach 80 04 69  
70504 Stuttgart

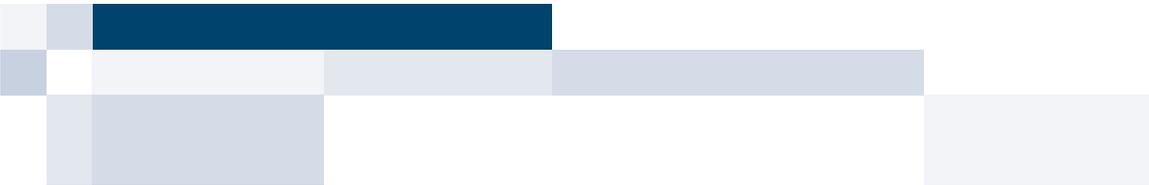
Telefon + 49 (0) 711 / 970 25 00  
Fax + 49 (0) 711 / 970 25 08

E-mail: [irb@irb.fraunhofer.de](mailto:irb@irb.fraunhofer.de)  
Internet: [www.irb.fraunhofer.de](http://www.irb.fraunhofer.de)



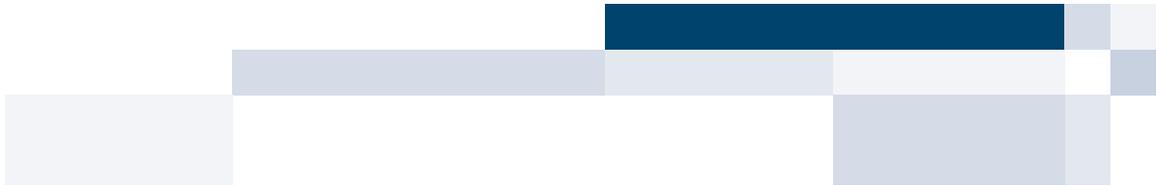
## > INHALT

<b>EINLEITUNG UND MOTIVATION</b>	<b>7</b>
Bernd Hillemeier, Chairman des Symposiums	
<b>1 WEGE ZU EINER NACHHALTIGEN ENERGIEVERSORGUNG IN DEUTSCHLAND</b>	<b>11</b>
Alfred Voß	
1.1 Einleitung	11
1.2 Ausgangslage	11
1.3 Szenarien der Energieversorgung in Deutschland	16
1.4 Schlussbemerkung	21
1.5 Weiterführende Literatur	21
<b>2 SICHERE FOSSILE PRIMÄRENERGIE – EINE ACHILLESFERSE VON WIRTSCHAFT UND POLITIK</b>	<b>23</b>
Dietrich H. Welte und Dietrich Böcker	
2.1 Ausgangssituation	23
2.2 Globale Aspekte des Primärenergieverbrauchs	23
2.3 Der Energiebedarf in China und Indien	25
2.4 Ursachen des Preisanstiegs	27
2.5 Reserven, Ressourcen und Reichweiten	28
2.6 Die Primärenergierisiken Deutschlands	31
2.7 Ansatzpunkte für eine realistische Energiestrategie	35
2.8 Zusammenfassung und Handlungsempfehlungen	37
2.9 Literaturangaben	38
<b>3 DIE ROLLE DER KERNENERGIE IN DER ZUKÜNFTIGEN ENERGIEVERSORGUNG</b>	<b>39</b>
<b>3.1 DER INDUSTRIESTAAT DEUTSCHLAND OHNE KERNENERGIE: EINE SINNVOLLE POLITISCH-WIRTSCHAFTLICHE ENTSCHEIDUNG?</b>	<b>41</b>
Manfred Mach und Carsten Salander	
3.1.1 Sechs Bedingungen für die Nutzung der Kernenergie	41
3.1.2 Umweltentlastung	42
3.1.3 Wirtschaftlichkeit	43
3.1.4 Rohstoffsicherheit – Die Uranreserven	44
3.1.5 Entsorgungssicherheit – Die radioaktiven Abfälle	45
3.1.6 Betriebsrisiko – Größere kerntechnische Unfälle	47
3.1.7 Missbrauchsabschluss – Die militärische Nutzung der Kerntechnik	49
3.1.8 Zusammenfassung und Ausblick	50
3.1.9 Literaturangaben	52



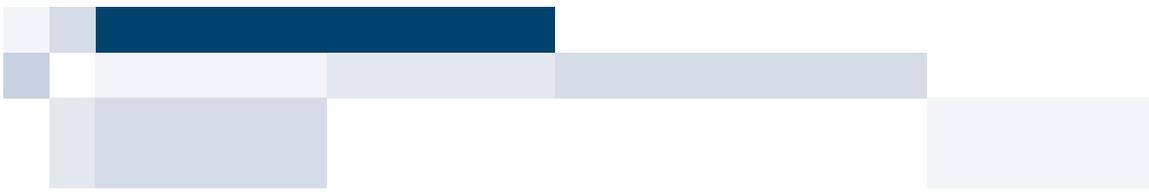
## > INHALT

<b>3.2 ASPEKTE DER ZUKÜNFTIGEN NUTZUNG DER KERNENERGIE</b>	<b>53</b>
Kurt Kugeler, Inga Maren Tragsdorf, Nathalie Pöppe	
3.2.1 Die Notwendigkeit der zukünftigen weltweiten Kernenergienutzung	53
3.2.2 Überblick über die Nachhaltigkeits- und Sicherheitsanforderungen bei zukünftigen Kernkraftwerken	54
3.2.3 Wirtschaftliche Aspekte der Erzeugung von elektrischer Energie	55
3.2.4 Radioaktive Belastungen aus dem Normalbetrieb kerntechnischer Anlagen	56
3.2.5 Spaltstoffversorgung	56
3.2.6 Ausschluss des Spaltstoffmissbrauchs	57
3.2.7 Kernkraftwerke der Zukunft ohne eine katastrophale radiologische Belastung der Menschen und der Umwelt nach schweren Störfällen	58
3.2.8 Nukleare Entsorgung	60
3.2.9 Kernenergie zur Versorgung des Wärmemarktes	61
3.2.10 Anforderungen und Empfehlungen	62
3.2.11 Literaturangaben	63
<b>3.3 DIE ENDLAGERUNG RADIOAKTIVER ABFÄLLE IN DEUTSCHLAND – WO LIEGEN DIE PROBLEME IM INTERNATIONALEN VERGLEICH?</b>	<b>65</b>
Klaus Kühn	
3.3.1 Einleitung	65
3.3.2 Die Koalitionsvereinbarung vom 20. Oktober 1998	65
3.3.3 Die Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen	70
3.3.4 Was jetzt zu tun ist: Neun Empfehlungen zur Verbesserung des Status quo	72
3.3.5 Zusammenfassung und Ausblick	76
3.3.6 Literaturangaben	77
<b>4 DIE BEDEUTUNG DER REGENERATIVEN ENERGIEN FÜR DIE ENERGIEVERSORGUNG</b>	<b>79</b>
Frank Behrendt und Eckard Dinjus	
4.1 Einleitung	79
4.2 Die elektrische Energieversorgung aus regenerativen Energien	80
4.2.1 Wasserkraft	81
4.2.2 Windkraft	81
4.2.3 Biomasse	81
4.2.4 Photovoltaik	82
4.2.5 Geothermie	82
4.3 Die Gewinnung von Kraftstoffen aus regenerativen Energien	82
4.3.1 Übersicht	82
4.3.2 Erzeugungspfade von Kraftstoffen aus Biomasse	83
4.4 Die Gewinnung von Wasserstoff aus Biomasse	89
4.5 Die stoffliche Nutzung der Biomasse	89
4.6 Zusammenfassung und Ausblick	90



## > INHALT

<b>5 DIE RATIONELLE ENERGIENUTZUNG ALS LEITLINIE DER ZUKÜNFTIGEN ENERGIEWIRTSCHAFT</b>	<b>91</b>
Klaus Lucas	
5.1 Ausgangsbedingungen	91
5.2 Bewertung der Energieeffizienz	91
5.3 Von der Effizienzsteigerung zur rationellen Energienutzung	92
5.4 Rationelle Energienutzung in der Industrie	94
5.5 Rationelle Energienutzung in Gebäuden	95
5.6 Rationelle Energienutzung in Kommunen	97
5.7 Fazit	99
<b>6 DAS POTENZIAL DER KERNFUSION</b>	<b>101</b>
Alexander Bradshaw	
6.1 Einleitung	101
6.2 Der Fusionsprozess	102
6.3 ITER – Auf dem Weg zu einem Fusionskraftwerk	103
6.4 Das Fusionskraftwerk: Probleme und Chancen	106
6.5 Schlussbemerkung	109
<b>7 AUTORENVERZEICHNIS</b>	<b>111</b>



# EINLEITUNG UND MOTIVATION

BERND HILLEMEIER, CHAIRMAN DES SYMPOSIUMS

Die Energieversorgung in Deutschland steht im 21. Jahrhundert vor immensen Herausforderungen. Während der Energiebedarf in den letzten Jahren nahezu konstant geblieben ist, haben sich die Rahmenbedingungen für Produzenten und Konsumenten dramatisch verändert. So hat die globale Nachfrage nach Energie durch die sich schnell entwickelnden Volkswirtschaften insbesondere in Asien und Südamerika stark zugenommen. Diese Länder decken ihren Energiebedarf an denselben Märkten wie wir. Welche Auswirkungen hat die weltweite Situation auf Deutschland, das zu den größten Energie-Importeuren gehört?

Die Debatte über die Energieversorgung ist hierzulande wie kaum ein anderes Thema emotional und ideologisch geprägt. Die Positionen etwa beim Thema Kernenergie sind so verhärtet, dass ein objektiver Austausch über die Vor- und Nachteile kaum möglich erscheint. Auch die Auseinandersetzungen über die Reduzierung der CO<sub>2</sub>-Emissionen, den Ausbau der regenerativen Energien oder die Erforschung der Kernfusion dokumentieren, dass es in der öffentlichen Auseinandersetzung an Sachbezogenheit, Pragmatismus und Augenmaß mangelt. Mehr als es die Komplexität des Themas verlangte, ist die Diskussion über die energiepolitische Zukunft unseres Landes von Schlagworten und politischen Statements bestimmt.

Wie eine Kuriosität unserer Informationsgesellschaft mutet es hingegen an, dass die Fachwissenschaft in der öffentlichen Wahrnehmung vergleichsweise wenig zur Geltung kommt und vor allem zur Bestätigung vorgefasster Standpunkte herangezogen wird.

acatech, die Stimme der Technikwissenschaften auf der Ebene der Akademien der Wissenschaften in Deutschland, will mit dem vorliegenden Band in die Diskussion eingreifen. Versäumnisse und Fehleinschätzungen der Vergangenheit, aber auch Chancen und Potenziale, die sich im Zusammenhang mit der Energieversorgung der Zukunft ergeben, sollen offen und interessenbereinigt abgewogen werden. Die hier versammelten Autoren, ausgewiesene Experten der verschiedenen Bereiche der Energiegewinnung und Energieanwendung, möchten auf diese Weise dazu beitragen, dass die öffentliche Debatte zu einem Grad an Objektivität und Realitätssinn zurückfindet, der angesichts der Bedeutung des Themas notwendig ist.

Im Mittelpunkt der Überlegungen steht eine langfristige Strategie zur Versorgung von Wirtschaft und Privathaushalten mit bezahlbarer und gleichzeitig umweltschonend gewonnener Energie. Dazu analysieren die Aufsätze von *Alfred Voß, Dietrich H. Welte/Dietrich Böcker, Manfred Mach/Carsten Salander, Kurt Kugeler/Inga Maren Tragsdorf/Nathalie Pöppe, Klaus Kühn, Frank Behrendt/Eckhard Dinjus* und *Alexander Bradshaw* die verschiedenen Energieformen im Hinblick auf die gegenwärtigen und – insofern es sich um Szenarien handelt – zukünftigen technischen Voraussetzungen.

Ihr Anliegen ist hierbei nicht, sich für oder gegen die eine oder andere Energieform auszusprechen. Ziel der Autorinnen und Autoren ist es vielmehr, Wege zu einem Energiemix der Zukunft zu diskutieren, der die drei Prämissen des energiepolitischen Zieldreiecks – Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit – in gleicher Weise erfüllt.

## > Prämisse Eins: Versorgungssicherheit

Die Welt um uns herum ist gekennzeichnet von einem kontinuierlichen Bevölkerungswachstum und einem steigenden Industrialisierungs- und Metropolisierungsgrad, die den Bedarf an Energie erhöhen. Die Internationale Energie Agentur (IEA) geht daher von einem jährlichen Wachstum des Energieverbrauchs von 1,5 bis 2 Prozent aus und erwartet bis 2030 sogar eine Verdoppelung des Elektrizitätsverbrauchs.

In nicht wenigen Ressourcenländern – dies gilt insbesondere für die fossilen Energieträger – bestehen politische Unsicherheiten, welche die Energieversorgung alles andere als risikolos erscheinen lassen. Der Iran ist dafür nur ein Beispiel. Deutschland steht aus diesem Grund genau wie andere Industrienationen vor der Aufgabe, die Grundsätze seiner Energiepolitik den sich verändernden Rahmenbedingungen anzugleichen. Dazu gehört einerseits, die Versorgung mit fossiler Primärenergie zu sichern. Andererseits muss eine Energiebasis mit weniger fossiler Energie erreicht werden, um unabhängiger von internationalen Monopolstrukturen zu werden.

Eine größere energiepolitische Unabhängigkeit erscheint auch im Hinblick auf die sich abzeichnenden Engpässe bei den Fördermengen notwendig. So geht man je nach Schätzung davon aus, dass die Reserven an Erdöl in 40 Jahren, die an Erdgas in 60 Jahren und die an Steinkohle in 200 Jahren erschöpft sein werden. Bei der Kernenergie, die knapp 30 Prozent der gegenwärtigen Stromversorgung in Deutschland ausmacht, ist die Angabe einer statischen Reichweite nicht gesichert, da die Uranexploration wegen der beschränkten Nachfrage bisher kein zentrales Thema war. Ist die Kernenergie, so mag man fragen, angesichts der politischen Beschlüsse der vergangenen Jahre allerdings überhaupt noch eine Option?

Fakt ist, dass die Versorgungslücke, die ein Abschalten der Kernkraftwerke zur Folge hätte, zwangsläufig zu einer noch höheren Abhängigkeit von den fossilen Energieträgern führen würde. Darüber hinaus, und dies wird in der öffentlichen Diskussion häufig vergessen, würde ein schneller Ausstieg aus der Kernenergie die Möglichkeiten weiter einschränken, durch eigene Spitzenforschung und Spitzentechnologie auf internationale Sicherheitsstandards etwa bei der Endlagerung oder im Zuge der Begutachtung neuer Kraftwerke im Ausland positiv Einfluss nehmen zu können.

Wer in Deutschland über den Ausstieg aus der Atomkraft spricht, sieht vor allem die erneuerbaren Energien als eine Alternative an. Unstrittig ist, dass die Energieversorgung durch die regenerativen Energien dezentraler und flexibler wird. Zudem bestehen innovative Verfahren nicht nur zur Gewinnung von Strom, sondern auch zur Produktion von Kraftstoffen etwa aus Biomasse, die in Zukunft eine wertvolle Ergänzung darstellen werden und in diesem Band ausführlich Beachtung finden.

Unbestreitbar ist jedoch auch, dass Sonnen- und Windenergie, teilweise auch die Wasserkraft, nur ungleichmäßig gewonnen werden können und im Vergleich zur Energiegewinnung aus fossilen Trägern oder der Kernkraft verschwindend geringe Effizienzgrade aufweisen. So plausibel es daher umweltpolitisch ist, auf eine Energieversorgung unter Hinzuziehung regenerativer Energien zu setzen, so wenig sollte man sich darüber täuschen, dass diese das Energieproblem auf absehbare Zeit aus physikalischen und technischen Gründen nicht werden lösen können.

Ein Grund für acatech, sich mit der technischen Optimierung der Energieversorgung auseinanderzusetzen, ist auch der konstant hohe Energieverbrauch in Deutschland. Rechnet man die jährlich zur Verfügung stehende Energie um, so entspricht dies einer durchschnittlichen Verbrauchsleistung von 6000 Watt pro Einwohner. Etwas plakativ könnte man deshalb sagen, dass Deutschland eine 6000-Watt-Gesellschaft ist, in der dank moderner Technologien und Materialien erhebliche Möglichkeiten zur Energieeinsparung bestehen. Auch wenn dies heute optimistisch erscheinen mag: Die Halbierung des Energieverbrauchs, möglicherweise sogar eine 2000-Watt-Gesellschaft, sollte das Ziel sein.<sup>1</sup>

Eine der wichtigsten energiepolitischen Stoßrichtungen der Zukunft ist daher die Ausschöpfung der vorhandenen Energie im Rahmen der rationellen Energienutzung, der sich der Beitrag von *Klaus Lucas* in diesem Band widmet. Hier liegt gerade für den Technologiestandort Deutschland ein beträchtliches Zukunftspotenzial, das eine auch ökonomisch attraktive Vorbildwirkung für andere Länder entfalten könnte.

### > Prämisse Zwei: Wirtschaftlichkeit

Es ist kein Geheimnis, dass einzelne Energieträger durch Subventionen Marktpositionen innehaben, die über ihre tatsächliche Marktfähigkeit hinwegtäuschen. Dabei liegt auf der Hand, dass sich die Förderpolitik des Staates an langfristigen Zielen orientieren muss, um aufkommenden Technologien zum Durchbruch zu verhelfen. Außer Acht gelassen werden darf jedoch nicht, dass auch der Energiesektor wirtschaftlichen Bedingungen unterliegt. Jeder Versuch, die Marktkräfte dauerhaft zu beeinflussen, stellt somit eine gewisse Verzerrung dar.

Deutlich wird dies vor allem bei der Stromerzeugung, die im Zusammenhang mit der Debatte um steigende Anbieterpreise heute zuvorderst im Fokus der Verbraucher steht. Strom aus Wasserkraft und Kernenergie ist deutlich preiswerter als Strom, der aus Wind und Biomasse gewonnen wird. Die Kosten der Stromerzeugung aus Geothermie liegen gegenwärtig noch darüber.

<sup>1</sup> Entsprechende Zahlen werden auch von der Schweizerischen Akademie der Technischen Wissenschaften (SATW) angeführt. Siehe dazu: Nachhaltige Energieversorgung, Bericht zum SATW-Jahreskongress 2004, SATW-Schrift Nr. 38.

Am teuersten ist die Stromerzeugung mittels Photovoltaik. Solarstrom kostet ein Mehrfaches des Stroms aus anderen Energieträgern. Ungeachtet dessen ist die Faszination durch die Sonnenenergie bei vielen Menschen ungebrochen. Hier erscheint Aufklärungsarbeit hinsichtlich der Parameter notwendig, nach denen wir Technologien beurteilen.

Die auf den Weg gebrachte Liberalisierung des Strommarktes zählt zu den einschneidenden Veränderungen in der Energiewirtschaft. Dem folgend muss die zukünftige Energieversorgung neben der Prämisse der Versorgungssicherheit auch die Prämisse der Wirtschaftlichkeit berücksichtigen. Als einen dritten Schwerpunkt muss sie den Umweltschutz zu ihrem Thema machen, wenn sie nicht nur ökonomisch sinnvoll, sondern auch verantwortungsvoll hinsichtlich der Bewahrung der natürlichen Lebensgrundlagen sein will.

### > Prämisse Drei: Umweltverträglichkeit

Auch wenn von Seiten der Produzenten nicht ungern von ‚sauberm‘ Strom die Rede ist: Jeder einzelne Schritt der Energieversorgung belastet zunächst die Umwelt. Die Energienutzung beginnt mit der Gewinnung der Primärenergieträger, geht weiter über deren Veredelung und Umwandlung und endet schließlich beim Transport und der Nutzung durch die Konsumenten.

Allein deshalb sind die rationelle Energienutzung und die Förderung erneuerbarer Energien unter Umwelt- und Klimaschutz Gesichtspunkten notwendig. Denn die regenerativen Energien erzeugen keine Treibhausgasemissionen, wenn man jene zur Herstellung ihrer Anlagen außer Betracht lässt. Doch auch die Befürworter der Kernkraft führen das Faktum der Umweltfreundlichkeit ins Feld, das neben der hohen Energieausbeute ein entscheidendes Plus dieser Energieform ist. Umso wichtiger ist es, dass entsprechende Vorzüge in eine Gesamtbewertung einfließen.

Die Rolle der fossilen Energieträger, die rund zwei Drittel des Primärenergiebedarfs decken, bleibt auch in Zukunft zentral. So liegt es nahe, dass Öl, Gas und Kohle die Energiegewinnung längerfristig dominieren werden und sich der Treibhausgasausstoß – sequestriert oder emittiert – in einem vergleichbaren Größenbereich wie heute bewegen wird.

Die CO<sub>2</sub>-Belastung ist neben dem Endlagerungsproblem der Kernenergiegewinnung der Dreh- und Angelpunkt der meisten umweltpolitischen Ambitionen im Energiebereich. Trotz eines geringen anthropogenen CO<sub>2</sub>-Anteils darf deshalb nicht verkannt werden, dass auch kleine Veränderungen im Klimasystem große Wirkungen haben können – ganz abgesehen vom Anspruch der Industrieländer, die den Großteil der weltweiten Energie verbrauchen, für die Erhaltung der Umwelt zu sorgen.

### > Ausblick

Neben den Prämissen Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit gehört es zu den Aufgaben der zukünftigen Energiepolitik, den Konflikt zwischen den Bedürfnissen der Verbraucher und ihren Ängsten vor Gesundheits- oder Sicherheitsrisiken ernst zu nehmen. Hierin liegt die Basis für die Akzeptanz der drei Prämissen.

Aus diesem Grund ist es notwendig, sich über einen scheinbaren Widerspruch besser als bislang zu verständigen. Die globale Gesellschaft benötigt gerade im Zeitalter steigender materieller Bedürfnisse und individueller Mobilität in einem zunehmenden Maße Energie.<sup>2</sup> Gleichzeitig werden neue Technologien, die bei der Bewältigung dieser Aufgabe helfen können, mit Skepsis betrachtet. Anhaltend wird erbitterter Widerstand gegen Kraftwerke, Übertragungsleitungen oder Entsorgungsanlagen geleistet. Zunehmend stoßen neben den Großanlagen dezentrale Anlagen wie Kleinwasserkraftwerke und Windkraftanlagen auf Kritik. Man will auch beim Thema Energie, um eine vertraute Erfahrung aus anderen Forschungs- und Technologiebereichen zu wiederholen, das Produkt, nicht aber die Produktion.

Beim Nachdenken über die Energieversorgung der Zukunft ist der Verbraucher deshalb eine zentrale Größe, die man einbeziehen muss. Ebenso wichtig ist es jedoch, dem Verbraucher bewusst zu machen, welchen Wert die Energie heute mehr denn je darstellt, da sie die Grundvoraussetzung unseres Lebensstandards ist. Zu einer entsprechenden Neubewertung gehört deshalb nicht nur der schonungsvolle Umgang mit Energie, sondern auch ein veränderter Blick auf die Energieerzeugung selbst, die dank verbesserter Technologien und eines weltweiten Erfahrungsaustausches gefahrenärmer geworden ist.

2 Siehe dazu die acatech-Studie „Mobilität 2020. Perspektiven für den Verkehr von morgen“, Stuttgart 2006.

Was Experten, mediale Öffentlichkeit und Politik darum gemeinsam leisten müssen, ist zum einen verständlich zu machen, warum heute aus ökonomischen und geopolitischen Gründen gestiegene Anforderungen an die Energieversorgung bestehen. Sie müssen zum anderen unterstreichen, dass der Wissens- und Technologiezuwachs bessere Gestaltungsmöglichkeiten hinsichtlich der Nutzung der natürlichen Ressourcen gestattet. Dazu zählen nicht nur neue Energiequellen oder der Zugriff auf weitere Energievorräte, sondern auch die Effizienzerhöhung bei der Energiegewinnung, die Verbesserung der Speicherungsmöglichkeiten und die Verringerung der Schadstoff- oder Abfallmengen.

Durch das erfolgreiche Zusammenspiel mit der Technik kann gerade die Forschung schließlich dazu beitragen, die Vorbehalte gegenüber dem Einsatz neuer Technologien zu mindern und auf diese Weise für eine sinnvolle Balance von Chancen- und Risikowahrnehmung zu sorgen. Dieses Anliegen verfolgt das Symposium „Die Zukunft der Energieversorgung in Deutschland“, mit dem acatech den Grundstein für eine Reihe von Einzelprojekten zur Energieversorgung legt.

Entsprechende Projekte werden sich Schwerpunktthemen aus jenen Bereichen widmen, die im vorliegenden Band exemplarisch behandelt werden. So sollen nicht nur die Themen Energieeffizienz und -einsparung gesondert Beachtung finden, sondern Einzelanalysen zu den verschiedenen Energieträgern in Handlungsempfehlungen zur Gestaltung der zukünftigen Energieversorgung in Deutschland münden.

Das Ziel des Symposiums und der folgenden Aufsätze ist es, Fragen aufzuwerfen und Schwerpunkte für den weiteren Diskussionsprozess zu identifizieren, der einer besseren Verständigung zwischen Fachwissenschaft und Öffentlichkeit dient. Dabei geht es um das heute Notwendige und Machbare, das morgen Mögliche und das übermorgen Denkbare, wie es im Beitrag von *Dietrich H. Welte* und *Dietrich Böcker* heißt.

# 1 WEGE ZU EINER NACHHALTIGEN ENERGIEVERSORGUNG IN DEUTSCHLAND

ALFRED VOß

## 1.1 EINLEITUNG

Im Hinblick auf die Sicherung der Zukunftsfähigkeit des Wirtschafts- und Lebensraumes Deutschland sowie die Vermeidung von Umwelt- und Klimaveränderungen steht die Energieversorgung vor großen Aufgaben. Trotz einer schon länger andauernden Diskussion klaffen die Vorstellungen über die zukünftige Ausgestaltung der Energieversorgung, und hier insbesondere die Rolle einzelner Energieträger und Energietechniken, aber zum Teil sehr weit auseinander.

Vor diesem Hintergrund werden im Folgenden die Ergebnisse von szenariogestützten Analysen der Entwicklungsmöglichkeiten der Energieversorgung in Deutschland erläutert. Damit soll eine Orientierung bezüglich der Wege und der Rolle heute bzw. zukünftig verfügbarer Energieoptionen zur Schaffung einer sicheren, wirtschaftlichen, umwelt- und nachweltverträglichen, d.h. dem Leitbild der „nachhaltigen Entwicklung“ entsprechenden Energieversorgung gegeben werden.

## 1.2 AUSGANGSLAGE

Im Jahr 2005 wurden in Deutschland 14,2 Extra-Joule (EJ) Primärenergie verbraucht. Mineralöl ist mit einem Anteil von 36 Prozent immer noch der wichtigste Energieträger, gefolgt von Erdgas (22,7 Prozent), Steinkohle (12,9 Prozent), Kernenergie (12,5 Prozent) und Braunkohle (11,2 Prozent). Die erneuerbaren Energien tragen mit 4,6 Prozent zur Deckung des Primärenergieverbrauchs bei.

Die Höhe des Primärenergieverbrauchs hat sich in den letzten 15 Jahren trotz einer Zunahme der Wirtschaftsleistung um rund 25 Prozent kaum verändert. Die sich daraus ergebende Reduktion der Energieintensität (Primärenergieverbrauch je Einheit Bruttoinlandsprodukt) hatte ihre wesentlichen Ursachen in den wirtschaftlichen Anpassungsprozessen in den neuen Bundesländern, in wirtschaftsstrukturellen Veränderungen eines rückläufigen Anteils energieintensiver Wirtschaftszweige an der gesamten Wirtschaftsleistung sowie in Effizienzverbesserungen sowohl im Umwandlungsbereich als auch bei den verschiedenen Energieanwendungen. In den ersten Jahren dieses Jahrzehnts lag die Verbesserung der gesamtwirtschaftlichen Energieproduktivität mit 0,9 Prozent p. a. allerdings deutlich niedriger als im Zeitraum von 1990 bis 2000 (2,0 Prozent p. a.).

Deutschland ist zur Bewältigung seines Energiebedarfs in einem hohen Maße auf Energieimporte angewiesen. Der Anteil der Importenergien an der Deckung des Bedarfs an Energieträgern hat dabei im Zeitverlauf von 57 Prozent (1990) auf heute 75 Prozent zugenommen. Die Abhängigkeit von importierten Energieträgern beträgt bei Uran 100 Prozent, bei Mineralöl 97 Prozent, bei Erdgas 83 Prozent und bei der Steinkohle 61 Prozent. Russland ist heute mit gut 30 Prozent der gesamten Energieeinfuhren der wichtigste ausländische Energielieferant.

Der Bruttostromverbrauch ist in Deutschland seit 1990 um 60 Terawattstunden (TWh) auf 611 TWh im Jahr 2005 angestiegen. Eine analoge Entwicklung zeigt sich bei der Bruttostromerzeugung (Abb. 1). Die Kernenergie (26,3 Prozent), die Braunkohle (25 Prozent) und die Steinkohle (21,6 Prozent) sind derzeit die tragenden Säulen der Stromerzeugung. Die Beiträge des Erdgases belaufen sich auf 11,3 Prozent und die der erneuerbaren Energien auf rund 10,1 Prozent. Seit 1990 hat sich die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, insbesondere durch den Ausbau der Windenergie, um rund 41 TWh erhöht. Das entspricht rund zwei Drittel der Zunahme des Stromverbrauchs in diesem Zeitraum.

Die installierte Gesamtleistung des deutschen Kraftwerksparks betrug Ende 2005 rund 132.265 Megawatt elektrische Leistung (MWel). Aufgrund der Altersstruktur der fossilen Kraftwerke und der bestehenden gesetzlichen Laufzeitbegrenzung der Kernkraftwerke ergibt sich ein Kraftwerkserneuerungsbedarf von rund 60.000 MWel bis zum Jahr 2020 und von rund 90.000 MWel bis zum Jahr 2030. Dies bedeutet nicht nur einen erheblichen Investitionsbedarf, sondern bietet auch einen beachtlichen Gestaltungsspielraum.

Wichtigster Energieträger im Wärmemarkt, d.h. für die Bereitstellung von Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme, ist heute Erdgas, das einen Marktanteil von knapp 50 Prozent hat. Der Anteil des Mineralöls ist seit Jahren rückläufig und beträgt derzeit 23 Prozent (2003). Des Weiteren tragen Strom, Kohle, Fernwärme und erneuerbare Energieträger mit Anteilen zwischen 5 und 10 Prozent zur Deckung des Wärmebedarfs bei.

Der Energiebedarf des Verkehrssektors wird auch heute fast ausschließlich durch Mineralölprodukte gedeckt. Elektrizität, Erdgas und Biokraftstoffe haben trotz absoluter Verbrauchszuwächse immer noch eine vergleichsweise geringe Bedeutung.

Nachdem in den 1990er Jahren die energiebedingten Emissionen von Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>), Stickstoffoxiden (NO<sub>x</sub>) und Staub unter anderem durch die Rauchgasreinigung bei großen Feuerungsanlagen, die Reduktion des Schwefelgehaltes der Brenn- und Kraftstoffe sowie die flächendeckende Einführung von Katalysatoren bei den Fahrzeugen deutlich gesenkt werden konnten, trat die Reduktion der Treibhausgasemissionen in das Zentrum der umweltpolitischen Bemühungen. Im Rahmen des internationalen Klimaschutzabkommens hat sich die Bundesrepublik Deutschland verpflichtet, den Ausstoß der Treibhausgase für den Zeitraum von 2008 bis 2012 um 21 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren. Mit fast 90 Prozent entfällt der überwiegende Teil der gesamten Treibhausgasemissionen auf den Energiebereich.

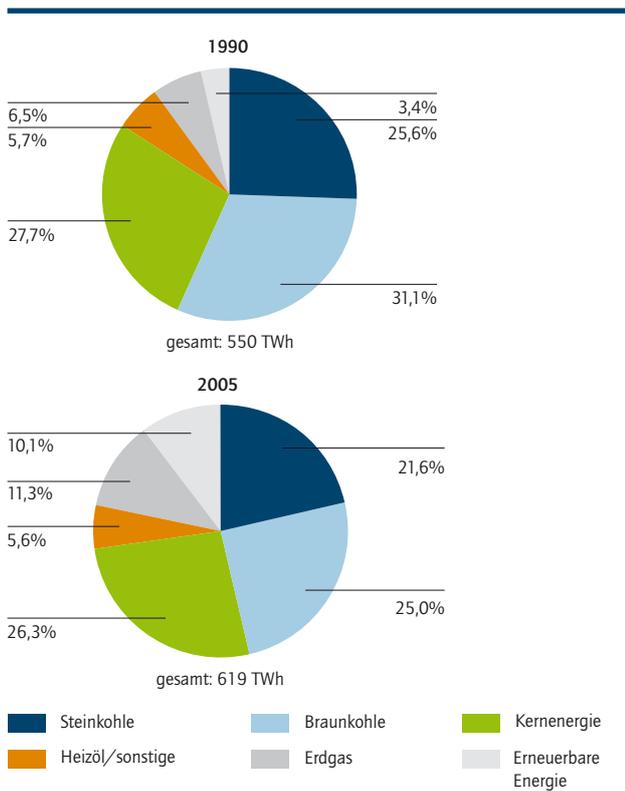


Abb. 1: Brutto-Stromerzeugung in Deutschland.

Für das wichtigste Treibhausgas CO<sub>2</sub> sanken entsprechend der Entwicklung des Primärenergieverbrauchs die energiebedingten Emissionen von 946 Mio. Tonnen im Jahr 1990 auf 786 Mio. Tonnen im Jahr 2005, d.h. um 17 Prozent. Der wesentliche Rückgang fand dabei zu Beginn der 1990er Jahre statt und resultierte aus den wirtschaftlichen und energiewirtschaftlichen Umstrukturierungsprozessen in den Neuen Bundesländern. Seit 2000 bewegen sich die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen auf einem gleich bleibenden Niveau. Mit knapp 10 Tonnen CO<sub>2</sub> pro Kopf und Jahr sind die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen in Deutschland noch deutlich höher als in den meisten Ländern der Europäischen Union.

Die inländischen Endverbraucherpreise der verschiedenen Energieträger werden im Wesentlichen bestimmt durch die Beschaffungskosten der Primärenergieträger, die Umwandlungs-, Transport- und Verteilungskosten sowie durch staatlich induzierte Steuern und Abgaben. Des Weiteren sind die angebots- und nachfragegesteuerten Preisbildungsmechanismen auf den Märkten Determinanten der Energiepreise.

Die Preise für die Energierohstoffe auf den Weltmärkten sind seit 2000 teilweise deutlich gestiegen (siehe Abb. 2). Der Rohölpreis liegt derzeit auf einem Niveau von ca. 65 US-Dollar pro Barrel und hat damit eine Größenordnung erreicht wie am Anfang der 1980er Jahre (reale Werte). Die mit dem Ölpreis verknüpften Erdgaspreise sind in den letzten Jahren ähnlich stark gestiegen. Eine Erhöhung des Ölpreises um 1 US-Dollar/Barrel belastet die deutsche Energierechnung für Öl und Erdgas mit rund 1 Mrd. Euro. Die Preisentwicklung für importierte Steinkohle verlief insofern anders, dass die Preissteigerungen seit 2000 deutlich moderater ausgefallen sind als bei Öl und Gas. Dennoch liegen sie derzeit um 25 Prozent über dem Preisniveau in der zweiten Hälfte der 1990er Jahre (reale Werte).

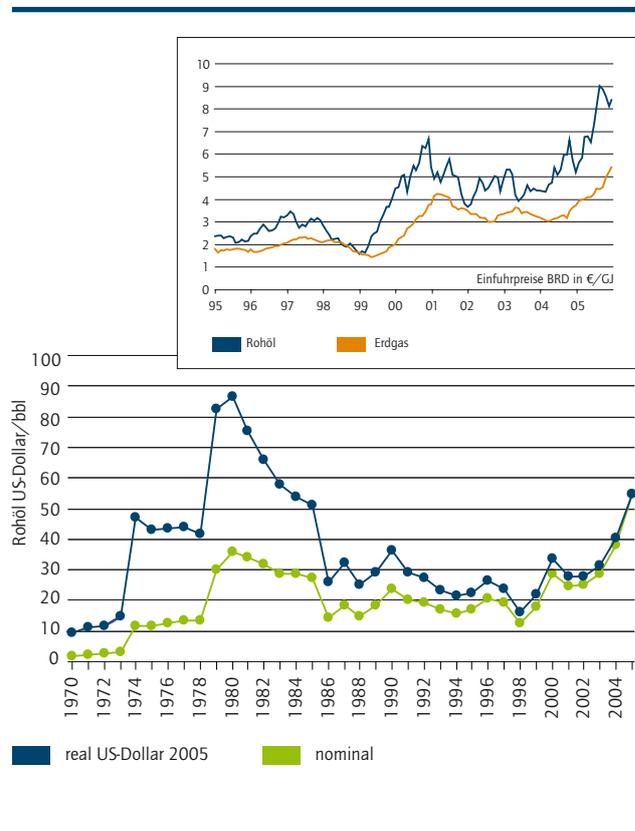


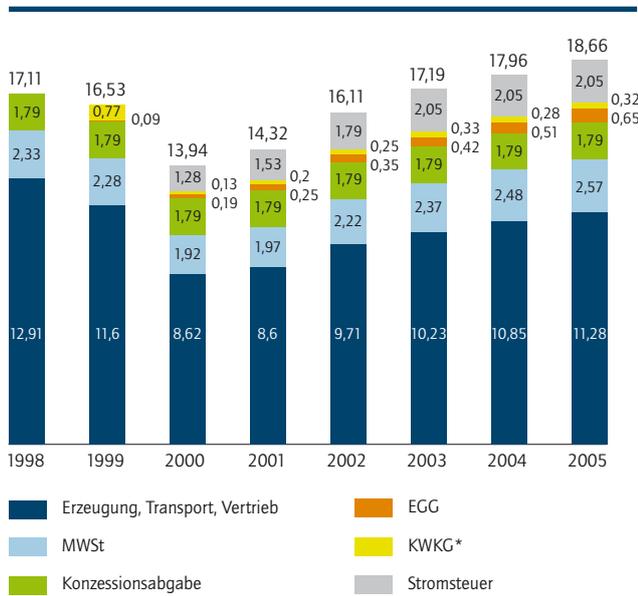
Abb. 2: Entwicklung der Öl- und Gaspreise. Quelle: EIA, BAFA, IER.

Die Entwicklung der Weltmarktpreise von Öl, Erdgas und Steinkohle hat sich unmittelbar auch auf die entsprechenden Energieverbraucherpreise unter Berücksichtigung anderer Kostenfaktoren (Steuer und Abgaben) und ihrer Entwicklung ausgewirkt. Die Preise von Heizöl und Erdgas haben sich in den letzten Jahren sowohl für die Industrie als auch für die privaten Haushalte stark erhöht, zum Teil sogar mehr als verdoppelt (nominal). Die Kraftstoffpreise stiegen wegen des hohen Steueranteils relativ geringer, sind aber heute dennoch mehr als 50 Prozent höher als 1995.

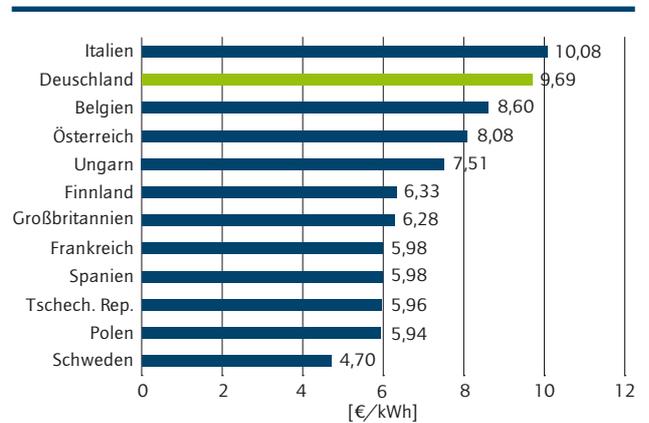
Die Strompreise sind im Zuge der Liberalisierung der Strommärkte im Jahr 1998 zunächst insbesondere für die Industriekunden deutlich gesunken. Seit 2001 sind sie wieder im Anstieg begriffen. Für die Haushaltskunden lagen die Strompreise im Jahr 2005 mit 18,66 Cent pro Kilowattstunde (kWh) wieder über denen im Jahr 1998 (Abb. 3). Neben den durch den Brennstoffpreisanstieg erhöhten Kosten der Erzeugung ist es insbesondere die Zunahme der staatlich verursachten Belastungen (Steuern und Abgaben), die für den Strompreisanstieg verantwortlich sind. Diese haben sich von 25 Prozent im Jahr 1998 auf 40 Prozent im Jahr 2005 erhöht.

Auch bei den Industriestrompreisen sind die deutlichen Preisenkungen in Folge der Liberalisierung heute wieder aufgezehrt. Wichtiger aber ist, dass die Strompreise für die Industrie in Deutschland im europäischen Vergleich hoch sind. Wie Abb. 4 zeigt, sind sie derzeit die zweithöchsten in Europa.

Das heißt: Gemessen an den Strompreisen in wichtigen europäischen Industriestaaten, mit denen wir im Wettbewerb stehen, sind die Industriestrompreise in Deutschland teilweise mehr als 50 Prozent höher.



\* Gesamtbelastung durch KWKG ab 2002 gesunken; durch Entlastung Industrie steigende Belastung für Haushalte



Jahresverbrauch 24.000 MWh  
Strompreise: 1. Juli 2005, incl. Steuern

Abb. 4: Industrie-Strompreise in verschiedenen Ländern der EU. Quelle: Eurostat.

Abb. 3: Durchschnittlicher Strompreis eines Drei-Personen-Haushaltes mit einem Jahresverbrauch von 3500 kWh/a in Cent/kWh. Quelle: VDEW.

Als letzter Aspekt zur Beschreibung der Ausgangslage sei noch auf die Energieforschung, oder genauer gesagt: auf die öffentlichen Ausgaben für Forschung und Entwicklung im Energiebereich eingegangen. Abb. 5 zeigt, dass die Aufwendungen des Bundes für Forschung und Entwicklung im Energiebereich in den letzten Jahrzehnten drastisch zurückgegangen sind. Im vereinten Deutschland betragen die Fördermittel des Bundes für die Energieforschung inflationsbereinigt derzeit nur noch etwa 30 Prozent jener Fördermittel, die in den 1970er Jahren in der alten Bundesrepublik zur Verfügung standen. Damit bleibt die staatliche Förderung der Energieforschung in Deutschland weit hinter dem Stellenwert der Energieforschung anderer Industriestaaten zurück.

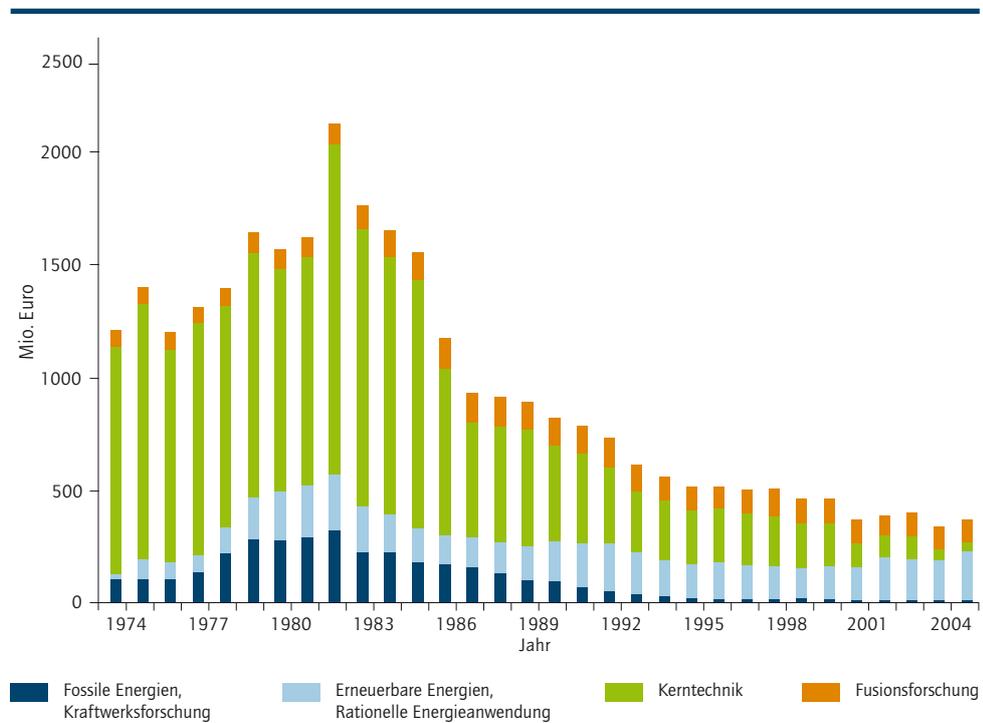


Abb. 5: Forschungs- und Entwicklungsausgaben des Bundes 1977-2005.

Die zuvor skizzierte aktuelle Situation der Energieversorgung in Deutschland ist zum einen das Ergebnis von Entwicklungen auf den internationalen Energiemärkten. Zum anderen resultiert sie aus technologischen Fortschritten bezüglich der Verfügbarkeit von Energierohstoffen sowie bei den Energiewandlungs- und -nutzungstechniken, der wirtschaftlichen Entwicklung und dem energiewirtschaftlichen Ordnungsrahmen. Von besonderer Bedeutung sind jedoch auch Maßnahmen der Politik, etwa hinsichtlich der Förderung von Energieträgern und Energietechniken, ihrer Belastung mit Steuern und Abgaben sowie der Umsetzung von umwelt- und klimapolitischen Zielvorstellungen. Das wird auch in Zukunft so sein.

Im Hinblick auf die Bewältigung der Herausforderungen zur Schaffung einer sicheren, wirtschaftlichen, umwelt- und nachweltverträglichen Energieversorgung stellt sich damit die Frage nach der Ausgestaltung einer zielführenden Energiepolitik, also einem energiepolitischen Gesamtkonzept für Deutschland.

Für die Entwicklung eines solchen Konzepts kommt belastbaren Informationen über die im Zeitablauf möglichen Beiträge von Energieträgern, bekannten und neuen Energiewandlungs- und -nutzungstechniken für eine nachhaltige Energieversorgung eine zentrale Funktion zu. Szenariogestützte Analysen der Entwicklung der Energieversorgung können diesbezügliche Orientierungen zur Fundierung eines energiepolitischen Konzeptes bereitstellen.

### 1.3 SZENARIEN DER ENERGIEVERSORGUNG IN DEUTSCHLAND

Szenarien sind keine Prognosen, sondern fiktive Zukunftsentwürfe, die Entwicklungen beschreiben, die sich bei Ergreifen bestimmter Maßnahmen und der Vorgabe gewisser Rahmenannahmen als Folge dieser Maßnahmen einstellen. Dabei wird weder die Vergangenheit fort-, noch die Zukunft normativ festgeschrieben, sondern unter Berücksichtigung von Unsicherheiten werden mögliche zukünftige Entwicklungen des Energiesystems analysiert. Ziel ist es, Handlungsnotwendigkeiten abzuleiten, Gestaltungsspielräume aufzuzeigen und Handlungswirkungen möglichst umfassend im Hinblick auf die energiepolitischen Ziele zu explizieren und gegebenenfalls auch auftretende Zielkonflikte aufzuzeigen.

Der Wert von Energieszenarien für die Ausgestaltung einer am Leitbild der Nachhaltigkeit ausgerichteten Energieversorgung ist dabei nicht nur davon abhängig, inwieweit die energetisch-technischen Aspekte der Energiewandlung und Energienutzung zur Bereitstellung von Energiedienstleistungen konsistent beschrieben werden. Er hängt auch davon ab, inwieweit die ökonomischen Implikationen und die umwelt- und ressourcenseitigen Effekte mit erfasst werden.

Angesichts der Vielfalt denkbarer Entwicklungen der Energieversorgung lässt sich mit Szenarien immer nur eine begrenzte Zahl derselben beschreiben. Diese sollten so ausgestaltet sein, dass sie die Hauptlinien der Handlungsmöglichkeiten zur Ausgestaltung der zukünftigen Energieversorgung sowie ihre Wirkungen umfassen. Die begrenzte Zahl von Szenarien, aber auch die notwendigerweise reduzierte Komplexität der Realität bei der Quantifizierung der möglichen Entwicklung der Energieversorgung sowie die bestehenden Unsicherheiten erfordern es, die quantitativen Ergebnisse von Szenarioanalysen qualitativ im Hinblick auf die Fundierung eines Gesamtkonzeptes zu interpretieren.

Für die Analyse und Bewertung der Rolle verschiedener Energieträger und Energietechnologien auf dem Weg zu einer sicheren wirtschaftlichen umwelt- und klimaverträglichen Energieversorgung werden vier Szenarien entwickelt, deren wesentliche Charakteristika in Tabelle 1 dargestellt sind.

SZENARIO	KUMULIERTE MINDERUNGSKOSTEN BIS 2050 [MRD. EURO]	MITTLERE STROMGESTEHUNGSKOSTEN 2050 [CENT/KWH]
Referenzszenario (REF)		4,3
Clean Coal Technologies (CCT)	262	5,4
Präferenz Erneuerbare Energien (PEE)	593	9,8
Effiziente Ressourcennutzung (ERN)	-259	2,5

Tabelle 1: Charakterisierung der Energieszenarien.

Allen Szenarien liegen identische Annahmen bezüglich der demographischen und gesamtwirtschaftlichen Entwicklung zugrunde. Bezüglich der längerfristigen Verfügbarkeit von Erdöl und Erdgas wird davon ausgegangen, dass physisch und politisch bedingte Verknappungen nicht auftreten. Allerdings steigen die realen Erdöl- und Erdgaspreise nach einem Rückgang langfristig deutlich an.

Das Referenzszenario (REF), das im Wesentlichen als Bezugsbasis für die Quantifizierung der Auswirkungen und Implikationen der alternativen Ausgestaltung der Energieversorgung in den anderen Szenarien dient, geht von einer Fortschreibung der derzeitigen energiepolitischen Rahmenbedingungen und Entwicklungstendenzen aus. Die Kernenergienutzung läuft entsprechend der Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Kernkraftwerksbetreibern nach 2020 aus. Eine Verschärfung der Klimaschutzziele über die Regelung im Rahmen des EU-burden-sharing zum Kyoto-Protokoll für die Perioden 2008/2012 wird nicht unterstellt.

In den drei Zielszenarien soll mit Blick auf die ökologische Dimension von Nachhaltigkeit eine weit gehende Reduktion der energiebedingten Treibhausgasemissionen erreicht werden. Im Einzelnen sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zu denen des Jahres 1990 bis 2020 um 35 Prozent, bis 2030 um 50 Prozent und bis zum Jahr 2050 um 80 Prozent zu reduzieren. Wesentliche Unterschiede zwischen den Zielszenarien bestehen hinsichtlich der Frage, wie der künftige Bedarf an Energiedienstleistungen unter Beachtung der CO<sub>2</sub>-Emissionsgrenzen gedeckt wird.

Im Szenario „Präferenz Erneuerbare Energien“ (PEE) soll die Energieversorgung zunehmend auf der Basis erneuerbarer Energiequellen erfolgen, bei gleichzeitig forcierter Umsetzung von Energieeinsparmaßnahmen. Die Nutzung erneuerbarer Energiequellen zur Bereitstellung von Strom, Wärme und Treibstoffen soll im Zeitverlauf so ausgeweitet werden, dass im Jahr 2050 mindestens 50 Prozent des gesamten Primärenergieverbrauchs aus erneuerbaren Energiequellen gedeckt wird. Die Nutzung der Kernenergie läuft aus, und eine Abtrennung und Deponierung von CO<sub>2</sub> aus fossilen Kraftwerken ist nicht zugelassen.

Im zweiten Zielszenario „Clean Coal Technologies“ (CCT) liegt der Schwerpunkt auf der Effizienzsteigerung beim Einsatz fossiler Energieträger. Darüber hinaus wird davon ausgegangen, dass zukünftig Technologien zur Kohlenutzung in Kraftwerken zur Verfügung stehen, die eine Abtrennung des anfallenden CO<sub>2</sub> und seine Einlagerung in geologischen Formationen ermöglichen. Wie im Referenzfall läuft die Nutzung der Kernenergie aus.

Das dritte Zielszenario „Effiziente Ressourcennutzung“ (ERN) ist dadurch gekennzeichnet, dass die ökologischen Nachhaltigkeitsziele (Minderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen) im Hinblick auf die ökonomischen Aspekte der Energieversorgung möglichst effizient erreicht werden sollen. Energietechnologien, die effiziente Beiträge zu einer nachhaltigen Energieversorgung leisten können, werden politisch nicht ausgegrenzt. Eine weitere Nutzung der Kernenergie ist möglich.

Die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs und seiner Struktur in den Szenarien zeigt Abb. 6. Obwohl sich das Bruttoinlandsprodukt bis 2050 um 80 Prozent erhöht, ist der Primärenergieverbrauch in allen Szenarien rückläufig. Die Energieintensität des Bruttoinlandsproduktes geht dabei von 6,5 MJ/EUR2000 (Euro-Wert im Jahr 2000) bis 2030 auf Werte zwischen 2,3 und 3,3 MJ/EUR2000 zurück.

Die Unterschiede in der Höhe des sich langfristig einstellenden Primärenergieverbrauchs resultieren vorrangig (wenn man von den Verzerrungen durch die primärenergetische Bewertung der erneuerbaren Energien nach der Wirkungsgradmethode absieht) aus den in den Szenarien unterschiedlichen Kostenniveaus der Energieträger. Im Hinblick auf eine gesamtwirtschaftlich kosteneffiziente Deckung des Energiedienstleistungsbedarfs ergibt sich daraus eine in den Szenarien unterschiedliche Ausschöpfung technisch möglicher Energieeinsparungen.

Neben der am Ende des Betrachtungszeitraums unterschiedlichen Höhe des Primärenergieverbrauchs weist auch die Struktur der genutzten Primärenergien deutliche Unterschiede auf. Im Referenzszenario dominieren die fossilen Energieträger. Kohle, Erdöl und Erdgas decken danach mehr als 85 Prozent des Primärenergieverbrauches im Jahr 2050. Mit rund 700 Mio. Tonnen liegen die CO<sub>2</sub>-Emissionen allerdings weit oberhalb der Zielvorgaben in den anderen Szenarien (207,5 Mio. Tonnen). Entsprechend der Philosophie des Szenarios „Präferenz Erneuerbare Energien“ (PEE) decken hier die erneuerbaren Energien 50 Prozent des Primärenergieverbrauches im Jahr 2050. Auf Erdgas und Erdöl entfällt die andere Hälfte. Zur Erreichung der CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele wird die Nutzung von Kohle fast vollständig zurückgedrängt.

Im Szenario „Clean Coal Technologies“ (CCT) bleibt die Kohle über den gesamten Betrachtungszeitraum ein wichtiger Primärenergieträger (Deckungsanteil 2050: rund 25 Prozent). Die Einhaltung der CO<sub>2</sub>-Reduktionsziele wird dabei durch die Nutzung von Techniken zur Abtrennung und Deponierung von CO<sub>2</sub>

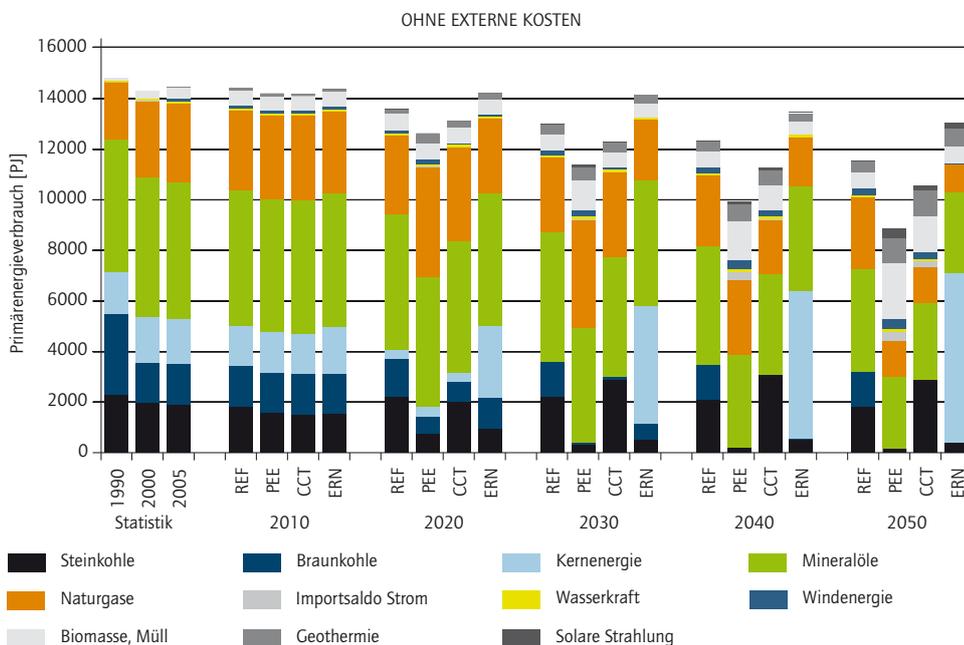


Abb. 6: Primärenergieverbrauch nach Energieträgern im Szenarienvergleich.

erreicht. Diese sind im Hinblick auf eine CO<sub>2</sub>-Minderung kosteneffizienter als eine noch weiter gehende Nutzung erneuerbarer Energiequellen. Die Kernenergie entwickelt sich im Szenario „Effiziente Ressourcennutzung“ (ERN) langfristig zum wichtigsten Primärenergieträger mit einem Deckungsanteil von 50 Prozent im Jahr 2050. Von den erneuerbaren Energiequellen leisten die Biomasse, die oberflächennahe Geothermie und die solare Wärmeenergie wachsende Beiträge zur Energiebedarfsdeckung. In allen Zielszenarien halbiert sich der Verbrauch von Erdöl und Erdgas über den Betrachtungszeitraum.

Noch stärker als beim Primärenergieverbrauch unterscheiden sich die Entwicklungsmuster der Elektrizitätserzeugung in den Szenarien (Abb. 7). Aufgrund des im Vergleich zur Steinkohle stärkeren Anstiegs der Erdgaspreise und ohne eine Verschärfung der Klimaschutzziele entwickelt sich die Kohle im Referenzszenario zum wichtigsten Energieträger in der Stromerzeugung (Anteil an der Nettostrombereitstellung im Jahr 2050: knapp 70 Prozent). Die Windstromerzeugung verdreifacht sich bis 2050 und leistet den größten Beitrag aller erneuerbaren Energiequellen.

Die Entwicklung im Szenario „Präferenz Erneuerbare Energien“ ist gekennzeichnet durch eine starke Ausweitung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Mit 355 TWh im Jahr 2050 werden 75 Prozent des Stroms aus erneuerbaren Energiequellen bereitgestellt. Die größten Beiträge mit jeweils mehr als 100 TWh entfallen dabei auf die Windenergie und den Import von regenerativem Strom. Aufgrund der CO<sub>2</sub>-Restriktionen läuft die Kohlestromerzeugung bis zum Jahr 2040 aus, so dass nur noch Erdgas am Ende des Betrachtungszeitraumes eine signifikante Bedeutung als nichtregenerativer Energieträger in der Stromerzeugung hat.

Im Szenario „Clean Coal Technology“ führt die Verfügbarkeit von Kohlekraftwerkstechnologien, die eine Freisetzung von CO<sub>2</sub> im Kraftwerk weitgehend verhindern, ab 2020 zu einem kontinuierlichen Ausbau dieser Kraftwerkstechnologie. Dieser wird erst nach 2040 durch die sich weiter verschärfenden Treibhausgas-minderungs-vorgaben begrenzt. Mit einem Anteil von über 50 Prozent ist Kohle der Hauptträger der Stromerzeugung im Jahr 2050.

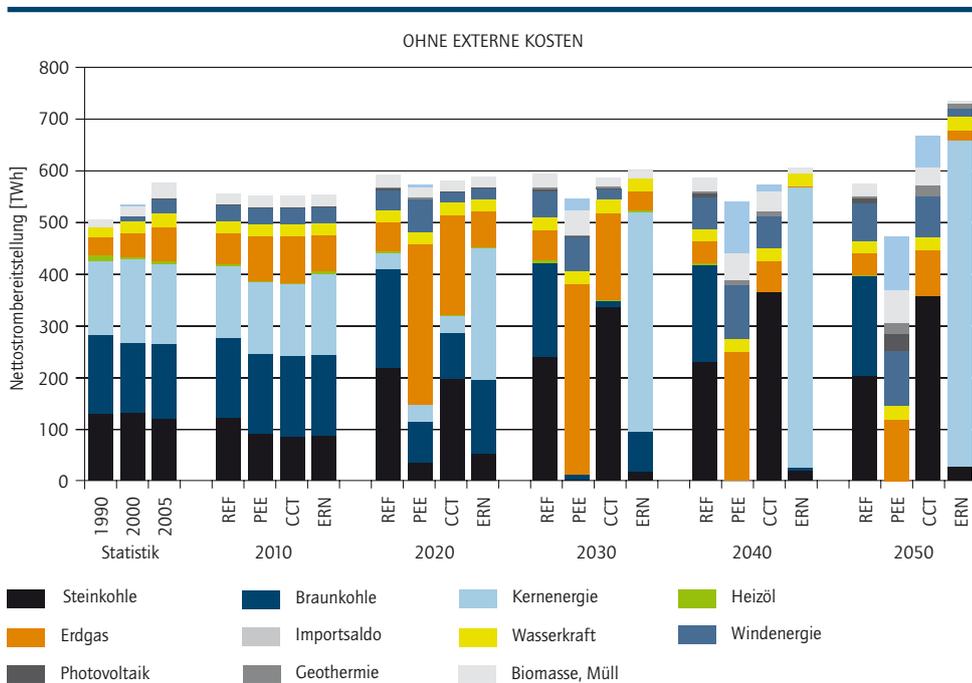


Abb. 7: Nettostrombereitstellung nach Energieträgern im Szenarienvergleich.

Gänzlich anders entwickelt sich die Stromerzeugungsstruktur im Szenario „Effiziente Ressourcennutzung“. Aufgrund der vergleichsweise geringen Stromerzeugungskosten der Kernenergie erfolgt nach 2015 ein stetiger Zubau von Kernkraftwerken, so dass der Anteil der Kernenergie an der Nettostrombereitstellung von derzeit 26 Prozent auf 86 Prozent im Jahr 2050 ansteigt. Die günstigen Stromerzeugungskosten führen in diesem Szenario auch zu einer verstärkten Nutzung von Strom im Wärmebereich (z. B. mittels Wärmepumpen), um durch eine Substitution fossiler Brennstoffe zur Minderung von CO<sub>2</sub>-Emissionen beizutragen. Dies ist die wesentliche Ursache für den gegenüber den anderen Szenarien deutlich höheren Stromverbrauch am Ende des Betrachtungszeitraumes.

Zu erwähnen ist noch, dass aufgrund der geringen Volllastbenutzungsstunden der angebotsabhängigen Wind- und photovoltaischen Stromerzeugung und ihrer nur geringen gesicherten Leistung die notwendigen Kraftwerkskapazitäten im Szenario „Präferenz Erneuerbare Energie“ um 13 Prozent höher sind als im Szenario „Effiziente Ressourcennutzung“, obwohl die Stromerzeugung gut 30 Prozent niedriger ist.

Die Zielszenarien unterscheiden sich also erheblich hinsichtlich der Entwicklung des Primärenergie- und Stromverbrauchs sowie insbesondere hinsichtlich der Struktur der genutzten Energieträger und der Energiewandlungs- und Energienutzungstechniken.

In allen Zielszenarien erscheint eine Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen um 80 Prozent bis 2050 technisch machbar. Bei vergleichbarer Erfüllung ökologischer Nachhaltigkeitsziele liegen die wesentlichen Unterschiede zwischen den Szenarien in den gesamtwirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung, also in der ökonomischen Nachhaltigkeitsdimension. Vergleicht man die gesamten Kosten des Energiesystems bis zum Jahr 2050 der Zielszenarien mit denen des Referenzszenarios, so lassen sich die Kostendifferenzen als die energieseitigen Kosten zur Erreichung der Treibhausgasreduktionsziele, d. h. der ökologischen Nachhaltigkeitsziele interpretieren.

Tabelle 2 zeigt, dass in den Szenarien „Präferenz Erneuerbare Energien“ und „Clean Coal Technologies“ die Minderung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen mit kumulierten Mehrkosten von knapp 600 bzw. knapp 260 Mrd. Euro2000 verbunden ist. Im Fall des Szenarios „Effiziente Ressourcennutzung“ ergeben sich gegenüber der Referenzentwicklung Kosteneinsparungen von rund 260 Mrd. Euro. In Abhängigkeit von der jeweiligen Ausgestaltung der zukünftigen Energieversorgung in Deutschland spannen also die energieseitigen Kostenunterschiede zur Erreichung gleicher Klimaschutzziele eine Bandbreite von 850 Mrd. Euro2000 auf.

Dass die drei Zielszenarien bezüglich der Erreichung des Zieles einer wirtschaftlichen Energieversorgung erheblich auseinanderklaffen, lässt sich auch an den jeweiligen Stromerzeugungskosten erkennen (Tabelle 2). Diese spannen im Jahr 2050 eine Bandbreite von 2,5 bis 9,8 Cent2000/kWh auf und sind damit im Szenario „Präferenz Erneuerbare Energien“ fast viermal so hoch wie im Szenario „Effiziente Ressourcennutzung“.

<b>THG-REDUKTIONSZIELE:</b> 2010: -21 Prozent 2020: -35 Prozent 2030: -50 Prozent 2050: -80 Prozent	Referenzszenario (REF)
	Präferenz Erneuerbare Energien (PEE)
	Clean Coal Technologies (CCT)
	Effiziente Ressourcennutzung (ERN)

Tabelle 2: Kumulierte Treibhausgasreduktionskosten und mittlere Stromgestehungskosten der verschiedenen Szenarien.

#### 1.4 SCHLUSSBEMERKUNG

Zur Sicherung der Zukunftsfähigkeit des Wirtschaftsstandortes Deutschland und für die Eingrenzung anthropogener Klimaveränderungen kommt der Ausgestaltung der zukünftigen Energieversorgung eine zentrale Rolle zu. Mit den aus heutiger Sicht verfügbaren Optionen zur Energiebereitstellung sowie den technischen Möglichkeiten zur Energieeffizienzsteigerung zur Bereitstellung von Energiedienstleistungen lassen sich in den nächsten Jahrzehnten auch bei einem weiteren Wachstum des Bruttoinlandsproduktes weitgehende Minderungen der energiebedingten Treibhausgasemissionen erreichen, ohne die Volkswirtschaft mit hohen Energiekosten zu belasten. Die durchgeführten szenariogestützten Analysen alternativer Pfade der Entwicklung der Energieversorgung in Deutschland zeigen, dass Effizienzsteigerungen in allen Bereichen der Energieanwendung und der Energiebereitstellung sowie die Stromerzeugung aus Kernenergie die derzeit wichtigsten Optionen für eine wirtschaftliche und klimaverträgliche Energieversorgung sind.

#### 1.5 WEITERFÜHRENDE LITERATUR

Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie/Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit: Energieversorgung für Deutschland. Statusbericht für den Energiegipfel am 3. April 2006, Berlin 2006.

Enquete-Kommission: Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung, Erster Bericht, Drucksache 14/7509 Berlin, November 2001.

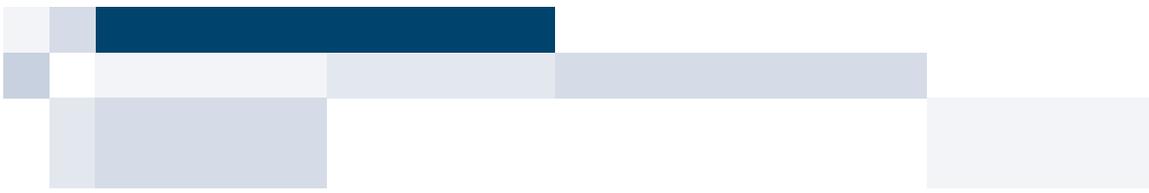
Prognos, IER, WI: Szenarienerstellung, Bericht für die Enquete-Kommission Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung des Deutschen Bundestages, Basel, Juni 2002.

Thöne, E./Fahl, U.: Energiewirtschaftliche Gesamtsituation, in: BWK, Band 58 (2006), Nr. 4, S. 37-50, Hrsg. BWK Das Energie-Fachmagazin, Düsseldorf.

Voß, A.: Energiewende: Weg zu einer nachhaltigen Energieversorgung?, in: Grewe, J./Flandrich, D./Ellwanger, N.: Energiewirtschaft im Wandel. Dieter Schmitt zum 65. Geburtstag, Münster 2004, S. 241-258.

Voß, A., Fahl, U.: Ergebnisse der Arbeit der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung“ des Deutschen Bundestages, in: Entwicklungslinien der Energietechnik, Tagung Bochum, 4. und 5. September 2002; Tagungsband, VDI-Berichte Band 1714, hrsg. v. VDI-Gesellschaft Energietechnik, VDI-Verlag, Düsseldorf 2001, S. 29-40.

Wittke, F.: Hohe Energiepreise dämpfen Primärenergieverbrauch in Deutschland, in: Wochenbericht des DIW Berlin 73 (2006) 10, S. 127-131.



## 2 SICHERE FOSSILE PRIMÄRENERGIE – EINE ACHILLESFERSE VON WIRTSCHAFT UND POLITIK<sup>1</sup>

DIETRICH H. WELTE UND DIETRICH BÖCKER

### 2.1 AUSGANGSSITUATION

Die Situation auf den internationalen Energierohstoffmärkten ist geprägt durch Preisanstiege und durch das Auftreten neuer, großer Verbraucherländer wie China und Indien, die eine aggressive Politik der Rohstoffbeschaffung an den Tag legen. Dies ist Grund genug für die deutsche Energiewirtschaft und -politik, die bisherigen Beschaffungs-, Erzeugungs- und Verwendungsstrukturen neu zu überdenken. Das zu erwartende hohe Preisniveau für Öl und Gas, die hohe Abhängigkeit von Energieimporten, die überzogenen Hoffnungen auf die Wirkungen von Energieeinsparungen und auf den möglichen Beitrag der regenerativen Energien werfen viele Fragen auf.

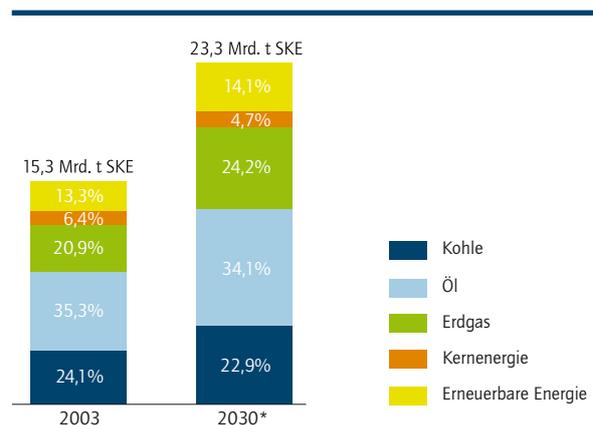
Nach Lage der gegenwärtigen politischen und gesellschaftlichen Situation und anderen nationalen Besonderheiten in unserem Lande geht es dabei vor allem darum, Deutschland auf der Basis fossiler Energie für die sich abzeichnende sehr kritische Zeit einer immer enger werdenden globalen Energieversorgung richtig zu positionieren. Denn die Qualität der weltweiten Problematik in Sachen Primärenergie ist heute eine völlig andere als in den 70er und 80er Jahren des vorigen Jahrhunderts. Die sprunghaft gestiegenen Erdölpreise waren damals weder durch mangelnde Reserven noch durch technische Produktionsprobleme ausgelöst, sondern das Ergebnis politischer Ereignisse, insbesondere der aggressiven Preispolitik der OPEC-Länder.

Heutzutage liegen im Gegensatz zu damals die Angebots- und Bedarfskurven für Erdöl und Erdgas so nah beieinander, dass Bedarfserhöhungen rasch zu einer Marktenge führen können. Darüber hinaus ist, zum Teil aufgrund unterbliebener Investitionen zur Steigerung der Produktionskapazitäten, eine kurzfristige Produktionsausweitung oft nicht möglich. Eine Analyse der veränderten Randbedingungen zur globalen Primärenergieversorgung ist also überfällig. Sie muss begleitet werden von einer Neubewertung der Eckpunkte des Zieldreiecks Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit, Umweltverträglichkeit.

### 2.2 GLOBALE ASPEKTE DES PRIMÄRENERGIEVERBRAUCHS

Der weltweite Energieverbrauch wird weiter zunehmen. In der neuesten Schätzung der International Energy Agency (IEA) wird prognostiziert, dass der Primärenergieverbrauch bis 2030 um mehr als die Hälfte gegenüber heute ansteigt. Die Energieträger Erdöl, Erdgas und Kohle werden dabei auch im Jahr 2030 die mit Abstand wichtigsten Energiequellen sein; ihr Anteil am Gesamtverbrauch wird für 2030 auf 81 Prozent geschätzt.<sup>2</sup>

Dem gegenüber wird der Anteil der erneuerbaren Energien im Jahr 2030 bei unter 15 Prozent liegen, wobei die Wasserkraft zulegt, Wind- und Solarenergie hingegen begrenzt bleiben. Dieser vergleichsweise niedrige Anteil am Gesamtenergieaufkommen unterstreicht, dass die regenerativen Energiequellen, auf die an späterer Stelle in diesem Band eingegangen wird, aufgrund einer Reihe von Faktoren auch in Zukunft nur einen Teilbeitrag zur Gesamtenergieversorgung leisten werden.<sup>3</sup>



\* Reference scenario

Abb. 1: Weltenergieverbrauch bis 2030. Quelle: Steinkohle 2005.

<sup>1</sup> Teile dieses Artikels wurden bereits in der Zeitschrift „International Journal for Electricity and Heat Generation“, VGB PowerTech, Vol, 86/2006, S. 40-47, veröffentlicht.

<sup>2</sup> IEA 2005.

<sup>3</sup> Siehe dazu den Beitrag von Frank Behrendt und Eckard Dinjus.

Die augenscheinlichste Ursache für die steigende Nachfrage nach fossilen Energieträgern ist die Zunahme der Weltbevölkerung auf schätzungsweise 8,5 Mrd. Menschen bis zum Jahr 2030 (siehe Abb. 2). Dies bedeutet einen jährlichen Zuwachs von etwa 80 Mio. – soviel Menschen, wie gegenwärtig in der Bundesrepublik Deutschland leben.

Die Inanspruchnahme von Primärenergie ist dabei weltweit sehr unterschiedlich. Wie Abb. 2 zeigt, verbrauchen heute nur 77 Prozent der Menschheit ein Drittel der Primärenergie. Anders ausgedrückt: Die Industrieländer, die nur etwa ein Viertel der Weltbevölkerung ausmachen, verbrauchen zwei Drittel der Energie.<sup>4</sup> Ein ähnliches Ungleichgewicht wird auch in Zukunft existieren. So ist abzusehen, dass im Jahr 2030 weltweit rund 1,4 Mrd. Menschen keinen Zugang zu kommerziellen Energien haben werden.

Die Entwicklungsländer, in denen 4 bis 5 Mrd. Menschen leben, verbrauchen pro Kopf und Jahr etwa 2 Barrel Öl. In den Industriestaaten liegt dieser Wert etwa 8- bis 10mal so hoch. Gesetzt den Fall, dass sich der Pro-Kopf-Verbrauch in den Entwicklungsländern aufgrund des steigenden Lebensstandards verdoppelt, so werden allein diese Länder soviel Rohöl nachfragen, wie heute weltweit produziert wird. Addiert man dazu die Nachfrage der Industrieländer, so kommt man auf einen enormen Energiebedarf.

Für den Zeitraum 2025 bis 2030 müssten demnach etwa 10 neue Produzenten von der Größe Saudi-Arabiens die jetzige Produktion ergänzen. Auf Basis der momentanen Technik und des Kostenniveaus ist dies jedoch alles andere als eine realistische Vorstellung. So gibt es immer mehr Stimmen, die davor warnen, dass eine Steigerung der Erdölproduktion selbst in Reserveländern wie Saudi-Arabien, Venezuela oder Mexiko nicht mehr ohne weiteres möglich sei. In vielen ‚reifen‘ Erdöl- und Erdgasgewinnungsgebieten, insbesondere in Nordamerika und Europa, nimmt die Produktion bereits drastisch ab.

Bei steigenden Preisen werden somit neue und andere Lagerstätten erschlossen werden müssen, wobei die Energievorräte der Ölschiefer und Ölsande und anderer unkonventioneller fossiler Energieträger hinzukommen. Alle Beteiligten gehen bisher von der Annahme aus, dass dadurch der Bedarf zu decken ist. Fest steht jedoch: Ein solcher Schritt ist nur möglich, wenn die bisherige Kurzfristorientierung zugunsten einer sinnvollen Langfristorientierung geändert wird.

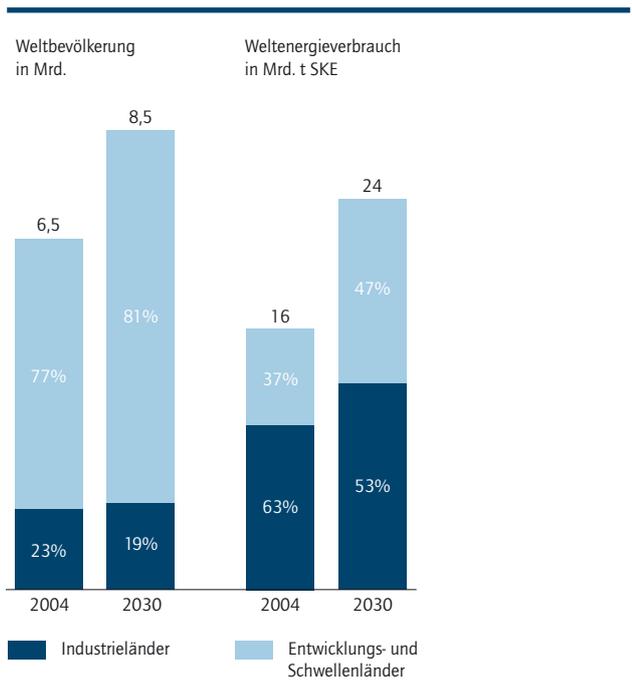


Abb. 2: Weltenergieverbrauch und Weltbevölkerung. Quelle: Steinkohle 2005.

4 Steinkohle 2005.

### 2.3 DER ENERGIEBEDARF IN CHINA UND INDIEN

Der steigende Weltenergiebedarf zeigt sich in den lateinamerikanischen Ländern und ganz besonders eindrucksvoll in China und Indien. Der ehrgeizige wirtschaftliche Aufholprozess in diesen Ländern setzt eine sichere und schnell wachsende Energieversorgung voraus. Die Situation des Jahres 2004 in beiden Ländern ist in Abb. 3 der Situation in Deutschland und den USA gegenübergestellt.<sup>5</sup>

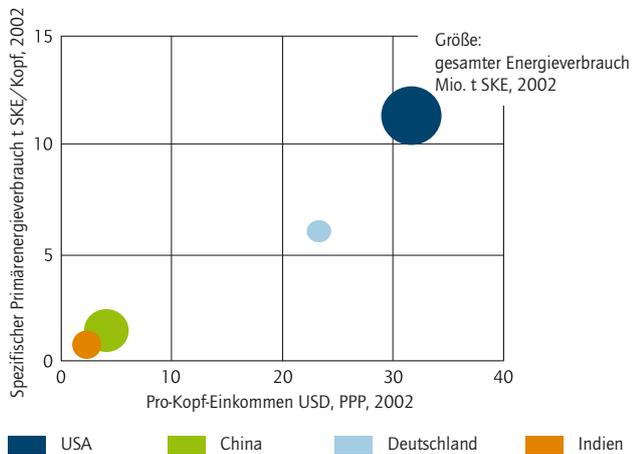


Abb. 3: Spezifischer Energieverbrauch und Pro-Kopf-Einkommen. Quelle: RWE Weltenergiereport, 2004.

Die Grafik verdeutlicht die Konsequenzen einer Verdoppelung des Pro-Kopf-Einkommens in beiden Ländern: Der spezifische Primärenergieverbrauch steigt danach um den Faktor 2 bis 3, da eine Entkoppelung von Primärenergieverbrauch und Wirtschaftswachstum nur in hoch entwickelten Industriestaaten, in denen der Dienstleistungssektor ausgebaut wird, möglich ist. Für China und Indien ist eine solche Entkoppelung jedoch auf längere Zeit nicht realisierbar.

In welchen Dimensionen der Primärenergiebedarf von China und Indien gemäß der neuen IEA-Prognose steigt, unterstreicht Abb. 4. Binnen nur einer Generation verdoppelt sich danach der Bedarf an Kohle und Öl, wobei die Nachfrage nach Gas noch stärker ansteigt. Neuere Informationen aus China besagen sogar, dass diese Verdoppelung bzw. Verdreifachung nicht in einem Zeitraum von drei Jahrzehnten, sondern schneller vollzogen sein wird.

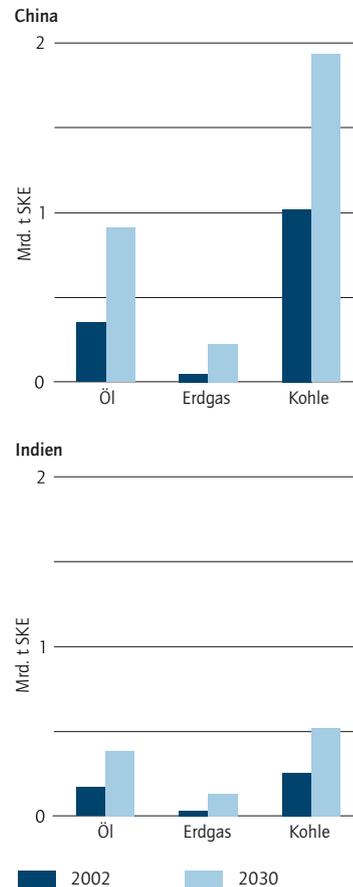


Abb. 4: Entwicklung des Energieverbrauchs. Beispiele China und Indien. Quelle: IEA World Energy Outlook, 2004; Reference scenario.

Die Zuwächse in beiden Ländern verdeutlichen eine auch für die Situation hierzulande ernst zu nehmende Problematik der globalen Energiewirtschaft: Die Nachfragekonkurrenz auf den Weltmärkten wird sich bei einer steigenden Angebotskonzentration eindeutig verschärfen. Die Energienachfrage in China und Indien, und künftig auch die Nachfrage durch Schwellenländer wie Brasilien oder Indonesien, werden die globalen Energieflüsse nachhaltig verändern. Der Weltenergiebedarf wird schneller wachsen als die Weltbevölkerung. Die Folgen dieser Entwicklung werden auch in Deutschland und der EU zu spüren sein.

<b>Bedarfszunahme</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Weltbevölkerung wächst um 80 Mio. Menschen jährlich</li> <li>• Entwicklungs- und Schwellenländer haben verstärkten Energiebedarf</li> <li>• Energiebedarf auch der Industrieländer wächst</li> </ul>
<b>Verstärkter Wettlauf um Energie</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• USA sichern eigene Vorkommen, China und Indien gehen auf „Einkaufstour“</li> <li>• Anbieterkonzentration und Nachfragekonkurrenz nehmen zu</li> </ul>
<b>Energieangebot</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verhalten der Anbieter bei Erreichen des „Depletion-Midpoint“ ist offen</li> <li>• Massive Explorations- und Exploitationsbemühungen (Erkundungen von Lagerstätten, Förderung der Vorkommen) sind erforderlich</li> <li>• Globale Energieflüsse verschieben sich</li> </ul>

Tabelle 1: Globale Entwicklungen bei der Nachfrage nach fossilen Energieträgern.

## 2.4 URSACHEN DES PREISANSTIEGS

In einer eng vernetzten Energiewelt sind Preisentwicklungen für Primärenergieträger und deren regionale Verfügbarkeit bei den Großverbrauchern ein guter Indikator für das Verhältnis von Angebot und Nachfrage. Als Beispiel dafür mögen die Preisentwicklungen der letzten Dekaden dienen, die in Abb. 5 dargestellt sind.<sup>6</sup>

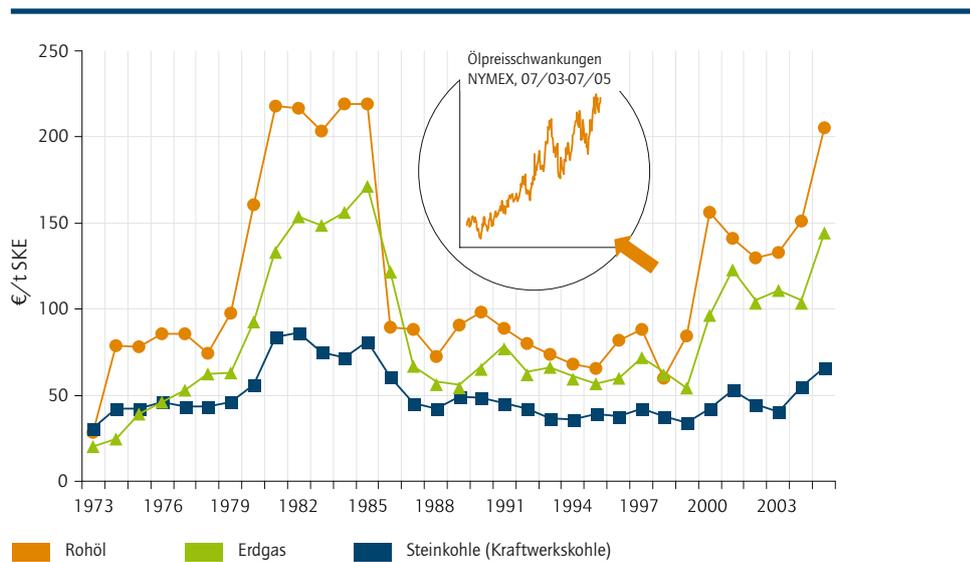


Abb. 5: Entwicklung der Importpreise für Energierohstoffe. Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft; AAPG.

Der Preisauftrieb bei Erdöl der letzten drei Jahre hat mehrere Ursachen. Angebot und Nachfrage liegen wesentlich enger beieinander als in früheren Jahren, so dass sich die Nachfragesteigerungen unmittelbar im Preis niederschlagen. Eine weitere Ursache für den Preisanstieg ist, dass sich der größte Teil der globalen Energiereserven und -ressourcen im Besitz von staatlich kontrollierten Gesellschaften befindet, die nicht nur nach wirtschaftlichen, sondern auch nach politischen und gesellschaftlichen Gesichtspunkten gelenkt werden.

Diese Gesellschaften, z.B. der Länder am Persischen Golf, aus Russland, Brasilien, Iran, Venezuela usw., verkaufen heute bereits 85 Prozent der weltweit gehandelten Ölmengen. Nur 15 Prozent werden von den großen privatwirtschaftlichen Unternehmen gehandelt, so z.B. von Exxon/Mobil, BP, Shell, Chevron/Texaco, Total, Repsol/YPF.

<sup>6</sup> Kohlenwirtschaft 2004.

Aus diesem Grund werden Öl und Gas immer ungenierter als politisches Druckmittel eingesetzt. Bei Ländern mit einem sehr hohen Exportpotential an Öl und Gas kommen außerdem nationale Vorsorgeüberlegungen ins Spiel. Letztlich ist die Bewertung geopolitischer Risiken durch den globalen Markt heute tiefgreifender und schneller wirksam als früher.

Aufmerksame Beobachter können solche Entwicklungen mittlerweile der Tagespresse entnehmen. So haben die Meldungen über Fragen des Zugangs zu Primärenergie – vor allem die Ambitionen Chinas und Indiens, aber auch die Haltung Boliviens, Venezuelas und Nigerias, die Erdöl als politisches Druckmittel in Stellung bringen – zugenommen. Aber auch die mögliche Nutzung unkonventioneller fossiler Energieträger wie z.B. Teersande/Schweröle, Ölschiefer, Gas aus tief liegenden Kohleflözen, Gashydrate etc. sind häufiger als früher Gegenstand der Presse.

Im Hinblick auf Kohle als Primärenergieträger ist die globale Versorgungssituation nicht so angespannt wie bei den fossilen Kohlenwasserstoffen. Dennoch gibt es in einem zunehmenden Maße auch hier Anzeichen für einen Handlungsbedarf. Nur einige Dutzend Mio. Tonnen Mehrbedarf in China führten in den letzten Jahren zu einer Verdoppelung des Importpreises. Engpässe bei Transportschiffen und Verladeanlagen taten ihr Übriges. Die Angebotskonzentration ist wie beim Erdöl weit fortgeschritten: Rund 50 Prozent der weltweiten seewärtigen Kohleexporte werden von nur 10 Unternehmen produziert. Deren Möglichkeiten zur Steuerung von Mengen und Durchsetzung von Preisen nehmen daher nahe liegender Weise zu.

Alles in allem ist festzuhalten, dass der fossile Weltenergiemarkt eine ungeheuerere Dynamik entwickelt hat, in dem nur die starken oder die als Wirtschafts- und Technologiepartner erwünschten Länder ihre Versorgung zufriedenstellend aufrecht erhalten werden können.

## 2.5 RESERVEN, RESSOURCEN UND REICHWEITEN

Wenn in der Öffentlichkeit davon die Rede ist, dass sich die Energiereserven und -ressourcen ihrem Ende zuneigten, so ist dies nicht selten Ausdruck eines unscharfen Gebrauchs der Begriffe. Reserven sind einschlägigen Definitionen in den Geowissenschaften und dem Bergbau zufolge geologisch-technisch nachgewiesene Mengen von Erdöl, Erdgas oder Kohle, die mit der heute zur Verfügungen stehenden Technologie wirtschaftlich gewonnen werden können.

Als Ressourcen werden hingegen Rohstoffe bezeichnet, deren technische oder wirtschaftliche Gewinnung noch unsicher ist, die aufgrund geologischer Indikatoren aber erwartet werden können.<sup>7</sup> Während die Angaben beispielsweise zu den Erdöl-Reserven demnach weitgehend zuverlässig sind, ist die Frage der Ressourcenbestimmung nicht so klar geregelt bzw. methodisch veraltet.<sup>8</sup> Das heißt, es besteht häufig Unklarheit über die tatsächlichen Vorkommen bzw. die verfügbaren Mengen an fossilen Energieträgern, welche sich in der öffentlichen Debatte fortsetzt bzw. hier ihren Ausdruck findet.

In der folgenden Abbildung sind die kumulativen Weltreserven zusammen mit dem Primärenergieverbrauch der Welt und Deutschlands dargestellt.<sup>9</sup> Bei der Betrachtung der Abbildung fällt zunächst auf, dass die größte fossile Energiereserve – die Kohle – verhältnismäßig wenig genutzt wird. Der Umfang des Kohleverbrauchs liegt in der gleichen Größenordnung wie der des Gasverbrauchs, wobei die Weltgasreserven jedoch sehr viel niedriger sind.

Diese Disproportionalität zwischen Reserven und Verbrauch hat in erster Linie mit der Nutzungsfreundlichkeit und den Energieinhalten der Energieträger zu tun. Die Diagramme unterstreichen dabei, dass Deutschland eine ganz ähnliche Verbrauchsstruktur hat wie die Welt – und sich damit durchaus als ein Einzelbeispiel globaler Tendenzen anbietet.

7 Gerling/Barthel.

8 Die klassische Abschätzung der Ressourcen geschah bislang im Wesentlichen aufgrund geologischer Daten und Erfahrungswerte auf einer statistischen Basis. Für die Exploration ausersehene Sedimentbecken und deren Unterteile wurden kategorisiert und mit bereits Erdöl produzierenden Sedimentbecken des gleichen Typs hinsichtlich ihrer entscheidenden Parameter (Erdölmuttergestein, Reservoirgesteine, Fallenstrukturen usw.) miteinander verglichen. Auf dieser Grundlage erfolgte dann eine Bewertung des Kohlenwasserstoffpotentials, das in einem noch nicht erforschten Sedimentbecken erwartet werden konnte. Die Ressourcenbewertung geschah also statisch und statistisch. Eine moderne Ressourcenbewertung ist jedoch maßgeschneidert auf das jeweilige Untersuchungsobjekt bezogen und dynamisch im Sinne des geologischen Prozessverständnisses.

9 Gerling/Barthel 2005.

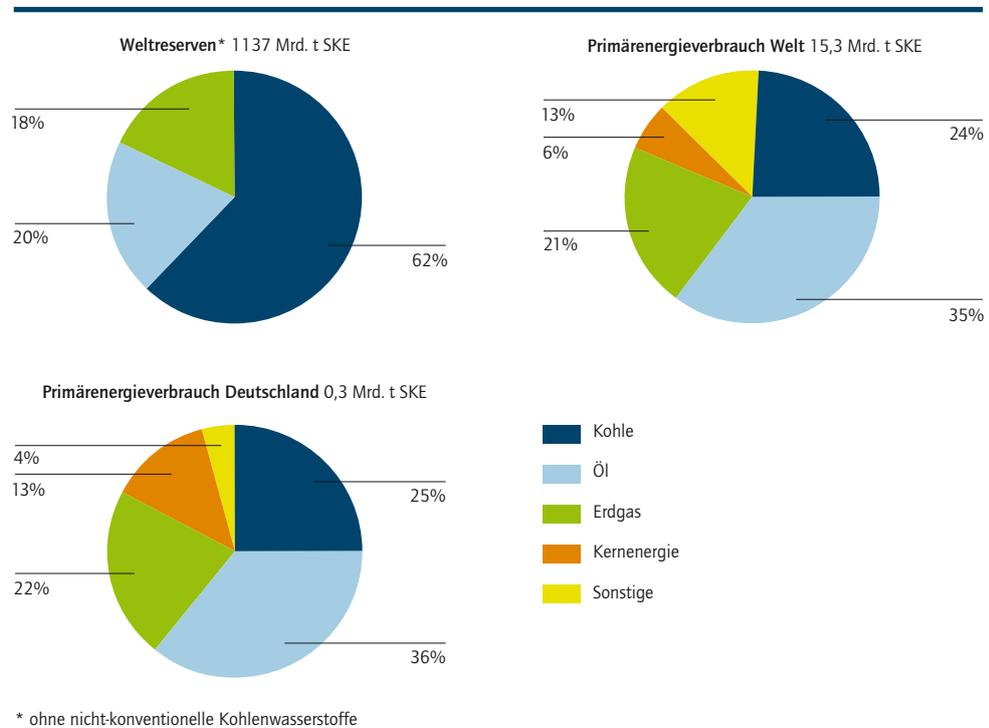


Abb. 6: Reserven und Verbrauch. Quelle: BGR, IEA, AG Energiebilanzen; Stand 2003/2004.

Aus dem Vergleich von Reserven und aktuellem Verbrauch kann die so genannte statische Reichweite abgeleitet werden. Danach haben die Weltenergiesreserven insgesamt eine Reichweite von etwa 100 Jahren. Die Werte für Erdöl, Erdgas und Kohle sind allerdings sehr unterschiedlich. So besitzt Erdöl eine Reichweite von etwa 40 Jahren, Erdgas von etwa 60 Jahren und Kohle rein rechnerisch von über 200 Jahren.

Obwohl die statische Reichweite zwar eine häufig gebrauchte Orientierungsgröße ist, könnte sie deshalb ein falsches Signal in Richtung „Weiter so“ geben. Die Preis- und Mengenmechanismen und die langfristige Verfügbarkeit insbesondere von Öl und Gas erzwingen tatsächlich schon heute ein Umsteuern in den jeweiligen Nutzungsgewohnheiten.

Die Weltenergieserven der einzelnen fossilen Energieträger sind geographisch unterschiedlich verteilt, wie aus Abb. 7 ersichtlich ist. Beim Erdöl ist die Dominanz der Staaten um den Persisch-Arabischen Golf und der restlichen OPEC mit etwa Dreiviertel der ausgewiesenen Reserven überwältigend. Beim Erdgas ist ebenfalls die Golfregion dominierend. Russland liegt hier jedoch fast gleich auf. Nur bei der Kohle besteht eine gestreute, vergleichsweise ‚demokratische‘ Verteilung der Reserven, allerdings mit etwas mehr als einem Viertel bei den USA.<sup>10</sup>

Das im Hinblick auf die Primärenergieversorgung mit Erdöl und Erdgas wichtigste Faktum ist, dass die großen Verbraucherländer der OECD – die EU-Staaten, die USA und Japan – nur wenige bis keine Reserven haben. Dieser Umstand ist für Energiestrategien dieser Länder somit von größter Bedeutung.

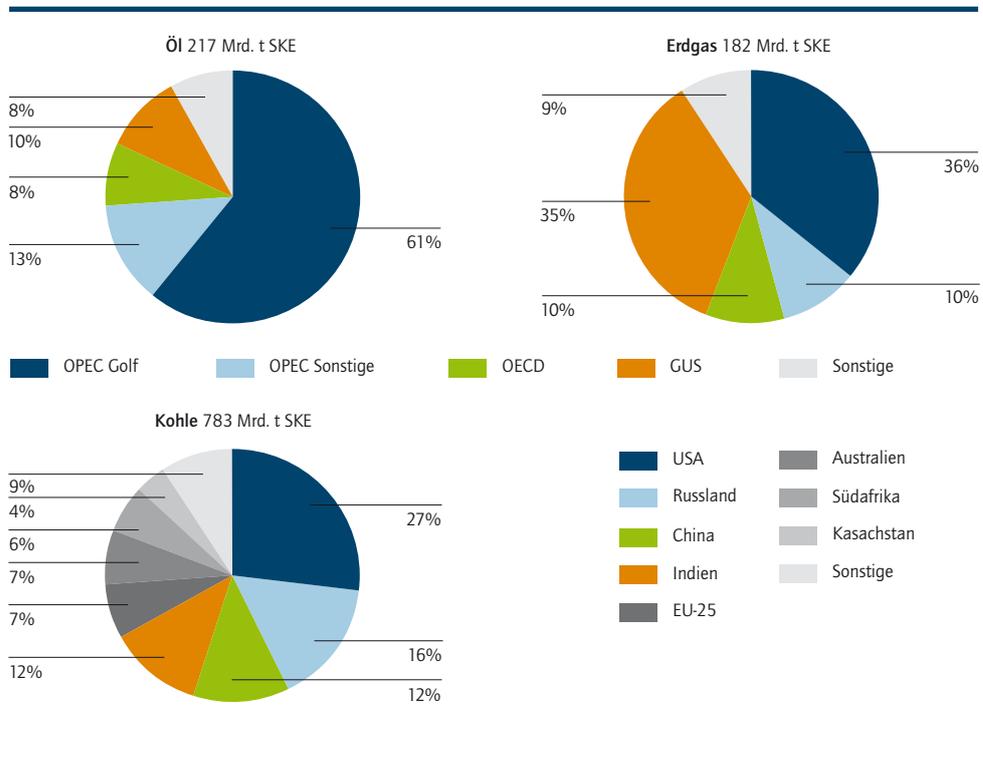


Abb. 7: Verteilung der fossilen Reserven nach wirtschaftspolitischen Gruppierungen bzw. Ländern. Quelle: BGR, Stand 2001/2004.

<sup>10</sup> Gerling/Barthel 2004.

Die Voraussage des Depletion-Midpoint, d.h. die Überschreitung des absoluten Fördermaximums, wird von der Fachwelt unterschiedlich bewertet. Eine Studie der American Association of Petroleum Geologists (AAPG) sieht beispielsweise das mögliche Produktionsmaximum für Gas im Zeitraum von 2050 bis 2100 und für Öl bereits in der Zeit von 2020 bis 2030.<sup>11</sup> Unabhängig von der jeweils vorausgesagten Reichweite ist jedoch signifikant, dass die Preise steigen, je näher dieses Maximum rückt. Dadurch werden unkonventionelle fossile Energieträger in zunehmendem Maße wichtige Anteile der globalen Energieversorgung übernehmen müssen.

Der Handlungsbedarf, die Nutzungsstrukturen zu verändern, besteht somit nicht so sehr aufgrund der Gefahr, dass Öl und Gas in absehbarer Zeit nicht mehr verfügbar wären. Er besteht vielmehr deshalb, weil das zunehmend hohe Preisniveau und die Verfügbarkeit andere Verbrauchsgewohnheiten erforderlich machen. Öl und Gas sollten bevorzugt der Mobilität und Chemie dienen, Kohle sollte für Kraft- und Wärmeerzeugung genutzt werden.

Vor diesem Hintergrund bekommt das Thema Ressourcen und Ressourcenabschätzung für Erdöl und Erdgas eine große Bedeutung, nicht zuletzt für Deutschland. Denn die Bundesrepublik ist ein großes Verbraucherland ohne angemessene eigene Reserven. Für eine langfristige Energiestrategie ist es daher notwendig, die energiepolitisch relevanten Regionen durch eine Ressourcenschätzung neu zu bewerten. Deutschland verfügt dafür sowohl über das Know-how als auch über die erforderlichen Fachkräfte.<sup>12</sup> Das kann der deutschen Energiewirtschaft zum einen neue Chancen eröffnen, zum anderen die politische Bewusstseinslage in Sachen Energie und Rohstoffe aktualisieren – und, so bleibt zu hoffen, objektivieren.

## 2.6 DIE PRIMÄRENERGIERISIKEN DEUTSCHLANDS

Die hohe Abhängigkeit Deutschlands von einer mengenmäßig und preislich akzeptablen Versorgung mit Primärenergie ist eine Achillesferse der deutschen Wirtschaft. Deutschland hat zwar nur einen Anteil von rund 5 Prozent am Weltenergieverbrauch, knapp zwei Drittel der insgesamt verbrauchten Energie müssen allerdings importiert werden. Somit nimmt Deutschland in der Weltrangliste der Energieimporteure eine Spitzenposition ein: Deutschland ist der zweitgrößte Gasimporteur und belegt bei Steinkohle den vierten und bei Öl im globalen Vergleich den fünften Platz.

Fraglos ist eine solche Abhängigkeit in Zeiten, in denen sich Angebot und Nachfrage weitgehend ausgleichen, keine besorgniserregende Größe. Wenn jedoch das globale Energieangebot mit der wachsenden Nachfrage nicht mithält oder weltpolitische Störungen wirksam werden, dann ist das Gleichgewicht der Kräfte mit gravierender Konsequenz für Wirtschaft und Verbraucher gestört.

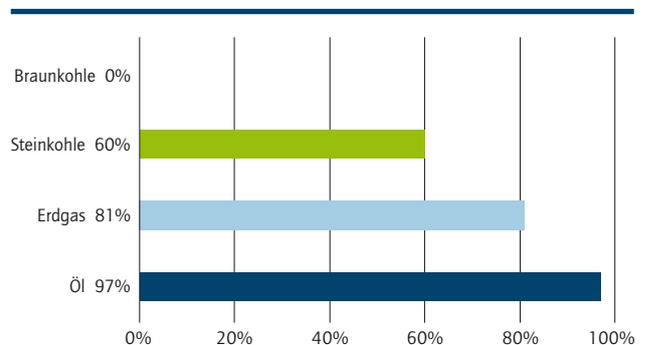


Abb. 8: Importabhängigkeit Deutschlands bei Energierohstoffen. Quelle: AG Energiebilanzen, Stand 2004.

Die Höhe der deutschen Importabhängigkeit verdeutlicht Abb. 8. Deutschland importiert danach mehr als die Hälfte der benötigten Steinkohle, 81 Prozent des Erdgases und 97 Prozent des Erdölbedarfs.<sup>13</sup> Gegenüber Steinkohle, Erdgas und Erdöl steht lediglich die Braunkohle als heimische fossile Energiequelle langfristig zur Verfügung. Ohne sie wäre die Importabhängigkeit Deutschlands noch höher.

11 Salvador 2005.

12 In diesem Zusammenhang sollte man an eine Neubewertung von Regionen in Nordafrika, der Nordsee, der Barentssee, West-Sibiriens, der Nord- und Südkaspischen Region und anderer Gebiete denken.

13 Energiebilanzen 2004.

Der Verbrauch und die Herkunft der Energieimporte sind in Abb. 9 dargestellt. Daraus geht hervor, dass Deutschland pro Jahr etwa 110 Mio. Tonnen Öl, 109 Mrd. Kubikmeter Gas und 67 Mio. Tonnen Steinkohle verbraucht.<sup>14</sup> Darüber hinaus ist erkennbar, welche Länder zu den wichtigsten Energie-lieferanten gehören.

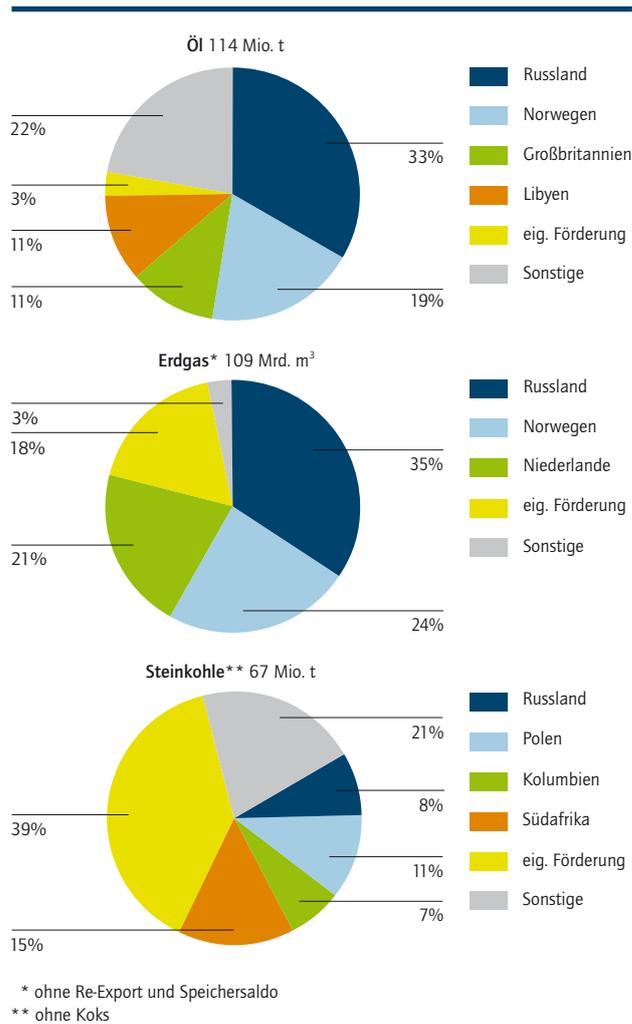


Abb. 9: Primärenergieverbrauch in Deutschland. Quelle: BGR, Statistik der Kohlenwirtschaft, Stand 2004.

14 Gerling/Barthel 2004.

Jeweils vier bis fünf Länder decken somit rund drei Viertel des deutschen Öl-, Gas- und Steinkohlebedarfs ab. Weltweit wird zudem rund die Hälfte des Öl-, Gas- und Kohlemarktes von jeweils nur zehn großen Anbietern bestimmt. Dies führt zu der Frage, ob Deutschland bei einer realistischen Bewertung der zukünftigen Veränderungen auf den Weltenergiemärkten über eine gezielte Verringerung der Risiken in der Energieversorgung nachdenken muss. Eine Reihe von Einzelmaßnahmen zur Begrenzung der Risiken in der Primärenergieversorgung sollten von Politik und Wirtschaft dabei verfolgt werden. Dazu gehören

- die Stabilisierung der Lieferbeziehungen durch verstärkte wirtschaftliche Verflechtungen,
- die Verbesserung des technisch-wissenschaftlichen Know-hows, um als Partner attraktiv zu bleiben,
- gezielte Aktivitäten zur Verbreiterung der Bezugsquellen und Diversifikation der Anbieter,
- die Neubetrachtung der Frage, ob Gas, wie geplant, stärker im Mittellastbereich zur Stromerzeugung eingesetzt wird oder auf den Spitzenlastbereich beschränkt bleiben soll<sup>15</sup>,
- die Prüfung, ob die heute nur geringe Beteiligung an Energieproduktionsunternehmen im Ausland verstärkt werden soll und welche Effekte dies in einem Engpassfall hätte (fast alle europäischen Länder und in jüngster Zeit auch Japan gehen diesen Weg).

Bei einer Verringerung der mit dem Energieimport verbundenen Risiken kann der Ausbau der Regenerativenergien in Deutschland nur begrenzt helfen. Diese haben heute einen Anteil von knapp 5 Prozent am Primärenergieverbrauch. Selbst bei einer Verdoppelung oder Verdreifachung der Regenerativenergie in den kommenden Jahrzehnten muss der überwiegende Teil des Bedarfs – das sind immerhin 80 bis 90 Prozent – weiterhin durch fossile Energien und zum Teil auch durch Kernenergie gedeckt werden.

Die außenwirtschaftliche Energierechnung in Abb. 10 zeigt das volkswirtschaftliche Gewicht der Energieimporte. Danach haben sich die Kosten für die Energieimporte in den letzten zehn Jahren mehr als verdoppelt.<sup>16</sup> Volkswirtschaftlich betrachtet, handelt es sich um den Transfer von Einkommen an die ausländischen Energielieferanten mit Folgen für das Wirtschaftswachstum und damit die Arbeitsplatzsituation. Ob die Negativeffekte durch einen Rückfluss der Petrodollars ins Inland kompensiert werden, ist dabei offen.

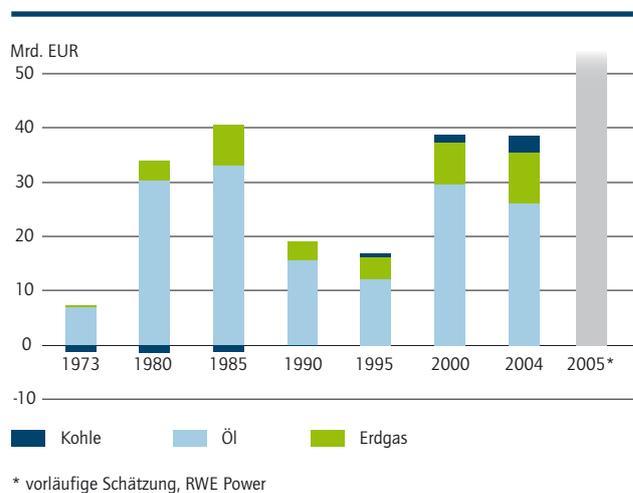


Abb. 10: Außenwirtschaftliche Energierechnung. Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft.

15 So war nach der Ölkrise von 1973 eine der ersten Reaktionen die bewusste Begrenzung des Öleinsatzes in der Stromerzeugung.

16 Kohlenwirtschaft 2004.

Zur Berechnung der volkswirtschaftlichen Kosten eines Ölpreisanstiegs (Tabelle 2) gilt nach Abschätzung der OECD aus dem Jahre 2004 näherungsweise die Faustformel: Eine 12 Monate andauernde Erhöhung des Ölpreises auf dem Weltmarkt um 10 US-Dollar pro Barrel bedeutet für die entwickelten Industrienationen einen gesamtwirtschaftlichen Wachstumsverlust von 0,3 bis 0,5 Prozent im Jahr.<sup>17</sup> In der gegenwärtigen Situation ist das immerhin etwa ein Drittel des deutschen Wirtschaftswachstums.

Der Anteil der Energiekosten am Brutto-Produktionswert der Industrie liegt je nach Branche bei 1 bis 7 Prozent. Der Anteil an den privaten Konsumausgaben liegt bei 6 bis 8 Prozent (davon knapp die Hälfte für Kraftstoffe). Und je höher der Energieverbrauch für die Herstellung eines Produktes ist, desto stärker ist dieses den Preisschwankungen für Energie ausgesetzt. Wenn die Energiekosten durch Abgaben und Umwelt- sowie CO<sub>2</sub>-Aufwendungen zudem stärker erhöht werden als in anderen Ländern, wird die Wettbewerbsfähigkeit negativ beeinflusst. Produktionsverlagerungen ins Ausland sind die Folge. Die negativen Effekte des Energiepreisanstiegs sind in Tabelle 2 zusammengefasst.

<b>Steigende Energiepreise</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• verringern das Wirtschaftswachstum</li> <li>• kosten Arbeitsplätze</li> <li>• transferieren Einkommen ins Ausland</li> <li>• verschlechtern die Marktsituation insbesondere bei energieintensiven Produkten</li> </ul>
<b>Ein Preisanstieg beim Öl um 10 US-Dollar/Barrel</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• vermindert das BIP-Wachstum um 0,3 bis 0,5 Prozent</li> </ul>
<b>Energieanteil am industriellen Brutto-Produktionswert:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 1 bis 7 Prozent</li> </ul>
<b>Energieanteil an privaten Konsumausgaben:</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 6 bis 8 Prozent</li> </ul>

Tabelle 2: Steigende Preise für Energierohstoffe und ihre volkswirtschaftlichen Effekte.

17 RWE 2005.

## 2.7 ANSATZPUNKTE FÜR EINE REALISTISCHE ENERGIE-STRATEGIE

Eine ausbalancierte, in sich geschlossene Energiestrategie ist vor über 20 Jahren unter der sozialliberalen Regierung von Bundeskanzler Helmut Schmidt zum letzten Mal erstellt worden. Eine entsprechende Politik, welche die wichtigsten Prämissen der Energieversorgung rational nebeneinander stellt und bewertet, ist zurzeit nicht zu erkennen. Die Zuständigkeit für die Energiepolitik ist seit zwei Legislaturperioden vielmehr auf zwei Ministerien verteilt worden. Durch eine Reihe von aufeinander folgenden Einzelentscheidungen ist die langfristige Planungssicherheit für alle Beteiligten eingeschränkt worden. Das verstärkt den ohnehin vorhandenen politischen Trend zur Kurzfristorientierung.

Diese Kurzfristorientierung hat die Wissenschaft im Laufe der Jahre dahingehend beeinflusst, dass sie sich in Sachen Energieforschung kaum mehr mit dem Kernproblem der Versorgungssicherheit, sondern in erster Linie mit Randproblemen befasste. Gerade das Thema Versorgungssicherheit erfordert jedoch einen langen Atem und die in Tabelle 3 aufgeführten Ansatzpunkte.

- **Verbesserung der Zusammenarbeit zwischen Produzenten und Verbrauchern**
- **Diversifikation der Energiebezüge mit dem Ziel eines ausgewogenen Energiemixes**
- **Offenhalten aller verfügbaren Forschungs- und Versorgungsoptionen, einschließlich der Kernenergie**
- **Fortsetzung der Aktivitäten zur Energieeinsparung und Wirkungsgradmaximierung**

Tabelle 3: Ansatzpunkte zur Verbesserung der Versorgung mit fossiler Primärenergie.

Angetrieben durch eine emotional geführte Klimadiskussion um anthropogenes Kohlendioxid und durch die Debatte um Kernkraftwerke, haben Politik, Gesellschaft und Medien einer objektiven Betrachtungsweise den Boden entzogen. Das ist zu korrigieren. Die Balance der Prämissen des Zieldreiecks muss wiederhergestellt werden – auch dadurch, dass man sich über Ursachen und Wirkungen klarer als bisher verständigt.

Bei Ressourcenschonung, Verbesserung der Energieeffizienz und Verminderung von Emissionen sind große Fortschritte erzielt worden. Bei den Umweltmaßnahmen zur Senkung des anthropogen erzeugten Kohlendioxids besteht jedoch die Gefahr der Fehlsteuerung und der langfristigen Fehlallokation der Finanzmittel. Die beobachtbare und messbare Temperaturerhöhung auf der Nordhalbkugel wird als weitestgehend durch Menschen verursachtes, monokausales Problem dargestellt, für das die Politik eine Lösung hat: CO<sub>2</sub>-Vermeidung und regenerative Energieerzeugung. Nach dem heutigen wissenschaftlichen Kenntnisstand ist aber abzuleiten, dass die Klimaänderungen weder monokausal begründet, noch mit den jetzt beschlossenen Maßnahmen lösbar sind. Zwei Aspekte sind dabei zu beachten:

- Auch vor den Einflussmöglichkeiten der Menschheit hat es Wechsel zwischen Eiszeiten und Warmzeiten auf der Erde gegeben. Die Paläoklimaforschung hat die wesentlichen Ursachen für Klimawechsel identifiziert – vor allem die Änderungen der Sonnenaktivität, Änderungen der Umlaufbahn der Erde um die Sonne, Meeresströmungen und Änderungen in der Zusammensetzung der Erdatmosphäre.
- Der weltweit durch anthropogenes Kohlendioxid verursachte Anteil am gesamten Treibhauseffekt (in W/m<sup>2</sup>) liegt bei 2 bis 3 Prozent. Der Rest des Treibhauseffektes hat andere Ursachen.<sup>18</sup> Der deutsche Beitrag zum globalen anthropogenen Kohlendioxidanteil der Atmosphäre liegt bei 3 bis 4 Prozent. Die direkten Einflussmöglichkeiten in Sachen Kohlendioxid auf das Weltklima sind demnach sehr gering, auch wenn man den anthropogenen Wirkungsanteil höher ansetzt.

18 Berner/Streif 2004.

Aus diesem Grund kommt eine Studie des Bundesforschungsministeriums aus dem Jahr 2003 zu dem Schluss, dass die insgesamt im Kyoto-Protokoll vorgesehene Reduktion der Treibhausgasemissionen der Industrieländer nur einen geringen Effekt auf die Temperaturentwicklung zu haben scheint. Auf der Zeitskala bis 2050 ist sogar durch das „Kyoto-Protokoll keinerlei Veränderung gegenüber dem ‚Business-as-usual-Szenarium‘ zu erkennen“.<sup>19</sup> Und: „Das Kyoto-Protokoll in seiner jetzigen Form ist kaum dazu geeignet, das Klima zu stabilisieren. Seine Wirkung ist eher im politischen Bereich zu finden“.<sup>20</sup>

Gleichwohl soll die Notwendigkeit einer Verminderung der CO<sub>2</sub>-Emissionen vor dem Hintergrund der Verantwortung der Industrienationen auch hinsichtlich ihrer Vorbildfunktion für aufstrebende Volkswirtschaften nicht geschmälert werden. Eine rationale, langfristig orientierte Energiepolitik sollte deshalb folgende Elemente gemeinsam berücksichtigen:

- Die Vermeidung von CO<sub>2</sub> ist aus Gründen der verantwortlichen Vorsorge und wegen der damit verbundenen Ressourcenschonung richtig. Das CO<sub>2</sub>-Vermeidungsregime „Emissionstrading“ steht jedoch auch aufgrund der Begrenzung auf die europäische Wirtschaftsregion quer zur Marktwirtschaft. Es wird die Klimafragen nicht lösen und die Konkurrenzfähigkeit der Volkswirtschaft zunehmend belasten. Anpassungen sind deshalb notwendig, auch um die Planungssicherheit zu verbessern.
- Die finanzielle Unterstützung des Ausbaus einer CO<sub>2</sub>-freien oder CO<sub>2</sub>-armen Energieerzeugung ist aus vielerlei Gründen – nicht zuletzt wegen der Verringerung der Abhängigkeit von Energieimporten – richtig. Eine zweckentsprechende Unterstützung der regenerativen Energietechniken über eine längere Einführungsphase ist deshalb zu befürworten. Eine Dauersubvention über viele Jahre in Milliardenhöhe muss allerdings unter dem Aspekt der Verhältnismäßigkeit des Mitteleinsatzes geprüft werden, wofür die Überförderung der Windenergie und Solarenergie die augenscheinlichsten Beispiele sind.

- Die lokalen Bemühungen zur CO<sub>2</sub>-Minderung können den Anstieg der globalen CO<sub>2</sub>-Emissionen nicht einmal ansatzweise kompensieren. Teilweise führen sie nur zur CO<sub>2</sub>-Verlagerung ins Ausland. Deshalb ist es eher zielführend, den Schwellenländern zu helfen, effiziente und umweltfreundliche Techniken einzusetzen. Die deutsche Vorreiterrolle im Klimaschutz, etwa beim Kyoto-Protokoll, sollte in diesem Zusammenhang überprüft werden.
- Es ist vor diesem Hintergrund sinnvoll, die Debatte über den Atomausstieg neu aufzunehmen und zu fragen, ob existierende Kernkraftwerke vom Netz zu nehmen sind. Die dabei entstehende Lücke kann realistischerweise nur durch Kohle und nicht bzw. nur in geringem Umfang durch Gas oder regenerative Energien geschlossen werden. Eine rationale Betrachtung des Themas Kernenergie einschließlich der Weiterentwicklung von Betriebssicherheit und Betriebstechnik durch Forschung und Entwicklung ist erforderlich.<sup>21</sup>
- Energieeinsparotechniken und Regenerativenergien müssen mit ökonomischem Augenmaß weiterentwickelt werden.

Eine Reihe von Faktoren – die Weltreservensituation für Öl und Gas, die hohe Importabhängigkeit Deutschlands, die bisherige Zurückhaltung hinsichtlich einer eigenen aktiven Beteiligung an der ausländischen Öl- und Gasproduktion – führt deshalb zu dem Schluss, dass eine Energieproduktion auf Kohlebasis, besonders im industriellen Bereich, auch langfristig notwendig bleibt. Voraussetzung dafür ist natürlich, dass die kohlebasierte Energieerzeugung so umweltfreundlich wie möglich geschieht.

Die Energieerzeuger und die Kohleproduzenten haben diese Aufgabe angegangen. Sie haben das Clean-Coal-Programm entwickelt, das nicht nur zu einer besseren Nutzung der Energie führt, sondern langfristig auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen deutlich verringert. Weitergehende, breit angelegte Arbeiten zur effizienten und zugleich umweltfreundlichen Verwendung fossiler Energien sollten dieses Programm ergänzen. Hiervon würden nicht nur Deutschland, sondern auch die neuen EU-Mitglieder in Osteuropa, die ebenfalls Kohle in großem Umfang zur Energieerzeugung einsetzen, einen Nutzen haben.

19 BMBF 2003.

20 BMBF 2003.

21 Siehe dazu die Beiträge von Manfred Mach/Carsten Salander und Klaus Kühn in diesem Band.

## 2.8 ZUSAMMENFASSUNG UND HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Die Politik muss auf Basis der bereits eingetretenen und absehbaren Veränderungen in der Primärenergieversorgung eine neue, umfassende Strategie zur Energieversorgung und Energieverwendung erarbeiten. Dabei müssen das heute Notwendige und Machbare, das morgen Mögliche und das übermorgen Denkbare klarer als bislang fixiert und angegangen werden.

Dazu gehören auch die Fragen nach der Effizienz und der Verhältnismäßigkeit des erforderlichen Finanzmitteleinsatzes für einzelne Energieträger und Verwendungsformen. Hierfür müssen klare Spielregeln erarbeitet werden, um nicht einer ungelenteten Innovationsoffensive das Wort zu reden, sondern diversifizierte und effizienzorientierte Schritte und Maßnahmen einzuleiten sowie die bestehenden Herausforderungen in einer adäquaten Weise anzugehen. Letztlich ist eine neue Organisationsform für die Erarbeitung und die Umsetzung der Energiestrategie unter Federführung des zuständigen Ministeriums zu finden.

Bausteine für eine Neu-Definition des energiepolitischen Zieldreiecks könnten darum sein:

1. Die Rahmenbedingungen für den Einsatz der Energieträger müssen langfristig und verlässlich sein. Es ist davon auszugehen, dass die fossilen Energieträger mit zunehmender Bedeutung der Kohle noch für Jahrzehnte das Rückgrat der deutschen Energieversorgung bilden werden.
2. Die Argumente zur Nutzung der Kernenergie sollten neu bewertet werden. Dabei ist zu berücksichtigen, dass ein möglicher Ersatz des Kernenergiestroms nur durch Kohle und nicht durch Energieeinsparung oder Regenerativstrom realistisch ist.
3. Das Nebeneinander energie- und umweltpolitischer Instrumente sollte zugunsten einer Gesamtstrategie aus einer Hand beendet werden. Umweltschutzmaßnahmen müssen sich an der Rangfolge der Emissionsvermeidungskosten orientieren. Der Anspruch auf eine Vorreiterrolle in der europäischen Klimapolitik sollte überdacht werden.
4. Fragen der Wirtschaftlichkeit und der Außenwirtschaft in der Energiepolitik müssen eine höhere Priorität erhalten.
5. Die Erkenntnis, dass die Zeit des billigen und stets ausreichend verfügbaren Öls zu Ende geht, sollte Eingang in die Langfristplanung finden. Die Konsequenzen beispielsweise auf den Verkehr sollten berücksichtigt werden.
6. In der Energieversorgung tätige Unternehmen sollten die Frage wieder aufnehmen, ob ein stärkeres Engagement beim Aufsuchen, Gewinnen und Veredeln von Energierohstoffen angezeigt ist. Auslandskooperationen sollten geprüft werden.
7. In Forschung und Wissenschaft muss das Thema Primärenergie ohne Einschränkungen hohe Priorität erhalten. Die Suche nach Innovationen muss breit angelegt, aber gleichzeitig unter Kosten-Nutzen-Gesichtspunkten durchgeführt werden. Die Überförderung der Windenergie stellt ein Gegenbeispiel dar.
8. Energieressourcen und Reserven in deutscher und europäischer Reichweite sollten in Zusammenarbeit zwischen Industrie und Wissenschaft neu bewertet werden.
9. Im Lichte der veränderten Lage sollten Funktion und Wirksamkeit existierender Instrumente zur Beobachtung und Steuerung von Energieströmen auf deutscher und europäischer Ebene überprüft werden.

Der hohe Stellenwert einer sicheren Versorgung der Volkswirtschaft mit Energie macht es notwendig, dass Politik, Wirtschaft und Wissenschaft gemeinsam die Eckpunkte des energiepolitischen Zieldreiecks neu definieren und entsprechend handeln.

## 2.9 LITERATURANGABEN

### **Berner/Streif 2004**

Berner, U./Streif, H.: Klimafakten. Der Rückblick – ein Schlüssel für die Zukunft (BGR. GGA, NfB). Stuttgart, 4., vollständig überarbeitete Auflage 2004, S. 84 und 89.

### **BMBF 2003**

Bundesministerium für Bildung und Forschung. Herausforderung Klimawandel, 2003, S. 10, S. 51.

### **Energiebilanzen 2004**

AG Energiebilanzen, Stand 2004.

### **Gerling/Barthel**

Gerling, P./Barthel, F.: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002. Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien XXVIII, S. 42.

### **Gerling/Barthel 2004**

Gerling, P./Barthel, F.: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002. Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien XXXIII, S. 117 und 123. Statistik der Kohlenwirtschaft 2004.

### **Gerling/Barthel 2005**

Gerling, P./Barthel, F.: Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, Hannover. Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Energierohstoffen 2002. Rohstoffwirtschaftliche Länderstudien XXVIII, S. 22. International Energy Agency. World Energy Outlook 2005, Paris, 2005. AG Energiebilanzen.

### **IEA 2005**

International Energy Agency. World Energy Outlook 2005, Paris, 2005.

### **Kohlenwirtschaft 2004**

Statistik der Kohlenwirtschaft 2004. Abschätzung für 2005.

### **Kohlenwirtschaft 2005**

Statistik der Kohlenwirtschaft und AAPG-Explorer, Tulsa-Oklahoma, September 2005.

### **RWE 2004**

RWE Weltenergiereport 2004, S. 8.

### **RWE 2005**

RWE Weltenergiereport 2005, S. 9, 14, 75.

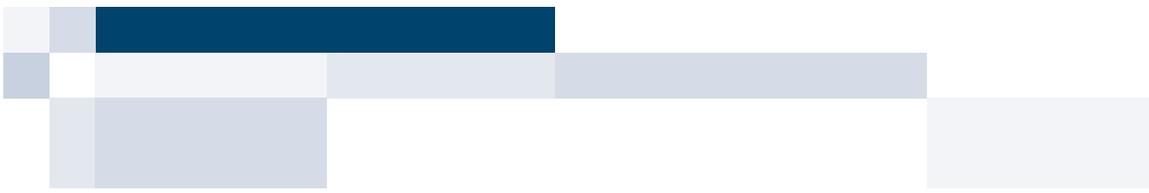
### **Salvador 2005**

Salvador, M.: AAPG Studies in Geology, p. 54. Energy: A Historical Perspective and 21<sup>st</sup> Century Forecast. Published by the AAPG, Tulsa-Oklahoma, September 2005.

### **Steinkohle 2005**

Gesamtverband des deutschen Steinkohlenbergbaus. Steinkohle 2005, S. 12.

### 3 DIE ROLLE DER KERNENERGIE IN DER ZUKÜNFTIGEN ENERGIEVERSORGUNG



## 3.1 DER INDUSTRIESTAAT DEUTSCHLAND OHNE KERNENERGIE: EINE SINNVOLLE POLITISCH-WIRTSCHAFTLICHE ENTSCHEIDUNG?

MANFRED MACH UND CARSTEN SALANDER

### 3.1.1 SECHS BEDINGUNGEN FÜR DIE NUTZUNG DER KERNENERGIE

Im Jahr Zwanzig nach Tschernobyl und im Jahr Zwei der Großen Koalition, die bekanntlich am so genannten Atomausstieg der rot-grünen Bundesregierung festhält, eine Lanze für die anerkannt sicheren deutschen Kernkraftwerke zu brechen, bedarf schon eines gewissen Mutes. Er zeigt die Überzeugung der Autoren, dass die Bundesregierung und die Bevölkerung in nicht allzu ferner Zeit anhand persönlicher, finanzieller und klimatischer Erfahrungen erkennen werden, dass eine umweltverträgliche und bezahlbare Elektrizitätsversorgung ohne den Betrieb von Kernkraftwerken auf Dauer nicht möglich ist.

Dabei ist es aus Sicht der Stabilität der Stromversorgung unerheblich, ob bereits jetzt oder später über den Neubau von Kraftwerken entschieden werden muss. Durch eine Laufzeitverlängerung der derzeitigen Kernkraftwerke kann man genügend Zeit gewinnen, um den günstigsten Mix des künftigen deutschen Kraftwerksparks für Grund-, Mittel- und Spitzenlast festzulegen.

Für diese Festlegung dürfen keine ideologischen Gründe maßgebend sein, sondern nur solche, die der Lebensqualität der Bevölkerung und der Leistungsfähigkeit der Wirtschaft dienen sowie die Bedingungen der Nachhaltigkeit im Sinne der von der UNO im Jahre 1987 eingesetzten Brundtland-Kommission erfüllen. Dazu zählen folgende Faktoren:

1. *Umweltentlastung*: Geringste Luftverschmutzung (u. a. durch CO<sub>2</sub>-Minderung gemäß Kyoto-Protokoll von 1991),
2. *Wirtschaftlichkeit*: Günstigste Strompreise für Haushalt und Industrie (bedarfsgerecht und zu allen Tag- und Nachtzeiten),
3. *Rohstoffsicherheit*: Verwendung heimischer Rohstoffe (Kohle) sowie Import (Uranerz, Erdgas) aus politisch sicheren Regionen,
4. *Entsorgungssicherheit*: Wiederaufarbeitung ausgedienter Brennelemente, Abfallkonditionierung und Endlagerung radioaktiver Abfälle in rund 1000 Metern Tiefe (Salzstock Gorleben, Schacht Konrad),
5. *Betriebsrisiko*: Vermeidung von technischem und menschlichem Versagen (Reaktorunfälle Harrisburg/USA, Tschernobyl/Ukraine, Tokai Mura/Japan),
6. *Missbrauchsabschluss*: Keine unbefugte Weitergabe von Technologien zur Herstellung waffenfähigen Kernmaterials („Non-Proliferation“).

Über die Kerntechnik im Allgemeinen<sup>1</sup> und Kernkraftwerke im Besonderen gibt es ausreichend Fachliteratur, auch allgemeinverständlicher Art<sup>2</sup>, so dass wir uns zum *Nutzen der Kernenergie* (Punkte 1-3) kurz fassen, die *Bedenken zur Kernenergie* (Punkte 4-6) dabei ernst nehmen und deshalb ausführlicher behandeln. Beginnen wir also mit dem Thema Umweltentlastung.

<sup>1</sup> Michaelis/Salander 1995.

<sup>2</sup> Mach 2005.

### 3.1.2 UMWELTENTLASTUNG

Da bei der Spaltung der Uranatome Energie ohne Verbrennung von Kohlenstoff freigesetzt wird, entstehen keine Treibhausgase, insbesondere kein Kohlenstoffdioxid (CO<sub>2</sub>). Letzteres fehlt auch bei der Kernfusion, deren kommerzielle Verwendung allerdings erst ab dem Jahre 2050 erwartet wird und bei der bekanntlich keine Kernspaltung stattfindet, folglich auch keine (möglicherweise unkontrollierte) Kettenreaktion auftreten kann. Alle fossilen Energieträger hingegen emittieren CO<sub>2</sub>, wie folgende Tabelle zeigt:<sup>3</sup>

CO <sub>2</sub> -EMISSIONEN (PRIMÄRENERGIE)	KG/KWH
Braunkohle	0,407
Steinkohle	0,335
Erdöl schwer	0,285
Erdöl leicht	0,267
Erdgas	0,200
U235 (Kernspaltung)	0,000
D2 + T2 (Kernfusion)	0,000

Tabelle 1: Emissionswerte fossiler Energieträger.

Es wird berücksichtigt, dass auch Wasser-, Wind- und Solarkraftwerke CO<sub>2</sub>-freien Strom erzeugen können, allerdings weder in der volkswirtschaftlich erforderlichen Menge, noch zu wettbewerbsfähigen Preisen und bedarfsgerecht zu allen Tages- und Nachtzeiten. Diese Voraussetzungen erfüllen allein Kernkraftwerke und moderne CO<sub>2</sub>-minimierte Kohlekraftwerke, die zudem noch eine heimische bzw. eine geopolitisch sichere Rohstoffbasis haben.

Die 17 deutschen Kernkraftwerke stellen derzeit mit rund 165 Terawattstunden (TWh; entspricht 165 Mrd. kWh) 30 Prozent des deutschen Stroms her, im Grundlastbereich sind es sogar 50 Prozent der deutschen Stromerzeugung. Damit vermeiden sie – im Vergleich zur Stromerzeugung auf Kohlebasis – jährlich 160 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>, d.h. mehr als der deutsche Autoverkehr emittiert, sowie jährlich 110.000 Tonnen Schwefeldioxid (SO<sub>2</sub>) und 90.000 Tonnen Stickstoffoxide (NO<sub>2</sub>, NO<sub>3</sub>).

Deutschland hat sich im Umweltschutzabkommen von Kyoto im Jahr 1991 verpflichtet, seine CO<sub>2</sub>-Emissionen von 1995 bis 2010 um 21 Prozent, d.h. von 265 auf 210 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> pro Jahr zu vermindern. Jede Substitution der 165 TWh Kernstrom durch Strom, der nicht aus CO<sub>2</sub>-freien Kraftwerken kommt, gefährdet die Einhaltung dieser Zusage.

Das wichtigste Motiv für die derzeitige staatliche Förderung der erneuerbaren Energiequellen ist bekanntlich die Minderung der vorgenannten CO<sub>2</sub>-Emissionen sowie die Nachhaltigkeit der Energieerzeugung mit Rücksicht auf die kommenden Generationen. Dieses Ziel kann erreicht werden durch den Neubau CO<sub>2</sub>-freier Kraftwerke, die Nachbesserung vorhandener fossiler Kraftwerke sowie die Laufzeitverlängerung der derzeitigen Kernkraftwerke – jedoch zu unterschiedlichen Kosten. Die folgende Tabelle zeigt die Kosten der Einsparung je Tonne des emittierten CO<sub>2</sub>.<sup>4</sup>

VERGLEICH CO <sub>2</sub> -VERMEIDUNGSKOSTEN	EURO/TONNE CO <sub>2</sub>
Solar-(PV-)anlagen	500
Windkraftanlagen	50
Kohlekraftwerke	5
Laufzeitverlängerung deutscher KKW auf 40 Jahre	-18,5

Tabelle 2: Kosten bei CO<sub>2</sub>-Einsparungen.

<sup>3</sup> Pfaffenberger 1999.

<sup>4</sup> Energiewirtschaft 2004.

Die CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten verhalten sich demnach bei fossilen Kraftwerken zu Windanlagen, zu Solar-(PV-)anlagen wie 1:10:100. Die um je eine 10er-Potenz höheren Vermeidungskosten für Wind- und Solaranlagen bedeuten einen entsprechenden Anlagenaufwand – und damit in der Vorstufe überproportional verbrauchte Energie, die nur unterproportional aus erneuerbaren und CO<sub>2</sub>-freien und überproportional aus fossilen Kraftwerken stammt.

Entgegen der üblichen Annahme vermindern Wind- und Solaranlagen also nicht die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich zu fossilen Kraftwerken, sondern sie erhöhen diese. Bei der Laufzeitverlängerung der deutschen Kernkraftwerke ergibt sich dagegen sogar eine Kosteneinsparung von 18,5 Euro je Tonne CO<sub>2</sub> im Vergleich zur geplanten Abschaltung gemäß dem Ausstiegsbeschluss vom 14.6.2000.

Unter Abwägung aller politischen, wirtschaftlichen und zukunftsorientierten Aspekte ist es unumgänglich, die derzeitigen deutschen Kernkraftwerke so lange am Netz zu halten, bis eine allseits akzeptierte CO<sub>2</sub>-freie, kostengünstige, bedarfsgerechte und auch grundlastfähige Stromerzeugung gleicher Menge im Rahmen eines ausgewogenen Energiemixes gewährleistet werden kann.<sup>5</sup>

### 3.1.3 WIRTSCHAFTLICHKEIT

Strom aus Kernkraftwerken ist billiger als aus allen anderen Kraftwerksarten. Das betrifft nicht nur die Gestehungskosten, d. h. die mit der Rohstoffbeschaffung und der Stromerzeugung verbundenen Kosten, sondern auch die ‚externen Kosten‘. Diese sind in Geld bezifferte unerwünschte Nebeneffekte, die durch die Bereitstellung der jeweiligen Energie verursacht werden. Dazu zählen Beeinträchtigungen der menschlichen Gesundheit (Lärm, Strahlung), Schäden an Materialien und Ökosystemen sowie der bekannte Treibhauseffekt durch CO<sub>2</sub>-Emissionen. Der Vergleich der Gesamtkosten in Eurocent/kWh ergibt sich aus folgender Tabelle:<sup>6,7</sup>

KOSTEN IN EUROCENT/KWH	GESTEHUNGSKOSTEN	EXTERNE KOSTEN	GESAMTKOSTEN
Kernenergie	2,3	0,2	2,5
Erdgas	3,8	0,8	4,6
Wasser	5,1	0,1	5,2
Steinkohle	3,0	2,5	5,5
Braunkohle	3,1	3,0	6,1
Biomasse	9,1	2,0	11,1
Wind	11,0	0,4	11,4
Sonne (PV)	61,0	1,7	62,7

Tabelle 3: Übersicht über die Gesamtkosten einzelner Energieträger.

5 Kiener 2004.

6 Voß 2004.

7 Kerntechnik 2004.

Bei der Kernenergie sind auch die Kosten der Brennstoffver- und -entsorgung sowie die Risiken durch Kraftwerksunfälle erfasst. Den Wind- und Solaranlagen muss man noch die Mehrkosten der konventionellen Kraftwerke zurechnen, die diese für die Regelenergie aufwenden müssen, welche für die Windkraftanlagen aufgrund der naturgegeben ungleichmäßigen Windernte und für Solaranlagen bei fehlender Sonnenstrahlung bereitgehalten werden muss.

Biomasse ermöglicht zwar eine gleichmäßige Stromerzeugung, derzeit allerdings noch in kleinen Einheiten. Sie ist daher unwirtschaftlich. Zudem sind die externen Kosten einer Wiederaufforstung noch unsicher und die Waldfläche in Deutschland begrenzt. Wollte man die bis etwa 2020 zum altersbedingten Ersatz anstehenden deutschen fossilen Kraftwerke von rund 40.000 MW durch 2.000 Biomasse Kraftwerke von je 20 MW ersetzen, würde das zur Erzielung einer nachhaltigen Brennstoffbewirtschaftung die Nutzung der gesamten Waldfläche Deutschlands erfordern.<sup>8</sup>

Egal, unter welchem Blickwinkel man die einzelnen Erzeugungsarten also betrachtet: Kernkraftwerke liefern den elektrischen Strom bedarfsgerecht, am saubersten und am billigsten.

### 3.1.4 ROHSTOFFSICHERHEIT – DIE URANRESERVEN

Gerade so, als ob ihnen das Wohl und Wehe der großen Elektrizitätsversorgungsunternehmen am Herzen läge, wird von manchen Kernenergiegegnern neuerdings allen Ernstes die Meinung

vertreten, dass die auf der Erde verfügbaren Uranreserven höchstens noch für 50 bis 60 Jahre reichen würden. Käme es gar zu einem weiteren Bau von Kernkraftwerken, sei die verbleibende Zeit einer gesicherten Versorgung wohl noch kürzer. Daraus wird dann der Schluss gezogen, dass erneuerbare Energien alsbald den Part der Kernenergie übernehmen müssten, während die Grundlast durch modernisierte Kohle- und Gaskraftwerke bereitgestellt werden sollte.

Nun gibt es sowohl von den mit der Uranprospektion und -gewinnung befassten Firmen als auch von staatlichen Institutionen wie der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe sorgfältige Analysen über die derzeit verfügbaren und zukünftig zu erschließenden Uranvorräte, die schon allein gegenüber der obigen Feststellung andere Zeiträume ergeben.

So legt beispielsweise Barthel in einem 2002 erschienenen Beitrag auf der Basis von mehreren internationalen Analysen dar, dass die Uranversorgung aller derzeit in Betrieb befindlichen Kernkraftwerke schon auf Basis der „hinreichend gesicherten Vorräte“ gewährleistet sei.<sup>9</sup> Bei einem weiteren Bedarf durch den Zubau neuer Kraftwerke müssen die zwei Kategorien der „geschätzten zusätzlichen Vorräte“ mit höheren Gewinnungskosten in Betracht gezogen werden. Da der Einfluss der Natururanpreise auf die Gestehungskosten der Kilowattstunde jedoch gering ist, muss man hierdurch keine signifikanten Erhöhungen der Strompreise befürchten.<sup>10</sup> Aufgrund der hohen Energiedichte ist der mengenmäßige Einsatz von Uran in Kernkraftwerken nämlich relativ klein, wie folgende Werte zeigen:

1 kg Uran	erzeugt im Kernreaktor	350.000 kWh
1 kg Öl	erzeugt im Dampfkessel	12 kWh
1 kg Steinkohle	erzeugt im Dampfkessel	8 kWh
1 Kernkraftwerk 1.000 MW	verbraucht	200 Tonnen Natururan/Jahr
1 Kohlekraftwerk 1.000 MW	verbraucht	2.000.000 Tonnen Kohle/Jahr

Tabelle 4: Effizienzgrade verschiedener Energieträger.

<sup>8</sup> Siehe dazu den Beitrag von Frank Behrendt und Eckard Dinjus in diesem Band.

<sup>9</sup> Barthel.

<sup>10</sup> Thumann 2006.

Mit nur einem Zehntausendstel der Einsatzmenge sind Gewinnung, Transport und Lagerung von Uran auch leichter zu bewerkstelligen als von Kohle. Die vorhandenen Uranreserven allein in den Lagern in Deutschland reichen für 4 bis 5 Jahre, so dass man praktisch von einem „heimischen“ Rohstoff sprechen kann. Dementsprechend machen die Urankosten nur 5 bis 8 Prozent der Stromerzeugungskosten in Kernkraftwerken aus.

Erst, wenn ein sehr hoher zukünftiger Bedarf durch weltweit viele neue Kernkraftwerke entstünde, wäre es erforderlich, auch ‚spekulative‘ Vorräte, wie z. B. die Urangelhalte des bereits genutzten abgereicherten Urans oder des Meerwassers, zu berücksichtigen. Wenn man dann aber auch noch den Einsatz neuerer Reaktortechniken wie den Schnellen Brüter mit der Wiederaufarbeitung der ausgedienten Brennelemente sowie die auf Thorium-Basis beruhenden Reaktoren einsetzt, erreicht man Versorgungssicherheiten von mehreren hundert Jahren, wie Ohnemus in einer sorgfältig ausgearbeiteten Analyse gezeigt hat.<sup>11</sup> Im Vergleich stellen sich die Energiereserven der Erde wie folgt dar:

ROHSTOFFRESERVEN	REICHWEITE (JAHRE)
Erdgas (gesichert)	65
Erdöl (gesichert)	150
Kohle (gesichert)	225
Uran (für < 130 US-Dollar/kg, sofort abbaubar)	67
Uran (mit noch zu erschließenden Vorräten)	166
Uran (wie vorher, jedoch mit Wiederaufarbeitung)	200
Uran (mit schnellem Brüter)	1.000

Tabelle 5: Reichweiten verschiedener Energieträger.

Es ist wohl kaum zu erwarten, dass viele ausländische Staaten ihre Kernkraftwerksprogramme – es ist zur Zeit die Rede von rund 120 neuen Reaktorblöcken – signifikant erweitern würden, wenn die verfügbaren Uranreserven nicht zuverlässig und von ihnen nicht als langfristig gesichert angesehen würden. So beabsichtigt Japan, weitere Anlagen zu bauen, ebenso die USA, die ohnehin bereits die Lebensdauer von 42 ihrer Kraftwerke von 40 auf 60 Jahre verlängert haben. Indien plant 20 neue Kernkraftwerke, China ebenfalls mindestens 20, um nur einige der Kernkraftwerke planenden Staaten zu nennen. Russland will überdies seine Stromversorgung mit 12 weiteren großen Kernkraftwerken sicherstellen und daneben noch mehrere kleine zur Stromversorgung entlegener Gebiete auf Schiffen stationieren. Dies geschieht mit der erklärten Absicht, die eigenen Erdgasvorkommen für den Devisen bringenden Export – u. a. nach Deutschland – zu verwenden, weil der Strom für den eigenen Bedarf billiger in Kernkraftwerken erzeugt werden kann.

### 3.1.5 ENTSORGUNGSSICHERHEIT – DIE RADIOAKTIVEN ABFÄLLE

Atomwirtschaft und die zuständigen Behörden haben sich schon bei Inbetriebnahme des ersten deutschen Kernkraftwerks (KKW Kahl/Main, 16 MW, 1961) mit dem Thema befasst und Vorkehrungen getroffen. Damals wurden auch entsprechende Untersuchungen eingeleitet.

In Deutschland stand bis zum Jahre 1984 die Wiederaufarbeitung im Vordergrund. Obwohl in Frankreich (La Hague) und England (Sellafield) seit Jahren abgebrannte Kernbrennstäbe problemlos wiederaufgearbeitet werden, konnte die in Deutschland geplante Anlage (WAA Wackersdorf) letztlich nicht realisiert werden.

11 Ohnemus 2006.

Parallel wurden bergbauliche Untersuchungen zur Endlagerung vorangetrieben mit dem sachgerechten Ziel, zwei Endlager einzurichten, je eines für hochradioaktive und schwachradioaktive Abfälle, die unterschiedliche Halbwertszeiten, Wärmeentwicklung und Einschlussbedingungen haben. Das Resultat ist die von allen Beteiligten anerkannte „Eignungshöflichkeit“ für

- den Salzstock Gorleben (Standortprüfung seit 1979) für hochradioaktive, stark Wärme entwickelnde Abfälle aus der Wiederaufarbeitung und für direkt endzulagernde abgebrannte Brennelemente zum plastischen Einschluss in Wärme ableitendem Steinsalz (rund 40 Jahre nach ihrer Außerbetriebnahme und Abklingen von rund 90 Prozent ihrer Wärme);
- das ehemalige Erzbergwerk Konrad (Standortprüfung seit 1975) für schwach radioaktive Abfälle mit vernachlässigbarer Wärmeentwicklung aus kerntechnischen Anlagen, aus dem medizinischen Bereich, aus Forschungs- und militärischen Einrichtungen (entspricht 90 Prozent des gesamten radioaktiven Abfalls).

Die technische Anerkennung hat indessen noch nicht zur faktischen Inbetriebnahme der Endlager geführt. Ideologische Vorbehalte stehen dieser entgegen.<sup>12</sup> Es ist in diesem Zusammenhang verständlich, dass die Bevölkerung Angst vor einer Bestrahlung durch radioaktive Abfälle bekommt, wenn Behauptungen über die Ungelöstheit der Entsorgung der Kernkraftwerke veröffentlicht werden. Dieser Effekt wird umso größer, wenn Personen entsprechende Behauptungen aufstellen, die aufgrund ihrer politischen Ämter und Zuständigkeiten dazu aufgerufen wären, alle Möglichkeiten einer fachgerechten Entsorgung zu unterstützen.

Statt dessen werden die oben erwähnten Projekte der Endlagerung radioaktiver Abfälle mit Moratorien belegt, zugehörige Genehmigungsverfahren mit allen erdenklichen Möglichkeiten behindert oder verzögert und immer wieder neue Vorschläge für die Standortsuche mit neuen Zeitrahmen in die Welt gesetzt. In der Folge lassen sich dadurch einzelne Bürger oder auch Kommunen immer wieder dazu verleiten, Prozesse gegen alle Arten von Entsorgungsprojekten, Zwischenlager, Endlager und Transporteinrichtungen und Zubehör anzustrengen.

Selbst im Fall der positiven Entscheidung des OVG Lüneburg bezüglich des ehemaligen Erzbergwerks Konrad wird noch nach Möglichkeiten gesucht, den tatsächlich genehmigten und gerichtlich abgesicherten Baubeginn weiter hinauszuzögern. Ganz nebenbei ist festzuhalten, dass der Bundesrechnungshof 2004 in einem Bericht an den Haushaltsausschuss des Parlaments festgestellt hat, dass das diesbezügliche Vorgehen des damaligen Bundesministers für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit den deutschen Steuerzahler mit bis zu 6,8 Milliarden Euro belasten wird.<sup>13</sup>

Es ist grotesk und eine pure Ironie im Zeitalter von Technik und Sicherheit, dass den Kraftwerksbetreibern wegen der Unsicherheit der Inbetriebnahme der Endlager sowie um Transporte der radioaktiven Abfälle und ausgedienten Brennelemente quer durch Deutschland zu vermeiden, angeraten und genehmigt worden ist, provisorische Lager an ihren Kraftwerksstandorten zu errichten. Diese so genannten Zwischenlager sind nicht etwa unterirdisch geschützt, sondern stehen als oberflächige Lagerhallen auf dem Kraftwerksgelände. Zwar sind die schwach radioaktiven Abfälle in Stahlfässern und die ausgedienten Brennelemente in auch gegen Flugzeugabsturz ausgelegten Castor-Behältern eingeschlossen. Jedoch sind die Hallen selbst jederzeit einem Land- oder Luftangriff schutzlos ausgesetzt.

Diese Art der Zwischenlagerung stellt im Vergleich zu einer fachgemäßen unterirdischen Endlagerung in Bergwerken mit allen Sicherheitsvorkehrungen ein unnötiges Risiko für die Bevölkerung dar. Vor dem Hintergrund existierender Lösungen ist daher vollkommen unverständlich, dass die Politik ein solches Risiko eingeht.

Die Radioaktivität hat zwar die Eigenschaft, im Laufe der Zeit mit der den jeweiligen Spaltprodukten eigenen Halbwertszeit durch Zerfall zu verschwinden, und die geplanten Endlager wurden so ausgewählt, dass sie für die ihnen zgedachten Halbwertszeiten und Wärmeentwicklungen geeignet sind. Aus Gründen der Akzeptanz in der Bevölkerung und vielleicht künftig noch einfacherer unterirdischer Einschlussmethoden sollte jedoch eine intensive Forschung auf dem Gebiet der chemischen Aufbereitung der Stoffe zur Transmutation betrieben werden.<sup>14</sup>

<sup>12</sup> Siehe zu diesem Thema auch den Beitrag von Klaus Kühn in diesem Band.

<sup>13</sup> Atompolitik.

<sup>14</sup> Es handelt sich dabei um ein Verfahren, durch welches Substanzen mit sehr langer Halbwertszeit in solche mit kürzerer Halbwertszeit oder niedrigerer energetischer Strahlung umgewandelt werden können.

Alles in allem scheint die nukleare Entsorgung in Deutschland kein technisches, sondern ein politisches Problem zu sein. Christian Schmidt, damaliger Sprecher der Grünen-Fraktion, führte bereits 1985 aus, dass man das Entsorgungsproblem gar nicht lösen *wolle*. Als Grund gab er an, dass sonst auch die Atomenergie akzeptabel würde. Offensichtlich ist das Problem aber lösbar, denn vergleichbare Industriestaaten haben ebenfalls hohe oder höhere Kernenergieanteile an ihrer Stromerzeugung, wie die folgende Tabelle verdeutlicht.

LAND	PROZENTANTEIL
Frankreich	80 Prozent
Schweiz	40 Prozent
Belgien	60 Prozent
Deutschland	33 Prozent
Slowakei	55 Prozent
Finnland	32 Prozent
Schweden	47 Prozent
England	28 Prozent
Süd-Korea	41 Prozent
Spanien	28 Prozent
Japan	40 Prozent
USA	23 Prozent

Tabelle 6: Anteile der Kernenergie an der Gesamtenergieversorgung in verschiedenen Ländern.

In den aufgeführten Ländern wird mit Ausnahmen von Deutschland offensichtlich auch nicht die Strahlenangst beispielsweise vor Wahlen mit falschen Slogans wie jenem geschürt, dass jedes Becquerel bereits eines zuviel sei. Eine solche Anklage ist ohnehin irreführend, denn jeder Mensch hat rund 9.000 Becquerel natürlicher Radioaktivität in seinem Körper, hauptsächlich Kalium 40 (Halbwertszeit 1,3 Mrd. Jahre) und Kohlenstoff 14 (Halbwertszeit 5.760 Jahre).

### 3.1.6 BETRIEBSRISIKO – GRÖßERE KERNTÉCHNISCHE UNFÄLLE

Wenn der Kernenergie die günstigsten Strompreise, die geringste Umweltbelastung, eine sichere Rohstoffbesorgung und eine nachhaltige Abfallendlagerung attestiert wird, was spricht dann gegen Kernkraftwerke? Es ist das Betriebsrisiko. Dennoch muss gefragt werden können: Wo gibt es ein solches nicht?

Wie in jeder großtechnischen industriellen Tätigkeit hat es auch in der Kerntechnik Unfälle gegeben, von denen die meisten wegen ihrer geringen oder räumlich begrenzten Auswirkungen der Allgemeinheit kaum bekannt geworden sind. Ohnehin traten sie vorwiegend im Bereich der militärischen Nutzung der Kerntechnik auf und waren zumeist Folgen menschlichen Fehlverhaltens.

Die nennenswerten Unfälle im zivilen Bereich sind diejenigen in den Kernkraftwerken Harrisburg/USA, Tschernobyl/Ukraine und Tokai Mura/Japan. Besonders Harrisburg und Tschernobyl sind im Bewusstsein der Öffentlichkeit verhaftet geblieben. Zwar ist auch diesen gemeinsam, dass sie als Auswirkung menschlichen Fehlverhaltens entstanden. Aber der jeweilige Verlauf und die Wirkung nach außen unterschieden sich gravierend.

#### > Harrisburg

In Harrisburg handelte es sich bei dem Reaktorblock 2 des Kernkraftwerkes Three Miles Island (TMI-2) um einen Reaktortyp, der den in Deutschland betriebenen Druckwasserreaktoren gleicht. Entscheidend ist aber, dass am 28. März 1979 eine mangelnde Kühlung der Brennelemente zu einer Kernschmelze im Reaktorkern führte, die zwar den Reaktorblock zerstörte, praktisch aber keine Auswirkung auf das Betriebspersonal oder nach außen hatte. Niemand wurde verletzt oder gar getötet. Einzelheiten des Unfallherganges und seiner Auswirkungen sind von Hicken ausführlich beschrieben worden.<sup>15</sup>

15 Hicken.

> Tschernobyl

In Tschernobyl handelte es sich dagegen – und dies Faktum kann man gar nicht deutlich und häufig genug hervorheben – um einen Reaktortyp, der nur in der damaligen Sowjetunion gebaut und betrieben wurde und der sich in dramatischer Weise von den in der westlichen Welt üblichen Reaktoren unterschied.

Sein Konstruktionsprinzip sollte ermöglichen, gleichzeitig elektrischen Strom und militärisch nutzbares Plutonium zu erzeugen. Bei diesem so genannten 1.000 MWe-Druckröhrenreaktor kam es – vereinfacht gesagt – bei einem Experiment am 26. April 1986 durch Verdampfung des Kühlwassers zur schlagartigen Erhitzung und Entzündung des als Moderator verwendeten Graphits. Da dieser Reaktor zudem keine Sicherheitshülle besaß, konnte Radioaktivität austreten. Genauere Einzelheiten über die Kraftwerkskonstruktion und den Verlauf des Unfalles in Tschernobyl lassen sich in der Fachliteratur nachlesen.<sup>16,17,18</sup>

Die endgültige Zahl der Strahlenopfer (Schilddrüsenkrebs, Leukämie) wird erst in späteren Jahren feststehen.<sup>19,20,21</sup> Angesichts der hohen Zahl der Opfer muss die kerntechnische Entwicklung dafür sorgen, dass eine derartige Verkettung von technischem und menschlichem Versagen nicht wieder vorkommen kann. Das ist inzwischen auch in den Ländern der früheren Sowjetunion erkannt worden, weshalb dort alle neuen Kernkraftwerke vom Typ des auch in Deutschland üblichen Druckwasserreaktors sein werden. Selbst die Ukraine, vom Tschernobyl-Unfall am stärksten betroffen, hat ihre Kernstromerzeugung nicht reduziert, sondern 2005 durch zwei neue Druckwasserreaktoren vom Typ WWER-1000 auf knapp 50 Prozent aufgestockt!<sup>22</sup>

Natürlich gibt es immer ein Restrisiko, welches bei Kernkraftwerken jedoch viel geringer ist als bei anderen zivilisatorischen Risiken, wie folgende Grafik verdeutlichen mag:<sup>23</sup>

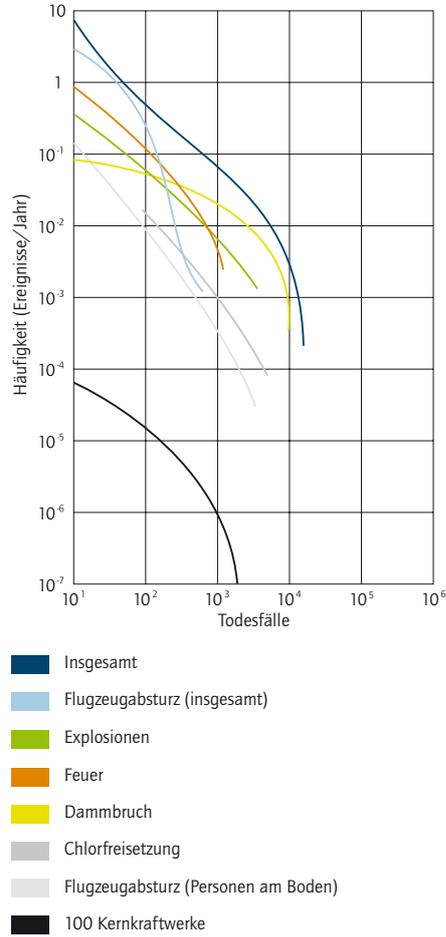


Abb. 1: Zivilisationsrisiken mit Todesfolge.

Zur Vermeidung jeglichen Risikos müsste man – um drei zugegebenermaßen überspitzte Vergleiche zu wählen – wegen der jährlich 8.000 Verkehrstoten in Deutschland auch den Autoverkehr beschränken. Diese Vorstellung ist ebenso abstrus wie der Gedanke, wegen der 101 ICE-Unfalltoten bei Eschede im Jahre 1999 und der jährlich wiederkehrenden Bahnunfälle mit Toten und Verletzten die Bahn grundsätzlich in Frage zu stellen, oder aber den Flugverkehr wegen der Flugzeugabstürze durch technische oder menschliche Fehler mit Hunderten bzw. durch Gewaltanwendung mit Tausenden von Toten.

16 Siegel 1995.  
 17 Hicken.  
 18 Mosey/Varley 2006.  
 19 Chérié/Teske/Friedrichs 2001.

20 Kellerey/Becker/Nekolla/Pott-Born.  
 21 IAEA 2005.  
 22 Rowe 2006.  
 23 Wünschmann 1998.

Dies ist selbstverständlich nicht der Fall, und niemand, der ernsthaft über das Thema nachdenkt, würde solche Schritte in Erwägung ziehen. Vielmehr müssen Unfälle oder Schwachstellen in der Technik durch erhöhte Technik – und nicht nur durch erhöhte Ideologie – bekämpft werden. Dies ist inzwischen geschehen, u. a. durch folgende Maßnahmen:

- Verstärkte Auslegung neuer und Verstärkung bestehender Reaktorgebäude und Schutzmaßnahmen gegen äußere Einwirkung.
- Als Nachrüstung für bestehende und Bestandteil aller neuen Kernreaktoren gibt es inzwischen „bedienungsfehlerverzeihende Schaltungen“, die durch Plausibilitätsprüfungen das falsch bediente Aggregat oder Subsystem rechtzeitig abschalten, so dass menschliches Versagen ausgeschlossen werden kann.
- Der neue, z. B. in Finnland im Bau befindliche europäische Druckwasserreaktor (EPR) hat über die vorgenannten Bedienungsfehlerabschaltungen hinaus einen „Core Catcher“, der die Spaltprodukte einer etwaigen unkontrollierten Kettenreaktion mit anschließender Kernschmelze bei rund 2.500 Grad Celsius unter der Reaktorkalotte auffängt, so dass Radioaktivität nicht nach außen oder in das Grundwasser gelangen kann, sondern auf das Reaktorgebäude beschränkt bleibt.
- Der in Deutschland entwickelte Hochtemperaturreaktor (HTR) vermeidet eine Kernschmelze dadurch, dass im Störfall aufgrund der Gestaltung der keramischen Brennelemente keine höhere Temperatur als 1.600 Grad Celsius nach außerhalb des Brennstoff-Cores dringt, die beherrschbar ist, so dass dieser Reaktor inhärent sicher ist. Der Betrieb dieses so genannten Kugelhaufenreaktors in Hamm-Uentrop ist in Deutschland mit so hohen und diesem Reaktortyp nicht angemessenen Auflagen verbunden worden, dass sein Betrieb 1989 eingestellt wurde. Diese deutsche Entwicklung wird stattdessen in China und Südafrika zur Baureife gebracht.
- Bei dem in Entwicklung befindlichen Kernfusionsreaktor ITER in Cadarache/Frankreich (unter maßgeblicher Beteiligung der EU und Japans) findet keine Kernspaltung statt; eine unkontrollierte Kettenreaktion mit Durchbrand ist physikalisch nicht möglich. Allerdings entstehen auch in Kernfusionskraftwerken radioaktive Abfälle, für die ebenfalls sichere Endlager verfügbar sein müssen.

Die Kernenergie kann also zu einer sicheren Energieversorgung ausgebaut werden, die eine Reihe von Vorzügen aufweist. Dazu ist es allerdings unablässig, dass die Grundlagenforschung in Deutschland verbleibt und nicht ins Ausland abwandert. Gerade in Bezug auf internationale Kooperationen stellt es eine besonders bedauerliche Konsequenz des deutschen Sonderweges des Kernenergieausstiegs dar, dass deutsche Experten – Physiker, Chemiker, Ingenieure – nicht mehr zur Begutachtung und Bewertung vorhandener und neuer Kernkraftwerke im Ausland hinzugezogen werden. Der hohe Sicherheitsstandard der hiesigen Kernreaktoren findet dort auf längere Sicht keine Rückkopplung mehr.

### 3.1.7 MISSBRAUCHSAUSSCHLUSS – DIE MILITÄRISCHE NUTZUNG DER KERntechnik

Nachdem sich die Kerntechnik historisch gesehen nicht mit ihrer zivilen, sondern mit ihrer militärischen Variante in der Welt eingeführt hat, ist sie für viele Menschen mit der Befürchtung verbunden, dass sie noch häufiger für diese Zwecke missbraucht werden könnte. Zwar hat sich die Allgemeinheit damit abgefunden, dass die großen Atomwaffenstaaten auch weiterhin Waffen auf der Basis von Kernreaktionen besitzen. Niemand jedoch möchte den Kreis der hierüber verfügenden Länder vergrößert wissen. Es wird deshalb eine Politik der Nicht-Weitergabe (Non-Proliferation) verfolgt.

Die derzeitige gespannte Situation zwischen den großen Industrienationen und dem Iran zeigt sehr deutlich, wie ernst es der internationalen Politik mit dem Anliegen ist, eine weitere Verbreitung von Kernwaffen zu verhindern. Parallel zu diesen politischen Bemühungen gibt es aber auch weltweit interessante Forschungsarbeiten zum Thema der Proliferationssicherheit, wie Kessler vom Forschungszentrum Karlsruhe zusammenfassend beschrieben hat.<sup>24</sup> An diesem Beispiel kann man mit aller Deutlichkeit zeigen, wie wichtig es ist, dass in Deutschland die Forschung auf sämtlichen Gebieten der Kerntechnik und des nuklearen Brennstoffkreislaufes fortgeführt werden kann und nicht von der Politik aus ideologischen Gründen behindert oder blockiert wird. Nicht nur in diesem Zusammenhang stellt sich deshalb die Frage: Wer schützt uns eigentlich vor den Blockaden der Ideologen? Neben Kommissionen zur Technikfolgenabschätzung müsste es konsequenterweise auch solche für Ideologiefolgenabschätzung geben.

24 Kessler 2006.

### 3.1.8 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Kernenergie ist bezüglich einer billigen, CO<sub>2</sub>-freien, bedarfsgerechten, ökologisch nachhaltigen, rohstoff- und abfallseitig sicheren Stromerzeugung allen anderen Stromerzeugungsarten überlegen. Dennoch hat die vormalige Bundesregierung am 14.6.2000 den Ausstiegsbeschluss, d.h. den Ausstieg aus der friedlichen Nutzung der Kernenergie, durchgesetzt.

Die SPD – bis zum Jahre 1982 selbst Förderer des Kernkraftwerksbaus – hat im Zuge des Regierungswechsels von 1998 die Position der Grünen übernommen, die durch den Reaktorunfall von Tschernobyl 1986 wohl nicht unwesentlich vor der politischen Bedeutungslosigkeit bewahrt wurden und sich fortan mit diesem Thema an die Spitze der Antikernkraftbewegung setzten.

Der Ausstiegsbeschluss sollte eine energiepolitische Wende hin zu erneuerbaren Energien zumindest in Deutschland, am besten aber auch in Europa und der Welt einleiten. Als praktikable Beispiele sah man dafür die bestehenden Windräder und Photovoltaikanlagen in Deutschland an, in denen Strom – wenngleich hoch subventioniert und durch die Stromverbraucher finanziert – erzeugt wurde. Der Gedanke war, dass die anderen Länder diesem Weg folgen würden, da die erneuerbaren Energien sauber und die „Atomkraft“ sehr risikoreich sei.

Entgegen dieser Annahme steht der deutsche Ausstiegsbeschluss heute folgendem Szenario gegenüber:

- In- und ausländische Fachleute haben nicht bestritten, dass man mit Windrädern und Solaranlagen elektrischen Strom erzeugen kann. Bestritten haben sie nur den volkswirtschaftlichen Nutzen dieser Technik für eine flächendeckende Stromversorgung für Industrie und Haushalte für jede erdenkliche Lastabnahme.
- 570 Professoren haben gegenüber der Bundesregierung schon 1999 nachgewiesen, dass die gesundheitlichen Risiken der Kernkraft nicht höher als die der Windkraft sind, wenn man alle Stufen von der Rohstoffgewinnung über den Anlagenbau bis zu Betrieb und Wartung bewertet.
- Im Umkreis von 2.000 km um Deutschland gibt es, auch in vielen neuen EU-Mitgliedstaaten, 200 Kernkraftwerke. Allein Frankreich betreibt 59 Kernreaktoren (insgesamt 66.000 MW), davon zwei in Fessenheim/Elsass, direkt an der deutschen Grenze, und erzielt aus dem Export von jährlich 80 TWh (80 Mrd. kWh) eine Deviseneinnahme von 2,5 Mrd. Euro (entspricht 13 Prozent des französischen Außenhandelsaldos).
- Weltweit sind derzeit 444 Kernkraftwerke (insgesamt rund 400.000 MW) in Betrieb, weitere 23 sind im Bau (insgesamt rund 19.300 MW) sowie einige Dutzend (wie in Kapitel 3 genannt) in Planung.
- Die G8-Staaten sowie alle anderen Betreiberländer von Kernkraftwerken (mit Ausnahme von Italien) haben es kürzlich abgelehnt, über Kernausstiegsszenarien überhaupt nur zu reden.

Offensichtlich sind die anderen Nationen dem deutschen Sonderweg zu einer Energiewende nicht gefolgt, den sie als unvorteilhaft betrachten. In ihnen gibt es auch keinen Populismus gegen die Kernenergie, Wiederaufarbeitung und Endlagerung, kein Leugnen der wirtschaftlichen Vorteile der Kernenergie und keine Überförderung der Wind- und Solarenergie. Dies schließt nicht aus, dass auch bei ihnen solche Anlagen installiert werden, und zwar da, wo es sinnvoll ist, in wind- und sonnenreichen Gegenden, für Sonderfälle und im Inselbetrieb – nicht aber für eine flächendeckende Tag- und Nachtversorgung.

Die entscheidende Frage lautet daher: Wie sollte es in Deutschland mit der Stromerzeugung aus Kernkraftwerken weitergehen? Darauf gibt es eine Vielzahl, zuvorderst aber drei Antworten:

1. Die verantwortlichen Politiker sollten den weltweiten Trend zum weiteren Ausbau der Kernenergie zur Kenntnis nehmen und die Betriebsdauer der deutschen Kernkraftwerke auf 60 Jahre verlängern, wie das in anderen Ländern bereits geschehen bzw. geplant ist. Dadurch wären hohe Summen an Volksvermögen einzusparen und auch Zeit und Kapital zur Weiterentwicklung alternativer, leistungsfähiger Energieerzeugungsarten, z. B. der Kernfusion, zu gewinnen.
2. Die positiven Ergebnisse der Eignungshöflichkeit der Endlager sollten in die Genehmigung zur Schlusserkundung von Gorleben sowie die Errichtungs- und Betriebsgenehmigung für Konrad umgesetzt werden.
3. Die Forschung an neuen kerntechnischen Systemen sollte wieder personell und finanziell gefördert werden. Deutsche Sachverständige müssen im internationalen Rahmen wieder in die Mitarbeit entsandt werden, um aktiv an Entwicklungen wie den „Generation IV“-Reaktoren, Hochtemperaturreaktoren zur Heißdampf- und Wasserstofferzeugung sowie zur Kohlevergasung oder proliferationssicheren Brennstoffkreisläufen teilnehmen zu können.

Wenn die Feststellungen und Empfehlungen dieser Abhandlung von der Politik wertfrei akzeptiert, von den nachgeordneten Gremien und Behörden umgesetzt und in den Medien sachlich und frei von ideologischen Tendenzen dargestellt werden, dürfte es auch in der Bevölkerung keine Probleme mit der Akzeptanz der Kerntechnik mehr geben.

### 3.1.9 LITERATURANGABEN

#### Atompolitik

„Die Welt“ vom 10. September 2004: Atompolitik wird zum Haushaltsrisiko. Trittins Endlagerkonzept belastet Steuerzahler mit 6,8 Mrd. Euro. (Leitartikel)

#### Barthel

Barthel, F.: Natururanversorgung, Handbuch Energiemanagement, Kap. 1201, VWEW, Frankfurt/Main.

#### Chérié/Teske/Friedrichs 2001

Chérié, J-B./Teske, H./Friedrichs, H.-G.: Die deutsch-französische Initiative für Tschernobyl, GRS/IPSN-2, November 2001.

#### Energiewirtschaft 2004

TU München, Energiewirtschaft und Anwendungstechnik, 13.1.2004.

#### Hicken

Hicken, E.: Reaktorsicherheit, Kap. 6714, Handbuch Energiemanagement, VWEW, Frankfurt/Main.

#### IAEO 2005

IAEO: Chernobyl's Legacy: Health, Environmental and Socio-Economic Impacts, IAEA, Wien, 2005.

#### Kellerer/Becker/Nekolla/Pott-Born

Kellerer, A. M./Becker, S./Nekolla, E. A./Pott-Born, R.: Long-term Health Effects of the Chernobyl Accident in the Most Highly Contaminated Regions of Belarus, Russia and the Ukraine, Radiobiologisches Institut der Universität München.

#### Kerntechnik 2004

Vgl. Internationale Länderkommission Kerntechnik (ILK): Stellungnahme zur Bewertung der Nachhaltigkeit der Kernenergie und anderer Technologien zur Stromerzeugung. in: atw, 49. Jg. (2004), S. 406-412.

#### Kessler 2006

Kessler, G.: Analysis for a Future Proliferation Resistant Plutonium Fuel Cycle, atw, 51. Jg. (2006), S. 337-340.

#### Kiener 2004

Kiener, E.: Nachhaltige Energieversorgung – Bericht zum SATW-Jahreskongress 2004, SATW-Schrift Nr. 38, Zürich, Oktober 2005, ISBN: 3-908235-10-3.

#### Mach 2005

Mach, M.: Energieerzeugung und Klimaschutz – Wissens- und Wertewandel, ISBN: 3-9805780, Berlin, 2005.

#### Michaelis/Salander 1995

Michaelis, H./Salander, C. (Hrsg.): Handbuch Kernenergie, VWEW-Verlag, ISBN: 3-8022-0426-3, Frankfurt/Main, 1995.

#### Mosey/Varley 2006

Mosey, D./Varley, J.: Chernobyl, 26. April 1986, Nuclear Engineering Intl., März 2006, S. 22-27.

#### Ohnemus 2006

Ohnemus, J.: Uran, limitierender Faktor für die Kernenergie? atw, 51. Jg. (2006), S. 298-305.

#### Pfaffenberger 1999

Pfaffenberger, W.: Ausstieg aus der Kernenergie – und was kommt danach? Alfred-Herrhausen-Gesellschaft für internationalen Dialog mbH, Frankfurt/Main, 1999, S. 82.

#### Rowe 2006

Rowe, M.: Burden and Benefit, Nuclear Engineering Intl., Juni 2006, S. 14-15.

#### Siegel 1995

Siegel, K.: Graphitmoderierte Leichtwasserreaktoren, Kap. 2.2.5, Handbuch Kernenergie, VWEW, 1995.

#### Thumann 2006

Thumann, M.: Wirtschaftlichkeit der Kernenergie, atw, 51. Jg. (2006), S. 378-382.

#### Voß 2004

Voß, A.: Energiewende: Weg zu einer nachhaltigen Energieversorgung? in: Energiewirtschaft im Wandel, S. 11, Dieter Schmitt zum 65. Geburtstag, Hrsg.: Grewe, J.; Flandrich, D.; Ellwanger, N., Münster, 2004.

#### Wünschmann 1998

Wünschmann, A.: Umwelt und Verantwortung – Der energetische Imperativ, Kirchheim-Bolandern, 1998.

## 3.2 ASPEKTE DER ZUKÜNFTIGEN NUTZUNG DER KERNENERGIE

KURT KUGELER, INGA MAREN TRAGSDORF, NATHALIE PÖPPE

### 3.2.1 DIE NOTWENDIGKEIT DER ZUKÜNFTIGEN WELTWEITEN KERNENERGIE-NUTZUNG

Die gesicherte Versorgung mit bezahlbarer Energie – dies ist bereits in den anderen Beiträgen deutlich geworden – ist die zentrale Lebensvoraussetzung für jede moderne Industriegesellschaft.<sup>1</sup> Der weltweite Energiebedarf von derzeit etwa 14 Mrd. Tonnen Steinkohleeinheiten pro Jahr (tSKE/a) wird auf rund 20 Mrd. tSKE/a für dann mehr als 8 Mrd. Menschen im Jahre 2030 steigen müssen.

Die Bereitstellung dieser Energiemengen ist ein Kardinalproblem für die gesamte Weltgemeinschaft. Zur Lösung dieses Problems stehen fossile Brennstoffe, Solarenergie sowie Kernspaltenergie als Optionen zur Verfügung. Die Kernfusion, die als vierte Option anzusehen ist, ist derzeit weder physikalisch, noch technisch oder wirtschaftlich verfügbar. Sie spielt für die Versorgungsstrategien der nächsten Jahrzehnte daher keine unmittelbare Rolle. Dennoch muss ihre Realisierbarkeit mit allem Nachdruck geprüft werden.

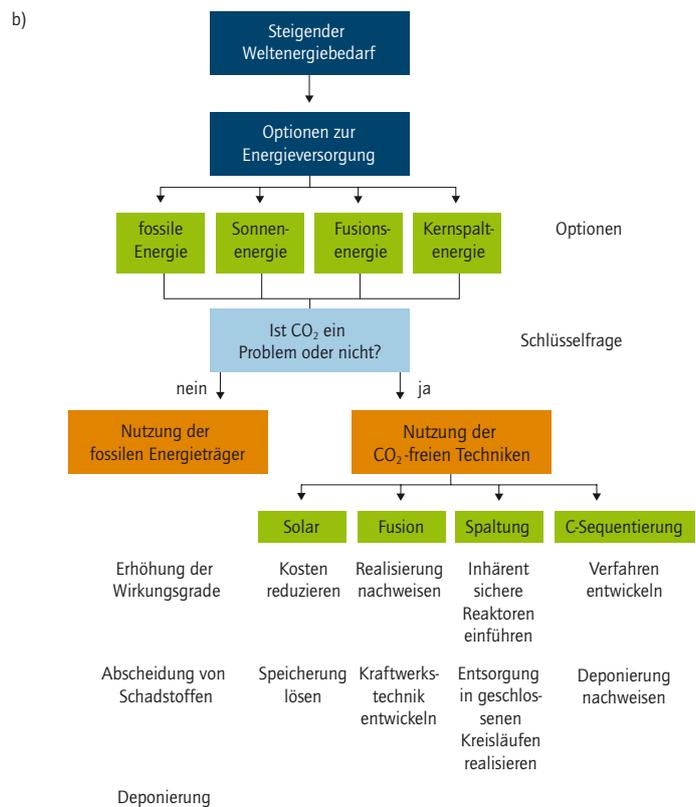
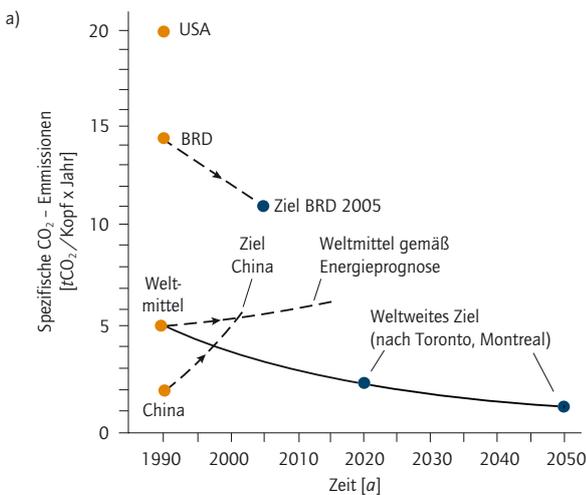


Abb. 1: Aspekte der zukünftigen Weltenergieversorgung: CO<sub>2</sub>-Frage  
 a) Erwartete notwendige Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen.  
 b) Zur Bewertung verschiedener Energieversorgungsoptionen.

1 Siehe auch Heinloth 1997.

Bei der Prüfung, welche Primärenergieträger in Zukunft weltweit genutzt werden können, kommt der Frage, ob CO<sub>2</sub> ein Problem für das Klima darstellt oder nicht, entscheidende Bedeutung zu. Wäre es möglich, diese Frage mit Nein zu beantworten, stünde der Fortsetzung der Weltenergiewirtschaft mit einer Deckung des Verbrauchs zu rund 80 Prozent mit fossilen Energieträgern für die nächsten 50 Jahre nichts im Wege. Es käme dann darauf an, die Wirkungsgrade in allen Stufen der Energienutzung zu verbessern, Schadstoffe abzuscheiden und zu deponieren.

Wenn die Antwort auf diese Schlüsselfrage allerdings Ja lautet, dann sind umfangreiche Bemühungen um alle Techniken notwendig, die eine Emission von CO<sub>2</sub> in die Atmosphäre vermeiden. Einige werden im Folgenden aufgeführt:

- Bei der Nutzung der Solarenergie (einschließlich der abgeleiteten Energieformen Wind, Wasser, Biomasse) müssen die Erzeugungskosten in Zukunft deutlich reduziert werden. In der Regel muss hier auch das Speicherproblem für Energie anders als heute absehbar gelöst werden.
- Bei der Kernspaltung ist im Hinblick auf einen vermehrten Einsatz die Einführung von inhärent sicheren Reaktoren, die ohne das Problem unzulässiger radiologischer Folgen bei allen zu erwartenden Störereignissen arbeiten, notwendig. Für die nukleare Entsorgung werden hierbei Lösungen benötigt, bei denen der Sicherheitsnachweis für die Endlagerung technisch begründet und allgemein akzeptiert geführt werden kann.
- Die CO<sub>2</sub>-Abscheidung und dauerhafte Deponierung wird heute als weitere Möglichkeit untersucht. Sie ist naturgemäß nur in großen Anlagen durchführbar und setzt eine weitestgehende Zentralisierung der fossilen Energiewirtschaft voraus. Auch hier geht es um Verfahrensentwicklungen und das Auffinden von Deponierungsmöglichkeiten, die einen dauerhaften Einschluss des CO<sub>2</sub> garantieren.

Keine Option ist für sich allein genommen in der Lage, die Energieprobleme der Zukunft befriedigend zu lösen. Angesichts des großen Energiebedarfes werden daher alle Optionen benötigt. Aus diesem Grund ist es notwendig, alle Optionen gleichermaßen voranzutreiben, die aufgeführten Sicherheitsanforderungen zu erfüllen, sie ohne Vorurteile zu bewerten und schließlich auch zu nutzen, soweit dies wirtschaftlich vertretbar ist.

### 3.2.2 ÜBERBLICK ÜBER DIE NACHHALTIGKEITS- UND SICHERHEITSANFORDERUNGEN BEI ZUKÜNFTIGEN KERNKRAFTWERKEN

Wenn die Kernenergie zukünftig in einem vermehrten Umfang eingesetzt werden soll, müssen, wie dies bei den anderen Primärenergieträgern auch zu fordern ist, die Aspekte der Nachhaltigkeit und Sicherheit erfüllt sein. Abb. 2 gibt einen Überblick über entsprechende Anforderungen. Einzelheiten dazu finden sich in den folgenden Abschnitten.

Für die anderen Primärenergieträger gilt ein ähnliches Konzept von Anforderungen, die sinngemäß formuliert werden müssen. Insbesondere bei den fossilen Energieträgern kommt zum Teil der Aspekt der Versorgungssicherheit und des garantierten Zugriffs auf diese Energieträger hinzu.

Die in Abb. 2 benannten Gesichtspunkte werden im Allgemeinen im Spannungsfeld Ökonomie, Ökologie, technische Möglichkeiten und Akzeptanz einer Optimierung unterworfen.



Abb. 2: Gesichtspunkte der Nachhaltigkeit bei der Kernenergienutzung.

### 3.2.3 WIRTSCHAFTLICHE ASPEKTE DER ERZEUGUNG VON ELEKTRISCHER ENERGIE

Stromerzeugung aus Kernkraftwerken kann mit derjenigen aus Kohle und Erdgas konkurrieren, und selbst abgeschriebene Anlagen weisen große Kostenvorteile auf. Im Vergleich zur Stromerzeugung aus regenerativen Energiequellen ist Kernenergie sogar deutlich günstiger (mit Ausnahme von Hydroenergie an einigen sehr günstigen Standorten). Bei der Windenergie sind Aufwendungen für Regelenergie und erhöhte Netzbelastungen noch nicht mit eingerechnet. Besonders wichtig ist dabei, dass die Kosten der nuklearen Stromerzeugung nur sehr schwach (derzeit nur mit rund 3 Prozent) von den Uranerzkosten abhängen. In ferner Zukunft können damit auch minderwertige teurere Erze verwendet werden. Von diesen gibt es weitaus mehr als von den heute ausgewiesenen billigen Mengen. In den in Tabelle 1 genannten Stromerzeugungskosten sind die Kosten für die direkte Endlagerung abgebrannter Brennelemente und für die Stilllegung enthalten.

Wenn in Zukunft CO<sub>2</sub> aus Kraftwerksabgasen abgeschieden und gespeichert wird, werden die Kostenvorteile von Kernkraftwerken gegenüber fossil gefeuerten Anlagen noch weiter ansteigen. Vorausgesetzt, dass die CO<sub>2</sub>-Endlagerung entsprechend den heute bestehenden Vorstellungen durchgeführt werden kann, wird nahezu mit einer Verdopplung der Stromerzeugungskosten zu rechnen sein.

PRIMÄRENERGIE	SPEZIFISCHE INVESTITION (US-Dollar/KW <sub>EL</sub> )	BRENNSTOFFKOSTEN (CT/KWH <sub>TH</sub> )	PRODUKTIONSKOSTEN DES STROMS (CT/KWH <sub>EL</sub> )
Kohle (Weltmarkt)	1000	1	4
Erdgas	400	2	4.5
Windenergie	1000	0	5...10
Photovoltaik (Direkte Nutzung)	7000	0	70
Photovoltaik (H <sub>2</sub> -Speicherung)	7000 ++..	0	200...300
Kernenergie (alte Kraftwerke)	600	0.5	2,5
Kernenergie (neue Kraftwerke)	1500	0.5	3.5

Tabelle 1: Überblick über die Kosten bei der Erzeugung von elektrischer Energie (Deutschland, Stand 2006).

### 3.2.4 RADIOAKTIVE BELASTUNGEN AUS DEM NORMALBETRIEB KERNTECHNISCHER ANLAGEN

Die radioaktiven Belastungen aus dem Normalbetrieb von Kernkraftwerken sind äußerst niedrig und tragen in Deutschland nur mit weniger als einem Prozent zur gesamten radiologischen Belastung der Bevölkerung bei (Abb. 3).<sup>2</sup> Durch weitere Aufwendungen bei der Filterung und Rückhaltung ließe sich dieser Wert noch reduzieren. Hierzu ist eine Optimierung zwischen den Aufwendungen bei der Stromerzeugung und den finanziellen Belastungen der Allgemeinheit notwendig.

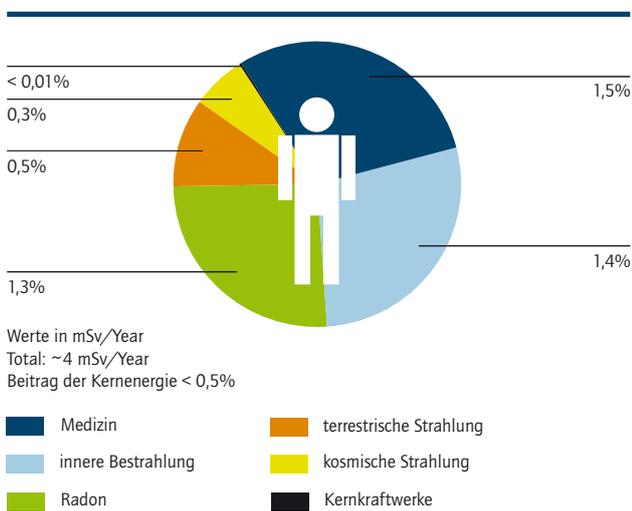


Abb. 3: Radiologische Belastung der Bevölkerung (Deutschland).

### 3.2.5 SPALTSTOFFVERSORGUNG

Die Brennstoffversorgung der Kernkraftwerke ist für mehrere Jahrhunderte gesichert, wenn auch minderwertige Uranerze ausgenutzt werden (Tabelle 2).<sup>3</sup> Dies wird in ferner Zukunft auch wirtschaftlich vertretbar sein, da das Uranerz derzeit nur mit rund 3 Prozent zu den Stromerzeugungskosten beiträgt.

Die Situation ist hier demnach vollkommen anders als bei den fossilen Brennstoffen. Der sehr langfristige Einsatz von Brütern erlaubt eine Brennstoffversorgung über viele tausend Jahre. Wie die Tabelle 2 ausweist, reichen die bekannten und sehr billigen Uranerze bei der heutigen weltweit vorhandenen Kapazität rund 70 Jahre. Darüber hinaus ist rund 10mal soviel Uranerz minderer Qualität vorhanden, deren Gewinnung höhere Produktionskosten verursachen würde. Der Einsatz dieser Erze würde die Stromerzeugungskosten um etwa 30 Prozent erhöhen, wenn das Uran um einen Faktor 10 teurer wird. Die Reichweite stiege in diesem Fall auf etwa 600 Jahre. Die Nutzung von Brutprozessen streckt diesen Zeitraum nochmals um einen Faktor 30 bis 40. Die Spanne ergibt sich aus der Anzahl der Rezyklierungen.

Neben Uran ist auch Thorium für die Durchführung von Brutprozessen einsetzbar, welches ähnlich verbreitet ist wie Uran. Schließlich steht Uran aus Meerwasser in praktisch unbegrenzten Mengen als Option zur Verfügung. In Japan gibt es hierzu ein Verfahren, bei dem die Kosten mit einem Faktor 10 bezogen auf heutige Uranpreise angegeben werden.

<sup>2</sup> BMU 2002.  
<sup>3</sup> BGR 2004.

KATEGORIE	GEWINNUNGS- KOSTEN (US-Dollar/KG)	MENGE (MIO. T)	STATISCHE REICHWEITE (A)
1. Bekannte Vorräte	bis 80	4,6	67
2. Zusätzliche begründete und vermutete Vorräte	bis 130	6,7	98
3. Uran aus Phosphat-Erzeugung	bis 150	22	323
4. Uran in Meerwasser	bis 500	4000	588 (bei 1 Prozent Gewinnung)
5. Brüter *			30000

\* Faktor 30 für Brutzyklus unterstellt

Tabelle 2: Brennstoffversorgung der Kernkraftwerke.

### 3.2.6 AUSSCHLUSS DES SPALTSTOFFMISSBRAUCHS

Der Missbrauch von Spaltstoffen für militärische Zwecke muss und kann durch sehr strenge und umfassende internationale Kontrollen praktisch unmöglich gemacht werden. Diese Anforderungen müssen für die großen, bereits aus militärischen Programmen vorhandenen Spaltstoffmengen in jedem Fall auch unabhängig vom weiteren Ausbau der zivilen Nutzung der Kernenergie zuverlässig erfüllt werden. Offenbar gibt es bereits einige 100 Tonnen Spaltplutonium und hoch angereichertes Uran 235

aus den entsprechenden Programmen verschiedener Länder. Die internationale Kontrolle aller Spaltstoffe in der Welt muss daher umfassend durchgesetzt werden, da noch nicht alle Länder von den bestehenden Regelungen der IAEA erfasst werden.

Brennstoffe aus den heute kommerziell eingesetzten Leichtwasserreaktoren oder aus zukünftigen Hochtemperaturreaktoren sind diesbezüglich übrigens ausgesprochen unbrauchbare Materialien, da ihre Anreicherung relativ niedrig ist (Tabelle 3).

BEZEICHNUNG	CHARAKTERISIERUNG	SPALTSTOFFANTEIL (Prozent)	KRITISCHE MASSE (KG SPALTSTOFF)	BEMERKUNG
Waffenplutonium	$^{239}\text{Pu} + ^{241}\text{Pu}$	100	~ 8	mit Reflektor (Beryllium)
Waffenuran	$^{235}\text{U}$	93	~ 25	mit Reflektor (Beryllium)
Waffenuran	$^{233}\text{U}$	100	~ 8	mit Reflektor (Beryllium)
Reaktorplutonium	70% Pu-Anteil	~ 33	~ 60	Abbrand ~ 35 000 MWd/t
Reaktoruran	$^{235}\text{U} + ^{238}\text{U}$	~ 10	~ 1500	15 t Schwermetall
Reaktoruran	Uran + Plutonium 20 Prozent Anteil	~ 13	~ 250	Äußerst geringe Energiefreisetzung

Tabelle 3: Übersicht über kritische Massen für verschiedene waffentaugliche Isotopengemische (Oxide vorausgesetzt).

### 3.2.7 KERNKRAFTWERKE DER ZUKUNFT OHNE EINE KATASTROPHALE RADIOLOGISCHE BELASTUNG DER MENSCHEN UND DER UMWELT NACH SCHWEREN STÖRFÄLLEN

Zukünftige nukleare Anlagen müssen so gestaltet sein, dass bei Störereignissen keine katastrophalen radiologischen Folgen außerhalb der Anlage möglich sind. Im Detail bedeutet dies, dass es keine unmittelbaren Toten geben darf, dass keine nachweisbaren Erhöhungen von Krebserkrankungen auftreten, dass es keine dauerhafte Landkontamination mit Umsiedlungsnotwendigkeit geben darf, dass keine Evakuierungen notwendig sind. Diese Anforderungen müssen auch für alle Einrichtungen des nuklearen Ver- und Entsorgungsweges erfüllt werden.

Abb. 4 zeigt zwei grundsätzliche Wege, auf denen die genannte hohe Sicherheitsanforderung erreicht werden soll. Neben Fortschritten bei den heute eingeführten Leichtwasserreaktoren (z. B. beim EPR Einführung von Komponenten zur Beherrschung von Kernschmelzen, Abb. 4a) gibt es innovative Lösungen (Abb. 4b). Diese zukünftigen Reaktoren werden so ausgelegt und gestaltet, dass auch bei vollständigem Verlust der aktiven Kühlung kein Kernschmelzen und keine unzulässige Aufheizung der Brennelemente auftreten. Die radioaktiven Stoffe bleiben praktisch vollständig in den Brennelementen (Abb. 5). Das Core kann auch durch angenommene schwere nukleare Störfälle nicht unzulässig beschädigt werden. Auch durch korrosive Angriffe kommt es nicht zu unzulässigen Freisetzungen an Radioaktivität.

Eine Lösung, die diese Anforderungen erfüllt, ist ein richtig ausgelegter und gestalteter modularer Hochtemperaturreaktor. Die in Zukunft zu realisierenden Kernkraftwerke müssen inhärent sicher auch bei Terrorismuseinwirkungen sein. Es darf auch dann keine katastrophalen Freisetzungen aus der Anlage geben. Dieses Sicherheitsverhalten muss ohne Einschränkungen bewiesen werden, und auch dies gelingt beim erwähnten modularen Hochtemperaturreaktor.

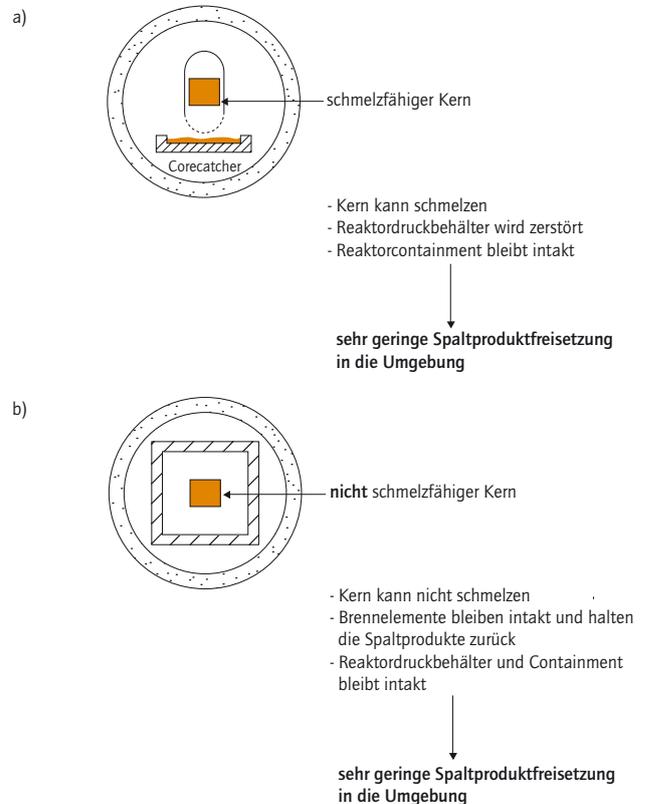


Abb. 4: Neue Wege in der Kerntechnik.

a) Reaktoren, bei denen das Kernschmelzen beherrscht werden soll.

b) Reaktoren, bei denen das Kernschmelzen unmöglich ist.

Alle diese Sicherheitsinnovationen sind Bestandteil des internationalen Projekts „Generation IV“, in dem sämtliche bedeutenden Industrienationen mit Ausnahme von Deutschland mitarbeiten. Der in Deutschland entwickelte modulare Hochtemperaturreaktor ist einer der aussichtsreichen Kandidaten in „Generation IV“.<sup>4</sup>

Inhärent sichere kerntechnische Anlagen werden wegen des Ausschlusses katastrophaler Schäden voll versicherbar sein. Externe Kosten werden erst für diese Systeme berechenbar sein, sich jedoch dann auf niedrigem Niveau bewegen.

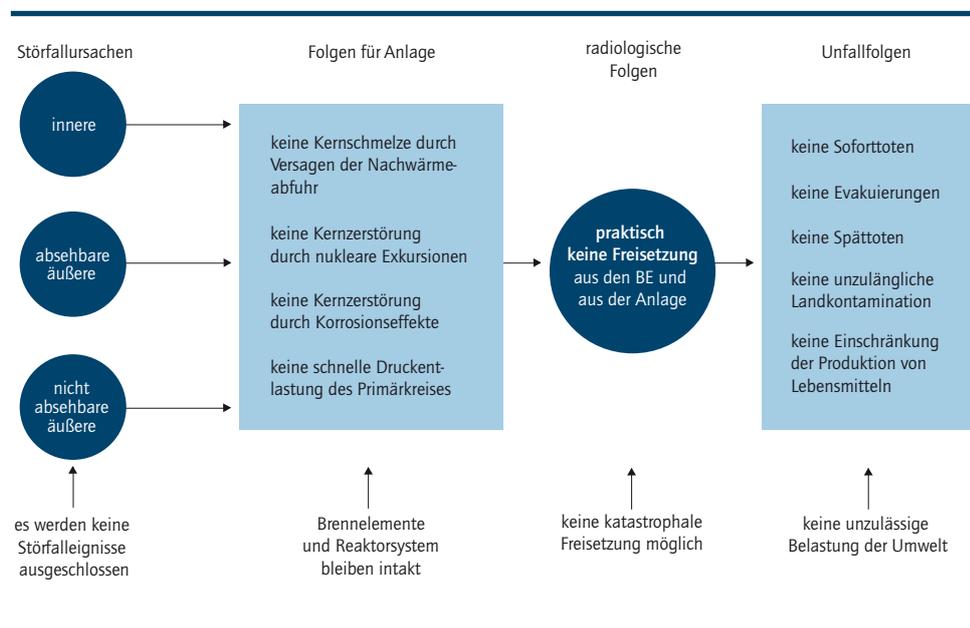


Abb. 5: Anforderungen an das Konzept einer zukünftigen katastrophenfrenen Kerntechnik. (Beispiel: HTR ohne Kernschmelzen).

<sup>4</sup> Dies wird übrigens auch im modifizierten deutschen Atomgesetz von 1994 für zukünftige Kernkraftwerke vorgeschrieben (vgl. Änderung des Atomgesetzes 1994).

### 3.2.8 NUKLEARE ENTSORGUNG

Die nukleare Entsorgung kann mit der Lagerung von Glaskokillen, die mit hochaktiven Abfällen beladen sind, oder mit der direkten Endlagerung abgebrannter Brennelemente sehr sicher durchgeführt werden.<sup>5</sup> Abb. 6 zeigt die Mengen, die pro Tonne Uran gelagert werden müssen. Allerdings ist ein Sicherheitsnachweis für einen Zeitraum von etwa 1 Mio. Jahre für viele Menschen kaum nachvollziehbar. Dieser Zeitraum ergibt sich durch die sehr langen Halbwertszeiten einiger äußerst schwacher Strahler.

Die Entsorgung kann aber in Zukunft auch so geregelt werden, dass ein Sicherheitsnachweis für ein Endlager unter Anwendung von technisch üblichen Vorgehensweisen möglich wird. Im Einzelnen kann dies dadurch erreicht werden, dass durch technische Verfahren des Partitioning und der Transmutation dafür gesorgt wird, dass nach etwa 1.000 Jahren die Radiotoxizität der Stoffe im Endlager kleiner ist als diejenige, die der des ursprünglich in einem Uranvorkommen vorhandenen Urans entspricht (Abb. 7). Eine weitgehende Abtrennung der langlebigen Isotope und spätere Transmutation der Aktiniden ist dafür notwendig. Ein geeignetes Multibarrierenkonzept für die dann noch vorhandenen äußerst geringen Mengen an sehr langlebigen Isotopen macht diese auch im Hinblick auf extreme Störereignisse bedeutungslos. Die notwendigen Verfahren werden durch zielgerichtete Forschung vorangebracht (z. B. in Frankreich).

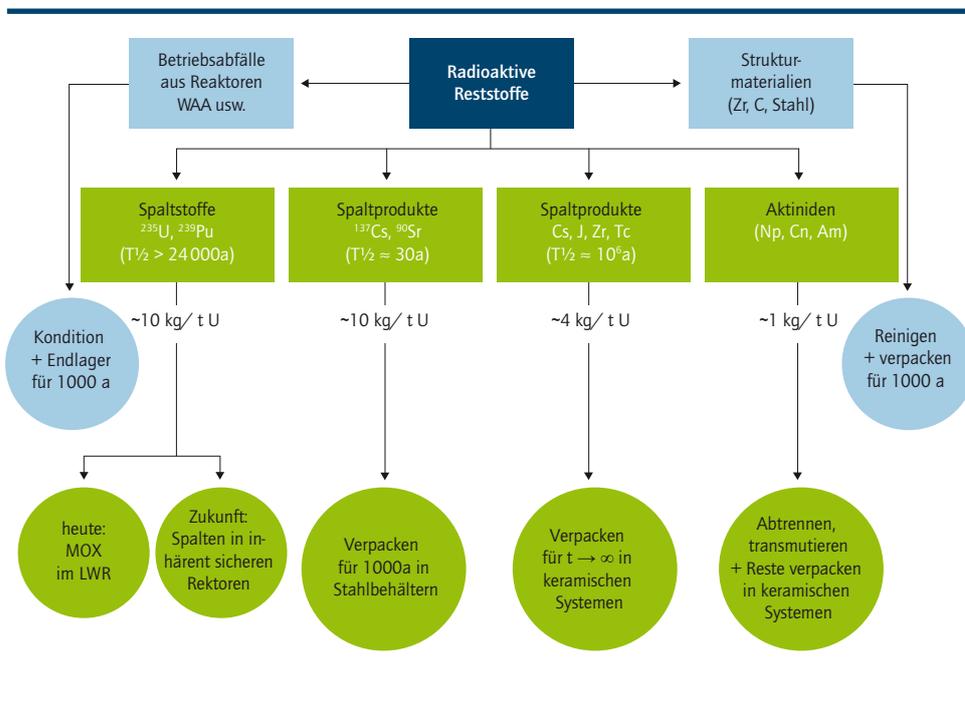


Abb. 6: Überblick über die Endlagerung von radioaktiven Reststoffen (bezogen auf 1 Tonne Uran, Abbrand rund 40 000 MWd/t).

5 Herrmann/Röthemeyer 1998.

In jedem Fall wird es möglich sein, die nukleare Entsorgung so zu lösen, dass es durch Störungen am Endlager nicht zu radiologischen Katastrophen kommen kann. Denkbar ist eine geringfügige Erhöhung der ohnehin vorhandenen radiologischen Umgebungsbelastung, wenn sich extreme Störfälle in einem Endlager ereignen würden.

- Bei der direkten Endlagerung abgebrannter Brennelemente ist ein Sicherheitsnachweis über  $10^6$  Jahre notwendig.
- Bei Einführung von P+T wäre der Nachweis über  $10^3$  Jahre notwendig.

DWR-U-Zyklus 35 GWd/ t SM

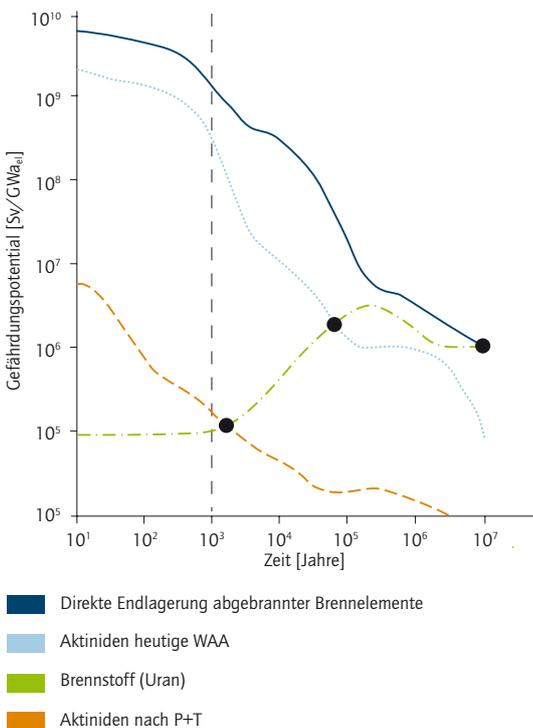


Abb. 7: Gefährdungspotential durch radioaktive Abfälle im Endlager im Vergleich zu der Gefährdung durch eine Uranmine (P+T: Partitioning und Transmutation).

### 3.2.9 KERNENERGIE ZUR VERSORGUNG DES WÄRMEMARKTES

Kernkraftwerke können schon entsprechend der heutigen Technik zur Versorgung von Fernwärmenetzen, von Meerwasserentsalzungsanlagen oder zur Bereitstellung von Prozessdampf bis zu einer Temperatur von 250 Grad Celsius eingesetzt werden. Mit der Technik modularer Hochtemperaturreaktoren wird das Anwendungsgebiet der Kernenergie für den Wärmemarkt stark erweitert. Modulare HTR können in vielfacher Weise zur Versorgung des Wärmemarktes eingesetzt werden, wie die folgende Aufzählung verdeutlicht, nämlich für:

- Prozesse der Kraft-Wärmekopplung: Fernwärme, Meerwasserentsalzung, Prozessdampf für Chemie, für Raffinerien, für die tertiäre Ölgewinnung (Dampffluten),
- Hochtemperaturprozesse: Steam reforming von Methan und leichten Kohlenwasserstoffen zur Gewinnung von Wasserstoff oder Synthesegasen; Gewinnung leichter Kohlenwasserstoffe aus Ölsand und Ölschiefer; Kohlevergasung und Kohlehydrierung; Wasserstoffherstellung durch thermochemische Kreisprozesse oder Elektrolyseverfahren.<sup>6</sup>

Bei allen Verfahren wird der Output an flüssigen Kohlenwasserstoffen im Vergleich zu konventionellen Verfahren verdoppelt. Die Emission von  $\text{CO}_2$  zur Bereitstellung der Sekundärenergieträger wird dabei vermieden. So erzeugt das konventionelle Verfahren bei der Herstellung von Benzin aus Ölsand und Ölschiefer bereits rund 3 Tonnen  $\text{CO}_2$  pro Tonne Benzin.

- Alle nuklearen Verfahren sind bei heutigen Ölpreisen von rund 60 US-Dollar/Barrel wirtschaftlich und wurden in Deutschland bis in die Leistungsgröße von 10 MW erfolgreich erprobt worden. So ist der Atomversuchsreaktor in Jülich (HTR mit 50 MWth) über 20 Jahre lang äußerst erfolgreich und zuverlässig betrieben worden; davon 10 Jahre mit einer Heliumtemperatur von 950 Grad Celsius. Er hat auf diese Weise die Verfügbarkeit einer nuklearen Wärmequelle für Prozesswärmeanwendungen bewiesen.

### 3.2.10 ANFORDERUNGEN UND EMPFEHLUNGEN

Aus den genannten Punkten leiten sich fünf Anforderungen für die sichere Nutzung der Kernenergie im Rahmen der Gesamtenergieversorgung der nächsten Jahre ab. Sie betreffen das wissenschaftlich-technische Know-how, die Frage der Laufzeiten, die Sicherheitsbedingungen für Kernkraftwerke, die Intensivierung der Forschung sowie das Problem der Entsorgung.

#### 1. Sicherung der wissenschaftlich-technischen Kompetenz zum Betrieb der laufenden Anlagen in Deutschland

Der Kompetenzerhalt in der Kerntechnik ist auch in Deutschland unverzichtbar, um die Sicherheit von Kernkraftwerken zu gewährleisten. Für den sicheren Betrieb der laufenden Anlagen muss die Kompetenz bei Betreibern, Firmen, TÜV, Gutachern und Genehmigungsbehörden unbedingt erhalten bleiben. Ein Kompetenzverlust kann sehr viel Geld kosten und Risiken für die Menschen nach sich ziehen. Internationale Beispiele dafür sind bekannt (TMI, Tschernobyl, Tokai Mura, Paks). Eine Kompetenzmehrung durch die Teilnahme am weltweiten Fortschritt auf dem Gebiet der kerntechnischen Sicherheit ist daher geboten und zum Erhalt der Sicherheit in Deutschland dringend notwendig.

Die Kompetenz von gestern entspricht nicht derjenigen von heute und auch nicht derjenigen, die in Zukunft notwendig ist. Ständig wird weltweit neues Wissen erarbeitet. Schon um den gesetzlich vorgeschriebenen Anforderungen nachzukommen, ist die Teilhabe am weltweiten Fortschritt nötig. Nur wer selbst auf dem Gebiet der Sicherheit forscht und Neues erarbeitet, wird an den Ergebnissen der anderen Länder partizipieren können. Stellen, die nachhaltig zur Kompetenzmehrung und zum Kompetenzerhalt beigetragen haben, sind Hochschulen und Forschungszentren. Deren Kapazitäten müssen daher erhalten und ausgebaut werden.

#### 2. Überprüfung der Laufzeitverlängerungen für die bestehenden Kernkraftwerke.

Für die bestehenden Kernkraftwerke werden in mehreren Ländern Laufzeitverlängerungen überprüft. Diese technische und sicherheitstechnische Analyse kann dabei nur für jede Anlage detailliert durchgeführt werden. Erst sie ermöglicht individuelle Entscheidungen. Hierbei müssen auch die Gesichtspunkte der vorhandenen Resistenz und des möglichen zusätzlichen Schutzes gegen den Terrorismus bewertet werden. Wenn das Ergebnis der sicherheitstechnischen Überprüfung positiv ist, muss eine Entscheidung zur Laufzeitverlängerung unter wirtschaftlichen und politischen Gesichtspunkten gefällt werden.

#### 3. Erhöhung der Sicherheitsstandards bei Kernkraftwerken.

Für die weltweite Nutzung der Kernenergie sind Kraftwerke und Ver- und Entsorgungseinrichtungen notwendig, die nachweislich ohne die Gefahr einer radiologischen Katastrophe bei Störfällen arbeiten. Diese Forderung muss für die Zukunft auch die Sicherheit gegen terroristische Angriffe (Absturz von Großraumflugzeugen) einschließen.

#### 4. Intensivierung der Forschung und Beteiligung an internationalen Kooperationen.

Die zukünftigen Kernkraftwerke werden neben höchstmöglicher Sicherheit höchstmögliche Wirkungsgrade aufweisen (bis zu 50 Prozent). Sie werden auch den Wärmemarkt versorgen können (Wasserstoff-Erzeugung). Diese Techniken müssen nicht zuletzt in Deutschland, wo diese Entwicklungen in der Vergangenheit bereits sehr weit vorangetrieben wurden, weiter verfolgt werden. Dies geschieht am günstigsten durch die aktive Teilnahme an internationalen Kooperationen (z.B. „Generation IV“).

#### 5. Verabschiedung eines Entsorgungskonzepts.

Benötigt wird schließlich ein allgemein akzeptiertes nukleares Entsorgungskonzept. Wenn die Zeit, während der die Radiotoxizität bedeutsam ist, maximal 1000 Jahre beträgt, können technische Nachweise geführt werden. Eine weitgehende Abtrennung der langlebigen Isotope und die spätere Transmutation der Aktiniden sind dafür notwendig. Ein geeignetes Multibarrierenkonzept für die dann noch vorhandenen geringen Mengen an langlebigen Isotopen macht diese im Hinblick auf extreme Störereignisse bedeutungslos. Die notwendigen Verfahren müssen politisch gewollt und durch zielgerichtete Forschung in internationaler Zusammenarbeit vorangebracht werden.

Die Kernenergie erfährt in vielen Ländern eine Neubewertung. Diese ist auch in Deutschland notwendig. Wenn die vorher angesprochenen zukünftigen Sicherheitsanforderungen und die Realisierung einer katastrophenfrennen Kernenergie sowohl bei Reaktoren als auch bei Entsorgungseinrichtungen erfüllt werden, steht einer Neubewertung der Kernenergie nichts im Wege.

### 3.2.11 LITERATURANGABEN

#### **Änderung des Atomgesetzes 1994**

Deutscher Bundestag, 12. Wahlperiode, Einzelbegründung zu Art. 5, Gesetz zur Änderung des Atomgesetzes, §7, Abs. 2, 12/6908, 25.2.1994.

#### **BGR 2004**

Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe: Kurzstudie Reserven, Ressourcen und Verfügbarkeit von Rohstoffen, 2004.

#### **BMU 2002**

BMU-Umweltradioaktivität und Strahlenbelastung, Jahresbericht 2002.

#### **Engineering and Design 1984**

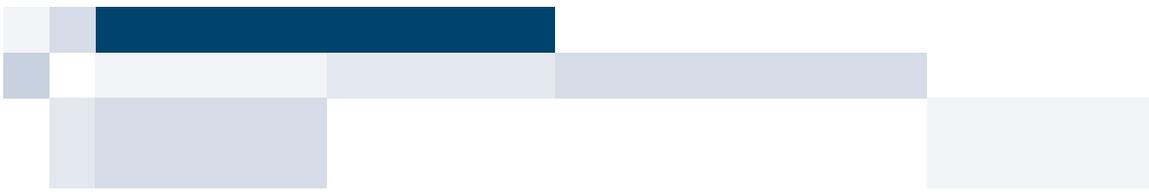
Nuclear Engineering and Design, Vol. 78, 1984, No. 2, Special Issue on the High Temperature Reactor and nuclear process heat application.

#### **Heinloth 1997**

Heinloth K.: Die Energiefrage, Bedarf und Potentiale, Nutzung, Risiken und Kosten, Braunschweig, 1997.

#### **Herrmann/Röthemeyer 1998**

Herrmann, A. G./Röthemeyer, H.: Langfristig sichere Deponien, Heidelberg/New York u. a., 1998.



## 3.3 DIE ENDLAGERUNG RADIOAKTIVER ABFÄLLE IN DEUTSCHLAND – WO LIEGEN DIE PROBLEME IM INTERNATIONALEN VERGLEICH?

KLAUS KÜHN

### 3.3.1 EINLEITUNG

Zu Beginn der 1960er Jahre erkannte die Bundesregierung das Problem der Endlagerung radioaktiver Abfälle und entschloss sich, die damalige Gesellschaft für Strahlenforschung (GSF, heute: Forschungszentrum für Umwelt und Gesundheit) zu beauftragen, eine Lösung der anstehenden Fragen in Forschung und Entwicklung zu erarbeiten. Mit der Einrichtung des Instituts für Tief Lagerung und der Inbetriebnahme des Bergwerks Asse als Forschungslabor wurden im Juni 1965 die Instrumente hierzu geschaffen. In der Folgezeit entwickelte sich eine erfolgreiche nationale und internationale Zusammenarbeit, in deren Verlauf Deutschland eine führende Stellung in dieser Forschungsrichtung erreichen konnte.

Ab den 1970er Jahren geriet das Thema immer mehr in den Blickpunkt öffentlicher Diskussionen – und mithin ideologischer Auseinandersetzungen und politischer Zickzack-Kurse, die sich nicht selten der sachlichen und wissenschaftlichen Argumentation entzogen. Auch der politische Wille zur Problemlösung war nicht immer erkennbar. Gleichwohl konnte die Arbeit einigermaßen stringent weitergeführt werden, bis Anfang der 1990er Jahre das Aus für das Institut für Tief Lagerung und das Bergwerk Asse als Forschungslabor von der Politik beschlossen wurde. Doch dazu an späterer Stelle mehr.

Festzuhalten ist zunächst, dass Deutschland in den 1980er und teilweise auch in der ersten Hälfte der 1990er Jahre eine unangefochtene Spitzenstellung in der Welt innehatte, was die Forschung und Entwicklung sowie die praktische Umsetzung konkreter Endlagerprojekte anbetraf. Betrachtet man dagegen die gegenwärtige Situation, so muss man konstatieren, dass diese Stellung nicht nur eingebüßt wurde. Die Resonanz des Auslands hat sich vom Positiven auch eindeutig ins Negative gewendet. Aus der Sicht der ausländischen Kollegen spielt Deutschland beim Thema Endlagerung auf internationaler Ebene keine exponierte Rolle mehr. Deutsche Beiträge sind auf internationalen Kongressen oder Symposien zudem seltener geworden. Das Ausland nimmt die deutsche Position vielmehr mit allgemeinem Unverständnis zur Kenntnis.

Die zwei Fragen, denen im Folgenden nachgegangen werden soll, lauten daher: Was sind die Gründe für diesen Niedergang der einstmals herausragenden Forschungs- und Entwicklungsleistungen? Und wie kann das verlorene technologische Terrain wieder zurückgewonnen werden? Beginnen wir dazu mit einem Blick auf die politischen Entscheidungen des Jahres 1998.

### 3.3.2 DIE KOALITIONSVEREINBARUNG VOM 20. OKTOBER 1998

Die Koalitionsvereinbarung zwischen SPD und Bündnis 90/Die Grünen vom 20. Oktober 1998 trägt pikanterweise den Titel „Aufbruch und Erneuerung – Deutschlands Weg ins 21. Jahrhundert“.<sup>1</sup> Im Kapitel 3 – „Moderne Energiepolitik“ – wird unter Punkt 3.2 („Ausstieg aus der Atomenergie“) die Politik der neuen Bundesregierung zur Endlagerung radioaktiver Abfälle wie folgt festgelegt:

- *„Die Koalitionsparteien sind sich einig, dass das bisherige Entsorgungskonzept für die radioaktiven Abfälle inhaltlich gescheitert ist und keine sachliche Grundlage mehr hat. Es wird ein nationaler Entsorgungsplan für die Erblast der radioaktiven Abfälle erarbeitet.“*
- *Für die Endlagerung aller Arten radioaktiver Abfälle reicht ein einziges Endlager in tiefen geologischen Formationen aus.*
- *Zeitlich zielführend für die Endlagerung aller Arten radioaktiver Abfälle ist die Beseitigung hochradioaktiver Abfälle etwa im Jahr 2030.*
- *An der Eignung des Salzstocks in Gorleben bestehen Zweifel. Daher soll die Erkundung unterbrochen werden und weitere Standorte in unterschiedlichen Wirtsgesteinen auf ihre Eignung untersucht werden. Aufgrund eines sich anschließenden Standortvergleichs soll eine Auswahl des in Aussicht zu nehmenden Standortes getroffen werden.*
- *Die Einlagerung radioaktiver Abfälle in Morsleben wird beendet. Das Planfeststellungsverfahren bleibt auf die Stilllegung beschränkt.“*

Die zitierten Punkte verdienen eine Betrachtung im Detail, da sie die einschlägigen Argumente berühren, die gegen die Kernenergie im Allgemeinen und die Endlagerung im Speziellen nicht nur von Seiten der Politik vorgebracht werden.

1 Koalitionsvertrag 1998.

> Das Entsorgungskonzept

Ein in der politischen und vor allem in der öffentlichen Diskussion beständig wiederkehrendes Argument gegen die Nutzung der Kernenergie ist die Behauptung, dass die Entsorgung radioaktiver Abfälle nicht gelöst sei. Hierbei wird „Entsorgung“ faktisch mit dem Begriff der „Endlagerung“ gleichgesetzt, was schlichtweg falsch ist. Unter „Entsorgung“ – interessanterweise gibt es hierfür keine direkte englische Übersetzung – werden nämlich folgende Einzelschritte im hinteren Teil des Kernbrennstoff-Kreislaufes zusammengefasst:

1. Transport, Zwischenlagerung und Wiederaufarbeitung bestrahlter Brennelemente,
2. Verglasung flüssiger hochradioaktiver Abfälle (HAW = High-Active Waste),
3. Transport und Zwischenlagerung verglaster hochradioaktiver Abfälle,
4. Konditionierung schwach- und mittelradioaktiver Abfälle,
5. Transport und Zwischenlagerung dieser Abfälle,
6. Endlagerung dieser Abfälle,
7. Konditionierung bestrahlter Brennelemente,
8. Endlagerung von verglasten hochradioaktiven Abfällen (HAW) und konditionierten bestrahlten Brennelementen.

Alle genannten Schritte der Entsorgung – mit Ausnahme der Endlagerung von HAW und Brennelementen – sind technisch anwendbar und werden zum größten Teil seit Jahren oder Jahrzehnten in anderen Ländern genutzt, insofern diese Kerntechnik betreiben. In Deutschland sind sie hingegen nur zu einem geringen Teil im Einsatz. Von dem in der Koalitionsvereinbarung angekündigten „Nationalen Entsorgungsplan“ ist lediglich ein nicht verabschiedeter Entwurf erstellt worden.

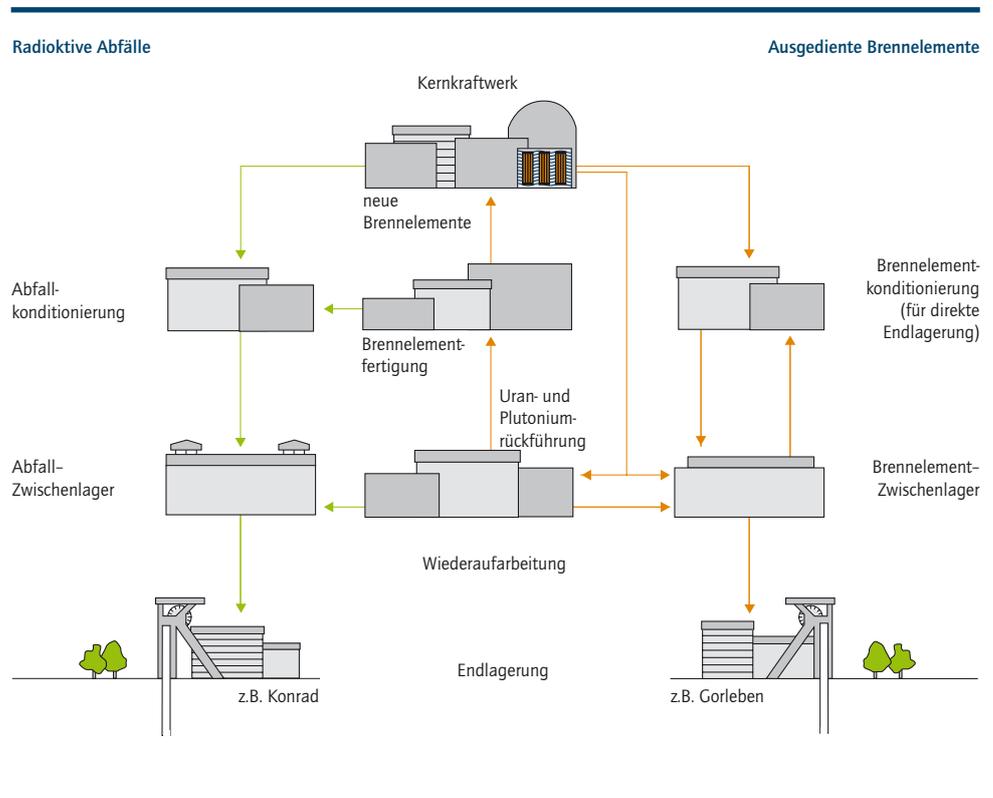


Abb. 1: Schritte zur Entsorgung von Kernkraftwerken: Radioaktive Abfälle und Brennelemente. Foto: VDEW.

### > Das Ein-Endlager-Konzept

Der zweite Punkt der Koalitionsvereinbarung schreibt das so genannte Ein-Endlager-Konzept fest, also die Entscheidung, die Endlagerung zentral an einem Ort zu organisieren. Zur Begründung für dieses Konzept sind nie technisch-wissenschaftliche Grundlagen genannt worden, weshalb anzunehmen ist, dass es sich bei dieser Entscheidung in erster Linie um eine politisch begründete Forderung handelte.

Welche Argumente jedoch auch immer für eine solche Entscheidung gesprochen haben mögen: Deutschland, das ansonsten gern auf internationale Standards verweist, besitzt mit dem Ein-Endlager-Konzept im internationalen Kontext ein Alleinstellungsmerkmal – allerdings nicht im positiven Sinne. So lautet die ungeschminkte Realität, dass in keinem anderen Land der Welt, das Kerntechnik betreibt, das Ein-Endlager-Konzept verfolgt wird.

Es gibt bekanntermaßen unterschiedliche Arten radioaktiver Abfälle, d.h. schwach-, mittel- und hochradioaktive, kurz- und langlebige, Wärme entwickelnde und nicht Wärme entwickelnde, abgebrannte Brennelemente sowie Stilllegungsabfälle. Im Gegensatz zu allen anderen Ländern wurden in Deutschland die schwach- und mittelradioaktiven Abfälle nicht nach ihrer Kurz- oder Langlebigkeit getrennt. Es wurde stattdessen von vornherein – d.h. seit Mitte der 1960er Jahre – beschlossen, dass alle Arten von radioaktiven Abfällen in tiefen geologischen Formationen endgelagert werden sollen. Die später von der damals zuständigen Physikalisch-Technischen Bundesanstalt eingeführte Klassifizierung in Wärme entwickelnde und nicht Wärme entwickelnde Abfälle hatte gleichwohl zum Ziel, diese in zwei getrennten Endlagern unterzubringen, nämlich in Gorleben und Konrad.

Im Ausland wurden und werden die schwach- und mittelradioaktiven Abfälle nach der Halbwertszeit darin enthaltener Leitradionuklide bereits am Entstehungsort getrennt. So bestimmen Strontium 90 (Sr-90) und Cäsium 137 (Cs-137) mit einer Halbwertszeit von 28 bzw. 30 Jahren die Obergrenze der kurzlebigen Abfälle, die an der Oberfläche oder oberflächennah endgelagert werden können. Dabei ergibt das Zehnfache dieser Halbwertszeiten – also rund 300 Jahre – den Zeitrahmen, für den diese Abfälle bis zum beinahe vollkommenen Abklingen der darin enthaltenen Radionuklide überwacht werden müssen. Dafür seien hier einige Beispiele genannt:

- In Frankreich war das „Centre de la Manche“ – unmittelbar neben der Wiederaufarbeitungsanlage von La Hague gelegen – von 1965 bis 1995 als oberflächennahes Endlager in Betrieb. Hier wurden 527.214 m<sup>3</sup> Abfall eingelagert. Das Centre de la Manche ist mittlerweile verfüllt und bedeckt und befindet sich seit 2003 im Überwachungsstatus.



Abb. 2: Endlagerung in Frankreich: Centre de la Manche. Foto: Andra.

Als Nachfolganlage ging 1992 das „Centre de l'Aube“ – im Département Aube in der Nähe der Stadt Troyes 160 km süd-östlich von Paris gelegen – in Betrieb. Hier werden mit einer fortgeschrittenen Methode die Abfallfässer in Beton-Caissons eingelagert, wobei die Zwischenräume zwischen den Fässern mit Mörtel verfüllt werden und der Caisson anschließend verdeckelt wird. Die Kapazität dieses Endlagers beträgt 1 Mio. m<sup>3</sup>, wovon inzwischen 19 Prozent genutzt sind. Bis Ende Juli 2006 wurden nämlich 190.893 m<sup>3</sup> Abfälle eingelagert.



Abb. 3: Endlagerung in Frankreich: Centre de l'Aube. Foto: Andra.

- Nach dem gleichen Prinzip wird das japanische Endlager am Standort Rokkasho-mura an der Nordostspitze der Hauptinsel Honshu betrieben. Hier sind seit 1992 inzwischen ca. 30.000 m<sup>3</sup> eingelagert worden. Die Kapazität ist auf insgesamt 600.000 m<sup>3</sup> ausgelegt, wovon derzeit ein Drittel genehmigt ist.
- Auch das spanische Endlager El Cabril basiert auf dem französischen Konzept. Hier können mit einer Leistung von 2.000 m<sup>3</sup>/Jahr alle spanischen Abfälle bis zum Jahr 2020 endgelagert werden.
- Das britische Endlager Drigg in Cumbria nimmt hauptsächlich die kurzlebigen schwach- und mittelradioaktiven Abfälle der Wiederaufarbeitungsanlage Sellafield auf, aber auch diejenigen der britischen Kernkraftwerke.
- Etwas anders ist die Situation in Skandinavien. Sowohl in Schweden als auch in Finnland werden Endlager für schwach- und mittelradioaktive Abfälle im Granit, allerdings in geringer Teufe, erfolgreich betrieben. Das Endlager SFR in Schweden liegt in der Nähe der Kernkraftwerke Forsmark, ist seit 1988 in Betrieb und hat eine Kapazität von 63.000 m<sup>3</sup>.

In Finnland wird das Endlager VLJ am Standort der Kernkraftwerke Olkiluoto betrieben. An diesem Standort befindet sich derzeit der erste EPR (European Pressurized Water Reactor) im Bau. Das VLJ ging 1992 mit einer Kapazität von 9.500 m<sup>3</sup> in Betrieb, welche für eine 40jährige Betriebszeit der Kernkraftwerke am Standort ausreicht.



Abb. 4: Endlagerung in Finnland: VLJ. Foto: Posiva.

- Unbedingt erwähnt werden muss in diesem Zusammenhang auch das US-amerikanische Waste Isolation Pilot Plant (WIPP), obwohl es nur begrenzt in die Systematik passt. Das WIPP ist weltweit das erste Endlager in einer tiefen geologischen Formation, das von der grünen Wiese aus geplant und errichtet wurde. Es befindet sich in einer Salzformation des Perm in rund 500 m Tiefe in der Nähe der Stadt Carlsbad im Bundesstaat New Mexico. Nach einem umfangreichen Genehmigungsverfahren nahm WIPP im März 1999 seinen Betrieb auf. In ihm werden die schwach- und mittelradioaktiven Transuran-Abfälle – also langlebige Abfälle – aus der amerikanischen Kernwaffenproduktion eingelagert. Die bisher ohne jegliche Störung eingelagerte Menge an TRU-Abfällen beträgt 40.242 m<sup>3</sup>.



Abb. 5: Endlagerung in USA: Waste Isolation Pilot Plant (WIPP). Foto: DOE – CFO.

### > Die Beseitigung hochradioaktiver Abfälle ab 2030

Einmal davon abgesehen, dass man hochradioaktive Abfälle nicht „beseitigen“ kann, wie es im dritten Punkt der oben zitierten Koalitionsvereinbarung heißt, sondern lediglich behandeln sowie zwischen- und endlagern kann, ist das Jahr 2030 für die Inbetriebnahme eines Endlagers für hochradioaktive Abfälle in Deutschland inzwischen infrage gestellt. Um dieses Lager in Betrieb zu nehmen, bedarf es daher einer konzertierten Anstrengung.

Wenden wir uns dabei im Folgenden zunächst den Zweifeln an der Eignung des Salzstockes Gorleben zu. Gerade dieser Punkt der Koalitionsvereinbarung und seine weitere Behandlung sind nämlich ein Lehrstück der sachfernen, ideologischen Argumentation.

### > Der Salzstock Gorleben

Wie eingangs erwähnt, wird in der Koalitionsvereinbarung unter dem zitierten vierten Punkt nüchtern festgestellt: „An der Eignung des Salzstockes in Gorleben bestehen Zweifel.“ Eine Begründung oder Erläuterung für diese Aussage wurde nicht gegeben. Das federführende Bundesumweltministerium brauchte bis zum Mai 2000, also 19 Monate, um die Zweifel zum ersten Male formuliert auf seiner Homepage aufzulisten.<sup>2</sup> Da man bei dieser Definition schnell realisierte, dass es sich um allgemeine Fragen der Endlagerung handelte und nicht um Gorleben-spezifische, wurden die „Zweifel“ kurzerhand in „konzeptionelle und technische Fragen“ umetikettiert.

In der zwischenzeitlich von der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen ausgehandelten Vereinbarung vom Juni 2000 wird die erforderliche Abarbeitung dieser konzeptionellen und technischen Fragen zur Begründung des Moratoriums für die weitere Erkundung des Salzstockes Gorleben ins Feld geführt, welches am 1. Oktober 2000 in Kraft trat.<sup>3</sup> Wörtlich heißt es dazu in Anlage 4 der Vereinbarung:

*„Eine weitere Erkundung des Salzstockes Gorleben kann zur Klärung der genannten Fragen nichts beitragen. Deshalb wird die Erkundung für mindestens 3 Jahre, längstens jedoch für 10 Jahre unterbrochen; es erfolgt eine zügige Klärung der o.g. Fragen.“*

Diese zügige Klärung, mit der das zuständige Bundesamt für Strahlenschutz (BfS) beauftragt wurde, ist wie folgt herbeigeführt worden: Das BfS sah sich nicht in der Lage, diese Aufgabe selbst zu übernehmen, obwohl die Fragestellungen seit vielen Jahren in der internationalen Gemeinschaft diskutiert werden – sogar mit deutscher Beteiligung, Mitarbeiter des BfS eingeschlossen.

Das BfS führte also eine internationale Ausschreibung durch und wählte geeignete Auftragnehmer aus. Diese hatten ihre Berichte bis Ende 2004 fertig gestellt. Nach interner Auswertung führte das BfS im September 2005 einen Workshop mit einer, wie es hieß, „pluralistisch besetzten Expertengruppe“ durch. Ziel des Workshops war es, die Ergebnisse dieser Berichte zu diskutieren, um den gegenwärtigen Sachstand zu jeder einzelnen Fragestellung zu bewerten. Basierend auf den zwölf Einzelberichten und auf den Ergebnissen des Workshops veröffentlichte das Bundesamt für Strahlenschutz dann sehr schnell, nämlich am 4. November 2005, seinen zusammenfassenden Synthesebericht unter dem Titel „Wirtsgesteine im Vergleich“.<sup>4</sup> Die entscheidende Aussage dieses Berichtes findet man in dessen Kapitel „Zusammenfassende Schlussfolgerungen“. Dort heißt es wörtlich:

*„Die Untersuchungen ergaben, dass keine wesentlichen Wissenslücken auf generischer Ebene identifiziert werden konnten. Die identifizierten offenen Fragen sind entweder regulatorisch zu klären oder werden als nicht so relevant angesehen, als dass sie vor weiteren Entscheidungen über die Vorgehensweise bei der Endlagerung grundlegend zu klären sind.“*

Um diese Aussage treffen zu können, brauchte man sieben Jahre. Trotz dieser zusammenfassenden positiven Erkenntnis sind die unterbrochenen Erkundungsarbeiten im Salzstock Gorleben bis heute noch nicht wieder aufgenommen worden.

### > Das Endlager Morsleben

Die Einlagerung schwach- und mittelradioaktiver Abfälle in das Endlager Morsleben (ERAM) ist gemäß dem oben zitierten fünften Punkt der Koalitionsvereinbarung im Jahr 1998 beendet worden. Die Planfeststellungsunterlagen für die Schließung des ERAM hat das Bundesamt für Strahlenschutz am 13. September 2005 dem Umweltministerium Sachsen-Anhalt als zuständiger Genehmigungsbehörde überreicht. Die eigentliche Stilllegung des Endlagers wird nach dem Vorliegen des Planfeststellungsbeschlusses etwa 15 Jahre in Anspruch nehmen. Die Gesamtkosten werden voraussichtlich 2 Mrd. Euro betragen und aus dem Bundeshaushalt finanziert.<sup>5</sup>

<sup>2</sup> BMU 2000.

<sup>3</sup> Vereinbarung 2000/2001.

<sup>4</sup> Strahlenschutz 2005.

<sup>5</sup> BfS 2005.

### 3.3.3 DIE VEREINBARUNG ZWISCHEN DER BUNDESREGIERUNG UND DEN ENERGIEVERSORGUNGSUNTERNEHMEN

Ausgelöst durch die Koalitionsvereinbarung und den darin festgelegten Ausstieg aus der Kernenergie kam es zu den berühmten „Konsensverhandlungen“ zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen. Diese endeten bekanntlich nicht mit einem Konsens, wie es der Name irrtümlich nahe legt, sondern mit einem Kompromiss, nämlich der „Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen“. Diese Vereinbarung wurde am 14. Juni 2000 paraphiert und am 11. Juni 2001 unterzeichnet.<sup>6</sup> Sie enthält auch einige wichtige Passagen zur Endlagerung. Im Abschnitt IV „Entsorgung“ heißt es u. a.:

#### „4. Gorleben

*Die Erkundung des Salzstockes in Gorleben wird bis zur Klärung konzeptioneller und sicherheitstechnischer Fragestellungen für mindestens drei, längstens jedoch zehn Jahre unterbrochen. Die Bundesregierung gibt zur Erkundung des Salzstockes Gorleben eine Erklärung ab, die als Anlage 4 Bestandteil dieser Vereinbarung ist.*

#### 6. Schacht Konrad

*Die zuständigen Behörden schließen das Planfeststellungsverfahren für den Schacht Konrad nach den gesetzlichen Bestimmungen ab. Der Antragsteller nimmt den Antrag auf sofortige Vollziehbarkeit des Planfeststellungsbeschlusses zurück, um eine gerichtliche Überprüfung im Hauptsacheverfahren zu ermöglichen.“*

In der Anlage 4, der Erklärung des Bundes zur Erkundung des Salzstockes Gorleben, bestätigt dieser zunächst die vorliegenden positiven Erkundungsergebnisse, um dann auf die bereits behandelten Zweifel bzw. Fragestellungen einzugehen. Weiter heißt es:

*„Das Moratorium bedeutet keine Aufgabe von Gorleben als Standort für ein Endlager. Vielmehr geht es darum, während der Prüfung der konzeptionellen und sicherheitstechnischen Fragen keine Investitionen zu tätigen, die nicht zur Klärung dieser Fragen beitragen können.“*

Die Anlage 4 endet schließlich mit dem Satz: „Der Bund wird die Planung durch eine atomrechtliche Veränderungssperre (Rechtsverordnung nach § 9 g AtG) sichern.“

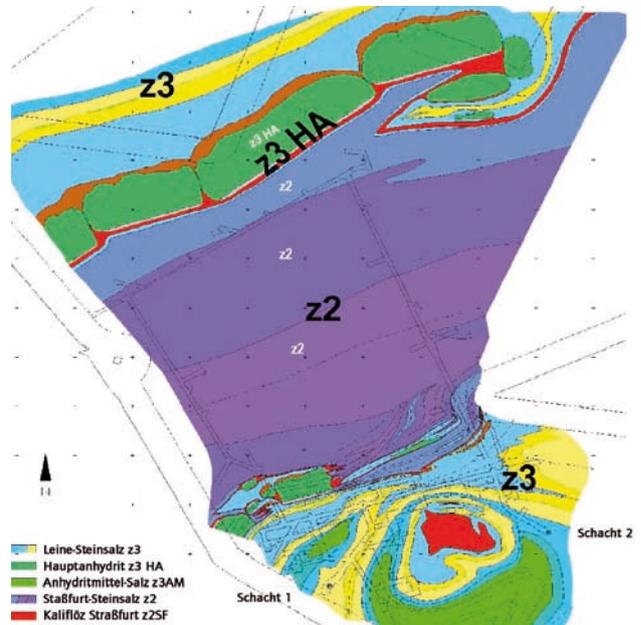


Abb. 6: Erkundungsbergwerk Gorleben: Geologische Situation auf der 840m-Sohle. Foto: BGR.

#### > Gorleben

Die konzeptionellen und sicherheitstechnischen Fragestellungen wurden bereits diskutiert. Erstaunlich ist nach wie vor, dass das Moratorium bereits am 1. Oktober 2000, also neun Monate vor Unterzeichnung der Vereinbarung, in Kraft trat. Dabei sollte das Moratorium die sofortige Einstellung aller Erkundungsarbeiten zur Folge haben.

Nur der hartnäckigen Vermittlung der Niedersächsischen Bergbehörde war es zu verdanken, dass die Umfahrung des Erkundungsbereiches EB 1 mit dem Durchschlag am Nikolaustag des Jahres 2000 aus sicherheitstechnischen Gründen zu Ende geführt werden konnte – wenn auch mit vermindertem Querschnitt. Seitdem ruhen jedoch sämtliche Erkundungsarbeiten. Lediglich Arbeiten zur Instandhaltung der Einrichtungen und zur Aufrechterhaltung der Sicherheit unter Tage sind erlaubt.

<sup>6</sup> Vereinbarung 2000/2001.

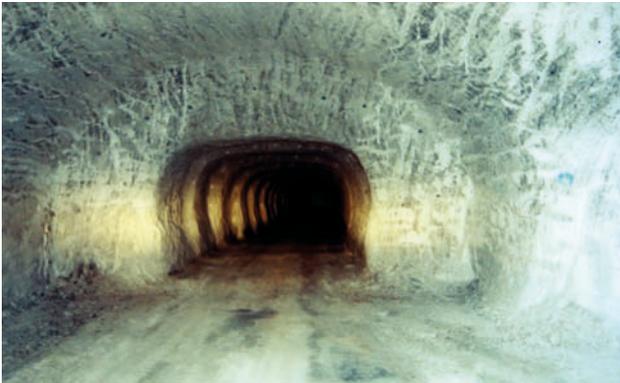


Abb. 7: Erkundungsbergwerk Gorleben: Erkundungsstrecke. Foto: DBE.

Für die im letzten Satz der Anlage 4 zugesagte Sicherung des Standortes Gorleben benötigte die damalige Bundesregierung fünf Jahre. Die „Gorleben-Veränderungssperren-Verordnung (Gorleben VSpV)“ trat am 5. Mai 2005 in Kraft.<sup>7</sup> Mittlerweile sind mehr als sechs Jahre des Moratoriums vergangen. Eine Lösung ist jedoch noch immer nicht in Sicht, obwohl die Offenhaltung des Erkundungsbergwerkes den Stromkunden jährlich knapp 20 Millionen Euro kostet und bisher insgesamt 1,5 Mrd. Euro in das Projekt Gorleben investiert worden sind.

#### > Konrad

Die Aufnahme des Endlagerprojekts Konrad in die Vereinbarung bedeutete für sich genommen einen ersten Erfolg, wird doch dieses Projekt in der Koalitionsvereinbarung von Oktober 1998 mit keinem Wort erwähnt. Außerdem wurde damit die Forderung nach dem Ein-Endlager-Konzept faktisch außer Kraft gesetzt, denn es war allen Beteiligten klar, dass der Planfeststellungsantrag für die Schachtanlage Konrad auf die Endlagerung von nicht Wärme entwickelnden Abfällen beschränkt ist und somit ein zweites Endlager für Wärme entwickelnde Abfälle benötigt wird.



Abb. 8: Schachtanlage Konrad: Anlagen am Schacht 1. Foto: DBE.

Nach der Paraphierung der bereits mehrfach zitierten Vereinbarung am 14. Juni 2000 handelte der neue Präsident des Bundesamtes für Strahlenschutz, Wolfram König, prompt. Bereits am 17. Juli 2000 verkündete er in einer Pressemitteilung:

*„Ich habe heute den Antrag auf Sofortvollzug des beantragten Planfeststellungsbeschlusses für Schacht Konrad zurückgezogen.“<sup>8</sup>*

Bis zum ebenfalls vereinbarten Abschluss des Planfeststellungsverfahrens dauerte es noch zwei Jahre. Der entsprechende Planfeststellungsbeschluss wurde dem Antragsteller am 5. Juni 2002 zugestellt. Die Rücknahme des Antrages auf Sofortvollzug bedeutete, dass mit den erforderlichen Bauarbeiten nicht begonnen werden konnte, da der erteilte Planfeststellungsbeschluss erwartungsgemäß umgehend beklagt wurde und die Klagen aufschiebende Wirkung haben. Das Oberverwaltungsgericht (OVG) Lüneburg hat jedoch in seinem Urteil vom 8. März 2006 alle vier Klagen abgewiesen und auch keine Revision zugelassen.<sup>9</sup>

Gegen diese Entscheidung des OVG haben die vier Kläger – drei Gemeinden und eine Privatperson – inzwischen Nichtzulassungsbeschwerde beim Bundesverwaltungsgericht (BVG) Leipzig eingereicht. Für die Abwicklung dieses Verfahrens existieren konkrete Zeitvorgaben. Bei endgültig positivem Entscheid des BVG könnte somit mit den Arbeiten zur Errichtung des Endlagers Konrad im ersten Halbjahr 2007 begonnen werden. Bislang sind in das Projekt Konrad rund 910 Millionen Euro investiert worden. Der jährliche notwendige Aufwand für die Offenhaltung der Schachtanlage Konrad liegt bei ca. 19 Mio. Euro.

<sup>7</sup> Bundesregierung 2005.

<sup>8</sup> BFS 2000.

<sup>9</sup> OVG Lüneburg 2006.

### 3.3.4 WAS JETZT ZU TUN IST: NEUN EMPFEHLUNGEN ZUR VERBESSERUNG DES STATUS QUO

Nach diesem Überblick über die Entwicklungen der Vergangenheit sollen im Folgenden neun Empfehlungen unterbreitet werden, die zur Verbesserung des Status quo in der Endlager-Frage beitragen können. Voraussetzung für die Erarbeitung dieser Vorschläge war dabei, dass sie kurzfristig umsetzbar und finanzierbar sind. Die wahrscheinlich grundlegendste Bedingung für die Akzeptanz dieser Vorschläge ist, dass man die Augen nicht vor der Realität verschließt und ein Konsens in Politik und Gesellschaft darüber entsteht, dass Endlager für radioaktive Abfälle aus einer Reihe von Gründen notwendig sind.

#### 1. Aufgaben des Ein-Endlager-Konzepts durch die Politik

Wer außerhalb der Fachwissenschaft über Endlager spricht, hat dabei zumeist Kernkraftwerke im Hinterkopf, für deren Abfälle gesorgt werden muss. Bereits heute entstehen jedoch in Forschung, Industrie und Technik, aber auch im Krankenhausbereich viele radioaktive Abfälle, die den Betrieb von Endlagern zwingend erfordern. Es werden – trotz der im neuen Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD fortgeschriebenen Laufzeitbeschränkung unserer Kernkraftwerke<sup>10</sup> – somit weitere radioaktive Abfälle entstehen.

Die gegenwärtige Generation, die von der Kernkraft profitiert, hat zudem die Verpflichtung, die radioaktiven Abfälle geordnet und sicher endzulagern. Es zeugt somit von einem fragwürdigen Verantwortungsbewusstsein, wenn dieses Problem heruntergespielt oder ungelöst an die nächsten Generationen weitergegeben wird. Die politische Forderung nach dem Ein-Endlager-Konzept, so lautet die erste Empfehlung, ist deshalb aufzugeben.

Im internationalen Vergleich kann man beobachten, dass das Ein-Endlager-Konzept ein Irrweg ist. Auch gibt es keine einleuchtenden wissenschaftlichen oder technischen Gründe dafür. Das OVG Lüneburg hat in seinem Konrad-Urteil der Forderung nach dem Ein-Endlager-Konzept ebenfalls eine klare Absage erteilt.<sup>11</sup> Der zeitlich versetzte Mengenanfall der verschiedenen Abfallkategorien spricht eindeutig für eine zeitlich unterschiedliche Inbetriebnahme zweier Endlager.

#### 2. Schnellstmögliche Inbetriebnahme des Endlagers Konrad.

Das Endlager Konrad ist für die Einlagerung von nicht Wärme entwickelnden Abfällen genehmigt worden. Nach dem positiven Urteil des OVG Lüneburg lautet deshalb die zweite Empfehlung, unverzüglich mit allen vorbereitenden Arbeiten für das Endlager Konrad zu beginnen. Dazu müssen Planungen überarbeitet, Aufträge vorbereitet und eine Belegschaft aufgebaut werden.

#### 3. Wiederaufnahme der Erkundungsarbeiten im Salzstock Gorleben.

Alle Diskussionen der letzten sieben Jahre um alternative Wirtsgesteine oder Standorte haben die Ergebnisfindung nicht vorangebracht. Dies wird weitergehen, solange die entscheidende Frage nicht beantwortet werden kann: Ist der Salzstock Gorleben zur Aufnahme eines Endlagers geeignet oder nicht?

Eine entsprechende Antwort kann jedoch nur gegeben werden, wenn die Erkundungsergebnisse komplett vorliegen und mit einer international anerkannten Methode bewertet werden. Darum lautet die dritte Empfehlung, dass die untertägige Erkundung des Salzstockes Gorleben ergebnisoffen wieder aufzunehmen ist.

Sofern für eine entsprechende Aufgabe genügend Mittel zur Verfügung gestellt werden, kann darüber nachgedacht werden, parallel ein Suchverfahren für alternative Standorte zu betreiben. Dazu besteht aber nach dem derzeitigen Kenntnisstand jedoch keine direkte Veranlassung.<sup>12</sup>

#### 4. Erarbeitung einer Total Systems Performance Assessment für Gorleben.

Es existiert eine weltweit anerkannte Methode zur Standortbewertung und zum Nachweis der Einhaltung der Schutzziele. Für beides gibt es nach dem internationalen Stand von Wissenschaft und Technik, der auch in Deutschland so gern bemüht wird, nur ein Werkzeug: die Total Systems Performance Assessment (TSPA), auch als systematische Langzeitsicherheitsanalyse oder Safety Case bezeichnet, wenngleich es zwischen ihnen Unterschiede gibt.

<sup>10</sup> Koalitionsvertrag 2005.

<sup>11</sup> OVG Lüneburg 2006.

<sup>12</sup> Selbst die rot-grüne Bundesregierung hat in der bereits erwähnten Anlage 4 zur Vereinbarung die bisher vorliegenden positiven Erkundungsergebnisse bestätigt. Der Salzstock Gorleben ist – was den bisherigen Umfang und Detaillierungsgrad der durchgeführten Arbeiten betrifft – einer der am besten untersuchten Standorte und Salzstöcke der Welt. Das heißt nicht, dass Gorleben der beste Standort sei. Ein solcher wird aber auch nicht gebraucht. In der wissenschaftlich-technischen Gemeinschaft herrscht international Übereinstimmung darüber, dass ein Standort gefunden werden muss, an dem mit dem System „Abfälle – Endlager – geologische Situation“ die gesetzlich vorgegebenen Schutzziele für die ebenfalls vorgegebenen Zeiträume nach menschlichem Ermessen sicher eingehalten werden können. Auch diese Auffassung hat das OVG Lüneburg in seinem Konrad-Urteil bestätigt. Siehe ebd.

Für alle Endlagerprojekte in tiefen geologischen Formationen der Welt existiert eine TSPA – nur in Deutschland ist eine solche Analyse für das Projekt Gorleben nie erarbeitet worden. Dies ist ein schweres Versäumnis, das es zu beheben gilt. Deshalb lautet die vierte Empfehlung, dass unter Federführung des Betreibers schnellstmöglich mit der Erarbeitung einer TSPA für das Projekt Gorleben begonnen werden muss.

Die erforderlichen Kenntnisse, Daten und Modelle für die Anfertigung einer solchen Langzeitsicherheitsanalyse sind hierzulande zweifellos vorhanden, wenn auch zersplittert bei verschiedenen Institutionen. Die geowissenschaftlichen Kenntnisse und Daten zum Salzstock Gorleben liegen bei der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) in Hannover. Das Wissen und die Kompetenz für die technische Auslegung hat die Deutsche Gesellschaft zum Bau und Betrieb von Endlagern für Abfallstoffe (DBE) in Peine. Die Werkzeuge zur Durchführung einer TSPA in Form von Modellen und Rechenverfahren sind schließlich über viele Jahre bei der Gesellschaft für Anlagen- und Reaktorsicherheit (GRS) in Braunschweig entwickelt und gepflegt worden. Es bedarf also einer konzertierten Aktion, um mit einer TSPA für das Projekt Gorleben den Anschluss an das internationale Niveau wieder zu erreichen, den wir in diesem Punkt ganz klar verloren haben.

Eine solche Langzeitsicherheitsanalyse dient nicht nur der abschließenden Bewertung der radiologischen Sicherheit während der Betriebs- und insbesondere während der Nachbetriebsphase in einem Genehmigungsverfahren, sondern auch der Steuerung der Forschungs- und Entwicklungsarbeiten sowie der Optimierung des Endlagersystems. Insofern herrscht ein akuter Nachholbedarf. Jüngste Beispiele auf internationalem Gebiet sind das „Projekt Opalinuston“ der Schweizer Nagra aus dem Jahr 2002<sup>13</sup> sowie das „Dossier 2005 Argile“ der französischen Andra.<sup>14</sup>

## 5. Beantragung einer International Peer Review für Gorleben bei der NEA.

Im Einklang mit der internationalen Entwicklung ist es eine seit Jahrzehnten bewährte Vorgehensweise, dass nationale Programme zur Endlagerung radioaktiver Abfälle vollständig oder teilweise – und hier insbesondere die Langzeitsicherheitsanalysen für Endlagerprojekte – von einschlägigen internationalen Organisationen, beispielsweise der IAEA oder der OECD/NEA, unter Heranziehung internationaler Experten geprüft und/oder evaluiert werden. Dieser Vorgang wird als International Peer Review bezeichnet.

Alle anderen Länder haben sich dieser Evaluierung gestellt.<sup>15</sup> Die verantwortlichen deutschen Institutionen haben nie um eine solche internationale Evaluierung nachgesucht, weder für das deutsche Endlagerprogramm im Salz im Allgemeinen noch für das Projekt Gorleben im Speziellen. Deshalb lautet die fünfte Empfehlung, dass Deutschland nach Fertigstellung der TSPA bei der NEA eine International Peer Review des Projekts Gorleben beantragt.

Eine Voraussetzung für eine internationale Überprüfung ist dabei, dass das Projekt und alle seine Elemente gut dokumentiert sind. Ein solches Peer Review-Verfahren trägt nicht nur dazu bei, Schwachstellen im eigenen Programm im Vergleich zum internationalen Standard aufgezeigt zu bekommen, sondern verhilft auch dazu, im internationalen Ranking bei der Endlagerung richtig eingestuft zu werden.

## 6. Einrichtung eines deutschen Untertagelabors im Salz.

Zwei Gebiete, auf denen Deutschland über viele Jahre eine Spitzenstellung in der Welt innehatte, waren die Durchführung von wissenschaftlichen Großversuchen und die Entwicklung und Erprobung von Einlagerungstechniken unter Tage. Im Forschungsbergwerk Asse der GSF wurden auf diesem Gebiete Pionierarbeiten geleistet.

<sup>13</sup> Nagra 2002.

<sup>14</sup> Andra 2005.

<sup>15</sup> Das jüngste Beispiel für eine International Peer Review durch die NEA ist die Evaluation des französischen „Dossier 2005 Argile“ (siehe dazu OECD/NEA 2006). Das „Dossier 2005 Argile“ ist das Projekt der Andra, eine jurassische Tonformation am Standort Bure in den Départements Marne-Haute Meuse auf die Möglichkeit zu untersuchen, darin ein Endlager für langlebige und Wärme entwickelnde Abfälle zu errichten und zu betreiben.

Aufgrund der spezifischen Situation in Deutschland kam es aber Anfang der 1990er Jahre zu offensichtlich unüberbrückbaren Diskrepanzen. Das damals existierende BMFT war für die Finanzierung der „Grundlagenforschung“ zuständig, während das BMU über die Endlagervorausleistungsverordnung die „anlagenbezogene Forschung und Entwicklung“ finanzierte. Im Forschungsbergwerk Asse liefen damals drei untertägige Großversuche:

- der HAW-Einlagerungsversuch,
- der Versuch zur Einlagerung von mittelradioaktiven Abfällen der oberen Aktivitätskategorie und von HTR-Brennelementen,
- der Bau und Test eines Prototyp-Dammes im Salz.



Abb. 9: Forschungsbergwerk Asse: HAW-Einlagerungsversuch. Foto: GSF.

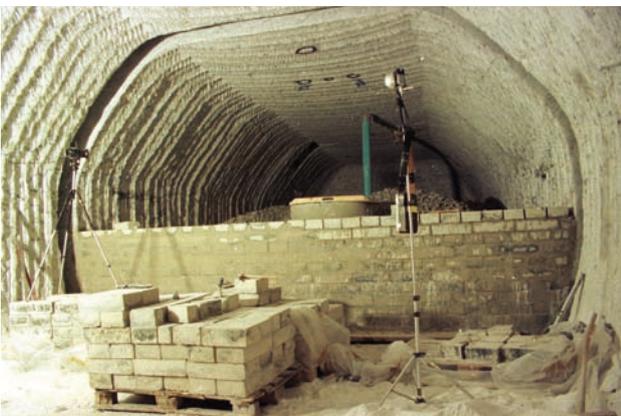


Abb. 10: Forschungsbergwerk Asse: Dammbau-Versuch. Foto: GSF.

Obwohl alle drei Versuche mit großem Erfolg und internationaler Beteiligung weit fortgeschritten waren und erhebliche Mittel investiert wurden, konnten sich die beiden Ministerien nicht über die Restfinanzierung der drei Projekte in der Größenordnung von ca. 100 Mio. DM einigen, was rückblickend gesehen ein Bruchteil jener Summe ist, die man heute zur Problemlösung aufwenden müsste.

Die Konsequenzen dieser Nicht-Einigung waren gravierend. So wurden die drei Großversuche unvollendet abgebrochen und das Institut für Tief Lagerung der GSF 1995 aufgelöst. Das Forschungsbergwerk Asse wurde nicht mehr für so genannte In-situ-Versuche benutzt und befindet sich seitdem in der Stilllegung. Es steht überdies kein Untertage-Labor (URL = Underground Research Laboratory) im Salz mehr zur Verfügung. Demgegenüber erlebten die URLs weltweit einen einzigartigen Boom.

Für Granit gibt es folgende URLs:

- Kanada: URL Pinawa
- Schweiz: Felslabor Grimsel
- Schweden: Felslabor Äspö
- Japan: Tono und Kamaishi Mine
- Finnland: Onkalo (im Bau)

Für Tongesteine existieren:

- Belgien: URL Mol
- Schweiz: URL Mont Terri
- Frankreich: URL Bure

Es gab von vornherein eine rege internationale Zusammenarbeit in allen Untertagelabors. So ist es auch heute noch. Aufgrund fehlender Möglichkeiten im eigenen Land sind jedoch die deutschen Forschungseinrichtungen auf die Mitarbeit in ausländischen Labors angewiesen. Diese unbefriedigende Situation sowie das Erfordernis, für ein erfolgreiches Projekt eines Endlagers im Salz noch einige Großversuche durchführen zu müssen, führen zur sechsten Empfehlung, dass Deutschland ein Untertagelabor im Salz benötigt.

Ob dieses Untertagelabor, wie vom Bundesrat in seiner Entscheidung vom 14. Mai 2004 gefordert<sup>16</sup>, als Forschungs- und Kompetenzzentrum im Erkundungsbergwerk Gorleben eingerichtet wird oder an anderem Ort, sei dahingestellt. Hauptsache ist, es wird schnellstmöglich realisiert.

<sup>16</sup> Bundesrat 2004.

## 7. Endlagerung radioaktiver Abfälle unter Aufsicht des Bundes in private Hände legen.

Die bisher unterbreiteten Vorschläge beziehen sich auf die direkten Projekte der Endlagerung. Abschließend sollen noch einige Anregungen zur Verbesserung der Organisation der Endlagerung gegeben werden.

Deutschland ist neben den USA das einzige Land, in dem der Staat für die Endlagerung radioaktiver Abfälle verantwortlich ist. Bei uns schreibt derzeit § 9 (3) Satz 1 AtG vor: *„Der Bund hat Anlagen zur Sicherstellung und Endlagerung radioaktiver Abfälle einzurichten.“*

Der Bund hat diese Aufgabe an das Bundesamt für Strahlenschutz delegiert. Das BfS definiert sich aber selbst als „eine dem BMU nachgeordnete Bundesoberbehörde“. Dass diese Definition nur schlecht mit der industriellen Abwicklung eines technischen Großprojektes, nämlich dem Bau und Betrieb eines untertägigen Endlagers für radioaktive Abfälle, in Einklang zu bringen ist, dürfte daher einleuchten.

In fast allen anderen Ländern sind die Abfallverursacher auch für die Endlagerung zuständig, d. h. also in erster Linie die Kernkraftwerksbetreiber. SKB in Schweden, Posiva in Finnland und die Nagra in der Schweiz sind als Industrieunternehmen Tochterfirmen der entsprechenden Energieversorgungsunternehmen. In Frankreich arbeitet das staatliche Industrieunternehmen Andra eng mit seinen industriellen Anteilseignern zusammen.

Die positiven Ergebnisse in diesen Ländern im Vergleich zu dem doch eher mäßigen Erfolg in Deutschland führen zum siebten Vorschlag, dass die Aufgabe der Endlagerung radioaktiver Abfälle in Deutschland einer industriell organisierten und operierenden Firma übertragen werden muss.

Dieser Vorschlag beinhaltet gleichzeitig die Forderung nach einem starken Engagement der deutschen Energieversorger in dieser Angelegenheit. Volles Verständnis liegt für die bisherige und derzeitige Haltung unserer EVUs vor, die sich aus den vorhandenen politischen, rechtlichen und finanziellen Rahmenbedingungen herleitet. Wenn Deutschland bei der Endlagerung wieder internationalen Standard erreichen will, ist jedoch auch diese Position zu überdenken.

Als erste Voraussetzung zur Realisierung der unterbreiteten Vorschläge wurde deren kurzfristige Umsetzbarkeit genannt. Nun könnte man einwenden, dass zur Verwirklichung des siebten Vorschlages zunächst das Atomgesetz geändert werden müsse,

und das dauere seine Zeit. Dem kann entgegnet werden, dass bereits das Atomgesetz in seiner jetzigen Fassung aus dem Jahre 2002 in § 9a (3) Satz 3 eine entsprechende Regelung ermöglicht. Dort heißt es:

*„Der Bund kann zur Erfüllung seiner Pflicht – Anlagen zur Sicherstellung und Endlagerung einzurichten – die Wahrnehmung seiner Aufgaben mit den dafür erforderlichen hoheitlichen Befugnissen ganz oder teilweise auf Dritte übertragen, wenn sie Gewähr für die ordnungsgemäße Erfüllung der übertragenen Aufgaben bieten; der Dritte untersteht der Aufsicht des Bundes.“*

Mit dieser so genannten „Beleihung des Dritten“ könnte kurzfristig die Deutsche Gesellschaft zum Bau und Betrieb von Endlagern für Abfallstoffe mbH (DBE) in Peine beauftragt werden. Beim Bund verbliebe dann die Aufsicht. Durch ein starkes Engagement der EVU's bei dem solchermaßen beliehenen Dritten könnte die Rolle der DBE weiter gestärkt werden.

## 8. Betreiberzuständigkeit für Forschung und Entwicklung neu definieren.

Bei der Erläuterung des vierten Vorschlages (Erarbeitung einer TSPA) wurde erwähnt, dass eine Langzeitsicherheitsanalyse auch der Steuerung der Forschungs- und Entwicklungsarbeiten sowie der Optimierung des Endlagersystems dient. Wenn der Betreiber für die Erarbeitung der TSPA zuständig ist, ergibt sich für ihn automatisch die Verantwortung für die Ermittlung, Definition und Steuerung der zugehörigen Forschungs- und Entwicklungsarbeiten.

Diese achte Empfehlung bedeutet selbstverständlich nicht, dass der Betreiber entsprechende Forschungs- und Entwicklungsarbeiten im eigenen Haus durchführen soll. Er muss sie jedoch an seinen Projekten orientieren, sie steuern und finanzieren. Auch hier kann Deutschland von den Erfahrungen der europäischen Nachbarn profitieren. Berichte von Nagra, SKB, Posiva und Andra bestimmen maßgebend den internationalen Stand von Wissenschaft und Technik bei der Endlagerung.

Dass nicht nur Forschungszentren oder Industrieunternehmen, sondern auch Universitäten und Hochschulen erfolgreich in die entsprechenden Programme eingebunden werden können, zeigen 52 Dissertationen, die im Rahmen des französischen Endlagerprogramms bisher angefertigt wurden. Die Stiftungsprofessur, welche die kerntechnische Industrie dankenswerter Weise an der Technischen Universität Clausthal eingerichtet hat, wird hoffentlich in diesem Sinne erfolgreich arbeiten können.

## 9. Errichtung einer Genehmigungsbehörde für Endlager auf Bundesebene

In allen Ländern, die sich mit der Endlagerung radioaktiver Abfälle in tiefen geologischen Formationen befassen, wurde von Anfang an ein intensiver wissenschaftlicher Austausch und Dialog zwischen dem Betreiber und der zuständigen Genehmigungsbehörde aufgenommen. Er wurde und wird kontinuierlich weitergeführt, was einerseits zu einem gegenseitigen Verständnis führt, andererseits unabdingbar für den Fortschritt der nationalen Projekte ist. Beispiele für dieses Wechselspiel zwischen Betreiber und Genehmigungsbehörde sind:

- Finnland: Posiva und STUK
- Schweden: SKB und SKI/SSI
- Schweiz: Nagra und HSK
- Frankreich: Andra und ASN
- USA: DOE und NRC/EPA

In Deutschland gibt es einen solchen Dialog nicht. Ursache dafür ist einmal mehr die rechtliche Lage. Aus ihr ergibt sich, dass hierzulande keine Genehmigungsbehörde für die Endlagerung radioaktiver Abfälle auf Bundesebene vorhanden ist. Alle Genehmigungsverfahren für kerntechnische Einrichtungen werden in Deutschland von den zuständigen Länderministerien durchgeführt. Bei der Endlagerung führt das zu der kuriosen Situation, dass der Antragsteller Bund sich sein Projekt von einem Länderministerium genehmigen lassen muss. Dieses wiederum kann aber erst tätig werden, wenn ein Genehmigungsantrag für ein konkretes Projekt vorliegt. Das Vorfeld ist also nicht abgedeckt.

Zur Beendigung dieser misslichen Situation lautet daher die neunte und letzte Empfehlung, dass die Zuständigkeit für die Genehmigung von Endlagern für radioaktive Abfälle auf Bundesebene einzurichten ist.

Dieser Vorschlag ist keine Kritik an den bisherigen Arbeiten und Bemühungen unserer Länderministerien, insbesondere der in Niedersachsen. Im internationalen Vergleich ist der bisherige Zustand aber verbesserungsfähig. Unterstützt wird diese Idee durch die Tatsache, dass die Bundesrepublik Deutschland einer der Hauptpromoter sowie der ersten Zeichner des internationalen „Gemeinsamen Übereinkommens über die sichere Behandlung abgebrannter Brennelemente und die sichere Behandlung radioaktiver Abfälle“ war.<sup>17</sup>

## 3.3.5 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

In Deutschland ist die Endlagerung radioaktiver Abfälle von Anfang an ein Thema gewesen, das von der politischen, besonders der parteipolitischen Diskussion beeinflusst wurde. Auslöser dafür war neben emotionalen Vorbehalten die Tatsache, dass der Bund gesetzlich dafür verantwortlich ist, Anlagen zur Sicherstellung und zur Endlagerung radioaktiver Abfälle zu errichten und zu betreiben. Realität ist jedoch, dass unabhängig von den individuellen politischen Befindlichkeiten radioaktive Abfälle vorhanden sind und deshalb sicher endgelagert werden müssen.

Nach dem Regierungswechsel im Jahr 1998 ist der parteipolitische Einfluss auf dieses technisch-wissenschaftliche Gebiet besonders groß geworden. Die dadurch eingeleitete Entwicklung hat wesentlich dazu beigetragen, dass Deutschland in den letzten Jahren den Kontakt zur internationalen Spitzengruppe für Forschung und Entwicklung bei der Endlagerung eindeutig verloren hat.

Seit November 2005 stellt nun die Große Koalition aus CDU, CSU und SPD die Bundesregierung. Im Koalitionsvertrag vom 11. November 2005 heißt es im Kapitel 5 „Energie“ zur Endlagerung:<sup>18</sup>

*„CDU, CSU und SPD bekennen sich zur nationalen Verantwortung für die sichere Endlagerung radioaktiver Abfälle und gehen die Lösung dieser Frage zügig und ergebnisorientiert an. Wir beabsichtigen, in dieser Legislaturperiode zu einer Lösung zu kommen.“*

Inzwischen ist ein Jahr vergangen, geschehen ist bisher jedoch nichts. Es bleibt deshalb dringend zu hoffen, dass die Bundesregierung zu ihrem Wort steht. Eine grundlegende Versachlichung der politischen und öffentlichen Diskussion in Deutschland ist überdies zwingend notwendig, um das Problem der Endlagerung gemeinsam konstruktiv angehen zu können.

<sup>17</sup> IAEA 1997.

<sup>18</sup> Koalitionsvertrag 2005.

### 3.3.6 LITERATURANGABEN

#### Andra 2005

Andra: Dossier 2005 Argile: Tome: Évaluation de sûreté du stockage géologique. ANDRA, Châtenay – Malabry, France, Juin 2005.

#### BfS 2000

Bundesamt für Strahlenschutz: Antrag auf Sofortvollzug des Planfeststellungsbeschlusses für Schacht Konrad zurückgezogen. BfS – Pressemitteilung 11/2000, Salzgitter, 17. Juli 2000.

#### BfS 2005

Bundesamt für Strahlenschutz: Stilllegung von Morsleben tritt in entscheidende Phase. BfS – Pressemitteilung 031/2005, Salzgitter, 13. September 2005.

#### BMU 2000

BMU 2000: Aktuelle Entsorgungsfragen. URL: <http://www.bmu.de/atomkraft/entsorgung.html>.

#### Bundesrat 2004

Bundesrat: Änderung und Entschließung zur Dritten Verordnung zur Änderung der Verordnung über Vorausleistungen für die Einrichtung von Anlagen des Bundes zur Sicherstellung und zur Endlagerung radioaktiver Abfälle (Endlagervorausleistungsverordnung – Endlager VIV). Beschluss des Bundesrates vom 14. 05. 2004, Drucksache 279/04.

#### Bundesregierung 2005

Bundesregierung: Verordnung zur Festlegung einer Veränderungssperre zur Sicherung der Standorterkundung für eine Anlage zur Endlagerung radioaktiver Abfälle im Bereich des Salzstockes Gorleben. Gorleben-Veränderungssperren-Verordnung (GorlebenVSpV) vom 25. Juli 2005. BAnz. Nr. 153a vom 16. August 2005.

#### IAEA 1997

IAEA: Joint Convention on the Safety of Spent Fuel Management and on the Safety of Radioactive Waste Management. GOV/INF/821 – GC (41)/INF/12. IAEA, Vienna, 22. September 1997.

#### Koalitionsvertrag 1998

SPD und Bündnis 90/Die Grünen: Aufbruch und Erneuerung – Deutschlands Weg ins 21. Jahrhundert. Koalitionsvereinbarung zwischen der Sozialdemokratischen Partei Deutschlands und Bündnis 90/Die Grünen vom 20. Oktober 1998.

#### Koalitionsvertrag 2005

CDU, CSU und SPD: Gemeinsam für Deutschland – mit Mut und Menschlichkeit. Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 11. November 2005.

#### Nagra 2002

Nagra: Project Opalinus Clay: Safety Report. Demonstration of disposal feasibility for spent fuel, vitrified high-level waste and long-lived intermediate-level waste (Entsorgungsnachweis). Nagra, NTB 02 – 05, Wettingen/Schweiz, December 2002.

#### OECD/NEA 2006

OECD/NEA: Safety of Geological Disposal of High-level and Long-lived Radioactive Waste in France – An International Peer Review of the “Dossier 2005 Argile” Concerning Disposal in the Callovo-Oxfordian Formation. NEA # 06178, ISBN: 92-64-02299-6, Paris, France, July 2006.

#### OVG Lüneburg 2006

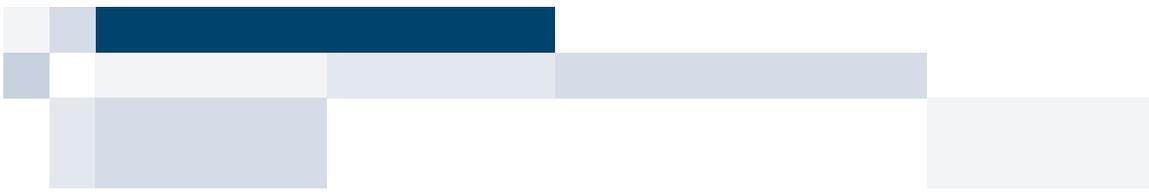
OVG Lüneburg: Urteilsbegründungen in den Klageverfahren gegen Schacht Konrad. Aktenzeichen 7 KS 145/02, 146/02, 154/02 und 128/02. URL: <http://www.dbovg.niedersachsen.de>.

#### Strahlenschutz 2005

Bundesamt für Strahlenschutz: Konzeptionelle und sicherheitstechnische Fragen zur Endlagerung radioaktiver Abfälle – Wirtsgesteine im Vergleich. Synthesebericht des Bundesamtes für Strahlenschutz, BfS – 17/05, ISBN: 3-86509-435-X, Salzgitter, November 2005.

#### Vereinbarung 2000/2001

Vereinbarung zwischen der Bundesregierung und den Energieversorgungsunternehmen vom 14. Juni 2000 und 11. Juni 2001.



# 4 DIE BEDEUTUNG DER REGENERATIVEN ENERGIEN FÜR DIE ENERGIEVERSORGUNG

FRANK BEHRENDT UND ECKARD DINJUS

## 4.1 EINLEITUNG

Das Kyoto-Protokoll fordert von den Unterzeichnerstaaten, die Summe der Emissionen von sechs Treibhausgasen bis zum Jahr 2012 um durchschnittlich 5,2 Prozent gegenüber dem Basisjahr 1990 zu reduzieren. Ein entscheidender Beitrag zu diesem Ziel kann durch eine stete Erhöhung der Effizienz energiewandelnder Prozesse geleistet werden. Entsprechende Anstrengungen werden – dies zeigt ein Blick auf die weltweite Situation – durch das Wirtschaftswachstum allerdings zum Teil erschwert.

Im Rahmen des zukünftigen deutschen Energiemix kommt der Nutzung regenerativer Energieträger besondere Bedeutung im Hinblick auf die CO<sub>2</sub>-Problematik zu. Dabei ist zu beachten, dass die regenerativen Energien zumindest kurz- und mittelfristig keine dominierende Rolle spielen werden, sondern eine Ergänzung zur Energiegewinnung aus fossilen Energieträgern und der Kernenergie darstellen.

Der erhebliche Bedeutungsgewinn, den die regenerativen Energien vor allem in der öffentlichen Wahrnehmung verbuchen

können, darf zum derzeitigen Zeitpunkt daher nicht überschätzt werden. Denn der Anteil an der Gesamtenergieversorgung liegt gegenwärtig noch im einstelligen Prozentbereich, obgleich aus heutiger Perspektive keineswegs abzusehen ist, wie sich dieser Anteil in den nächsten Jahren entwickeln wird. Angesichts des enormen Förderungsaufwands darf jedoch nicht außer Acht gelassen werden, dass die erheblich geringeren Energiedichten regenerativer Energien – im Bereich der Biomasse wird nur wenig mehr als ein Zehntel der Energiedichte fossiler Energieträger erreicht – der Energiegewinnung klare Grenzen setzen.

Zwei Bereiche der regenerativen Energieerzeugung sollen im Folgenden etwas detaillierter betrachtet werden. Dies ist zum einen die Bereitstellung elektrischer Energie in Form von Photovoltaik und Windkraft, der sich der Abschnitt „Elektrische Energieversorgung aus regenerativen Energien“ widmet. Der zweite große Bereich ist in der Bereitstellung konventioneller, aber Biomasse-basierter Kraftstoffe für mobile Anwendungen zu sehen, die bereits heute – wenn auch in einem geringen Anteil (siehe Abb. 1) – am Markt vertreten sind. Diesem Thema widmet sich der Abschnitt „Kraftstoffe aus regenerativen Energien“.

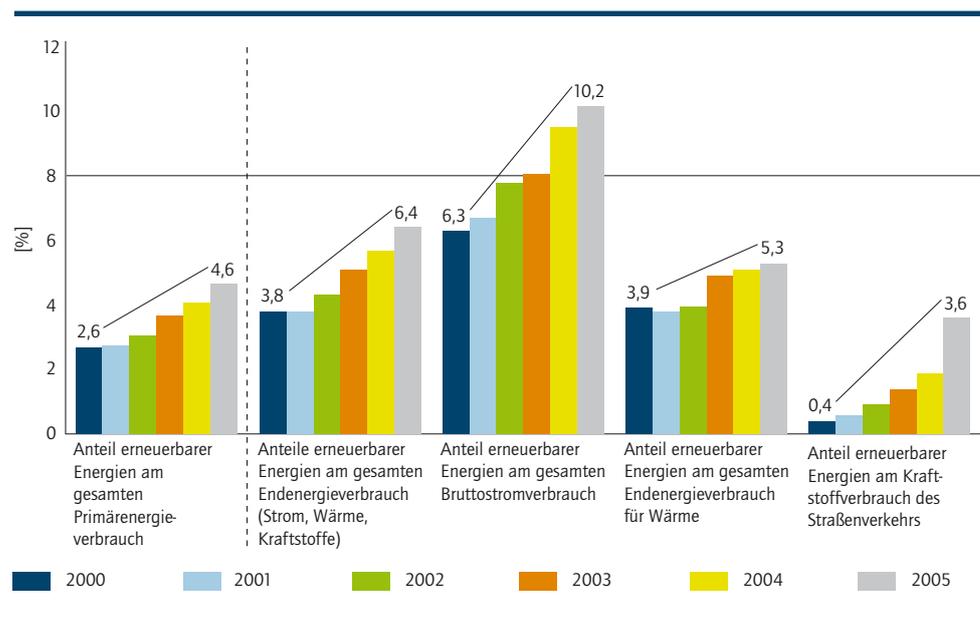


Abb. 1: Entwicklung der regenerativen Energien in Deutschland in den Jahren 2000 bis 2005. Quelle: BMU-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung“, Stand Mai 2006. Ab dem Jahr 2003 sind neue Daten aus dem Energiestatistikgesetz (EnStatG) berücksichtigt.

#### 4.2 DIE ELEKTRISCHE ENERGIEVERSORGUNG AUS REGENERATIVEN ENERGIEN

Die klassische Versorgung mit Nutzenergie umfasst die Wandlung chemisch gebundener Energie in fossilen oder biogenen Primär- bzw. Sekundärenergieträgern sowie die Umwandlung von Sekundärrohstoffen (Abfall) durch Verbrennung in thermische Energie. Diese dient dem Antrieb von Turbinen oder Motoren und führt zur Bereitstellung mechanischer Energie, die unter Verwendung von Generatoren wiederum in elektrische Energie umgewandelt werden kann. Die zuletzt genannte Energieform ist die vielseitigste, auf deren Verteilung zu den Verbrauchern hin die heutigen Leitungsnetze ausgelegt sind.

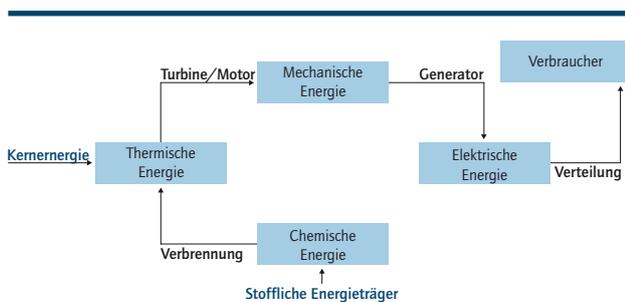


Abb. 2: Konventionelles Schema zur Energiewandlung aus Primärenergieträgern und der Stromverteilung.

Ein Schlüsselaspekt dieses Ablaufschemas ist das weitgehende Fehlen der Notwendigkeit zur Speicherung elektrischer Energie. Auf eine sich ändernde Nachfrage auf Verbraucherseite kann die Angebotsseite durch eine entsprechende Anpassung reagieren. Sie tut dies, indem sie mehr oder weniger chemisch gebundene Energie in den in Abb. 2 beschriebenen Ablauf hinein gibt.

Die gegenwärtig existierenden Netze wurden ursprünglich für einen Energiefluss konzipiert, der von wenigen großen Erzeugern zum Verbraucher führt. In Zukunft werden in die existierenden Netzstrukturen weiträumig verteilte Kleinkraftwerke integriert werden, die im Wesentlichen auf der Basis erneuerbarer Energien arbeiten, welche entweder direkt (Photovoltaik) oder indirekt (Windkraft) elektrische Energie in dieses Netz einspeisen. Die Netzbetreiber werden damit vor vollkommen neuen und heute noch nicht abschließend gelösten Herausforderungen gestellt.

Als Randbedingung ist ferner zu berücksichtigen, dass die vorhandenen Netze aus verschiedenen Gründen nicht durch eine große Anzahl neuer Übertragungsleitungen ausgebaut werden können. Dies steht im Widerspruch zum Bestreben, durch Stromhandel und Energielieferungen außerhalb Zentral- und Westeuropas zukünftig große Energiemengen über weite Entfernungen zu transportieren.

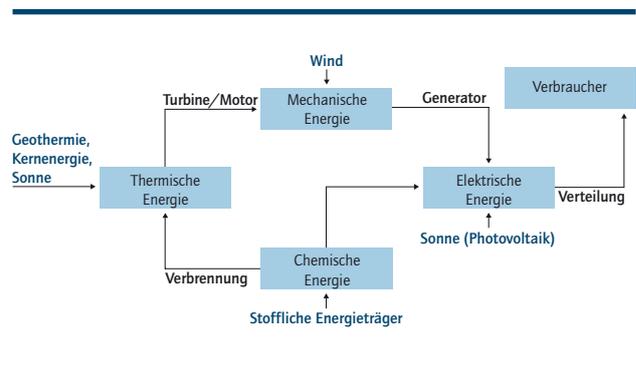


Abb. 3: Zukünftiges Schema zur Energiewandlung unter Beteiligung regenerativer Energieträger.

Daraus leiten sich folgende drei Anforderungen an die zukünftigen Netze ab:

1. **Mit einem zunehmenden Anteil regenerativer und dezentraler Energiequellen, die heute noch weitestgehend autonom Energie in das Netz einspeisen, nimmt die Notwendigkeit einer Energieflussregelung in einer dezentralen Netzstruktur zu („Virtuelles Kraftwerk“).**
2. **Die Leistungsfähigkeit vorhandener Netze muss erhöht werden.**
3. **Die Netzstabilität bei großen Übertragungsentfernungen ist zu verbessern.**

Die Betrachtung der Beiträge einzelner Quellen zur Bereitstellung elektrischen Stroms in der folgenden Abbildung lässt die Beschränkungen für die zukünftigen Entwicklungsmöglichkeiten der regenerativen Stromerzeugung, etwa bei der Wasserkraft, erkennen.

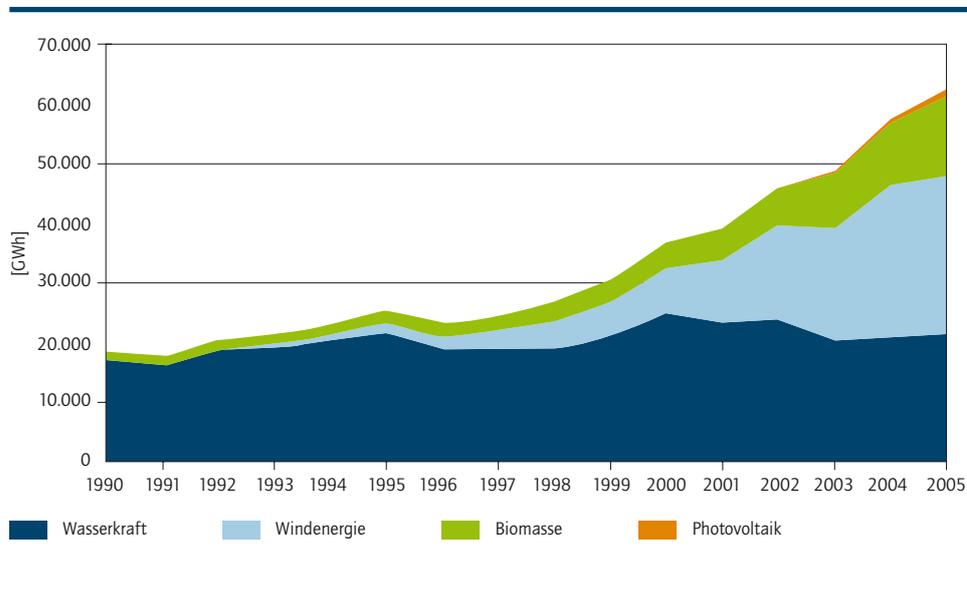


Abb. 4: Beitrag der regenerativen Energien zur Stromerzeugung in Deutschland in den Jahren 1990 bis 2005. Quelle: BMU-Publikation „Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung“, Stand Mai 2006; Angaben bei Biomasse einschließlich biogenem Anteil des Abfalls in Höhe von 50 Prozent. Strom aus Geothermie ist aufgrund geringer Strommengen nicht dargestellt.

#### 4.2.1 WASSERKRAFT

Die wasserkraftbasierte Stromerzeugung verharrt in den betrachteten 15 Jahren auf einem hohen, aber weitgehend konstanten Niveau. Denn die Kraftwerke an Stauseen und Flüssen sind im Wesentlichen gebaut. Einige der Fließwasserkraftwerke stehen nach den Überschwemmungen der letzten Jahre erheblich in der Kritik. Ein weiterer Ausbau in diesem Bereich mit nennenswerten Leistungen ist auch aufgrund des Konfliktes mit dem Landschaftsschutz daher nicht mehr zu erwarten.

#### 4.2.2 WINDKRAFT

Der Ausbau der Windkraft hat nicht zuletzt durch die Förderung im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) und die damit möglichen privaten Finanzierungsmodelle einen rasanten Verlauf genommen. Bei den landgestützten Windrädern ist eine gewisse Sättigung eingetreten, da die windstarken Standorte bereits genutzt sind. Hier ist in den nächsten Jahren eher ein Austausch vorhandener Anlagen gegen leistungsstärkere zu erwarten. Hinzu kommen auch regional verschieden stark ausgeprägte Widerstände gegen einen weiteren Ausbau landgestützter Windkraftanlagen.

Im Bereich der seegestützten Anlagen steckt die Entwicklung hingegen in einer sehr frühen Phase. Für akzeptabel lange Wartungsintervalle und Anlagenlebensdauern sind noch eine Vielzahl von Materialproblemen zu lösen. Hinzu kommen die schon oben angesprochenen offenen Probleme im Zusammenhang mit dem Anschluss dieser Anlagen an bestehende Verteilnetze. Die Anlagengrößen der geplanten Off-Shore-Windparks bringen darüber hinaus erhebliche und bisher nicht gelöste Probleme im Zusammenhang mit der notwendigen Regelenergie mit sich.

#### 4.2.3 BIOMASSE

Die Nutzung der Biomasse zur Bereitstellung elektrischer Energie, die zumeist im Rahmen von Blockheizkraftwerken erfolgt, zeigt einen Zielkonflikt im Bereich der regenerativen Energien auf. In Abhängigkeit vom weiteren Ausbau von Anlagen, die der Bereitstellung von Wärme und elektrischer Energie dienen, kann es zu einem potentiell preistreibenden Wettbewerb zwischen dieser Anwendung und der Erzeugung flüssiger Kraftstoffe aus Biomasse kommen. Hier wirken sich die verhältnismäßig niedrige Energiedichte und der damit hohe Flächenbedarf kontraproduktiv auf eine erhebliche gleichzeitige Ausdehnung beider Nutzungsformen aus. Eine Optimierung aller beteiligten Verfahrensschritte birgt in diesem Bereich aber Entwicklungsspielräume.

#### 4.2.4 PHOTOVOLTAIK

Die Photovoltaik sollte in Deutschland ursprünglich einmal einen Forschungs- und Entwicklungs-, nicht jedoch einen Anwendungsschwerpunkt haben. Bis auf wenige Regionen im Süden des Landes ist die Anzahl der Tage mit hinreichender Sonnenintensität zu gering, um die installierten Anlagen auch nur in der Nähe der Spitzenleistung zu betreiben. Die hohe Förderintensität im Rahmen des EEG hat hier zwar einen Ausbau bewirkt, der aber – dies muss so deutlich gesagt werden – fern jeder ökonomischen Vernunft liegt. Andererseits haben diese Förderung und die daraus resultierende Installation von Photovoltaik-Anlagen in Deutschland einen wachsenden Industriezweig ermöglicht, der zunehmend exportorientiert ist.

#### 4.2.5 GEOTHERMIE

Im Rahmen des angestrebten Energiemixes kann auch die Geothermie einen Beitrag leisten. In Abhängigkeit vom technischen Aufwand sind potentiell an vielen Orten in Deutschland entsprechend nutzbare Tiefenbohrungen möglich. Ein Atlas, der die nutzbaren geothermischen Wärmequellen hierzulande darstellt, wird derzeit erstellt.

In einem Bericht des Büros für Technikfolgen-Abschätzung beim Deutschen Bundestag (TAB, Bericht 84) wird als oberer Schätzwert für das technische Gesamtpotenzial zur geothermischen Stromerzeugung das etwa 600fache des deutschen Jahresstrombedarfes genannt. Das zusätzliche Potenzial an thermischer Energie (Wärme bei KWK-Nutzung) beträgt etwa das 1,5fache des Strompotenzials, wenn keine Wärmepumpen eingesetzt werden, bzw. das 2,5fache, wenn Wärmepumpen verwendet werden.

Unter Berücksichtigung von Nachhaltigkeitsaspekten (geringer natürlicher Wärmestrom etc.) sollte das technische Potenzial nur innerhalb eines sehr langen Zeitraums sukzessive erschlossen werden. Im genannten TAB-Bericht werden hierfür 1.000 Jahre angenommen. Aus dem oben erwähnten Gesamtpotenzial ergibt sich daraus ein jährliches technisches Angebotspotenzial zur geothermischen Stromerzeugung, das etwa der Hälfte der gegenwärtigen Bruttostromerzeugung entspricht.

Um eine realistischere Abschätzung zu erhalten, wurde der Anteil der Niedertemperaturwärme-Nachfrage ermittelt, der durch Wärmenetze bereitgestellt werden könnte. Würde diese Wärmemenge allein durch geothermische KWK-Anlagen geliefert, so ergäbe sich eine damit gekoppelte geothermische Stromproduktion von

ca. 14 Prozent der jährlichen Bruttostromerzeugung. Voraussetzung für diese Option wäre ein erheblicher, aber nicht in diesem Maße wahrscheinlicher Ausbau der Wärmeverteilnetze.

Wird unterstellt, dass die durch geothermische KWK-Anlagen bereitgestellte Wärme nur in die bestehenden Fernwärmenetze eingespeist würde, so ergäbe sich daraus eine gekoppelte geothermische Stromproduktion von etwa 2 Prozent der jährlichen Bruttostromerzeugung Deutschlands. Dies entspricht einer Größenordnung, die zwar einen Beitrag zur Reduktion der energiebedingten Umweltauswirkungen leisten kann, aber aus energiewirtschaftlicher Sicht nur begrenzt relevant ist.

Bei der Kraftwerkstechnik gibt es ebenfalls noch wesentliche anlagentechnische Optimierungs- und Weiterentwicklungspotenziale, da die hierbei zur Anwendung kommenden Niedertemperaturkreisprozesse (Organic Rankine oder Kalina) noch in einem frühen Entwicklungsstadium sind.

Der in der TAB-Studie vorgenommene Vergleich der Stromerzeugungskosten ergibt, dass die geothermische Stromerzeugung auf der Basis der heute vorhandenen Techniken und Verfahren als eine vergleichsweise teure Option einzustufen ist. Ihre Stromerzeugungskosten liegen mehr oder weniger deutlich über denen der regenerativen Optionen Windkraft, Wasserkraft und Biomasse. Sie liegen zudem weit über den Stromerzeugungskosten der betrachteten fossilen Optionen Steinkohle und Erdgas. Nur Strom aus Photovoltaik ist noch teurer.

### 4.3 DIE GEWINNUNG VON KRAFTSTOFFEN AUS REGENERATIVEN ENERGIEN

#### 4.3.1 ÜBERSICHT

Der Begriff der Mobilität ist eng mit dem Gedanken an Benzin, Diesel oder Kerosin verbunden. Während in den nächsten Jahrzehnten eine nur schrittweise Einführung alternativer Antriebsformen (Brennstoffzellen kombiniert mit Elektromotor) zu erwarten ist, wird die Herkunft der flüssigen Kraftstoffe einer deutlichen Wandlung unterliegen. So ist eine sukzessive Verlagerung weg vom Erdöl hin zur Synthese aus Ergas, Kohle und Biomasse realistisch. Einige Besonderheiten der Biomasse im Vergleich zu anderen erneuerbaren Energiequellen sind hierbei:

- Noch bis vor 200 Jahren war die Biomasse – zumeist Brennholz – die Hauptenergiequelle einer Weltbevölkerung von

rund 1 Mrd. Menschen. Heute trägt Biomasse mit etwa 1 Gtoe/a noch 10 Prozent zur Primärenergieversorgung von 6,5 Milliarden Menschen bei.

- In einer gut organisierten Land-, Forst- und Abfallwirtschaft kann man in Zukunft ohne Raubbau etwa 4 Gtoe/a über die Nahrungs- und Werkstoffproduktion hinaus verfügbar machen, was etwa dem derzeitigen Rohölverbrauch entspricht.
- Biomasse kann für eine Vielzahl von konkurrierenden Anwendungen genutzt werden. Wegen dieser Nutzungskonkurrenz steht nur ein Teil des Biomassepotentials primär für energetische Zwecke oder die Kraftstoffherstellung zur Verfügung.
- Eine Biomassenutzung im Wärme- und Strommarkt rechnet sich heute wegen der einfacheren Verbrennungstechnik eher als eine Kohlenstoff-Nutzung mit komplexer Vergasungstechnik. Da Wärme und Strom auch von den anderen Erneuerbaren geliefert werden, wird langfristig die Biomassenutzung via Vergasung und Synthesegas (Fischer-Tropsch-Synthese) dominieren.

Das absehbare Erreichen der maximalen Förderung von Erdöl („Depletion-Midpoint“) und der steigende Verbrauch insbesondere in Asien führen zur Verknappung und damit zu hohen und weiter steigenden Preisen. Der Übergang zur Gewinnung flüssiger Kraftstoffe aus anderen Quellen als Rohöl (wobei hier im Besonderen biogene Quellen von Interesse sind) wird zudem durch eine Reihe weiterer Faktoren begünstigt und finanziell zum Teil erheblich gefördert. Dazu zählen die

- Beeinflussung des Klimas durch CO<sub>2</sub>-Ausstoß aus fossilen Quellen,
- mögliche Verminderung der Abhängigkeit von heutigen Rohstoffförderländern,
- EU-Direktive zur verstärkten energetischen Biomassenutzung,
- Schaffung neuer Einkommensquellen für heimische Land- und Forstwirtschaft und
- Überbrückung der Zeit bis zu einer umfassenden Verfügbarkeit einer Wasserstoff-basierten Energieversorgung.

Für die fernere Zukunft werden zwei weitere Anwendungen von Biomasse an Bedeutung gewinnen. Dabei handelt es sich zum einen um die Wasserstoff-Gewinnung, die auf der Grundlage von Biomasse-Kohlenstoff mit einem moderaten chemischen Aufwand via Synthesegas erfolgt. Biomasse ist zum anderen die einzige erneuerbare Kohlenstoff-Quelle für organische Chemikalien und Kraftstoffe. Sie muss für diese speziellen Anwendungen die endlichen Öl-, Gas- und Kohlevorräte langfristig ersetzen. Derzeit ist Biomasse trotz der auf über 60 Euro pro Barrel ge-

stiegenen Rohölpreise ohne Subventionen aber erst in Nischenanwendungen konkurrenzfähig. Das gilt besonders für dicht besiedelte Industriestaaten wie Deutschland, in denen Biomasse weitaus teurer ist als in Entwicklungsländern.

#### 4.3.2 ERZEUGUNGSPFADE VON KRAFTSTOFFEN AUS BIOMASSE

Biomasse besitzt unter den erneuerbaren Energieträgern ein bislang nur wenig genutztes Potenzial. Die EU-Biokraftstoffrichtlinie forderte für das Jahr 2005 einen Anteil von 2 Prozent an alternativen Kraftstoffen am Kraftstoffverbrauch. Für das Jahr 2010 wird ein Anteil von 5,75 Prozent angestrebt. Biodiesel aus Ölsaaten kann konventionellem Diesel mit einem Anteil von bis zu 5 Prozent beigemischt und unter bestimmten Bedingungen in einem höheren Mischungsverhältnis oder als Reinkraftstoff genutzt werden. Bioethanol auf Basis von zuckerhaltigen Pflanzen, Getreide, Stroh oder Holz kann konventionellem Ottokraftstoff ebenfalls beigemischt werden. Zu diesen ‚natürlichen‘ Biokraftstoffen kommt eine zweite Kraftstoff-Generation, die Biomasse-basierte synthetische Kraftstoffe umfasst (Biomass-to-Liquid, ‚BtL‘).

Biomasse wird den heutigen Verbrauch an Kraftstoffen nicht decken, aber über verschiedene Umwandlungspfade einen Beitrag zu CO<sub>2</sub>-neutralen Kraftstoffen leisten können. Aufgrund ihres Aufkommens, das auf große Flächen verteilt ist, sowie wegen der geringen Energiedichte müssen sich die Wandlungsverfahren für Biomassen anderen Herausforderungen stellen als z.B. bei Erdgas und Kohle.

Ein unbestreitbares Plus der Biomasse ist ihre hiesige Gewinnung. Biomasse ist ein nachwachsender Rohstoff. Durch Flächenstilllegungen werden in Deutschland gegenwärtig rund 7 Prozent der landwirtschaftlichen Nutzflächen nicht genutzt. Hiermit stehen zumindest für die oben genannte Ausweitung der Herstellung von Biokraftstoffen prinzipiell genug Flächen zur Verfügung. Der Schwerpunkt des Anbaus wird neben geeigneten Feldfruchtfolgen (Raps, Getreide, Rüben) in so genannten Kurzumtriebsplantagen liegen. Die Holznutzung ist problematischer, da Holz zwar gut für Vergasung und Verbrennungsprozesse nutzbar ist, der biochemische Aufschluss aber wegen des Ligninanteils heute noch Gegenstand der Forschung ist. Hinzu kommt ein zunehmender Wettbewerb um Holz, der zu einem insgesamt steigenden Preisniveau führt. Derzeit wächst in Deutschland noch mehr Holz nach, als genutzt wird.

Für die Bewertung von Prozessen zur Erzeugung von Kraftstoffen aus Biomasse ist es notwendig, die gesamte Prozesskette vom Acker über die Brennstoffaufbereitung und den Transport zur Konversionsanlage und schließlich bis zur Zapfsäule, d.h. der bestehenden Kraftstoffinfrastruktur, zu betrachten. Der Standort einer Konversionsanlage für Biomasse ist ein sehr entscheidender Faktor, da Biomasse wie schon erläutert nicht weit transportiert werden sollte. Die Nutzbarkeit hingegen hängt ganz essentiell vom Konversionsweg, der Anlagengröße und den lokal wirklich verfügbaren und uneingeschränkt nutzbaren Ressourcen ab.

> Kraftstoffherzeugung aus Biomasse

Kraftstoffe können auf verschiedene Weise aus Biomasse erzeugt werden. Dabei ist zu unterscheiden, ob der Kraftstoff kompatibel zu heutigen Otto- und Dieselmotoren sein soll oder ob neuartige Antriebskonzepte hier wiederum bisher nicht gebräuchliche Treibstoffeigenschaften erforderlich machen. Dieses ist etwa bei der homogenen Dieselmotoren (HCCI, Homogeneous Charge Compression Ignition) der Fall.

Weiter in die Zukunft gerichtet, können derartige Konzepte auch die Nutzung von verdichtetem oder verflüssigten methanhaltigen Gasen oder sogar Wasserstoff beinhalten. Neue Wege sind aber mit Folgekosten hinsichtlich der Infrastruktur verbunden.

Die Wandlungsverfahren können nach physikalischen, thermochemischen oder biologischen/biochemischen Prozessen unterschieden werden. Die thermochemischen Verfahren können noch dahingehend unterteilt werden, ob der Kraftstoff aus CO und H<sub>2</sub> (Synthesegas) synthetisiert wird, oder ob Spaltprodukte der biomassestämmigen Makromoleküle soweit zur Reaktion gebracht werden, dass sie Kraftstoffeigenschaften aufweisen.

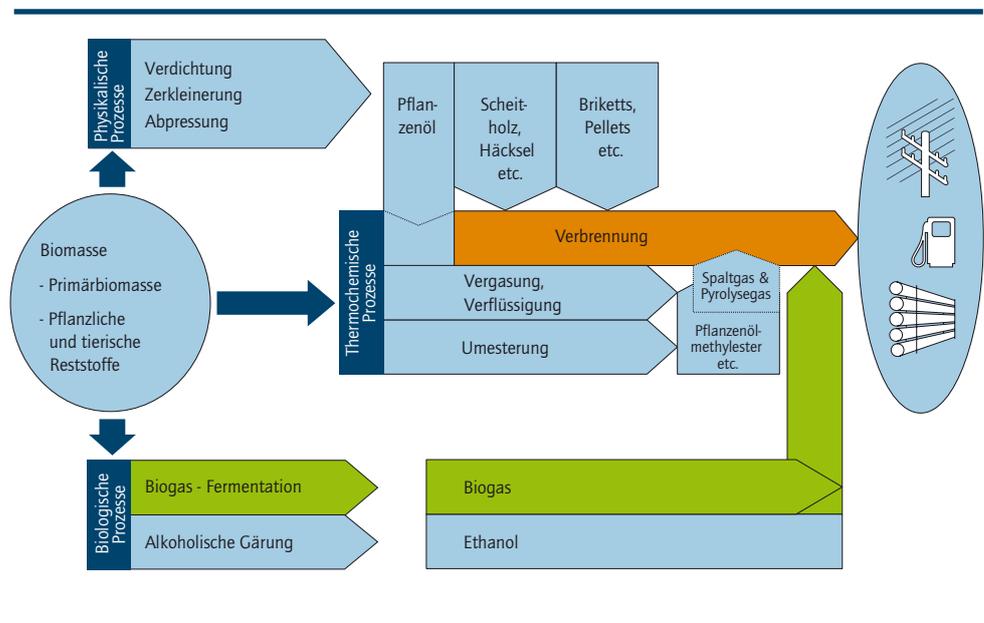


Abb. 5: Pfade zur Energiegewinnung aus Biomasse.

Darauf basierend können prinzipielle Prozessketten skizziert werden:

- Thermochemisch
  - Biomasse: Ernte - Transport - Aufbereitung (Trocknung, Zerkleinerung, ggf. Pellettierung) - Transport zur Konversionsanlage - Produktaufbereitung
  - Direktverflüssigung: Aufschluss - Hydrierung - Produktaufbereitung
  - Fischer-Tropsch-Synthese: Pyrolyse/Vergasung - Synthese - Produktaufbereitung
  - Wasserstoff [hydrothermale Vergasung, neuartige Vergasungsverfahren wie AER (Adsorption Enhanced Reforming)] sowie Produktgasaufbereitung durch Membranverfahren
- Biologisch
  - Biomasse (stärkehaltig): Zuckervergärung - Ethanol/Butanol - ETBE
  - Biomasse (Lignozellulose): Aufschluss - Vergärung - Ethanol/Butanol - ETBE
  - Biomasse: Fermentation - Biogas

Diese Prozessketten werden heute alle, wenn auch mit verschiedener Intensität, zur Gewinnung von Kraftstoffen aus Biomasse eingesetzt. Die folgenden Pfade dienen zur Erzeugung technisch normgerechter und damit nutzbarer flüssiger Kraftstoffe aus Biomasse:

- Nutzung von Pflanzenölen, direkt oder nach chemischer Umwandlung,
- vollständige Zerlegung des Moleküls in die Elemente bzw. kleine Moleküle mittels Pyrolyse oder Vergasung und anschließende Synthese neuer Verbindungen (Fischer-Tropsch-Synthese),
- teilweise Zersetzung durch Pyrolyse unter Verwerfung aller nicht tauglichen Reaktionsprodukte,
- Direktverflüssigung unter reduzierenden Bedingungen (d.h. Hydrierung). Dieser Ansatz geht auf die Arbeiten von Bergius zur Verflüssigung von Kohle zurück.

	DICHTE KG/M <sup>3</sup>	HEIZWERT MJ/L (KG)	ERTRAG BRUTTO	GJ/HA NETTO	HERSTELLUNGS- KOSTEN €/GJ	VERBRAUCH PROZENT IN D 2005/2015 <sup>3)</sup>
1. Pflanzenöl	920	34,6 (37,6)	51	35	14	0,4/(3,7)
2. Rapsölmethyl- ester (Biodiesel, RME)	880	32,7 (37,1)	51	38	19	3/3,7
3. Bioethanol aus	790	21,2 (26,8)				
Getreide			54	30	22	0,5/4,17
Zuckerrüben			132	88	27	-/0,65
Zuckerrohr			137	116	10	
Lignocellulose			21	-	30	-/1,61
4. BTL <sup>1)</sup> (FT-Syn- theskraftstoff)	760-790	33,5 (43,9)	135	118	30	-/10,91
5. Biogas (Klärgas) (aus Silomais)	0,72 kg/Nm <sup>3</sup>	36	178	113	21	
6. Bio-Wasserstoff (via Vergasung <sup>2)</sup> )			160	120	32+/-	

Tabelle 1: Vergleich von Biokraftstoffen (nach N. Schmitz, J. Henke, G. Klepper: Biokraftstoffe, eine vergleichende Analyse, Hrsg. BMVEL, Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (FNR), Gülzow, 2006, S. 16, 74). <sup>1)</sup> ähnlich für Kraftstoff via Methanol (MtSynfuel®, Firma Lurgi) und DME, <sup>2)</sup> auch hydrothermale Vergasung, <sup>3)</sup> potenzieller Kraftstoffanteil in Deutschland in 2015.

### > Biochemische und biologische Nutzung von Biomasse

In Deutschland fuhren im Jahr 2003 wenige Tausend Personenkraftwagen, einige Lastkraftwagen und Busse sowie etwa 100 Schlepper mit reinem Pflanzenöl. Der mobile Einsatz im Falle der Verwendung spezieller Motoren (z. B. des Elsbett-Motors) für Sonderfälle ist ausgereift. Im Vergleich zu Biodiesel schneidet reines Pflanzenöl schlechter ab, da die Umrüstungen konventioneller Motoren kostenintensiver sind. Unbehandelte Pflanzenöle sind darüber hinaus problematisch bezüglich ihrer Lagerfähigkeit über längere Zeiträume. Der spontane und nicht vermeidbare Zerfall von Pflanzenölen in ihre Komponenten Fettsäuren und Glycerin bewirkt ein erhebliches Korrosionspotenzial. Aufgrund dieser problematischen Eigenschaften werden unbehandelte Pflanzenöle eine Nischenanwendung biogener Kraftstoffe bleiben. 1 Liter Pflanzenöl entspricht dem Heizwert von ca. 0,91 Litern Dieselmotorkraftstoff.

Die deutlich weiter verbreitete Variante bei der Nutzung von Pflanzenölen basiert auf der Umesterung des Ausgangsöls mit Methanol zum Methylester („Biodiesel“, im englischsprachigen Raum allgemein als FAME, Fatty Acid Methyl Ester, bezeichnet). Das in Deutschland wichtigste Produkt ist der Rapsölmethylester (RME). Gegenüber dem Jahr 2000 hat sich in Deutschland die Produktionskapazität für Biodiesel nahezu verzehnfacht. Im Jahr 2005 lag sie bei rund 2,3 Mio. Tonnen.

Als ökonomisch problematisch hat sich das Nebenprodukt Glycerin erwiesen, bei dem durch die erheblichen Produktionssteigerungen im Bereich des Biodiesels die Marktpreise von ehemals ca. 1.100 auf ca. 250 EUR pro Tonne zurückgegangen sind. 1 Liter Biodiesel entspricht dem Heizwert von ca. 0,91 Litern Dieselmotorkraftstoff.

### > Bioethanol und -butanol

Durch Aufschluss und anschließender Vergärung stärkehaltiger Stoffe (Kartoffeln, Getreidekörner, aber auch Zellulose und Hemicellulose) wird Ethanol erzeugt. Dieses kann mit einem Anteil von bis zu 5 Prozent direkt oder als Ethyl-Tertiär-Butylether (ETBE) bis zu 15 Prozent dem Ottokraftstoff beigemischt werden. Mit E85 gibt es darüber hinaus auch eine in einigen Ländern (z. B. Brasilien und Schweden) eingeführte Variante, die mit fast reinem Ethanol arbeitet (FFV, Flexible Fuel Vehicles). 1 Liter Bioethanol entspricht dem Heizwert von ca. 0,65 Litern Ottokraftstoff.

Alternativ zum Ethanol kann über Zwischenschritte auch Butanol erzeugt werden, das sich durch eine verglichen mit Ethanol um eine ca. 30 Prozent höhere Energiedichte auszeichnet. 1 Liter Biobutanol entspricht dem Heizwert von ca. 0,85 Litern Ottokraftstoff. Hinzu kommt eine wieder verglichen mit Ethanol bessere Mischbarkeit von Ethanol mit Ottokraftstoff.

Ein zukunftsweisender Ansatz liegt in der Herstellung von Bioethanol aus Lignozellulosen. Hier existiert noch hoher Entwicklungsbedarf, da der enzymatische Abbau der Mischung aus Zellulose, Hemizellulose und Lignin, d. h. der gesamten Pflanze, ein technisch noch nicht gelöstes Problem darstellt. Die Ausweitung der Pflanzennutzung vom Korn auf die ganze Pflanze bzw. die generelle Ausweitung auf lignozellulosehaltiges Material stellt eine erhebliche Erweiterung der stofflichen Basis für Bioethanol und -butanol dar. Hinzu kommt eine insgesamt günstigere Energiebilanz.

### > Biogas

Biogas besteht zu ca. 50 bis 75 Prozent aus Methan. Es ist daher prinzipiell möglich, Biogas nach entsprechender Aufbereitung für erdgasbetriebene Motoren bereitzustellen. Ob sich der Aufbereitungsaufwand gerade für mobile Anwendungen lohnt, ist fraglich. Ein direkter Einsatz in Feuerungsanlagen und Gasmotoren im Rahmen von Blockheizkraftwerken (BHKW) erfährt im Rahmen des EEG eine erhebliche Förderung und ist daher vorzuziehen. 1 Kilogramm Biomethan entspricht 1,5 Litern Ottokraftstoff bzw. 1,3 Litern Dieselmotorkraftstoff.

### > Synthetische Biokraftstoffe

Den oben genannten Biokraftstoffen ist zu eigen, dass sie unmittelbar aus der ursprünglichen Biomasse gewonnen wurden. Die Umwandlungsprozesse sind hierbei typischerweise rein biochemischer oder biologischer Natur. Bei den synthetischen Kraftstoffen hingegen wird in einem ersten Verfahrensschritt Synthesegas – eine Mischung aus Kohlenmonoxid und Wasserstoff – hergestellt. Von diesem Moment an ist nicht mehr zu unterscheiden, ob dieses Synthesegas aus Biomasse (BtL), Erdgas (Gas-to-Liquid, GtL) oder Kohle (Coal-to-Liquid, CtL) gewonnen wurde. Die gesamte Verfahrensgruppe wird auch unter dem Kürzel xTL zusammengefasst.

Der anschließende Syntheseschritt erfolgt unter Beteiligung von Fischer-Tropsch-Katalysatoren, woraus ein Gemisch langkettiger, unverzweigter Kohlenwasserstoffe entsteht. Dieser Syntheseschritt wurde in den 1920er Jahren von den Namensgebern des Verfahrens entwickelt und fand dann intensive Anwendung in Deutschland während des Zweiten Weltkrieges bzw. in Südafrika während des Apartheidregimes. In den letzten Jahren wird die Fischer-Tropsch-Synthese verstärkt in der GtL-Variante zur Nutzung von Begleiterdgasen der Erölförderung in Katar und Malaysia eingesetzt. Aus dem Primärprodukt der Fischer-Tropsch-Synthese werden anschließend in einem klassischen Raffinerieprozess hochwertige Kraftstoffe mit sehr gut kontrollierbaren Eigenschaften hergestellt. 1 Liter BtL-Kraftstoff entspricht dem Heizwert von ca. 0,97 Litern Dieselmotorkraftstoff.

Einen weiteren Pfad zu Kraftstoffen stellt die Erzeugung von Methanol aus Synthesegas und der anschließenden Umwandlung des Methanols in Dimethylether (DME) dar. DME kann als Ersatz für Dieselmotorkraftstoff zum Einsatz kommen. Alternativ kann aus Methanol über einen katalytischen Prozess (Methanol-to-Gasoline, MTG) auch Ottomotorkraftstoff mit hohen Oktanzahlen erzeugt werden.

Die umfangreichen Erfahrungen mit Kohle und Gas als Rohstoff können auf Biomasse als Ausgangsmaterial übertragen werden. Beginnend mit dem Synthesegas, können die Prozesselemente hierbei übernommen werden. Problematisch ist jedoch, dass die Anlagengröße entscheidend auf die Wirtschaftlichkeit des Gesamtprozesses einwirkt. Hier kann es zu Konflikten zwischen der relativ geringen Energiedichte der Biomasse und den daraus resultierenden Einschränkungen der sinnvollen Transportentfernungen kommen. Hierarchische Verfahren mit einem vorausgehenden Pyrolyseschritt können hier einen Ausweg bieten. Das im nächsten Abschnitt vorgestellte Bioslurry-Verfahren des Forschungszentrums Karlsruhe gehört in diese Gruppe.

Die gerade vorgestellten Vergasungsverfahren basieren auf der Umsetzung der Biomasse mit einer unterstöchiometrischen Sauerstoffmenge. Im Gegensatz hierzu werden die Pyrolyseverfahren unter Sauerstoffausschluss oder zumindest unter extremem Sauerstoffmangel betrieben. In Abhängigkeit von der Verweilzeit bei der entsprechenden Prozesstemperatur ergeben sich bei der Pyrolyse stark unterschiedliche Produktzusammensetzungen.

Bei der konventionellen Pyrolyse von Lignozellulose entstehen Koks und ein Schwachgas, dessen einzige sinnvolle Nutzung derzeit die direkte Verbrennung bzw. die unmittelbare Nutzung in einem Gasmotor eines KWK-Kraftwerks ist. Das Problem der geringen Energiedichte der Biomasse, die eine Nutzung in größeren, zentralen Anlagen nicht sinnvoll macht, wird hierdurch allerdings nicht umgangen.

Anders sieht es aus, wenn die Biomasse im Pyrolyseprozess den hohen Temperaturen nur für wenige Sekunden ausgesetzt wird. Die primär gebildeten Pyrolyseöle werden unter diesen Bedingungen nicht weiter zersetzt und können bei einer schnellen Abkühlung des Produktgases als Hauptbestandteil gewonnen werden. Das BtL-Konzept des Forschungszentrums Karlsruhe sieht eine derartige Schnellpyrolyse in Doppelschneckenreaktoren an dezentralen Standorten vor. Das gewonnene Pyrolyseöl wird mit dem Restkoks vermischt (transportstabil, nicht sedimentierend, Bezeichnung: bio-slurry), der dann aufgrund der 10 bis 15mal höheren Energiedichte, z.B. in Silowagen der Bahn, per Schiff oder Tankwagen zu großen zentralen Vergasungsanlagen transportiert werden kann (siehe Abb. 6).

Die vorgewärmten Bioslurries werden mit Hochdruckpumpen in einen Flugstrom-Druckvergaser vom GSP-Typ gepumpt und mit Sauerstoff in einer Spezialdüse pneumatisch zerstäubt. Bei unter 1200 Grad Celsius und hohem Druck wird der Brennstoff in einer Vergaserflamme praktisch vollständig zu einem teer- und nahezu  $\text{CH}_4$ -freien Synthesegas umgesetzt. Bei der hohen Temperatur schmilzt die Asche zu einem langsam ablaufenden viskosen Schlackepelz, der die Reaktorwand vor Korrosion schützt. Der Vergaserdruck ist so hoch, dass die anschließende Gasreinigung und die Synthese ohne aufwendige Zwischenkompression erfolgen können. Nach einer Reinigung und Konditionierung des Rohsynthesegases schließt sich dann eine klassische Fischer-Tropsch-Synthese oder eine Methanol- bzw. DME-Synthese an. In Abb. 6 ist der Bioslurry-Prozess skizziert. In den im Aufbau befindlichen bioliq®-Pilotanlagen mit 0,5 t/h Biomassedurchsatz sollen Auslegungsdaten für kommerzielle Anlagen ermittelt werden.

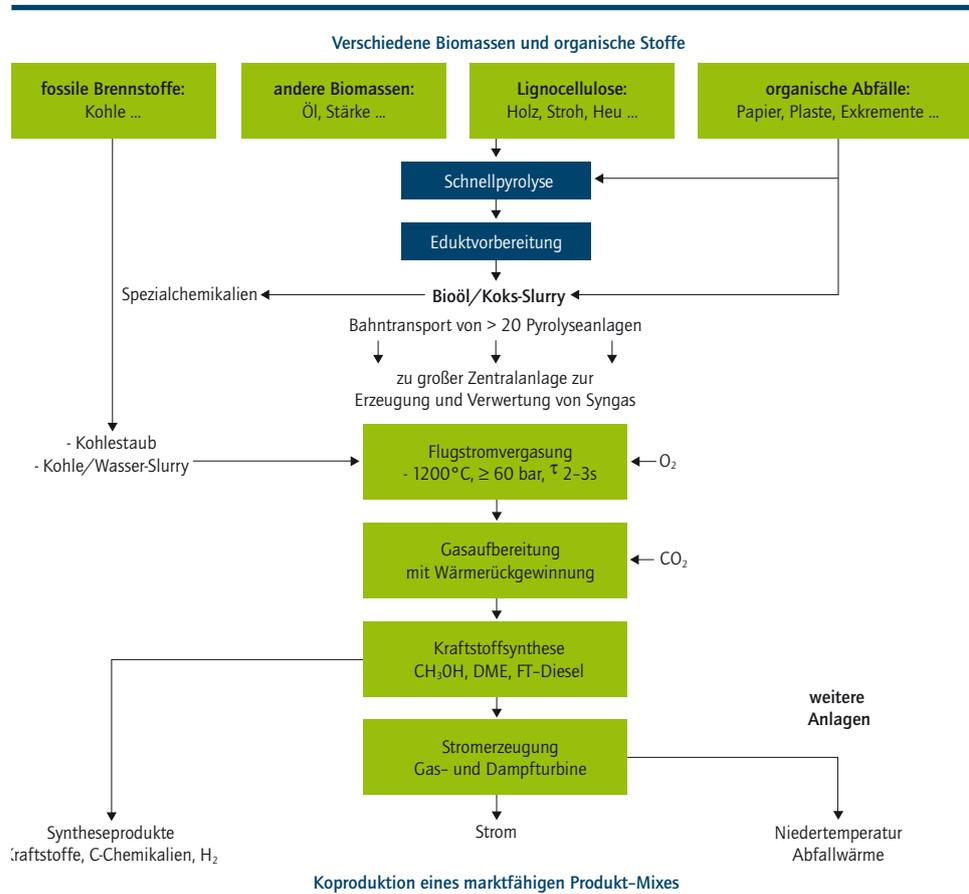


Abb. 6: Das Bioslurry-Verfahren. Zuerst wird Biomasse in regionalen Schnellpyrolyse-Anlagen verflüssigt und dann in verdichteter Form als Slurry oder Paste per Bahn in eine zentrale Großanlage mit Flugstromdruckvergaser transportiert, um Synthesegas effizient zu erzeugen und zu verwerten.

Die Firma Choren verfolgt ein ähnliches Konzept, aber ohne die dezentrale Komponente. Hier soll in großen, zentralen Anlage in einem ersten Schritt eine autotherme Niedertemperaturpyrolyse durchgeführt werden, deren Hauptprodukt Koks sich mit weniger Aufwand mahlen lässt als die Rohbiomasse. Die teerhaltigen Pyrolysegase werden im Flugstromvergaser unterstöchiometrisch mit Sauerstoff zu einem ca. 1500 Grad Celsius heißen, fast teerfreien Rohsynthesegas umgesetzt. Anschließend wird durch Einblasen von Pyrolyse-Kokspulver durch so genanntes chemisches Quenchen das endgültige Synthesegas erzeugt. Das nicht umgesetzte Kokspulver wird abgeschieden und zum Vergaser zurückgeführt. Pyrolyse und Vergasung erfolgen im Verbund beim gleichen Druck von 4 bar ( $\beta$ -Anlage). Der Synthesegasdruck von 30 bar für eine nachfolgende Fischer-Tropsch-Synthese muss dann durch Zwischenkompression erreicht werden. Außerdem muss Biomasse mit geringer Packungsdichte (z.B. Stroh, 100-200 kg/m<sup>3</sup>) mit Lastkraftwagen direkt zur Anlage transportiert werden, was die Anlagenkapazität wegen der hohen Transportkosten und der störenden Anlieferfrequenz auf wenig wirtschaftliche Größen limitiert.

Alle erwähnten Flugstromvergaser arbeiten mit Sauerstoff und benötigen somit eine Luftzerlegungsanlage für ihren Betrieb, was die Größe einer Anlage nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten nach unten begrenzt. Studien sprechen von 10 bis 15 solcher Anlagen, die das gesamte verfügbare Biomassepotenzial in Deutschland allein nutzen könnten. Eine einzige Anlage von der Kapazität einer modernen Erdölraffinerie (ca. 10 Mtoe/a) könnte damit für ganz Deutschland ausreichen.

### > Direktverflüssigung

Neben der Kraftstoffgewinnung über Synthesegas wurden in den 1930er Jahren Hydrierverfahren entwickelt, um Kraftstoffe aus Kohle zu synthetisieren. Mit dem Aufkommen billigen Erdöls waren diese Prozesse nicht mehr wirtschaftlich durchführbar. Im Rahmen der Suche nach alternativen Kraftstoffen können solche Verfahren prinzipiell auch auf Biomassen angewendet werden. Allerdings hat Biomasse einen hohen Anteil an gebundenem Sauerstoff, der unter Einsatz von Wasserstoff als Wasser oder CO<sub>2</sub> aus dem Prozess ausgeschleust werden muss. Prozesse dieser Art werden als Direktverflüssigung bezeichnet.

Um auf diesem Weg aus Biomassen normgerechte Kraftstoffe zu gewinnen, muss erheblicher Aufwand betrieben werden. Daher erscheint die indirekte Verflüssigung über Vergasung und anschließender Synthese momentan vielversprechender. Ein etwas abgewandelter Weg ist die thermische Behandlung der Biomasse, um ein so genanntes Biocrude zu erzeugen, welches dann mittels Hydrierung zu Kraftstoffen weiterverarbeitet werden kann. Allerdings enthalten die Schnellpyrolyseöle fast noch genau so viel Sauerstoff wie die ursprüngliche Biomasse, so dass erhebliche Mengen von teurem H<sub>2</sub> gebraucht werden. Die Direktverflüssigung ist nach wie vor nicht wirtschaftlich, nur bedingt scale-up fähig und liefert ungenügende Kraftstoffqualitäten.

#### 4.4 DIE GEWINNUNG VON WASSERSTOFF AUS BIOMASSE

Für heutige mobile technische Anwendungen (Brennstoffzellen bzw. Verbrennungsmotor) wird Wasserstoff fast immer durch Steamreforming von Erdgas gewonnen. Hierbei wird CO<sub>2</sub> freigesetzt. Hinsichtlich der Wirkung auf das Klima wird damit die prinzipiell positive Anwendung des Wasserstoffs wieder in Frage gestellt.

Alternative Zugänge zum Wasserstoff bestehen zum einen in der Elektrolyse von Wasser, wobei der Strom ohne Freisetzung von CO<sub>2</sub> gewonnen werden muss. Zum anderen kann der Wasserstoff aus Pyrolyse- und Vergasungsprozessen von Biomasse gewonnen werden. Hierbei muss durch geeignete Verfahren der Wasserstoff vom restlichen Produktgas abgetrennt und gereinigt werden. Zum heutigen Zeitpunkt sind diesbezüglich keine technisch ausgereiften und finanziell akzeptablen Lösungen verfügbar.

#### 4.5 DIE STOFFLICHE NUTZUNG DER BIOMASSE

Es wird sich noch in diesem Jahrhundert als notwendig erweisen, die organische Chemieindustrie allmählich von fossilen Rohstoffen – derzeit hauptsächlich Erdöl – auf Biomasse umzustellen. Mit dem neuen Rohstoff ändert sich auch die Struktur der Chemieindustrie einschließlich der Grund-, Zwischen- und Endprodukte. Organische Kraftstoffe oder auch Wasserstoff gehören zu den einfachsten Chemieprodukten. In den künftigen Biomasse-Veredelungsanlagen werden die verfügbaren Biomassearten in einem integrierten Anlagenverbund aus kleinen, mittleren und wenigen Großanlagen so vollständig wie möglich in eine Vielzahl vermarktbarer Produkte umgewandelt. Die Kraftstoffherstellung ist dabei nur eine von vielen konkurrierenden Verwertungsmöglichkeiten, aber mengenmäßig wahrscheinlich die bedeutendste, wenn die Antriebssysteme für den Transport so bleiben wie heute.

Vorrang hat dem gegenüber die Biomasseverwertung als Nahrung und Futter, als organischer Werkstoff meist in Form von Holz, als Industriepflanze für Baumwolle, Kautschuk, Zellstoff etc., als traditioneller Brennstoff insbesondere für Hochtemperaturwärme und als Rohstoff für die Chemie.

Wenn von dem geschätzten global verwertbaren Biomassepotential von 4 Gtoe/a etwa die Hälfte für die Kraftstoffherzeugung übrig bleibt, kann man daraus über die Fischer-Tropsch- oder Methanol-Route etwa 1 Gtoe/a hochwertigen Synthesekraftstoff erzeugen. Das entspräche der Hälfte des derzeitigen Verbrauchs. Wenn man die gleiche Energiemenge Wasserstoff ins Synthesegas einspeist, wird rund doppelt soviel Kohlenstoff genutzt und in Kraftstoff umgewandelt. Zur Wasserstoff-Herstellung müssen andere erneuerbare Energiequellen dienen. Mit effizienteren Antriebssystemen wie der Brennstoffzelle ließe sich in Zukunft der Energieverbrauch vielleicht halbieren. Dafür muss aber eine teure adäquate Versorgungsinfrastruktur neu aufgebaut werden.

#### 4.6 ZUSAMMENFASSUNG UND AUSBLICK

Die beschriebenen Prozesse haben deutlich unterschiedliche technische Reifegrade erreicht. Die heute dominierenden Produkte Pflanzenöl, Biodiesel und Bioethanol werden mittelfristig von synthetischen Kraftstoffen abgelöst werden, wobei in diesem Bereich noch erhebliche Entwicklungsarbeiten zu leisten sind.

Prozesse wie die Fermentation zur Erzeugung von Bioethanol aus Stärke bzw. Zucker sind etabliert, aber in Deutschland im Verhältnis zum Hauptvergleichsland Brasilien teuer. In diesem Bereich ist der zukunftsweisende Ansatz der enzymatische Aufschluss von Lignozellulose und die damit mögliche Nutzung der ganzen Pflanze. Die aktuellen Forschungsaktivitäten in den USA und Kanada sollten daher auch in Deutschland zum Anlass genommen werden, diesen Bereich sehr intensiv in einer kooperativen Anstrengung von Gentechnikern, Mikrobiologen und Verfahrenstechnikern zu bearbeiten. In diesem Zusammenhang sind auch die laufenden Arbeiten zu beachten, die statt des Bioethanols Biobutanol als Produkt anstreben.

Synthetische Kraftstoffe für mobile Anwendungen sind die große Herausforderung für Forschung und Entwicklung der nächsten Jahre. Dieses gilt sowohl für landgebundene Fahrzeuge wie auch für Luft- und Seefahrzeuge. Die prinzipielle Verfügbarkeit aller notwendigen Teilschritte muss jetzt um die verlässliche und durchgehend verfügbare technische Implementierung erweitert werden. Der Konflikt zwischen der geringen Energiedichte von Biomasse und der angestrebten – und bei der eingesetzten Technik auch nicht vermeidbaren – Anlagengröße ist ein noch nicht befriedigend gelöstes Problem.

Was bleibt, ist letztendlich die Erzeugung von Wasserstoff aus Biomasse. Diese stellt genau wie alle Prognosen zur flächendeckenden Einführung von Brennstoffzellen und andere Nutzungsmodelle des Wasserstoffs ein eher langfristiges Problem dar. Entlang der Prozesskette, die für die Etablierung dieses Ziels implementiert werden muss, sind zahlreiche Fragen offen, die noch erheblichen, zum Teil grundlegenden Forschungsbedarf bedingen.

# 5 DIE RATIONELLE ENERGIENUTZUNG ALS LEITLINIE DER ZUKÜNFTIGEN ENERGIEWIRTSCHAFT

KLAUS LUCAS

## 5.1 AUSGANGSBEDINGUNGEN

Seitdem die Begrenztheit der fossilen Energievorräte öffentlich problematisiert wird, bilden auch die Themen Energieeinsparung und Nutzungsoptimierung einen festen Bestandteil der energiepolitischen Diskussion. Unter letzterer, genauer gesagt: unter dem Begriff der rationellen Energienutzung, versteht man die wohl überlegte, insbesondere sparsame Nutzung der verschiedenen Energieformen. Sie kommt in allen Gliedern der Energiekette zum Tragen, also von der Endenergieerzeugung aus Primärenergie bis zur Erbringung von Energiedienstleistungen. Dazu gehört z.B. das Erwärmen oder Abkühlen etwa von Räumen oder während industrieller Prozesse. Aber auch die Bewegung von Maschinen.

Das Ziel der rationellen Energienutzung, dem sich dieser Beitrag innerhalb der acatech Überlegungen zur zukünftigen Energieversorgung in Deutschland widmet, ist letztlich die deutliche Minderung des Primärenergieverbrauchs, ohne Verzicht auf Energiedienstleistungen und unter Berücksichtigung ökologischer und ökonomischer Kriterien.

Die rationelle Energienutzung umfasst dabei mehr als die ebenfalls geläufigen Begriffe der „Erhöhung der Energieeffizienz“, des „Energiesparens“ oder auch der „rationellen Energieanwendung“. So ist die Erhöhung der Energieeffizienz nur ein Teil der rationellen Energienutzung, da sie eine Reihe weiterer Kriterien begrifflich außer Acht lässt. Auch das Energiesparen greift gegenüber der rationellen Energienutzung zu kurz und betont vor allem den Verzicht auf Energiedienstleistungen.<sup>1</sup> Der Begriff der rationellen Energieanwendung fokussiert schließlich jenen Teil der Energiewirtschaft, der sich mit der Ressourcen sparenden

Anwendung von Energie befasst. Er richtet sich also auf den Endenergiesektor, und damit lediglich auf einen Abschnitt der Energiekette.

Der Ansatz der rationellen Energienutzung ist komplementär zu den unterschiedlichen Optionen der Primärenergieversorgung. Ihr Ziel ist die Verminderung des Bedarfs an Primärenergie, und zwar unabhängig von deren Form. Die rationelle Energienutzung ist somit dem Effekt nach eine Form der Erzeugung von Endenergie, die im Wettbewerb mit anderen Erzeugungstechnologien steht.

## 5.2 BEWERTUNG DER ENERGIEEFFIZIENZ

Zur Beurteilung der Energieeffizienz zieht man einen naturgesetzlichen Maßstab heran. Nach den Gesetzen der Thermodynamik ergibt sich der minimale Energieaufwand (und damit die größtmögliche Energieeffizienz) durch eine Prozessgestaltung, bei der die zugeführte Energie nicht nur in Bezug auf ihre Menge, sondern auch in Bezug auf ihre Qualität erhalten bleibt. Ein solcher Prozess wird als reversibler Prozess bezeichnet.<sup>2</sup>

Der Bewertungsmaßstab des thermodynamisch minimalen Energieaufwands berücksichtigt allerdings nicht die Grenzen spezieller Technologien. So ist es zwar möglich, Kraftwerksturbinen und Laufwasserkraftwerke reversibel zu gestalten, nicht aber z.B. die Stromproduktion in Wärmekraftwerken oder die Wärmeproduktion in Heizkesseln. Auch die Wärmeintegration heißer und kalter Prozessströme lässt sich prinzipiell nicht reversibel gestalten. Es wird also nicht zwischen prinzipiell vermeidbaren und prinzipiell unvermeidlichen Irreversibilitäten einer vorgegebenen Technologie unterschieden.

- 
- 1 Die Aufdeckung und Elimination unnötiger Energiedienstleistungen, wie z.B. die Erzeugung warmer und beleuchteter Räume in Zeiten ohne Nutzung, oder der unnötige Energieeinsatz für erwünschte Energiedienstleistungen, z.B. der Einsatz von Glühbirnen statt Energiesparlampen oder die Beheizung von schlecht isolierten Wohnräumen, fallen allerdings durchaus in den Bereich der rationellen Energienutzung.
  - 2 Sein Energieaufwand nach Menge und Qualität kann in der Regel einfach berechnet werden: Bei der Erzeugung von Wärme aus Brennstoff z.B. erhält man als thermodynamischen Mindestaufwand an Brennstoffenergie das Produkt der Wärmeenergie mit dem Carnot-Faktor  $\eta_c = 1 - T_u/T$ , wobei  $T_u$  die Umgebungstemperatur und  $T$  die Temperatur der Wärmeanwendung (beide in Kelvin) sind. Für den Fall der Raumheizung mit einer Umgebungstemperatur von 0 Grad Celsius und einer Heiztemperatur von 50 Grad Celsius findet man daraus einen thermodynamisch minimalen Brennstoffaufwand von nur ca. 15 Prozent der gewünschten Wärmemenge. Bei der Erzeugung von mechanischer Energie (oder Strom) aus Brennstoff, einer weiteren Grundtechnologie der Volkswirtschaft, ist der thermodynamische Mindestenergieaufwand gerade gleich der produzierten Stromleistung.

Der Maßstab des reversiblen Prozesses ist daher ungeeignet zur praktischen Bewertung der Umwandlungstechnologien. Seine Bedeutung besteht vielmehr darin, dass er durch die Analyse der Ursachen für die Abweichungen von der Reversibilität in jedem Fall Hinweise für die Weiterentwicklung eines Energiesystems nach der Leitlinie der rationellen Energienutzung liefert. Sie hat so zu erfolgen, dass die Abweichung von der Reversibilität möglichst gering ist.

Zur praktischen Bewertung der Qualität von Umwandlungstechnologien bietet sich dem gegenüber der Maßstab des technisch minimalen Energieaufwands an. Dieser berücksichtigt die aufgrund der eingesetzten Technologie und sonstiger Randbedingungen prinzipiell unvermeidbaren Abweichungen von der Reversibilität. Er setzt aber alle darüber hinaus gehenden technischen Möglichkeiten der Energieverbrauchsminderung als realisiert voraus. So sieht der technisch minimale Energieaufwand bei der Wärmeerzeugung in einem fossil gefeuerten Heizkessel beispielsweise die Irreversibilität der Verbrennung und der Wärmeübertragung vom heißen Rauchgas auf das Kesselwasser als unvermeidbar an. Vermeidbar sind hingegen die Abgasverluste und die Abwärmeverluste. Eine solche Technologie der Wärmeerzeugung hat daher einen technischen Mindestaufwand an Brennstoff, der dem produzierten Wärmestrom entspricht.

Der entsprechende technisch minimale Energieaufwand bei der Stromerzeugung aus Brennstoff in einer Wärmekraftanlage sieht die Irreversibilitäten der Verbrennung und der Wärmeübertragung von heißem Rauchgas auf das Wasser im Dampferzeuger als unvermeidbar an. Prinzipiell vermeidbar sind dagegen Irreversibilitäten durch Reibung in Rohrleitungen und Maschinen, ebenfalls durch Wärmeverluste und Abgas. Damit ergibt sich als technisch minimaler Brennstoffaufwand die Strommenge dividiert durch den Carnot-Faktor, der seinerseits von der mittleren Temperatur der Wärmeaufnahme im Kraftwerk abhängt. Dieselbe Beziehung gilt für den technisch minimalen Brennstoffaufwand in einem Motor sowie alle anderen Technologien zur Umwandlung von Brennstoffenergie in Arbeit oder kinetische Energie. Bei der Wärmeintegration schließlich wird der technisch minimale Energieaufwand durch die bekannte Pinch-Technik realisiert.

Im fossil gefeuerten Heizkessel wird der technisch minimale Brennstoffaufwand heute bis auf wenige Prozent erreicht. Hier besteht daher nur noch wenig Entwicklungspotential. In modernen Großkraftwerken ist der tatsächliche Brennstoffaufwand, je nach eingesetztem Brennstoff, um ca. 10 Prozent bis 20 Prozent höher als der technisch minimale, in gewöhnlichen Kfz-Motoren allerdings noch deutlich höher. In der industriellen Wärmewirtschaft sind große Abweichungen vom technisch minimalen Energieaufwand üblich. Damit sind insgesamt noch erhebliche Potenziale zur Steigerung der Energieeffizienz vieler etablierter Technologien zu erschließen. Beim Übergang zu anderen, dem reversiblen Prozess näher kommenden Technologien sind diese Potenziale noch vielfach größer.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der thermodynamisch minimale Energieaufwand eine prinzipielle Leitlinie für die Entwicklung von Energieumwandlungstechnologien darstellt, während der technisch minimale Energieaufwand die Vollkommenheit einer Umwandlungstechnologie unter vorgegebenen Bedingungen erfasst. Für Technologien ohne prinzipiell unvermeidbare Irreversibilitäten geht der technisch minimale in den thermodynamisch minimalen Energieaufwand über.

### 5.3 VON DER EFFIZIENZSTEIGERUNG ZUR RATIONELLEN ENERGIENUTZUNG

Es wurde bereits unterstrichen, dass die Effizienzsteigerung nur ein, wenngleich ein zentraler Teilaspekt der rationellen Energienutzung ist. Andere wichtige Aspekte sind die Betriebssicherheit, die Produktqualität und die mit der Effizienzsteigerung verbundenen Grenzkosten, die hier im Mittelpunkt stehen.

Die Realisierung eines verringerten Energiebedarfs führt häufig zu erhöhten Kosten, die exponentiell mit den eingesparten Energiemengen ansteigen. Die rationelle Energienutzung als ein auch ökonomisch orientierter Ansatz lässt daher einen Abstand zum minimalen Energiebedarf bestehen. Dieser Abstand hängt von der jeweiligen Anwendung ab und ist ganz allgemein dadurch definiert, dass keine Kosten erzeugt werden dürfen, die höher als die Kostensenkung durch die erzielte Verminderung des Energiebedarfs sind, weil sich dann keine Kapitalrücklaufzeit ergeben würde.

So werden bei der Wärmeerzeugung im fossil befeuerten Kessel in der Regel der Abwärme- und der Abgasverlust zwar niedrig gehalten, aber nicht vollständig eliminiert. Bei der Stromerzeugung im Wärmekraftwerk werden ebenfalls typische Verlusteffekte wie Reibung, Wärmeverluste etc. nur in wirtschaftlich sinnvollen Grenzen minimiert. Gleiches gilt für den im Sinne einer Annäherung an den thermodynamisch minimalen Energieaufwand erstrebenswerten Technologiewechsel zur Wärmepumpe bei der Wärmeerzeugung oder zur Brennstoffzelle bei der Stromerzeugung. Auch eine gute Wärmeisolierung von Wohn- und Bürogebäuden ist sinnvoll, findet im Sinne der rationellen Energienutzung aber ihre Grenzen durch die negative Auswirkung auf den Kapitalaufwand. Eine Erhöhung der Energieeffizienz industrieller Produktionsprozesse ist ebenfalls möglich. Auch hier ist allerdings darauf zu achten, dass die Kosten sich in einem angemessenen Rahmen bewegen und andere Faktoren nicht negativ beeinflusst werden.

Die genannten Beispiele sind Einzelbetrachtungen. Wie kann die rationelle Energienutzung als Leitlinie der zukünftigen Energiewirtschaft jedoch methodisch realisiert werden?

Die Energiesysteme in Deutschland sind vergleichsweise hoch entwickelt. Will man die noch bestehenden Potenziale zur rationellen Energienutzung erschließen, so bedarf es hierzu eines systematischen Vorgehens. Trotz oder gerade wegen der unübersichtlichen Vielfalt energiewirtschaftlicher Faktoren ist es erforderlich, klare Handlungsleitlinien zu entwickeln, um an die Stelle von zufällig gewählten Einzellösungen Zielvorgaben zu setzen. Solche Zielvorgaben sind Referenzwerte, die sich am thermodynamischen bzw. technisch minimalen Energieaufwand orientieren.

Die praktische Umsetzung der rationellen Energienutzung an Hand von Referenzwerten richtet sich ganz nach dem Anwendungsbereich. Allgemein gilt jedoch, dass jedes Energiesystem aus zwei grundsätzlich unterschiedlichen Teilsystemen besteht: dem System des Nutzenergie-Verbrauchs und dem System der Nutzenergie-Erzeugung.

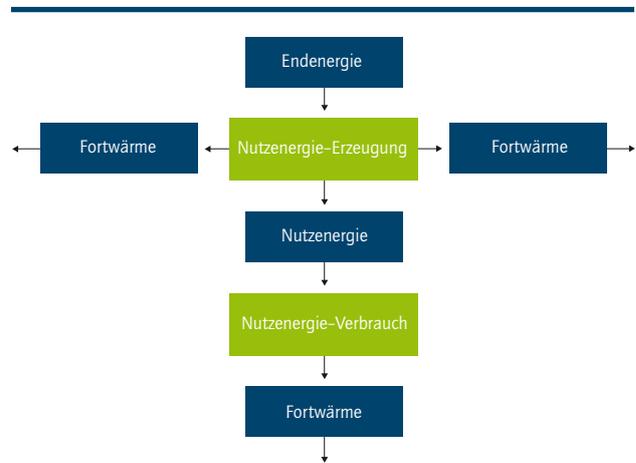


Abb. 1: Die Systeme „Verbrauch“ und „Erzeugung“ von Nutzenergie.

Beide Teilsysteme, die auch als Bedarfs-System und Versorgungs-System bezeichnet werden können, müssen im Hinblick auf vorher festgelegte Referenzwerte untersucht werden. Hierbei ist das System Nutzenergie-Verbrauch als erstes und für sich alleine an Referenzwerten zu messen. Das System Nutzenergie-Erzeugung wird anschließend daraufhin untersucht, ob es auf eine mit Referenzwerten kompatible Weise die erforderliche Nutzenergie bereitstellen kann. In der Regel werden diese Referenzwerte nicht erreicht. Bei den dann erforderlichen Aktionen zur Annäherung beider Teilsysteme an die Referenzwerte sind deshalb unterschiedliche Schritte abzuarbeiten.

Damit zu den praktischen Anwendungsmöglichkeiten der rationellen Energienutzung in den Sektoren Industrie, Gebäudewirtschaft und Kommunen.

#### 5.4 RATIONELLE ENERGIENUTZUNG IN DER INDUSTRIE

In der Industrie ist der Begriff der rationellen Energienutzung weitgehend mit dem der rationellen Energieanwendung identisch, denn es geht dort um die Erbringung von Energiedienstleistungen aus Endenergie. Die betriebliche Energiewirtschaft umfasst eine Vielzahl von Einzelaspekten, die sich aus den geforderten Energiedienstleistungen ergeben. Sie werden in Abb. 2 exemplarisch für ein Beispielunternehmen („Beispiel GmbH“) dargestellt und bestehen überwiegend aus mechanischen und thermischen Anteilen sowie anderen Energiedienstleistungen wie Beleuchtung, Kommunikation sowie Steuer- und Regelungstechnik.

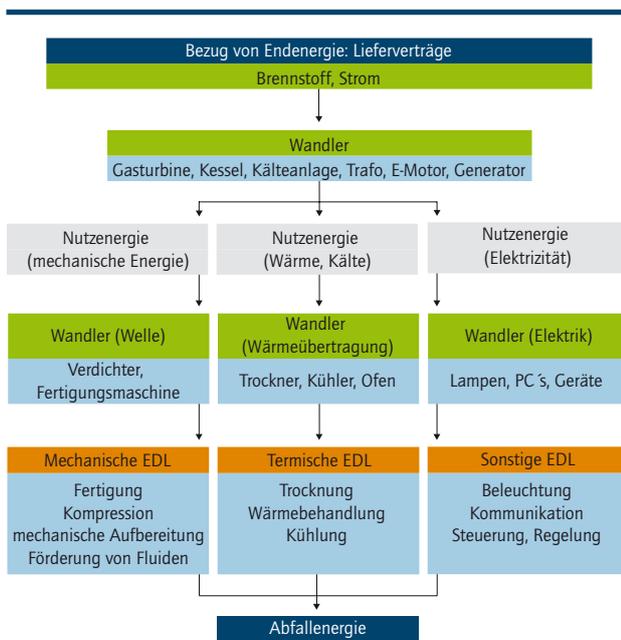


Abb. 2: Energiedienstleistungen bei einer Beispiel GmbH.

Typische Formen der mechanischen Energiedienstleistungen sind Bearbeitungsprozesse, z.B. durch Werkzeug- oder Zerkleinerungsmaschinen, die Kompression von Gasen, z.B. Druckluftherzeugung oder Verdichtung, und die Förderung beispielsweise von Hilfsmedien oder auch von Rohstoffen und Produkten. Typische thermische Energiedienstleistungen sind die Trocknung, z. B. von nassem Papier oder sonstigen Stoffen, die Wärmebehandlung (Kochen, Eindampfen) sowie die Kühlung, z. B. bei der Klimatisierung oder bei der Prozesstechnik.

Die mechanischen Energiedienstleistungen werden unter Einsatz von Nutzenergie durch Wandler wie Verdichter, Pumpen oder Fertigungsmaschinen erbracht, die thermischen Energiedienstleistungen entsprechend unter Einsatz der Nutzenergieformen Wärme und Kälte in thermischen Wandlern wie Trocknern, Öfen, Kühlern. Diese Nutzenergieformen werden wiederum aus Endenergie erzeugt, die das Unternehmen in Form von Brennstoffen und Strom einkauft, wobei Wandler wie Gasturbinen, Elektromotoren, Kessel, Kälteanlagen, Generatoren und Transformatoren beteiligt sind, die zentral oder dezentral aufgestellt sein können.

Damit umfasst die betriebliche Energiewirtschaft die vom Betrieb bezogene Endenergie, ihre innerbetriebliche Umwandlung in Nutzenergie, die Verteilung der Nutzenergie und ihre Verwendung zur Erbringung von Energiedienstleistungen – und letztlich auch die Entsorgung von Abfallenergie.

Im Sinne eines Aktionsplanes zur rationellen Energienutzung in der betrieblichen Energiewirtschaft ist eine Soll-Ist-Analyse erforderlich. Inhalt dieser Analyse ist der Vergleich des tatsächlichen Energieverbrauchs mit Referenzwerten für die im Betrieb zu erbringenden Energiedienstleistungen. Diese Referenzwerte sind anlagen- und prozessspezifisch definiert. Hierbei liegt auf der Hand, dass eine solche Analyse aufwändig ist und einer besonderen Motivation seitens des Unternehmens bedarf. Steigende Energiepreise und dirigistische Eingriffe stellen zwar grundsätzlich eine solche Motivation dar, sie schöpfen die Lenkungsmöglichkeiten aber nicht aus. Überdies sind sie auch aus internationalen Wettbewerbsgründen kontraproduktiv.

Im Sinne einer industriefreundlichen und beschäftigungswirksamen Energiepolitik sind eher Hilfestellungen bei der Aufdeckung von Potenzialen und beim Übergang zu fortschrittlichen Technologien erwünscht. Solche Hilfestellungen könnten in der Entwicklung prozess- oder anlagenspezifischer Referenzwerte für den Endenergieeinsatz bei den Standardtechnologien bestehen, die den Stand der besten verfügbaren Technik dokumentieren, verbunden mit einem Anreizsystem wie dem europäischen Emissionshandel.

## 5.5 RATIONELLE ENERGIENUTZUNG IN GEBÄUDEN

Neben den Möglichkeiten der rationellen Energienutzung in Betrieben ist ein weiterer bedeutender Sektor der Energiewirtschaft die Gebäudeenergiewirtschaft. Im Vergleich zur Industrie ist hier eine größere Einheitlichkeit gegeben. Im Folgenden soll dabei vor allem die Raumwärmewirtschaft betrachtet werden, bei der die Begriffe Energienutzung und -anwendung wiederum identisch sind.

Bereits seit über 30 Jahren gibt es in der Gebäudewirtschaft Aktionspläne auf der Basis von Referenzwerten zur Realisierung der rationellen Energienutzung. Am Beginn standen Wärmeschutzverordnungen, die Mindeststandards für die Wärmeisolierung vorschrieben. Zudem stellten Heizungsverordnungen Mindestwirkungsgrade für Heizkessel sicher.

Inzwischen sind bei Neubauten durch die Energieeinsparverordnung die Transmissionsverluste und die Heizsysteme in Bezug auf einen zulässigen Grenzwert des Primärenergieaufwands in systemübergreifender Weise reglementiert. Wie bei jedem Versuch einer einheitlichen Regelung eines im Grunde doch vielfältigen Sektors der Energiewirtschaft werden dabei allerdings undifferenziert Versorgungssysteme begünstigt, die nicht notwendigerweise die Ziele der rationellen Energienutzung realisieren. Insbesondere wird keine Leitlinie für den offensichtlich notwendigen Wandel der Heiztechnik angeboten.

Gerade im Neubaubereich erscheint aber ein Umdenken in Bezug auf die Technologie der Raumwärmeversorgung erforderlich. Die heute etablierten wasserbasierten Radiator- und insbesondere Flächenheizsysteme sind dort angesichts ihrer Trägheit und des dramatisch sinkenden Wärmebedarfs nicht mehr mit der Leitlinie der rationellen Energienutzung kompatibel. Der geringe Restwärmebedarf wird im Wesentlichen durch den Lüftungsbedarf bestimmt, der seinerseits, wenn er nicht automatisch und damit unflexibel befriedigt wird, in weiten Grenzen des unterschiedlichen Nutzerverhaltens variiert. Der Wärmebedarf ist dort außerdem in erheblichem Maße durch äußere (Sonneneinstrahlung) und innere (Personen, Geräte) Wärmequellen beeinflusst, die ihrerseits dynamisch auftreten. Die erforderliche Dynamik des Wärmeangebotes wird verstärkt durch den sich zunehmend verändernden Lebensstil der Nutzer. Außerdem sind die etablierten Systeme durch einen hohen internen und externen Installationsaufwand gekennzeichnet.

Gesucht werden also Systeme, die eine hohe Dynamik der Wärmebereitstellung mit einem hohen Komfort verbinden. Sie müssen überdies mit einem geringen Installationsaufwand realisierbar sein. Eine solche hohe Dynamik der Wärmebereitstellung ist grundsätzlich durch elektrische Systeme möglich, die heute im deutschen Raumwärmemarkt zu Unrecht generell diskriminiert werden. Sie sind insbesondere als dynamische Flächenheizsysteme ausführbar und erfüllen somit die Anforderung an hohen Komfort. Ihr Installationsaufwand ist außerdem gering im Vergleich zu den etablierten Systemen. Letztlich können sie in vielfältigen Designformen realisiert werden.

Gleichwohl hat die elektrische Endenergie den Nachteil eines hohen spezifischen Primärenergiefaktors bei der Erzeugung. Dieser Primärenergiefaktor wird in Deutschland, beispielsweise in der Energiesparverordnung, mit dem Wert 3 belegt. Ein solcher Wert erscheint schon unter den heutigen Verhältnissen zu hoch. Er wird darüber hinaus durch Effizienzverbesserungen im Kraftwerkspark sowie insbesondere durch den wachsenden Anteil erneuerbarer Energien reduziert. Dennoch ist im Hinblick auf die Ökobilanz zu prüfen, ob die Raumwärmebereitstellung auf der Grundlage elektrischer Energie den primärenergetischen Aspekt der Leitlinie der rationellen Energienutzung erfüllt, d.h. ob die damit verbundenen Vorteile beim Endenergiebedarf die Nachteile auf der Erzeugungsstufe kompensieren oder sogar übertreffen.

Hierzu soll ein Teilschritt in der Umwandlungskette der Raumwärmeversorgung betrachtet werden, der in hohem Maße von der Dynamik des Wärmeangebots abhängt, nämlich jener von der Nutzenergie in die Energiedienstleistung. Abb. 3 zeigt das Ergebnis einer Computersimulation zum Jahresheizwärmebedarf eines Referenzraumes in Neubaustandard als Funktion der täglichen Nutzungsdauer. Der spezifische Jahresheizwärmebedarf ist in kWh/m<sup>2</sup>a angegeben, die tägliche Nutzungsdauer in Stunden. Der Luftwechsel wird unabhängig von der Nutzungsdauer auf 0,8 h<sup>-1</sup> festgesetzt. Die Wetterdaten werden durch die Temperatur- und Sonnenstrahlungsgegebenheiten eines Testreferenzjahres eingebracht.

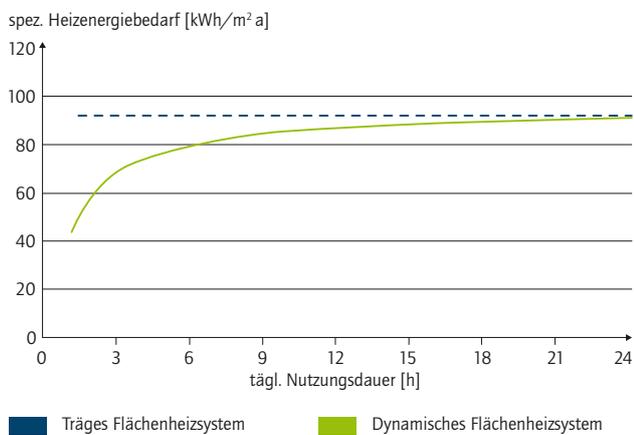


Abb. 3: Reduktion des Heizwärmeverbrauchs für eine Teilheizung.

Verglichen werden in der Abbildung zwei Heizsysteme, die wasserbasierte Fußbodenheizung und eine dynamische Elektroflächenheizung. Es handelt sich bei den beiden Systemen also um Heizsysteme mit im Prinzip gleichem thermischem Komfort.

Die wasserbasierte Flächenheizung hat eine hohe Trägheit. Sie ist zwar geregelt, wird aber in Zeiten der Nicht-Nutzung nicht abgeschaltet. Damit ist ihr spezifischer Heizwärmebedarf unabhängig von der täglichen Nutzungsdauer. Bei durchgehender Nutzung sind somit beide Systeme gleichwertig. Mit abnehmender täglicher Nutzungsdauer sinkt aber der spezifische Heizwärmebedarf des elektrischen Flächenheizsystems, und zwar bei 10 Stunden um 10 Prozent, bei 4 Stunden um 20 Prozent und bei 2 Stunden um 35 Prozent.

Diese Zahlen reflektieren den energiesparenden Effekt einer dynamischen gegenüber der trägen Heizung auf der Umwandlungsstufe von der Nutzenergie zur Energiedienstleistung „Warmer Raum“. Er ist erheblich, wenn man an die Ausschöpfung von Teilheizungspotentialen denkt, von Wochenenden im Bürobereich bis zu unterschiedlichen Einzelraumnutzungen im privaten Wohnbereich. Zu diesem der Regelung zuzuordnenden Effekt kommt der Vorteil der Elektroheizung gegenüber der fossilen Standardheizung bei der Umwandlung der Endenergie in Nutzenergie am Ort des Bedarfs. Während diese Umwandlung bei der Elektroheizung praktisch ohne Verluste abläuft, sind bei der fossilen Warmwasserheizung Umwandlungs- und Verteilungsverluste anzusetzen, die zwischen 20 Prozent bei durchlaufender Nutzung und 40 Prozent bei nur stundenweiser Nutzung variieren.

Damit kommt die dynamische Flächenheizung auf Elektrobasis trotz des hohen Primärenergiefaktors in vergleichbare Bereiche mit der fossilen Standardheizung, was den Primärenergiebedarf angeht. Die tatsächlichen Zahlen hängen natürlich vom Wirkungsgrad der Stromerzeugung sowie dem Nutzerverhalten ab. Keineswegs erscheint es jedoch berechtigt, die elektrische Raumwärmeversorgung per Verordnung durch einen unrealistisch hohen Primärenergiefaktor und ohne Berücksichtigung ihrer spezifischen Vorteile bei der dynamischen Befriedigung des künftigen Raumwärmemarktes vom Wettbewerb allgemein auszuschließen. Dies gilt insbesondere, wenn im Sinne einer Ökobilanz der Aufwand für Herstellung und Entsorgung bezogen auf die Lebensdauer einer Heizungsinstallation berücksichtigt wird.

Im Altbaubestand, der heute noch den wesentlichen Anteil am Raumwärmemarkt besitzt, sind andere Aktionen sinnvoll. Hier müssen im Sinne der rationellen Energienutzung zunächst Leitlinien für die nachträgliche Wärmeisolierung und die entsprechend angepassten Heizsysteme entwickelt werden. Dies wird durch die europaweite Einführung des Energiepasses für Gebäude angestrebt. Auch hier bietet die Durchführung Ansatzpunkte für eine Weiterentwicklung im Sinne der rationellen Energienutzung. Die bestehenden Maßnahmen sind noch zu teuer. Es sollten durch Standardisierung Kostensenkungspotenziale erschlossen werden, um zu einer breiteren Akzeptanz in der Gebäudewirtschaft zu kommen.

## 5.6 RATIONELLE ENERGIEENTZUGUNG IN KOMMUNEN

Kommunen weisen eine heterogene Verbraucherstruktur auf. Sie gliedert sich im Großen und Ganzen in private Haushalte, Handel, Gewerbe und Dienstleistungen (Kleinverbraucher) sowie Industriebetriebe. Die benötigte Energie wird in der Regel lokal aus Umwandlungen von Gas (Öl) und Strom erbracht, die ihrerseits von zentralen oder auch dezentralen Versorgern bezogen werden. So wird der Raumwärmemarkt überwiegend durch fossil betriebene Warmwasserkessel auf der Basis von Gas oder Öl in den Gebäuden abgedeckt. Der Raumkältemarkt wird hingegen fast ausschließlich durch elektrisch betriebene Kältemaschinen in den Gebäuden versorgt. Der Prozesswärmemarkt wird durch fossil betriebene Dampfkessel befriedigt. Der große Rest an mechanischen und sonstigen Energiedienstleistungen wird schließlich durch Anwendung von Strom bei den Verbrauchern bewerkstelligt.

Ein solches Energiesystem, das die Standard-Lösung in der kommunalen Energiewirtschaft darstellt, weicht von den Grundsätzen der rationellen Energienutzung ab. Es bestehen somit erhebliche Potenziale der Effizienzsteigerung, die auch den wirtschaftlichen und sonstigen Kriterien der rationellen Energienutzung genügen. Exemplarisch werden dazu im Folgenden kommunale Energiesysteme mit einer hohen Energiedichte und vorwiegendem Altbaubestand betrachtet. Abb. 4 zeigt den grundsätzlichen Aufbau eines im Sinne der rationellen Energienutzung fortschrittlichen Systems in Form eines Blockschaltbildes.

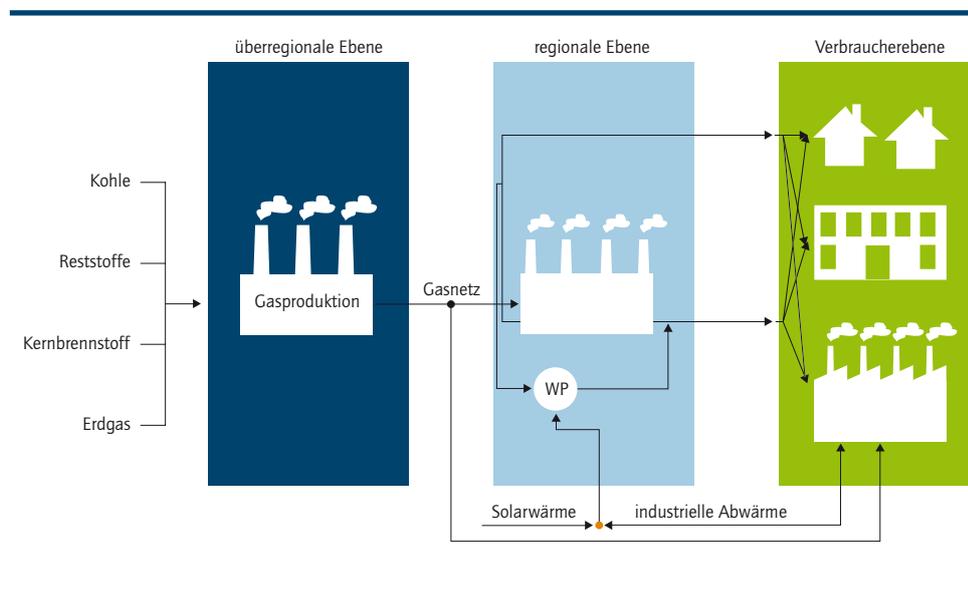


Abb. 4: Integriertes kommunales Energiesystem.

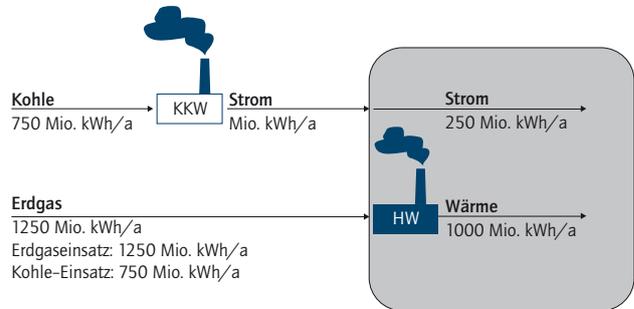
Die privaten Haushalte und Kleinverbraucher werden in diesem System mit Strom und Wärme in Form von Warmwasser zur Befriedigung des Raumwärmebedarfs beliefert, und zwar mit einer Temperatur unter 100 Grad Celsius. Die Industriebetriebe erhalten zusätzlich einen Gasanschluss zur Produktion von Hochtemperatur-Prozesswärme. Ihr geringer Raumwärmebedarf kann in der Regel durch Abwärme befriedigt werden. Neben dem üblichen Strom- und Gasnetz wird hier ein Wärmenetz als wesentliche systemtechnische Komponente eingesetzt.

Ein solches Wärmenetz, praktisch ein Nah- bzw. Fernwärmenetz auf Warmwasserbasis, wie es in einigen Ballungsräumen schon installiert ist, kann nicht nur die Wärme an die Verbraucher liefern, sondern auch Abwärme von ihnen (insbesondere aus den Industriebetrieben) zurücknehmen. Diese Abwärme kann entweder direkt in den Raumwärmemarkt eingespeist werden oder eine Basis zur Lieferung von Umweltwärme für elektrische Wärmepumpen darstellen. Erdgas ist hierbei der Endenergieträger der Wahl, allerdings nicht für die direkte Verfeuerung zur Produktion in Warmwasserheizkesseln, sondern als Ausgangspunkt einer längeren Wertschöpfungskette. Es wird eingespeist in hocheffiziente Gas- und Dampfturbinen-Heizkraftwerke (GuD), die Strom und Wärme mit hohen Umwandlungswirkungsgraden liefern.

Der Strom geht dann teilweise direkt an die Verbraucher. Zum Teil geht er aber auch in elektrische Wärmepumpen und produziert Niedertemperaturwärme mit einem hohen Wirkungsgrad. Der restliche Teil der benötigten Niedertemperaturwärme wird in Kraft-Wärme-Kopplung in den GuD-Heizkraftwerken erzeugt. Die Gasproduktion erfolgt auf überregionaler Ebene, wobei neben den natürlichen Erdgasvorkommen auch Kohle, Reststoffe und Kernbrennstoff zum Einsatz kommen können.

Abb. 5 zeigt exemplarisch die positiven Auswirkungen eines solchen Systems auf den Primärenergieverbrauch. Sie werden insbesondere beim geringeren Erdgasbedarf im Vergleich zu einem konventionellen kommunalen Energiesystem deutlich. Betrachtet wird eine Modellstadt mit einem Bedarf von 250 Mio. Kilowattstunden pro Jahr (kWh/a) an Strom und 1000 kWh/a an Raumwärme. Der industrielle Sektor mit seinem Prozesswärmebedarf wird hier nicht berücksichtigt.

### 1. Konventionelles Energiesystem



### 2. KWK - WP Energiesystem (integriert)

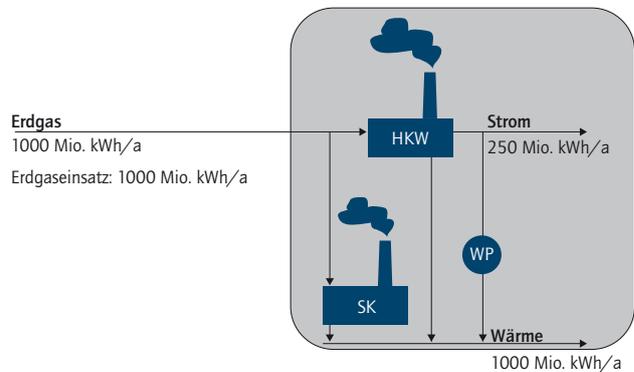


Abb. 5: Brennstoffverbrauch unterschiedlicher kommunaler Energiesysteme (Modellstadt: 250 Mio. kWh/a Strom, 1000 Mio. kWh/a Wärme).

Das erste in der Abbildung schematisierte System ist ein heute weit verbreitetes, konventionelles Energiesystem mit einem Kohlekraftwerk von 33 Prozent elektrischem Wirkungsgrad und dezentralen Erdgaskesseln mit einem Nutzungsgrad von 80 Prozent. Außer 750 kWh/a Kohleenergie wird ein Erdgaseinsatz von 1250 kWh/a benötigt.

Demgegenüber verwendet das zweite System insgesamt nur 1000 Mio. kWh/a an Erdgas. Davon gehen 100 Mio. kWh/a an einen zentralen Spitzenkessel zur Produktion von 75 Mio. kWh/a an Wärme. Der Rest von 900 Mio. kWh/a wird einem hocheffizienten GuD-Heizkraftwerk zugeführt, das daraus 400 Mio. kWh/a Strom und 400 kWh/a Wärme erzeugt, d.h. mit einem Gesamtwirkungsgrad von 89 Prozent.

Nach Abdeckung des Strombedarfs von 250 Mio. kWh/a werden die restlichen 150 Mio. kWh/a den Wärmepumpen zugeführt und erzeugen dort 525 Mio. kWh/a Wärme mit einer Leistungszahl von 3,5. Damit ist der gesamte Energiemarkt der Stadt bedient. Der Erdgaseinsatz beläuft sich mit 1000 Mio. kWh/a auf weniger als der, der im konventionellen System allein für die Raumwärmeversorgung mit dezentralen Warmwasserkesseln nötig ist. Es handelt sich damit also um ein eindrucksvolles Beispiel für Effizienzsteigerung in kommunalen Energiesystemen.

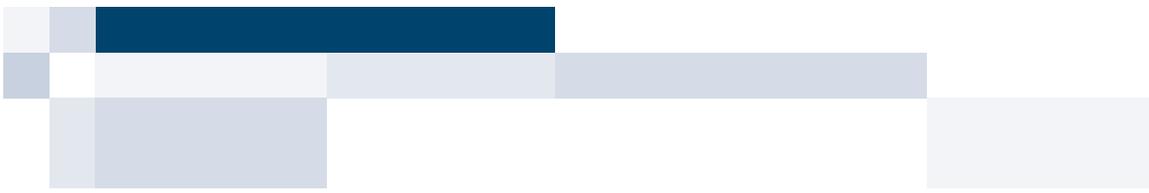
Im Sinne der rationellen Energienutzung sind weitere Kriterien zu prüfen, insbesondere die Wirtschaftlichkeit. Wärmenetze als unverzichtbares Element solcher Art integrierter und damit hocheffizienter Systeme sind teuer. Ihr Kostenaufwand muss daher durch einen reduzierten Energieaufwand finanziert werden. Tendenziell eignen sich hierfür Ballungsräume im Bestand, weniger Neubaugebiete. In Neubaugebieten erscheint die Raumwärmeversorgung auf Strombasis eher die Kriterien der rationellen Energienutzung zu erfüllen. Hier kommt es auf eine hocheffiziente Stromproduktion an, die wiederum durch GuD-Kondensationskraftwerke und in Zukunft vermutlich durch zentrale oder dezentrale Brennstoffzellen erreichbar ist. Insgesamt ist auch hier die Entwicklung von Referenzwerten ein sinnvoller Bestandteil zur Realisierung der rationellen Energienutzung.

## 5.7 FAZIT

Die Leitlinie Rationelle Energienutzung ist die Grundlage eines neuen, systematischen Ansatzes zur Neugestaltung der Energiewirtschaft. Sie ist komplementär zu den unterschiedlichen und viel diskutierten Ansätzen der Sicherung der Primärenergieversorgung. Alle Ansätze haben sich neben dem Primärenergiebedarf an den Kriterien Wirtschaftlichkeit, Sicherheit, Nachhaltigkeit und Beschäftigungswirksamkeit messen zu lassen.

Die Maßnahmen zur rationellen Energienutzung haben dabei ein erhebliches Potenzial zur Schaffung von Arbeitsplätzen. Sie sind konkurrenzlos in Bezug auf Nachhaltigkeit und Sicherheit. Die Erfüllung des Kriteriums Wirtschaftlichkeit muss im Einzelfall geprüft werden. Als Basis einer pragmatischen Umsetzung ist die breite Entwicklung von typischen Referenzwerten und Referenzlösungen für den Energieeinsatz in den Energiewandlungs- und Anwendungsprozessen der Volkswirtschaft zu empfehlen. Solche Referenzen sind in den verschiedenen Anwendungssektoren unterschiedlich, basieren aber auf universell gültigen Naturgesetzen in Kombination mit dem sich immer weiter entwickelnden Stand der Technik. Dieser Prozess hat in einigen Bereichen schon begonnen, ist aber noch nicht in nennenswertem Umfang fortgeschritten. Er ist im Übrigen eine Lenkungs Aufgabe des Staates im Rahmen seiner Fürsorgepflicht für die nachhaltige wirtschaftliche Entwicklung.

Forschungsbedarf besteht sowohl im Methoden- wie auch im Komponentenbereich. Die Gestaltung eines Energiesystems nach der Leitlinie der rationellen Energienutzung ist grundsätzlich ein vielschichtiges Optimierungsproblem, das computergestützt gelöst werden muss. Methoden dieser Art sind insbesondere für Standardanwendungen in der Praxis zu entwickeln, so wie es in anderen Disziplinen auch geschieht. Im Komponentenbereich ist die Entwicklung hocheffizienter Wärmeüberträger und Speicher sowie preisgünstiger Systeme zur Kraft-Wärme-Kopplung und der Wärme- und Kälteerzeugung voranzutreiben. Das Kostensenkungspotenzial standardisierter Lösungen ist in allen Bereichen zu nutzen.



# 6 DAS POTENZIAL DER KERNFUSION

ALEXANDER BRADSHAW

## 6.1 EINLEITUNG

Der Primärenergieverbrauch wird derzeit weltweit hauptsächlich durch die fossilen Brennstoffe Kohle, Rohöl und Erdgas gedeckt. Die regenerativen Energiequellen haben zusammen mit der Energie aus Kernspaltung lediglich einen Anteil von 20 Prozent. Bekanntlich hat diese intensive Nutzung der fossilen Brennstoffe bereits deutlich erkennbare Probleme mit sich gebracht. Zum einen ist die Konzentration von  $\text{CO}_2$  in der Atmosphäre auf alarmierende Weise angestiegen; eine daraus folgende globale Erwärmung und drastische Veränderung des Klimas werden befürchtet. Zum anderen sind die Ressourcen fossiler Energieträger, die sich über Jahrtausende gebildet haben, nur noch sehr begrenzt verfügbar. So geht man davon aus, dass die konventionellen Lagerstätten von Öl und Gas bei gleich bleibendem Verbrauch in 50 bis 100 Jahren erschöpft sein werden. Außerdem sind die Hauptvorkommen von Öl und Gas auf Länder konzentriert, die als politisch instabil gelten. Ein dritter Faktor ist die hohe Importabhängigkeit, von der Deutschland mit weiter steigender Tendenz betroffen ist.

Eine Sättigung der weltweiten Energienachfrage ist demgegenüber nicht in Sicht, denn die rasant ansteigende Weltbevölkerung bringt naturgemäß einen wachsenden Primärenergieverbrauch mit sich. Dementsprechend reichen die Abschätzungen für den globalen Energieverbrauch von Gleichstand mit dem heutigen Verbrauch bis zu einem Anstieg um den Faktor 8 innerhalb dieses Jahrhunderts. Dies ist unter anderem davon abhängig, welche Maßnahmen zur Reduktion der Nachfrage – vor allem die Steigerung von Wandlungswirkungsgraden und ein insgesamt rationellerer Umgang mit Energie – ergriffen werden und ob sie erfolgreich sein werden.

Es gibt berechtigte Zweifel daran, dass die Kapazität der erneuerbaren Energieträger ausreichen wird, die gesamte Nachfrage zu vertretbaren Kosten und mit der uns gewohnten Versorgungssicherheit abzudecken. Einer Nutzung der in großen Mengen unterseeisch vorhandenen Gashydrate steht neben den Gefahren beim Abbau auch der weiter steigende Ausstoß von  $\text{CO}_2$  entgegen. Prinzipiell ließe sich die Nutzung aller fossilen Energieträger durch eine kostenintensive Sequestrierung  $\text{CO}_2$ -frei gestalten, sobald die sichere Verwahrung des anfallenden  $\text{CO}_2$  geklärt ist.

Die Kernspaltung als Energiequelle erzeugt von Natur aus kein  $\text{CO}_2$ , doch wird sie in vielen Ländern aus Sicherheitsgründen und wegen der Nachhaltigkeitsprobleme aufgrund des sehr langlebigen radioaktiven Abfalls kritisch betrachtet. Auch die Uranvorräte sind begrenzt. Die einzige Energiequelle, die zusätzlich noch erschlossen werden könnte, ist die Kernfusion. Die jüngsten Ergebnisse der Hochtemperatur-Plasmaphysik belegen dabei, dass die Kernverschmelzung Pfeiler einer zukünftigen nachhaltigen Energieversorgung sein könnte. So produzieren Fusionskraftwerke kein  $\text{CO}_2$ , sie könnten einen fast unbegrenzten Brennstoffvorrat erschließen und überall in der Welt aufgestellt werden.

Die im Jahr 2005 getroffene Entscheidung, in internationaler Zusammenarbeit die Großanlage ITER (lat. = Der Weg) zu bauen, hat in diesem Zusammenhang eine Signalwirkung. ITER ist der nächste Schritt der weltweiten Fusionsforschung und soll die physikalische und technische Machbarkeit der Kernfusion als Energiequelle demonstrieren. Das Experiment wird in Europa realisiert und soll 2017 in Betrieb gehen. Die ITER-Partner sind die EU, Japan, Russland, die USA, Süd-Korea, China und Indien. Der darauf folgende Schritt wäre der Bau eines Demonstrations-Fusions-Kraftwerkes (DEMO), das tatsächlich Strom ans Netz liefern würde. Kommerzielle Kraftwerke würden dann um die Mitte des Jahrhunderts verfügbar sein.

## 6.2 DER FUSIONSPROZESS

Nähern sich zwei leichte Atomkerne dicht einander an, so kommt es mit einer bestimmten Wahrscheinlichkeit zu einer Verschmelzung beider, also zu einer Fusionsreaktion.<sup>1</sup> Dabei ist die Masse des entstandenen Atomkerns geringer als die Summe der Massen der Ausgangskerne, und folglich wird nach der Einsteinschen Äquivalenz von Energie und Masse ( $E = mc^2$ ) eine große Menge Energie frei gesetzt. Dieser Prozess ist die Energiequelle der Sonne, in deren Inneren vier Wasserstoffkerne nacheinander zu einem Heliumkern verschmolzen werden.

Möchte man die Fusion als Energiequelle hingegen auf der Erde nutzen, so geht man von einer Reaktion von Deuterium (D) mit Tritium (T) zu Helium und einem Neutron aus, da diese Reaktion die vergleichsweise höchste Wahrscheinlichkeit besitzt. Schwere Wasserstoff (D) bzw. überschwerer (T) besteht wie ‚normaler‘ Wasserstoff aus einem Proton und zusätzlich einem bzw. zwei Neutronen. Helium besteht hier aus zwei Protonen und zwei Neutronen. Die bei der D-T-Reaktion freigesetzte Fusionsenergie wird in Form von Bewegungsenergie des Heliums und vornehmlich des Neutrons freigesetzt.

Bei den zum Auslösen der Fusionsreaktionen nötigen hohen Temperaturen von ca. 150 Millionen Grad haben sich die elektrisch negativ geladenen Elektronen von den positiv geladenen Atomkernen losgelöst und bilden zusammen ein Plasma. Das bei der Fusion entstehende Helium bleibt zunächst im Reaktionsvolumen eingeschlossen und gibt seinen Anteil an der Reaktionsenergie als Heizung an das Plasma ab. Der wesentlich größere Anteil, der auf das Neutron übertragen wird, kann zur Energiegewinnung genutzt werden.

Während die Sonne die Brennstoffe gravitativ einschließt, macht man sich auf der Erde zunutze, dass sich elektrisch geladene Teilchen wegen der aus der Schulphysik bekannten Lorentzkraft stets spiralförmig entlang von Magnetfeldlinien bewegen. Daher lässt sich das Plasma mittels geschlossener Magnetfeldlinien in einem torusförmigen ‚Magnetfeldkäfig‘ berührungsfrei einschließen. So kann ein Materialkontakt, bei dem sich das dünne Plasma sofort abkühlen würde, weitgehend vermieden werden. Hierfür gibt es prinzipiell zwei Möglichkeiten: den so genannten Tokamak und den Stellarator.

Der Stellarator ist dadurch gekennzeichnet, dass alle Komponenten des kompliziert geformten Magnetfeldes (Abb. 1) ausschließlich mittels äußerer Magnetfeldspulen (Elektromagnete) erzeugt werden.<sup>2</sup> Bei diesem Prinzip ist von Vorteil, dass nur externe, gut kontrollierbare Ströme vorliegen und ein stationärer Fusionsbetrieb möglich ist. Allerdings muss man im Vergleich zu einem Tokamak kompliziert geformte Spulen – und in der Vergangenheit auch einen weniger guten Einschluss der Teilchen – in Kauf nehmen.

Im Tokamak (ebf. Abb. 1) wird ein toroidales Magnetfeld ausschließlich von externen Spulen erzeugt.<sup>3</sup> Dieses Feld alleine reicht jedoch zum Plasmaeinschluss nicht aus: Infolge der nach außen abnehmenden Magnetfeldstärke gehen die Teilchen sofort verloren. Daher wird im Plasma nach dem Transformatorprinzip ein toroidaler Strom induziert, der eine Verdrillung der Magnetfeldlinien entlang des Torus bewirkt. Die an eine Magnetfeldlinie gebundenen Teilchen befinden sich mal innen, mal außen und können kaum noch entkommen.

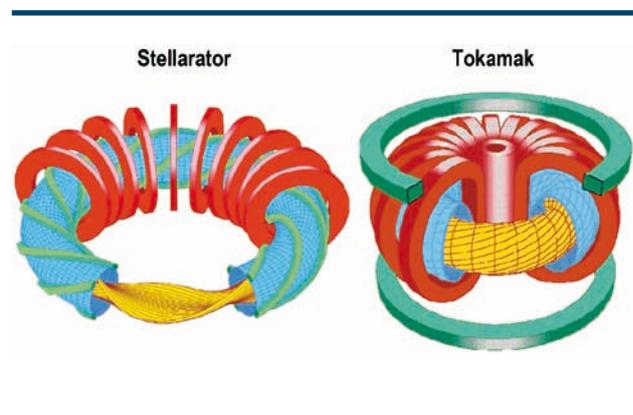


Abb. 1: Die beiden Konzepte Stellarator und Tokamak für den magnetischen Einschluss des Fusionsplasmas: Stromdurchflossene Spulen (rot und grün) erzeugen ein Magnetfeld aus verdrillten Magnetfeldlinien, beim Tokamak zusätzlich durch Induktion (qua Spule im Zentrum) eines Stromes im Plasma. Das Plasma befindet sich innerhalb einer äußersten magnetischen Fläche (gelb) ohne Kontakt zum Plasmagefäß (blau).

1 Vgl. Raeder/Borraß/Bünde/Dänner/Klingelhöfer/Lengyel/Leuterer/Söll 1981.

2 Wagner 1996.

3 Wesson 1997.

Im Vergleich zum Stellarator bietet das Prinzip des Tokamaks den Vorteil eines wesentlich einfacheren Magnetfeldspulen-Aufbaus. Außerdem heizt der induzierte Strom das Plasma, so dass dem Tokamak ein historischer Entwicklungsvorsprung beschert wurde, da leistungsfähige Zusatzheizmethoden erst entwickelt werden mussten.<sup>4</sup> Allerdings sind auch die Nachteile des Tokamaks mit dem Plasmastrom verknüpft: Er bringt einen gepulsten Betrieb und eine Quelle freier Energie für Plasma-Instabilitäten mit sich.

Die übrigen Randbedingungen für die Fusion sind bei beiden Konzepten gleich. Da sich nur eine geringe Menge des heißen Fusionsplasmas magnetisch einschließen lässt, wird das Plasmagefäß zunächst ausgepumpt, also ein Vakuum erzeugt. Anschließend werden die Magnetfelder eingeschaltet und D und T bis zu einer Dichte von typischerweise  $10^{14}$  Teilchen pro  $\text{cm}^3$  (zum Vergleich: in der Luft sind es  $10^{19}$  Teilchen pro  $\text{cm}^3$ ) eingeschossen und aufgeheizt.

So wird in einem Fusionskraftwerk nicht mehr Brennstoff im Plasmagefäß enthalten sein als für das Aufrechterhalten der Fusion von maximal einer Minute benötigt wird. Doch nicht nur die Anzahl, auch die Art der Atome ist von Bedeutung: Gelangen Verunreinigungen, beispielsweise schwere Atome wie Eisen oder Wolfram aus der Wand des Plasmagefäßes in den Fusionsraum hinein, so nehmen diese auch bei den hohen Temperaturen nicht vollständig ionisierten Teilchen die in das Plasma gepumpte Heizenergie auf und geben sie in Form von elektromagnetischer Strahlung wieder ab.

Die Bedingungen für die Fusion können so nicht erreicht werden. Es müssen daher spezielle Vorkehrungen getroffen werden, um das Plasma möglichst rein zu halten. Die bei der Fusion bezogen auf die Masse der Ausgangsstoffe freiwerdende Menge an Energie ist beeindruckend: So ließe sich in einem Fusionskraftwerk aus einem Zehntelogramm D-T-Gemisch der Jahresstromverbrauch eines durchschnittlichen deutschen Haushalts gewinnen.

### 6.3 ITER – AUF DEM WEG ZU EINEM FUSIONSKRAFTWERK

Am zurzeit weltgrößten Tokamak, dem europäischen Gemeinschaftsexperiment JET (Joint European Torus) in Culham (Großbritannien) wurde 1997 mit einem Gemisch aus D und T als Brennstoff bereits eine maximale Fusionsleistung von 16 MW erzielt.<sup>5</sup> Der Leistungsverstärkungsfaktor Q, das Verhältnis von abgegebener Fusionsleistung zu externer Heizleistung, erreichte dabei den Wert von 0,61. JET sowie der vom Max-Planck-Institut für Plasmaphysik (IPP) in Garching betriebene Tokamak ASDEX Upgrade (Abb. 2)<sup>6</sup> sind wichtige Meilensteine auf dem Weg zu ITER, der die Geometrie beider Anlagen hochskaliert wieder aufnimmt.

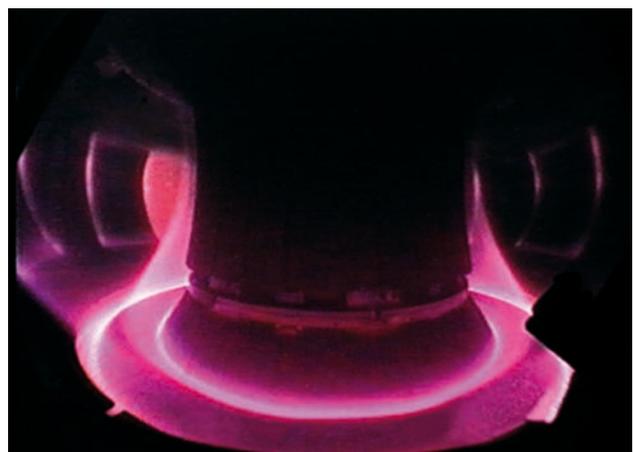


Abb. 2: Das Innere von ASDEX Upgrade, oben bei Wartungsarbeiten und unten während einer Plasma-Entladung. Fotos: IPP.

<sup>4</sup> Rebhahn 1992.

<sup>5</sup> Keilhacker and the JET Team 1999.

<sup>6</sup> Gruber et al. 1984.

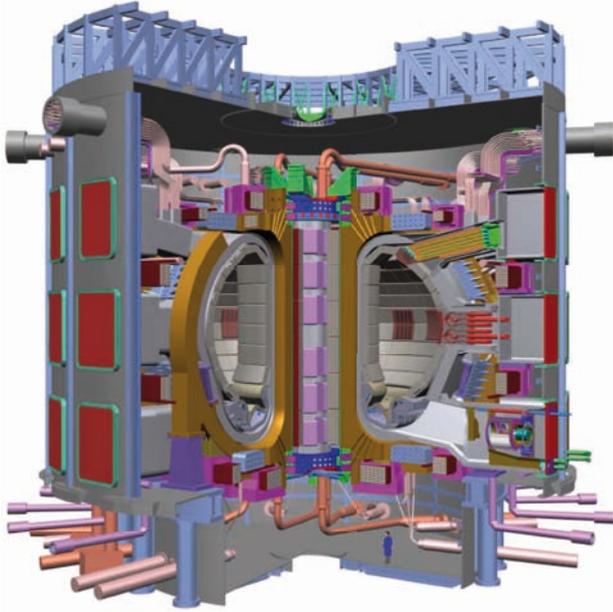


Abb. 3: Schema des internationalen Fusionsexperimentes ITER. In der Geometrie ähnelt er ASDEX Upgrade, die Skalierung wird im Vergleich mit dem Maßstab Mensch deutlich.<sup>7</sup> Grafik: ITER.

Mit ITER (Abb. 3) soll durch die Erzeugung und Aufrechterhaltung eines Energie liefernden Plasmas ( $Q$  größer als 1) die physikalische und technische Machbarkeit der Fusion gezeigt werden. Die Planungen zu ITER reichen dabei zurück in die Zeit des Kalten Krieges. 1985 schlug der sowjetische Generalsekretär Michael Gorbatschow dem amerikanischen Präsidenten Ronald Reagan vor, zusammen mit Japan und Europa das nächste Fusionsexperiment aufzubauen. Wenig später begannen mit einer Arbeitsgruppe in Garching die Design-Aktivitäten.

Die anfangs recht ambitionierten Ziele wurden – nicht zuletzt wegen Kürzungen in Aussicht gestellter Finanzmittel – etwas reduziert, bis Ende 2001 der Entwurf fertig gestellt war.<sup>8</sup> Mit den veranschlagten Baukosten von knapp 5 Mrd. Euro soll das Experiment mit einer Fusionsleistung von 500 MW, einer Pulsdauer von 5 Minuten und einem Leistungsverstärkungsfaktor  $Q$  von mindestens 10 errichtet werden. Das heißt: ITER soll mindestens 10mal so viel Fusionsleistung abgeben, wie gebraucht wird, um das Plasma zu heizen.

Nach langwierigen Verhandlungen über den Standort beschlossen die beteiligten Partner am 28. Juni 2005, ITER im südfranzösischen Cadarache zu bauen. Schon ab 1995 wurden Prototypen wesentlicher Komponenten hergestellt, die inzwischen erfolgreich getestet sind, z.B. supraleitende Magnetspulen. Ebenso schritt die ITER-orientierte Materialforschung voran. So stehen beispielsweise an ASDEX Upgrade in Garching die Arbeiten zum Verkleiden der plazmazugewandten Wände mit Wolfram kurz vor dem Abschluss. Auch wurden Forschungsarbeiten zu Betriebsweisen fortgeführt, mit denen ITER ein kraftwerknötiges  $Q$  von 20 bis 30 möglicherweise sogar übertreffen kann. Die wesentlichen Voraussetzungen hierfür wurden mit der Entdeckung selbst organisierender Transportbarrieren, die die Isolation des Plasmas verbessern, am Vorgängerexperiment ASDEX in Garching geschaffen. Der weitere Weg (Abb. 4) hin zu einem kommerziellen Fusionskraftwerk wird neben einem Physik- auch ein Technologie-Programm umfassen.

<sup>7</sup> Aus Gruber et al. 1984.

<sup>8</sup> EDA 2001.

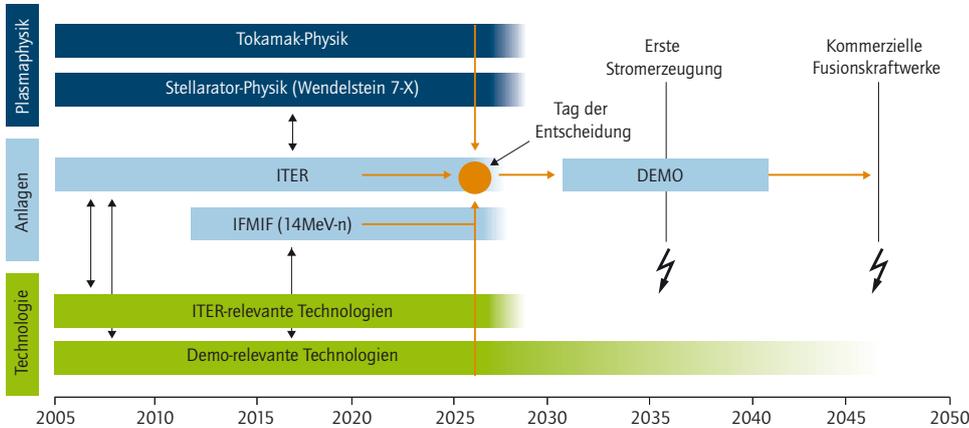


Abb. 4: Physik- und Technologie-Entwicklung zusammen mit ITER bereiten das erste Demonstrations-Fusionskraftwerk (DEMO) vor. Die Neutronenquelle IFMIF dient der kraftwerksorientierten Materialforschung.

Für beide Fragestellungen werden ITER und die allerdings noch zu finanzierende Neutronenquelle IFMIF (International Fusion Material Irradiation Facility) zentrale Rollen spielen. Letztere dient der Materialforschung. Schließlich sollen hier Materialien unter dem Einfluss eines Neutronenflusses, der in Spektrum und Intensität dem eines Fusionskraftwerks gleichkommt, getestet und entwickelt werden. Unter der Annahme, dass 2007 mit dem Bau von ITER in Cadarache begonnen werden kann, könnte ITER 2017 mit dem Experimentierbetrieb beginnen. Weitere 10 Jahre später, nach parallelen Experimenten an IFMIF und den Plasmaexperimenten der Partner, sollen die Entscheidungen für oder gegen ein Demonstrations-Fusionskraftwerk gefällt werden. DEMO könnte nach diesem idealen Szenario 2035 den ersten Strom an Netz liefern. Kommerzielle Fusionskraftwerke würden dann ab Mitte dieses Jahrhunderts eine Rolle spielen.

Zur Klärung der Frage des zu wählenden Kraftwerktyps für DEMO wird zurzeit am IPP-Teilinstitut in Greifswald der voll optimierte „Advanced Stellarator“ Wendelstein 7-X (Abb. 5) gebaut.<sup>9</sup> Mit Entladungszeiten von 30 Minuten soll der Dauerbetrieb getestet und die Eignung auch der Stellaratoren als Fusionskraftwerke gezeigt werden.

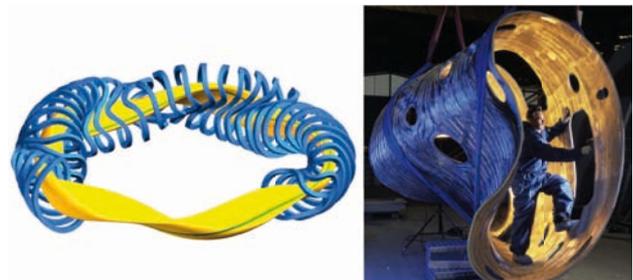


Abb. 5: „Advanced Stellarators“ unterscheiden sich von früheren Stellaratoren durch ein neu berechnetes, physikalisch verbessertes Magnetfeld, das durch ein modulares System aus dreidimensional verformten Spulen erzeugt wird. Links: Wendelstein 7-X mit dem Auge des Physikers (blau: Magnetspulen, gelb: das Plasma begrenzende magnetische Fläche) betrachtet. Rechts: Ein Segment des Plasmagefäßes von Wendelstein 7-X. Foto: IPP.

9 Feist and the W7-X Construction Team 2004.

#### 6.4 DAS FUSIONSKRAFTWERK: PROBLEME UND CHANCEN

DEMO und künftige kommerzielle Fusionskraftwerke sind heute bekannten Kraftwerkstypen sehr ähnlich aufgebaut. Statt eines Verbrennungsofens oder eines Kernspaltungsbeckens steht eine Fusionsanlage im Zentrum (Abb. 6).

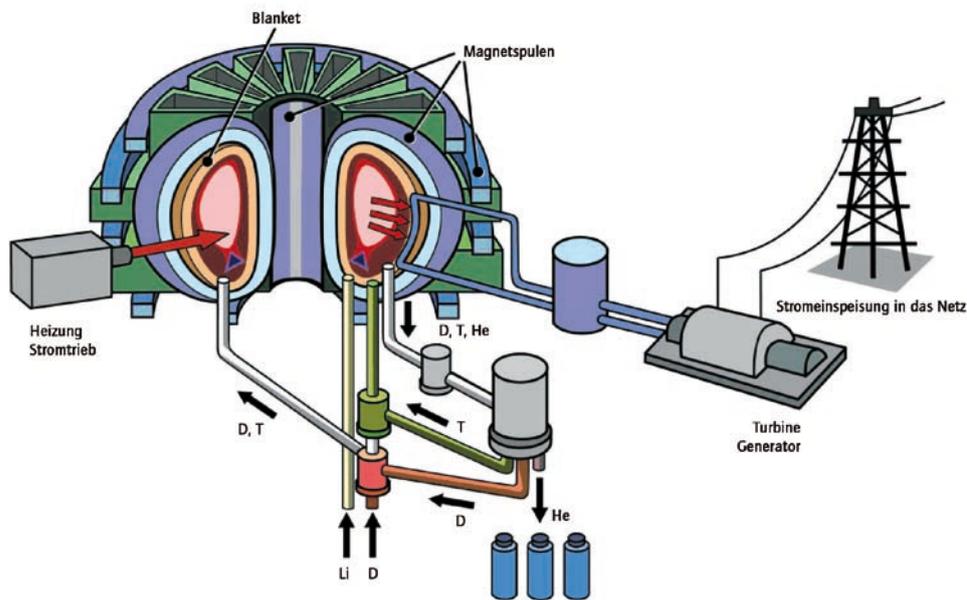


Abb. 6: Prinzip eines Fusionskraftwerks. Angeliefert werden der schwere Wasserstoff Deuterium (D) und Lithium (Li), das in den Blankets durch Fusions-Neutronen in den überschweren Wasserstoff Tritium (T) umgewandelt wird. Im Reaktor fusionieren T und D extern geheizt zu Helium (He). Das dabei frei werdende Neutron trägt den Großteil der Fusionsenergie mit sich und gibt sie an das Blanket ab. Diese Wärme wird über einen Wärmetauscher konventionell mittels Turbine und Generator zur Stromerzeugung genutzt.

Die in der Fusionsreaktion entstehenden Neutronen erfüllen zwei Aufgaben: Einerseits übertragen sie beim Abbremsen in der Wand des Plasmagefäßes ihre Energie. Diese wird als Wärme von einer Kühlflüssigkeit abgeführt und über einen Wärmetauscher in einer herkömmlichen Dampfturbinenanlage in Strom umgewandelt, welcher an das öffentliche Netz abgegeben wird. Andererseits reagieren sie mit in der Plasmagefäßwand deponiertem Lithium. Das dabei entstehende Tritium wird ausgewaschen, aufbereitet und als Brennstoff dem Fusionsraum in einem geschlossenen Kreislauf zugeführt. Letzteres ist notwendig, da das als Brennstoff benötigte Tritium ein radioaktives Isotop ist und wegen seiner kurzen Halbwertszeit von nur 12 Jahren in der Natur lediglich in geringsten Mengen vorkommt.

Notwendigerweise erfolgen Studien zu DEMO und zukünftigen Kraftwerken schon heute, noch vor dem ersten Spatenstich für ITER, da deren Ergebnisse als ‚Roadmap‘ für die weitere Forschung dienen. So untersuchte die jüngst erschienene EU-Kraftwerksstudie „European Fusion Power Plant Conceptual Study“ (PPCS) aufbauend auf neuesten Ergebnissen aus Plasma-physik, Technologie- und Materialforschung vier verschiedene Kraftwerksmodelle, die ein weites Spektrum physikalischer und technischer Möglichkeiten beleuchten. Aspekte waren dabei beispielsweise die Verwendung verschiedener Kühlmittel, die damit erzielbaren Arbeitstemperaturen und die daraus resultierenden Effizienzen.<sup>10</sup>

Ein Hauptproblem der Kernfusion ist ein begriffliches: Mit dem Wortbestandteil „Kern-“, der korrekterweise die Tatsache reflektiert, dass die Energie-Erzeugung auf der Ausnutzung der Kernbindungskräfte beruht, wird eine Begriffswelt adressiert, die in weiten Teilen der Öffentlichkeit mit negativen Assoziationen verbunden ist. Dies ist vor dem Hintergrund der Endlager-Problematik und möglicher katastrophaler Folgen von Unfällen bei der Energieerzeugung mittels Kernspaltung verständlich. Hier bedarf es verstärkter Aufklärungsmaßnahmen, da mit „Kernschmelzen“ bei Kern-Spaltungs-Kraftwerken vergleichbare Unfälle bei Kern-Fusions-Kraftwerken physikalisch ausgeschlossen sind und eine Endlagerungsproblematik – das Verhindern des Kontaktes verbrauchten Brennstoffes mit der Biosphäre über Jahrtausende hinaus – nicht besteht.

Selten wurde eine Technologie vor ihrer Einführung einer derart intensiven Technikfolgenabschätzung unterzogen wie die Kernfusion. Zuletzt untersuchte auch die PPCS erneut die zu erwartenden Sicherheits- und Umwelteigenschaften eines künftigen Fusionskraftwerks, die im Folgenden zusammengefasst werden.<sup>11</sup>

- **Aktivierung:** Die bei der Fusion entstehenden hochenergetischen Neutronen aktivieren die umgebenden Gefäßwände sowie Strukturmaterialien des Reaktors – insbesondere aktivieren sie Verunreinigungen im verwendeten Stahl – und sorgen damit für radioaktiven Abfall nach Abschaltung des Kraftwerks. Laut PPCS wird bei günstiger Auswahl der Baumaterialien und komplexer Rezyklierung nach ca. 100 Jahren keine Endlagerung mehr notwendig sein (Abb. 7).

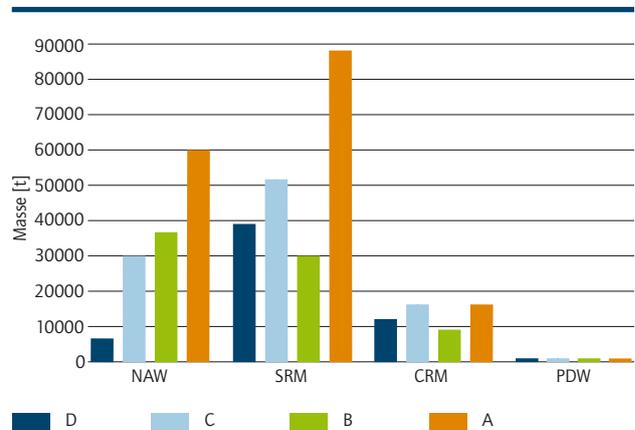


Abb. 7: Kategorisierung der Kraftwerksmaterialien nach Aktivität: NAW, Non-Active Waste; SRM, Simple Recycle Waste; CRM, Complex Recycle Waste; PDW, Permanent Disposal Waste. 100 Jahre nach Abschaltung eines Kraftwerkes bleibt nach der europäischen Kraftwerksstudie PPCS bei keinem der untersuchten Kraftwerk-Designs endzulagerndes Material übrig.<sup>12</sup>

- **Schwere Unfälle:** Ein ‚Durchbrennen‘, wie es bei einem Kernspaltungsreaktor auftreten kann, ist für ein Fusionskraftwerk aufgrund der physikalischen Eigenschaften des Plasmas nicht möglich. Dies wird sofort verständlich, vergegenwärtigt man sich die oben geschilderten Probleme, den Fusionsprozess überhaupt in Gang zu setzen und zu halten. Erstens muss der Brennstoff ständig nachgeführt werden, und zweitens bringen – sobald externe Störungen auftreten – Plasmainstabilitäten den Brennvorgang sofort zum Erlöschen.
- **Interne Störung:** Fällt eine Komponente des Kraftwerkes aus, die schlimmstenfalls zum Versagen des Kühlkreislaufes führt, so reicht die Nachwärme in den Wänden (auch infolge der aktivierten Materialien) nicht aus, um Bauteile stark zu schwächen oder gar zu schmelzen. Das Kraftwerk enthält auch keine andere Energiequelle, die seine Sicherheitshülle zerstören könnte. Die Hülle bleibt also stets intakt.
- **Externe Einwirkung:** Der Brennstoff Tritium ist radioaktiv und stellt bei einem eventuellen Entweichen ein Gefährdungspotential für die Bevölkerung dar. Das schlimmste anzunehmende Unfallszenario wäre das Verletzen der Sicherheitshülle aufgrund externen Einwirkens, so dass Tritium in die Umgebung freigesetzt werden könnte. Selbst bei ungünstigen Wetterbedingungen müsste dann lediglich ein Gebiet von der Größe des Kraftwerksareals evakuiert werden.

<sup>10</sup> Masonnier et al. 2005.

<sup>11</sup> Siehe beispielsweise Raeder et al. 1995 bzw. Cook/Marbach/Di Pace/Girard/Taylor 2001.

<sup>12</sup> Masonnier et al. 2005.

Damit haben sich die aus früheren Studien bekannten attraktiven Sicherheitseigenschaften in der neuen Studie bestätigt: Katastrophale Unfälle sind in einem Fusionskraftwerk unmöglich. Die unverkennbaren Vorteile von Fusionskraftwerken liegen hingegen auf der Hand.

- *Netzintegration:* Fusionskraftwerke fügen sich gut ins gewachsene Energienetz ein. Sie werden hinsichtlich der elektrischen Leistung ähnlich dimensioniert sein wie bestehende Kohle- oder Atomkraftwerke (1500 MW in der PPCS), können diese also problemlos ersetzen.
- *Nachhaltigkeit:* Die benötigten Brennstoffe, Deuterium und Lithium (zu Erzeugung von Tritium), sind überall auf der Welt zugänglich: Jedes 7000ste Wasserstoff-Atom ist ein Deuterium-Isotop. Es ist daher überall im Wasser enthalten, leicht daraus zu isolieren und ausreichend vorhanden, um den Weltenergiebedarf auf kaum vorstellbare Zeit zu decken. Eine Reichweite von vielen Jahrtausenden ist mit den bereits prospektierten Lithium-Vorräten gesichert. Lithium wird heute am wirtschaftlichsten in den Lagerstätten Süd- und Nord-Amerikas, Australiens und des südlichen Afrikas abgebaut. Da die Kosten der Brennstoffe bei der Kernfusion jedoch vernachlässigbar gering sind, wäre auch eine kostenträchtigere Lithiumgewinnung aus weltweit zugänglichen Gesteinen geringeren Lithiumgehaltes oder aus (vorzugsweise mineralischem) Wasser vertretbar. Gelänge es zukünftig, die schwieriger zu realisierende D-D-Fusionsreaktion für die Energiegewinnung heranzuziehen, so könnte auf Lithium verzichtet werden.
- *Verfügbarkeit:* Anders als bei der Nutzung von Sonne und Wind ist die zeitliche Verfügbarkeit von Fusionsenergie prinzipiell nicht eingeschränkt. Aufgrund der weltweiten Verfügbarkeit der Brennstoffe erübrigt sich auch das Problem einer Importabhängigkeit.
- *Missbrauch/Proliferation:* Ein Missbrauch von Fusionsreaktoren zur Produktion kernwaffenfähigen spaltbaren Materials ist durch einfache Inspektionen und Messungen zu überprüfen, da derartige Materialien bei einem auf die Energieerzeugung ausgerichteten Kraftwerksbetrieb nicht benötigt werden.
- *Zusatznutzen:* Bei der Realisierung fortgeschrittener Kraftwerkskonzepte könnte wegen der hohen nutzbaren Temperaturen Wasserstoff katalytisch aus Wasser gewonnen werden – falls dem Wasserstoff zukünftig die Rolle eines Energieträgers zukommen sollte. Vorerst wichtiger ist jedoch die Möglichkeit, aus einem Fusionskraftwerk auch Prozess- und Fernwärme verbrauchsnahe auskoppeln zu können. Dies gilt insbesondere dann, wenn man bedenkt, dass rund 50 Prozent des privaten deutschen Energieverbrauchs für Heizen und Warmwasserbereitung aufgewendet werden und dies primär mit Energie aus fossilen Energieträgern geschieht.

Die letzte Frage, die hier angesprochen werden soll, ist die der Wirtschaftlichkeit. Nach der PPCS sind bei den ersten Kraftwerken Stromgestehungskosten in Höhe von 5 bis 9 ct/kWh zu erwarten, für die drauffolgende Generation mit einem anspruchsvolleren Design nur noch 3 bis 5 ct/kWh. Damit wären schon Fusionskraftwerke der ersten Generation konkurrenzfähig zu erneuerbaren Energien wie der Windkraft oder solarthermischen Kraftwerken. Fusionskraftwerke zukünftiger Generationen würden sogar mit Stromproduktion aus fossilen Brennstoffen heutigen Stands konkurrieren können. Dabei ist zu berücksichtigen, dass sich durch steigende Kosten aufgrund der Verknappung fossiler Energieträger und zusätzlicher Kosten für CO<sub>2</sub>-Zertifikaten oder CO<sub>2</sub>-Sequestrierung die Konkurrenzfähigkeit von Fusionskraftwerken ohnehin schon verbessern wird.

Für die Stromgestehungskosten spielen bei der Kernfusion – anders als bei der Nutzung fossiler Energieträger – die Kosten für die Brennstoffe eine nur untergeordnete Rolle. Vielmehr resultieren die Stromgestehungskosten praktisch vollständig aus den Kapital- und laufenden Kosten für die Beschaffung der beim Bau und Betrieb benötigten Hochtechnologie. Einerseits macht dies Fusionskraftwerke wegen der zu erwartenden positiven Effekte für den Arbeitsmarkt attraktiv, andererseits besteht – insbesondere in Anbetracht eines liberalisierten Energiemarktes und einer abnehmenden Neigung zu einer langfristigen Kapitalbindung – das Problem, Investoren für diese mit so vielen positiven Eigenschaften behaftete Technologie begeistern zu müssen.

## 6.5 SCHLUSSBEMERKUNG

Heute kann noch keine zuverlässige Prognose gestellt werden, welchen Beitrag die Kernfusion zur künftigen Energieversorgung leisten wird. Es handelt sich bei ihr um eine nukleare Technik – allerdings ohne die großen Probleme der Kernspaltung. Sie wird deshalb auch zukünftig um Akzeptanz werben müssen. Da die Fusion jedoch zur Realisierung der Nachhaltigkeit in der Energieversorgung entscheidend beitragen kann, stellt sie eine wichtige Zukunftsoption dar, die unbedingt weiter verfolgt werden muss. Allerdings ist der Zeithorizont hierbei ein längerfristiger: Kommerzielle Fusionskraftwerke könnten erst gegen Mitte des Jahrhunderts einen nennenswerten Beitrag zur elektrischen Stromversorgung liefern.

## 6. LITERATURANGABEN

### **Cook/Marbach/Di Pace/Girard/Taylor 2001**

Cook, I./Marbach, G./Di Pace, L./Girard, C./Taylor, N., Safety and Environmental Impact of Fusion (SEIF). EFDA-Report Nr. EFDA-S-RE-1, 2001.

### **EDA 2001**

Final Report of the ITER Engineering Design Activity (EDA), ITER EDA Documentation Series No. 21, International Atomic Energy Agency. Vienna, 2001.

### **Feist and the W7-X Construction Team 2004**

Feist, J.-H., and the W7-X Construction Team. Status of W7-X Construction. Fusion Science Techn. 46 (2004).

### **Gruber et al. 1984**

Gruber, O., et al. Physics background of the ASDEX Upgrade Project. Journal Nuclear Material 121 (1984).

### **Keilhacker and the JET Team 1999**

Keilhacker, M., and the JET Team. High fusion performance from deuterium-tritium plasmas in JET. Nuclear Fusion 39, 209 (1999).

### **Maisonnier et al. 2005**

Maisonnier, D., et al. Final Report of the European Fusion Power Plant Conceptual Study (PPCS). EFDA-Report Nr. EFDA-RP-RE-5.0, 2005.

### **Raeder/Borraß/Bünde/Dänner/Klingelhöfer/Lengyel/Leuterer/Söll 1981**

Raeder, J./Borraß, K./Bünde, R./Dänner, W./Klingelhöfer, R./Lengyel, F./Leuterer, F./Söll, M., Kontrollierte Kernfusion – Grundlagen ihrer Nutzung zur Energieversorgung. Stuttgart, 1981.

### **Raeder et al. 1995**

Raeder, J., et al. Safety and Environmental Assessment of Fusion Power (SEAFP). European Commission DG XII, Brussels, 1995.

### **Rebhan 1992**

Rebhan, E., Heißer als das Sonnenfeuer – Plasmaphysik und Kernfusion. München, 1992.

### **Wagner 1996**

Wagner, F., Stellarators and optimised stellarators. Trans. Fusion Technology 29, 407 (1996).

### **Wesson 1997**

Wesson, J., Tokamaks. Oxford, 1997.

## 7 AUTORENVERZEICHNIS

Prof. Dr.-Ing. **Frank Behrendt** ist Inhaber des Lehrstuhls für Energieverfahrenstechnik und Umwandlungstechniken regenerativer Energien an der Technischen Universität Berlin. Sein Studium absolvierte er in Essen geborene Chemiker in Aachen und Heidelberg. Arbeiten zur detaillierten Simulation von Verbrennungsprozessen führten 1989 zur Promotion. 1999 habilitierte sich Frank Behrendt im Fach Technische Verbrennung an der Universität Stuttgart. Seit 2005 ist er Koordinator des Forschungsschwerpunktes Energie an der TU Berlin.

Dr.-Ing. **Dietrich Böcker** war bis 2004 Mitglied des Vorstands der RWE AG. Nach seiner Promotion an der RWTH Aachen arbeitete er zunächst im Forschungszentrum KFA Jülich, seit 1974 dann für die RWE Rheinbraun, ab 1992 in deren Vorstand. Nach der politischen Wende in der ehemaligen DDR leitete Dietrich Böcker die Transformation der bis dahin staatlichen Kohlebetriebe zu privatwirtschaftlichen Unternehmen. Als Präsident von Eurocoal organisierte er die Integration der Kohleproduktionsbetriebe Osteuropas im Zuge der EU-Osterweiterung.

Prof. Dr. **Alexander Marian Bradshaw** ist seit 1999 Wissenschaftlicher Direktor des Max-Planck-Instituts für Plasmaphysik in Garching und Greifswald. Er studierte Chemie in London und promovierte hier 1969. Von 1980 bis 1998 war er Wissenschaftliches Mitglied und Direktor der Abteilung Oberflächenphysik am Fritz-Haber-Institut der Max-Planck-Gesellschaft sowie von 1981 bis 1985 und von 1988 bis 1989 Wissenschaftlicher Geschäftsführer der Synchrotronstrahlungsquelle BESSY. Alexander Bradshaw ist Mitglied von acatech, der Berlin-Brandenburgischen Akademie der Wissenschaften und der Leopoldina sowie Honorarprofessor an der TU München und der TU Berlin (momentan beurlaubt). Von 1998 bis 2000 war er Präsident der Deutschen Physikalischen Gesellschaft.

Prof. Dr. **Eckard Dinjus** ist Inhaber des Lehrstuhls für Technische Chemie an der Universität Heidelberg und Direktor am Institut für Technische Chemie am Forschungszentrum Karlsruhe. Sein Studium der Chemie an der Friedrich-Schiller-Universität in Jena schloss er 1968 mit dem Diplom ab und promovierte im Anschluss am dortigen Institut für Anorganische Chemie. 1987 wurde er Gruppenleiter am Institut für Technische Chemie an der Universität Jena, wo er sich 1989 habilitierte. 1993 erfolgte die Berufung zum Professor in Jena, bevor Eckard Dinjus nach Heidelberg und Karlsruhe wechselte.

Prof. Dr.-Ing. **Bernd Hillemeier** ist seit 1990 Universitätsprofessor für Baustoffe und Baustoffprüfung an der Technischen Universität Berlin. Seit 1992 ist er zudem Direktor des Instituts für die Erhaltung und Modernisierung von Bauwerken. Sein Studium zum Bauingenieur absolvierte Bernd Hillemeier in Karlsruhe, wo er auch promovierte. Von 1978 bis 1990 war der gebürtige Bochumer Leiter des Bereichs Zentrales Qualitätswesen in einem Baukonzern. Bernd Hillemeier ist Mitglied der Berlin-Brandenburgischen Akademie der Wissenschaften und als Vorstandsmitglied von acatech für das Themennetzwerk Energie und Umwelt verantwortlich.

Prof. Dr.-Ing. **Kurt Kugeler** ist Direktor des Instituts für Sicherheitsförderung und Reaktortechnik am Forschungszentrum Jülich sowie Lehrstuhlinhaber für Reaktorsicherheit und -technik an der RWTH Aachen. Hier studierte er bis 1964 Physik und promovierte 1968 zum Dr.-Ing. Im Jahr 1976 folgte die Habilitation. Von 1979 bis 1990 war er Professor an der GH Duisburg. Kurt Kugeler ist Mitglied der Nordrhein-Westfälischen Akademie der Wissenschaften, der Berlin-Brandenburgischen Akademie der Wissenschaften und von acatech.

Prof. Dr.-Ing. **Klaus Kühn** ist pensionierter Professor der GSF – Forschungszentrum für Umwelt und Gesundheit sowie der Technischen Universität Clausthal. Im Anschluss an seine Promotion im Jahr 1968 wurde er der erste wissenschaftliche Mitarbeiter am Institut für Tieflagerung der früheren Gesellschaft für Strahlenforschung. Von 1973 bis 1995 leitete Klaus Kühn dieses Institut als dessen Direktor. 1987 wurde er zum Honorarprofessor an der Technischen Universität Clausthal ernannt. Klaus Kühn war Mitglied in zahlreichen nationalen und internationalen Komitees. In Anerkennung seiner Verdienste um das deutsche Endlagerprogramm verlieh ihm der damalige Bundespräsident Richard von Weizsäcker im Jahr 1990 das Bundesverdienstkreuz.

Prof. Dr.-Ing. **Klaus Lucas** ist seit 2002 Professor für Technische Thermodynamik an der RWTH Aachen. Der gebürtige Berliner studierte Maschinenbau und Chemieingenieurwesen an der Technischen Universität seiner Heimatstadt, wo er 1971 promovierte. Vier Jahre später habilitierte sich Klaus Lucas an der Ruhr-Universität Bochum. 1978 wurde er Professor für Thermodynamik an der Universität Duisburg. Von 1989 bis 2002 war er als wissenschaftlicher Direktor am Institut für Energie- und Umwelttechnik in Duisburg-Rheinhausen tätig. Klaus Lucas ist Vorsitzender des Fachausschusses Thermodynamik der VDI-Gesellschaft Energietechnik. Er ist Mitglied von acatech und gegenwärtig Sekretar der Technikwissenschaftlichen Klasse der Berlin-Brandenburgischen Akademie der Wissenschaften.

Dr.-Ing. **Manfred Mach** studierte Maschinenbau an der Technischen Universität Berlin. Ab 1959 war er als Projekt Ingenieur für die Maschinenfabrik Augsburg-Nürnberg AG (MAN) tätig und promovierte dort zum Dr.-Ing. Ab 1979 leitete er den Geschäftsbereich Elektrische Maschinen der AEG AG in Berlin, Bremen und Frankfurt. Von 1991 bis 2001 war er Geschäftsführer in der Lurgi Energie- und Umwelttechnik, einem Unternehmen der MG Technologies AG in Frankfurt. Seit seiner Pensionierung lehrt Manfred Mach „Projektmanagement im Maschinen- und Anlagenbau“ an der TU Berlin.

Diplom-Physikerin **Nathalie Pöppe** ist wissenschaftliche Mitarbeiterin am Institut für Reaktorsicherheit und -technik der RWTH Aachen von Prof. Kurt Kugeler. Hier absolvierte sie ihr Studium bis zum Jahr 1999 und ist seitdem als wissenschaftliche Angestellte tätig.

Prof. Dr. **Carsten Salander** studierte Physik an den Universitäten Göttingen und Heidelberg. Nach seiner Promotion beim Werner-Heisenberg-Schüler Erich Bagge (1963) war er als Projektleiter für den Fortgeschrittenen Druckwasserreaktor (FDR) für das Kernenergie-Forschungsschiff NS „Otto Hahn“ tätig. Von 1970 bis 1973 arbeitete er als Wissenschaftsreferent (Botschaftsrat I) an der Botschaft der Bundesrepublik Deutschland in London. 1974 übernahm er die Leitung der Technisch-wissenschaftlichen Abteilung der Preussen Elektra AG in Hannover. Seit 1996 ist er Honorarprofessor an der TU Clausthal. Carsten Salander ist seit vielen Jahren Mitautor und Herausgeber des Standardwerkes „Handbuch Kernenergie“.

Dr.-Ing. **Inga Maren Tragsdorf** absolvierte bis zum Jahr 2000 ein Maschinenbaustudium an der RWTH Aachen, bevor sie 2005 promovierte. Seit 2004 ist sie wissenschaftliche Angestellte an der RWTH. Zusammen mit Kurt Kugeler und Nathalie Pöppe veröffentlichte sie im Jahr 2006 u. a. einen Aufsatz zu den Unfallursachen im 1986 havarierten Kernkraftwerk Tschernobyl.

Prof. Dr.-Ing. **Alfred Voß** promovierte 1973 an der RWTH Aachen. Er war von 1983 bis 1989 ordentlicher Professor am Institut für Kernenergetik und Energiesysteme (IKE) der Universität Stuttgart und ist seit 1990 Leiter des Instituts für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung (IER) an der Universität Stuttgart. Alfred Voß war von 1991 bis 1994 Mitglied der Enquete-Kommission zum „Schutz der Erdatmosphäre“ des 12. Deutschen Bundestages und der Enquete-Kommission „Nachhaltige Energieversorgung unter den Bedingungen der Globalisierung und der Liberalisierung“ des 14. Deutschen Bundestages. Er ist Mitglied des wissenschaftlichen Beirats der Fachzeitschrift „Elektrizitätswirtschaft“ und Mitherausgeber der Buchreihe „Interdisciplinary Systems Research“.

Prof. Dr.-Ing. **Dietrich H. Welte** ist Gesellschafter der Integrated Exploration Systems (IES) Inc. Sein Studium der Geologie und die anschließende Promotion absolvierte er an der Universität Würzburg. Ab 1970 war Dietrich Welte als Professor für Geochemie an der Universität Göttingen und ab 1972 als Professor für Geologie, Geochemie der Lagerstätten des Erdöls und der Kohle der RWTH Aachen tätig. Von 1972 bis 1998 gehörte er dem Deutschen National-Komitee für die Welt-Erdöl-Kongresse an. Von 1992 bis 1995 war er Vorsitzender des Wissenschaftlich-technisch Rates des Forschungszentrums Jülich. Dietrich Welte ist Mitglied der Nordrhein-Westfälischen Akademie der Wissenschaften, der Akademie der Wissenschaften und Literatur in Mainz, der Academia Europaea in London und von acatech.

#### > acatech – EIN DACH UND EINE STIMME FÜR DIE TECHNIKWISSENSCHAFTEN

„acatech“ steht für die Symbiose von Academia und Technik. Der gemeinnützige Verein acatech – Konvent für Technikwissenschaften der Union der deutschen Akademien der Wissenschaften – wurde im Februar 2002 gegründet. Erstmals sind damit die technikwissenschaftlichen Aktivitäten der sieben in der Union zusammengeschlossenen Länderakademien der Wissenschaften in Deutschland unter einem nationalen Dach vereint. Als Länder übergreifende, selbstständige und unabhängige Institution vertritt acatech die deutschen Akademien in allen technikwissenschaftlichen Belangen im In- und Ausland. Der Konvent versteht sich als Forum für die kritische Beleuchtung technikwissenschaftlicher Fragen vor gesellschaftspolitischem Hintergrund. acatech berät Politik und Gesellschaft in technologiepolitischen Fragen und setzt sich für den Wissenstransfer zwischen Forschung und Wirtschaft sowie für die Förderung des technikwissenschaftlichen Nachwuchses ein. Zu den Mitgliedern zählen herausragende Wissenschaftler aus Hochschulen, Forschungseinrichtungen und Unternehmen. Ein Senat berät acatech in Fragen der strategischen Ausrichtung und sorgt für den Austausch mit der Wirtschaft und anderen Wissenschaftsorganisationen in Deutschland.

#### > acatech DISKUTIERT

Die Reihe „acatech DISKUTIERT“ dient der Dokumentation von Symposien, Workshops und weiteren Veranstaltungen des Konvents für Technikwissenschaften. Darüber hinaus werden in der Reihe auch Ergebnisse aus Projektarbeit bei acatech veröffentlicht. Die Bände dieser Reihe liegen generell in der inhaltlichen Verantwortung der jeweiligen Herausgeber und Autoren.



